

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

CONTRIBUTION À L'AMÉLIORATION ET L'OPTIMISATION DES
PERFORMANCES OPÉRATIONNELLES ET ÉNERGÉTIQUES DES
CONVERTISSEURS DANS LES MICRORÉSEAUX AUTONOMES

THÈSE PRÉSENTÉE
COMME EXIGENCE PARTIELLE DU
DOCTORAT EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR
MOHAMED KEDDAR

JUIN 2022

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES
DOCTORAT EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (Ph. D.)

Direction de recherche :

Pr. Mamadou L. Doumbia, directeur de recherche Université du Québec à Trois-Rivières

Dr. Karim Belmokhtar, codirecteur de recherche Nergica

Jury d'évaluation

Prof. Alben Cardenas, Président de jury Université du Québec à Trois-Rivières

Prof. Mamadou L. Doumbia, directeur de recherche Université du Québec à Trois-Rivières

Dr. Karim Belmokhtar, codirecteur de recherche Nergica

Prof. Tahar Tafticht, évaluateur externe Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue

Prof. Mustapha Benghanem, évaluateur externe Université des Sciences et de la
Technologie d'Oran

Thèse soutenue le 28 06 2022

Résumé

Les microréseaux électriques présentent un élément important dans le développement des réseaux de distribution d'énergies intelligentes. Un microréseau est une combinaison de plusieurs générateurs distribués ou de ressources d'énergies distribuées (REDs), de dispositifs de stockage d'énergie et de charges. L'intérêt croissant pour l'intégration des sources d'énergies renouvelables intermittentes dans les stations de production d'énergie, et spécifiquement dans les microréseaux électriques dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), pose des problèmes majeurs. Parmi ces problèmes, on peut citer : la perturbation de la stabilité du microréseau, à cause des variations brusques de la production dues aux conditions climatiques difficilement prévisibles. Ce qui entraîne une déviation non souhaitable de la fréquence et de la tension du système au point d'interconnexion. De ce fait, la répartition des puissances actives et réactives entre les sources et les charges demeure un défi technique important. L'objectif de notre thèse est de chercher à développer de nouvelles approches de contrôle afin d'améliorer les performances opérationnelles et la stabilité des microréseaux autonomes.

La technique de partage de puissance basée sur le contrôle type statisme est la plus utilisée. Elle permet d'avoir un partage de puissance active précis, cependant le partage de la puissance réactive ne peut être atteint à cause des impédances de sortie inégales entre les REDs. Dans ce travail, un contrôleur de partage de puissance réactive amélioré est proposé en utilisant l'approche de l'impédance virtuelle adaptative en combinaison avec les algorithmes de consensus. Le contrôle de consensus est utilisé pour estimer l'erreur de partage de puissance réactive, ensuite l'impédance virtuelle est régulée de manière adaptative

pour éliminer cette erreur. D'autre part, pour compenser l'écart de chute de tension causé par le contrôle de statisme et l'impédance virtuelle, un contrôleur de tension au niveau secondaire basé sur le contrôle de consensus est utilisé dans le but de restaurer la tension moyenne de chaque RED à la tension nominale du microréseau.

Afin d'améliorer la stabilité du microréseau, le problème de partage de puissance dû à l'insuffisance de la puissance délivrée par une RED à base des GPV a été étudié. Ainsi, un modèle détaillé en petits signaux pour les microréseaux à base d'énergie solaire PV est développé. Il est utilisé pour analyser la stabilité de l'ensemble du système. Les valeurs propres du modèle du microréseau complet ont été évaluées à l'aide de Matlab. Ensuite, une nouvelle approche est proposée dans le but de résoudre le problème d'insuffisance de puissance, à l'aide d'un algorithme de poursuite du point de puissance maximale (MPPT en anglais). Cet algorithme est basé sur les techniques de réseaux neurones afin de définir la référence de la puissance active disponible dans les REDs de même qu'il permet d'extraire la puissance maximale. Par la suite, cette référence est utilisée pour l'adaptation des coefficients de contrôle de statisme.

Afin de valider les techniques et les approches de contrôle proposées dans cette thèse, un banc d'essai pour un microréseau à l'échelle du laboratoire a été développé et réalisé. Il est composé de deux onduleurs triphasés construits à base de modules intelligents Infineon IKCM30F60GD, et une carte dSPACE 1104. Cette carte est utilisée pour implémenter les différents algorithmes de commande à l'aide d'une unité de contrôle en temps réel qui peut être configurée et programmée sous Matlab/Simulink.

Remerciements

Grâce à Allah les travaux de cette thèse ont pu être achevés. Mon salut et ma reconnaissance vont à toute personne qui m'a encouragé de loin ou de près durant l'accomplissement de cette tâche. L'honneur et ma gratitude reviennent, notamment à mes parents, dont le soutien moral continu et le dévouement chaleureux n'ont cessés de m'accompagner durant tout mon cursus. Je ne saurai leur être reconnaissant. Ce travail leur est dédié.

Je tiens à exprimer ma toute sincère gratitude à mon directeur de thèse le professeur Mamadou Lamine Doumbia, du département du génie électrique et génie informatique de l'Université du Québec à Trois-Rivières, d'avoir bien voulu accepter la direction scientifique de ce travail. Je le remercie vivement pour son expérience, son soutien et ses conseils.

Je tiens également à remercier chaleureusement mon co-directeur, Monsieur Karim Belmokhtar, Ph. D., ing., chargé de projet principal, recherche et innovation à Nergica, pour ses précieux conseils, son soutien et ses judicieuses suggestions dans mon travail de recherche.

J'exprime mes vifs remerciements au professeur Mohamed Della Krachai, de l'Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohammed Boudiaf, pour son aide, ses conseils et ses encouragements incessants durant la réalisation de ce travail.

Je remercie les membres du jury, le professeur Alben Cardenas de l'Université du Québec à Trois-Rivières, le professeur Tahar Tafticht de l'Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue et le professeur Mustapha Benghanem de l'Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, pour leur disponibilité à évaluer ma thèse de doctorat.

Enfin, je ne manquerai pas de remercier, aussi tous les professeurs et le personnel du département de génie électrique et de génie informatique, ainsi que mes collègues du Laboratoire conversion d'énergie électrique et qualité de l'onde (CEEQO) pour leur bonne collaboration.

Table des matières

Résumé.....	iii
Remerciements.....	v
Table des matières.....	vii
Liste des tableaux.....	xii
Liste des figures	xiii
Liste des notations et abréviations	xviii
Chapitre 1 - Introduction.....	1
1.1 Ressources énergétiques distribuées	2
1.1.1 Solaire photovoltaïque (PV)	5
1.1.2 Parcs Éoliens.....	6
1.1.3 Systèmes de stockage d'énergie	7
1.1.4 Interactions dans les microréseaux et déséquilibres	9
1.2 Problématique.....	11
1.3 Objectifs de la thèse	15
1.4 Méthodologie.....	16
1.5 Plan de thèse.....	17
Chapitre 2 - Microréseaux électriques	20
2.1 Architecture de contrôle hiérarchique des microréseaux	24

2.1.1	Contrôle primaire	24
2.1.2	Contrôle secondaire	26
2.1.1	Contrôle tertiaire	27
2.2	Structure de contrôle des microréseaux.....	28
2.2.1	Contrôle centralisé	28
2.2.2	Contrôle décentralisé	29
2.3	Modes d'opération des microréseaux.....	30
2.4	Stabilité et contrôle des microréseaux.....	32
2.5	Conclusion.....	41
	Chapitre 3 - Modélisation, fonctionnement et commande des microréseaux	43
3.1	Introduction	43
3.2	Éléments constituant un microréseau électrique	45
3.3	Onduleurs de tension	47
3.4	Onduleur à point neutre clampé NPC.....	49
3.5	Onduleur pont H en cascade.....	51
3.6	Filtre LCL.....	53
3.7	Charges connectées	55
3.8	Modélisation du microréseau	56
3.9	Principe du contrôle de statisme (Droop control)	57

3.10 Modélisation des REDs	61
3.10.1 Correcteurs PI pour les boucles de régulation	66
3.10.2 Impédance virtuelle.....	70
3.10.3 Commande de l'onduleur multiniveaux	74
3.11 Résultats de simulation.....	74
3.12 Conclusion.....	80
Chapitre 4 - Contrôle à base d'algorithmes de consensus dans les microréseaux	83
4.1 Introduction	83
4.2 Théorie des graphes.....	85
4.2.1 Graphe non orienté.....	87
4.2.2 Sous graphe.....	88
4.2.3 Graphique régulier	89
4.3 Algorithmes de consensus	91
4.4 Contrôle des microréseaux basé sur le consensus	93
4.4.1 Description d'un problème de consensus	94
4.4.2 Stratégie de partage de puissance réactive basée sur le consensus	96
4.4.3 Implémentation de l'impédance virtuelle adaptative	104
4.5 Restauration de la tension du bus AC	107

4.5.1	Implémentation de la technique de restauration de la tension	
	109	
4.6	Résultats de simulation.....	110
4.7	Résultats pratiques.....	121
4.8	Conclusion.....	126
Chapitre 5 - Analyse de la production photovoltaïque dans les microréseaux et la gestion du flux de puissances.....		128
5.1	Microréseau basé sur les générateurs photovoltaïques.....	131
5.1.1	Modèle électrique et mathématique de la cellule solaire	132
5.2	Contrôle de poursuite du point de puissance maximale (MPPT).....	139
5.2.1	Méthodes basées sur le contrôle de la tension	140
5.2.2	Méthodes basées sur le contrôle de la puissance	141
5.2.3	Méthodes basées sur l'intelligence artificielle	143
5.3	Étude de la stabilité en petits signaux du microréseau.....	146
5.3.1	Analyse de la stabilité du microréseau	151
5.4	Description du prototype du microréseau réalisé	154
5.4.1	Présentation du montage expérimental	154
5.4.2	Cartes de mesures	156
5.4.3	Carte de contrôle dSPACE	157
5.1	Résultats de simulations	161

5.2 Résultats expérimentaux.....	166
5.3 Conclusion.....	168
Chapitre 6 - Conclusion générale.....	170
6.1 Conclusion.....	170
6.2 Contributions	172
6.3 Travaux futurs	173
Références	176
Annexe A – Modèle Simulink de simulation du microréseau	186
Annexe B – Schémas électriques du prototype réalisé	189

Liste des tableaux

Tableau 2-1 Avantages et inconvénients des contrôles, centralisé et décentralisé.....	30
Tableau 3-1 États de commutations possibles	50
Tableau 3-2 États de commutations possibles	53
Tableau 4-1 Paramètres de simulation.....	112
Tableau 4-2 Paramètres expérimentaux.....	122

Liste des figures

Figure 1-1 Exemple d'une RED alimentant un réseau	4
Figure 1-2 Exemple d'une RED formant un réseau.....	4
Figure 1-3 Systèmes de stockage dans les microréseaux électriques	9
Figure 2-1 Exemple d'un Microréseau	22
Figure 2-2 Structure de contrôle hiérarchique	24
Figure 2-3 Niveau local dans la commande hiérarchique.....	26
Figure 3-1 Configuration du microréseau à étudier	46
Figure 3-2 Onduleur triphasé à deux niveaux.....	48
Figure 3-3 Onduleur NPC	50
Figure 3-4 Onduleur cascade en pont H (un bras)	53
Figure 3-5 Diagramme de Bode pour les filtres L, LC et LCL.....	55
Figure 3-6 Schéma d'un filtre LCL.....	55
Figure 3-7 Flux de puissance entre deux nœuds de sources de tension.....	57
Figure 3-8 Courbes caractéristique du contrôle de statisme (P/F et Q/V)	60
Figure 3-9 Schéma d'implémentation du contrôle de statisme.....	61
Figure 3-10 Schéma simplifié du système à étudier	61
Figure 3-11 Filtre LCL utilisé entre l'onduleur et le bus AC	62
Figure 3-12 Transformée de Park	64
Figure 3-13 Schéma de commande en cascade pour l'onduleur.....	67
Figure 3-14 Schéma de contrôle du courant	68
Figure 3-15 Schéma de contrôle de la tension	69
Figure 3-16 Schéma de contrôle détaillé pour la boucle du courant et de la tension	70

Figure 3-17 Boucle extérieure de l'impédance virtuelle.....	71
Figure 3-18 Implémentation de l'impédance virtuelle.....	73
Figure 3-19 Puissances actives	77
Figure 3-20 Puissances réactives	77
Figure 3-21 Fréquences de sorties	77
Figure 3-22 Tension de la charge.....	77
Figure 3-23 Courants de sorties des onduleurs	77
Figure 3-24 Puissances actives	78
Figure 3-25 Puissances réactives	78
Figure 3-26 Fréquences de sorties	78
Figure 3-27 Tension de la charge.....	78
Figure 3-28 Puissances actives	80
Figure 3-29 Puissances réactives	80
Figure 3-30 Tension de la charge.....	80
Figure 4-1 Exemple d'un graphe	86
Figure 4-2 Exemple d'un graphe orienté	87
Figure 4-3 Exemple d'un graphe non orienté	87
Figure 4-4 Exemple d'un sous graphe	88
Figure 4-5 Exemple d'un graphe régulier.....	89
Figure 4-6 Graphe non orienté et matrice d'adjacence.....	90
Figure 4-7 Exemple d'un ensemble de nœuds voisins.....	95
Figure 4-8 Configuration du microréseau.....	97
Figure 4-9 Topologie de communication entre les REDs.....	98
Figure 4-10 Schéma d'implémentation du contrôle basé sur l'impédance virtuelle adaptative par consensus (a) Implémentation de la tension d'impédance virtuelle adaptative (b) Implémentation	

d'impédance virtuelle adaptative (c) Schéma de contrôle global	106
Figure 4-11 Schéma d'implémentation du générateur de la tension de référence	109
Figure 4-12 Schéma d'implémentation du système de contrôle global	111
Figure 4-13 Puissances actives des REDs	114
Figure 4-14 Fréquences des REDs	114
Figure 4-15 Puissances réactives des REDs	114
Figure 4-16 Tension de la charge	114
Figure 4-17 Réactances virtuelles	114
Figure 4-18 Résistances virtuelles	114
Figure 4-19 Courants de sortie des REDs, (b) agrandissement avant, (c) agrandissement après l'application du contrôleur proposé	115
Figure 4-20 Puissances actives des REDs	116
Figure 4-21 Fréquences des REDs	116
Figure 4-22 Puissances réactives des REDs	116
Figure 4-23 Tension de la charge	116
Figure 4-24 Courants de sorties des REDs	117
Figure 4-25 Puissances actives des REDs	118
Figure 4-26 Tension des REDs	118
Figure 4-27 Puissances réactives des REDs	119
Figure 4-28 Courants de sorties des REDs	119
Figure 4-29 Agrandissement sur les courants de sorties pendant que la RED1 est déconnectée	119
Figure 4-30 Tensions des REDs	120
Figure 4-31 Puissances actives des REDs	120
Figure 4-32 Puissances réactives des REDS	120

Figure 4-33 Fréquences des REDs.....	120
Figure 4-34 Tension moyenne du bus AC	121
Figure 4-35 Courants de sorties des REDs	121
Figure 4-36 Puissances actives des REDs	123
Figure 4-37 Fréquences des REDs.....	123
Figure 4-38 Puissances réactives des REDs	123
Figure 4-39 Tension de charge.....	123
Figure 4-40 (a) Courants de sorties des deux REDs, (b) agrandissement avant, (c) agrandissement après l'application de l'algorithme de contrôle (1 div = 5A/50V)	124
Figure 4-41 Puissances actives des REDs	125
Figure 4-42 Fréquences des REDs.....	125
Figure 4-43 Puissances réactives des REDs	125
Figure 4-44 Tensions de sorties des REDs	125
Figure 4-45 Courants de sorties des REDs	126
Figure 4-46 Tensions de sorties des onduleurs (1 div = 50 V)	126
Figure 5-2 Exemple de regroupement des panneaux solaires.....	132
Figure 5-3 Circuit électrique équivalent d'une cellule PV	133
Figure 5-4 Caractéristiques I-V d'une cellule PV.....	134
Figure 5-5 Intersection de la caractéristique I_{pv} - V_{pv} et de la caractéristique de la charge.	136
Figure 5-6 Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique (courant-tension) d'une cellule PV	137
Figure 5-7 Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique (puissance- tension) d'une cellule PV.	138
Figure 5-8 Influence de la température sur la caractéristique (courant-tension) d'une cellule PV.	138

Figure 5-9 Influence de la température sur le fonctionnement d'une cellule PV (puissance-tension).....	139
Figure 5-10 Divergence de la technique Hill-climbing/P&O.....	143
Figure 5-11 Réseau de neurones développé pour calculer la puissance optimale	146
Figure 5-12 Valeurs propres dominantes du microréseau pour différentes plages de paramètres (les paramètres augmentent).	153
Figure 5-13 Schéma global du montage expérimental contenant les onduleurs, les filtres LCL, les charges et la carte de commande dSPACE	155
Figure 5-14 Schémas du module intelligent Infineon IKCM30F60GD	156
Figure 5-15 Panneau de connexion CP1104	158
Figure 5-16 Architecture interne de la carte dSPACE 1104	158
Figure 5-17 Capture de l'interface utilisateur graphique conçue.....	160
Figure 5-18 Ordre de priorité pour l'exécution des différentes tâches de contrôle.....	161
Figure 5-19 Banc d'essai expérimental réalisé.....	162
Figure 5-20 Courbes caractéristiques du contrôle de statisme selon la puissance disponible (P/F et Q/V)	163
Figure 5-21 Résultats de simulation pour une insuffisance de puissance due à une faible irradiation solaire (le cas de la RED1)	165
Figure 5-22 Résultats pratiques pour une insuffisance de puissance due à une faible irradiation solaire (le cas de la RED1)	167
Figure 5-23 Valeurs efficaces du courant et de la tension de la charge.....	168

Liste des notations et abréviations

Acronymes

AC	Alternating Current “Courant alternatif”
BESS	Battery Energy Storage Systems “Systèmes de stockage d’énergie sur batteries”
BT	Basse Tension
CC	Contrôleur central
DC	Direct Current “courant continu”
DER	Distributed Energy Resource “Ressources d’énergies distribuées (RED)”
DG	Distributed Generation “Générateur distribué (GD)”
FLC	Fuzzy Logic Controller “Contrôleur de la logique Flou”
FPB	Filtre passe bas
GF	Grid Forming “Formation de réseau”
GFe	Grid-Feeding “Alimentation du réseau”
GPV	Générateur photovoltaïque
HVAC	High Voltage Alternating Current “Courant Alternatif à Haute Tension”
HVDC	High Voltage Direct Current “Courant continu à Haute Tension”
LC	Contrôleur local
MAS	Multi-agent system “Système multi-agents”
MPPT	Maximum Power Point Tracking “Poursuite du point de puissance maximale”
MT	Moyenne Tension
PCC	Point de Couplage Commun

PLL	Phase Locked Loop “Boucle de verrouillage de phase”
PPM	Point de puissance maximale
PI	Correcteur Proportionnel Intégral
PnP	Plug-and-Play
PSO	Particle Swarm Optimization
PV	Solaire Photovoltaïque
RMS	Root mean square “Valeur efficace”
RNA	Reseaux de neurones artificiels
SER	Sources d'Énergies Renouvelables
SG	Smart Grid “ Réseau intelligent ”
SPWM	Sinusoidal pulse width modulation
THD	Total Harmonic Distortion “Taux de Distorsion Harmonique”
VSI	Volytage Source Inverter “Onduleru source de tension”

Symboles

A_G	Adjacency matrix “matrice d'adjacence”
a_{ij}	Poids d'information entre le nœud i et j
D	Diagonal or incident matrix “matrice diagonale”
E	Ensemble d'arêtes
G	Graphe
L	Laplacian Matrix “matrice Laplacienne”
P_E	Matrice de Perron
V	Ensemble de nœuds

Chapitre 1 - Introduction

D'importants changements dans les modes de la production et de la consommation d'électricité ont été introduits ces dernières années à cause de l'inquiétude suscitée par le changement climatique. Ce qui va provoquer des perturbations à grande échelle au niveau de la production, la transmission et la distribution de l'énergie. Plusieurs pays se sont fixés pour objectif de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (GES). Ainsi, l'accord de Glasgow lors de la COP26, qui a été adopté en 2021, vise à préserver le seuil de l'augmentation de la température globale de surface en dessous de 1.5°C [1]. Pour atteindre cet objectif, il faut que tous les secteurs de l'économie mondiale réduisent leurs émissions de dioxyde de carbone (CO₂).

Parmi les solutions préconisées pour la réduction du taux d'émission du CO₂, on mise sur l'accroissement de l'augmentation du taux d'intégration des énergies renouvelables, tels que les parcs éoliens, solaires, géothermiques et thermiques, dans les stations de production de l'énergie, et spécifiquement dans les microréseaux électriques. Ces sources d'énergie sont appelées, générateurs distribués (GD) ou ressources énergétiques distribuées (RED). Ainsi, le stockage de cette énergie présente un grand défi, notamment lorsque les REDs sont indisponibles à cause du manque dans la source d'énergie principale (ensoleillement, vent, etc.). Ce qui consiste à développer des solutions de stockage adaptées à ce type d'installation. Il existe plusieurs formes pour stocker l'énergie électrique. Elle peut être stockée sous forme mécanique, chimique, thermique, magnétique ou autre. Notamment, pour la forme chimique,

les systèmes de stockage d'énergie sur batteries (SSEB) ou BESS en anglais, sont les plus populaires et ont connu un grand développement ces dernières années. On trouve aussi le stockage sous forme d'hydrogène à partir des systèmes d'électrolyse de l'eau qui est connu sous le nom hydrogène sans carbone ou hydrogène vert. Cette dernière alternative retient l'attention des leaders mondiaux et plusieurs programmes sont lancés pour développer la production d'hydrogène vert [2]. Le Canada est parmi les premiers au monde qui ont investi dans ce domaine, avec l'une des installations les plus grandes au monde, ici au Québec (Bécancour), d'une capacité de 20 MW avec une production de 8 tonnes/jour d'hydrogène vert. Une autre centrale d'une capacité de 88 MW et une production de 11100 tonnes/année est prévue pour la fin 2023 à Montréal (Varennes). L'étude de faisabilité et de réalisation est déjà faite par la division des produits hydrogène vert de la compagnie ThyssenKrupp. Cette centrale sera l'une des plus grandes installations de production d'hydrogène vert au monde [3].

1.1 Ressources énergétiques distribuées

Les Ressources énergétiques distribuées sont situées à proximité des points de consommation et peuvent être définies comme des ressources productrices d'énergie avec une puissance relativement faible, généralement inférieure à 1 MW. Ce sont des sources d'énergie décentralisées et modulaires qui offrent une grande souplesse à leurs capacités d'intégration avec d'autres sources d'énergie dans des systèmes électriques décentralisés. Les avantages de ces sources permettent d'introduire sur le marché électrique de nouveaux acteurs appelés prosommateurs [4]. Prosommateur est un nom issu du terme anglais 'prosumer', qui non seulement consomme, mais génère également de l'énergie. Cela engendre un rôle actif entre les consommateurs et les opérateurs du service de la distribution

d'énergie. Cependant, ces nouveaux producteurs présentent de nouveaux scénarios compliqués pour les systèmes de distributions d'énergies conventionnelles.

Les REDs peuvent être classées en deux groupes différents, le premier est le groupe alimentant le réseau électrique (en anglais Grid-Feeding GFe) et le deuxième formant un réseau électrique (en anglais Grid-Forming GF). En général ces groupes sont connectés au bus AC à travers un onduleur [5]. Les REDs alimentant le réseau électrique sont utilisées généralement avec les sources d'énergie solaire photovoltaïques ou éoliennes. Elles sont contrôlées par onduleur afin de garantir une puissance en régime alternative au point de connexion commun (PCC). Un autre convertisseur est utilisé afin de permettre un fonctionnement optimal de la RED pour en extraire le maximum de puissance tout en préservant le fonctionnement autour du point de puissance maximale (PPM). Et tout ceci en utilisant des algorithmes de poursuite de point de puissance maximal (PPPM) en anglais (Maximum power point tracker MPPT). Toute la puissance fournie par la RED est transmise du côté AC tel qu'illustré sur la Figure 1.1.

Les REDs formant le réseau électrique sont contrôlés par un convertisseur de puissance qui permet de faire fonctionner le système à une fréquence fixe. Selon les consignes générées par la boucle de régulation de puissance, l'onduleur délivre la puissance apparente demandée au côté AC. En cas d'absence du réseau électrique, ce type de RED peut être utilisé comme master pour former un réseau, ce qui est intéressant pour les installations isolées et autonomes. La Figure 1.2 montre le schéma de principe d'une RED formant un réseau.

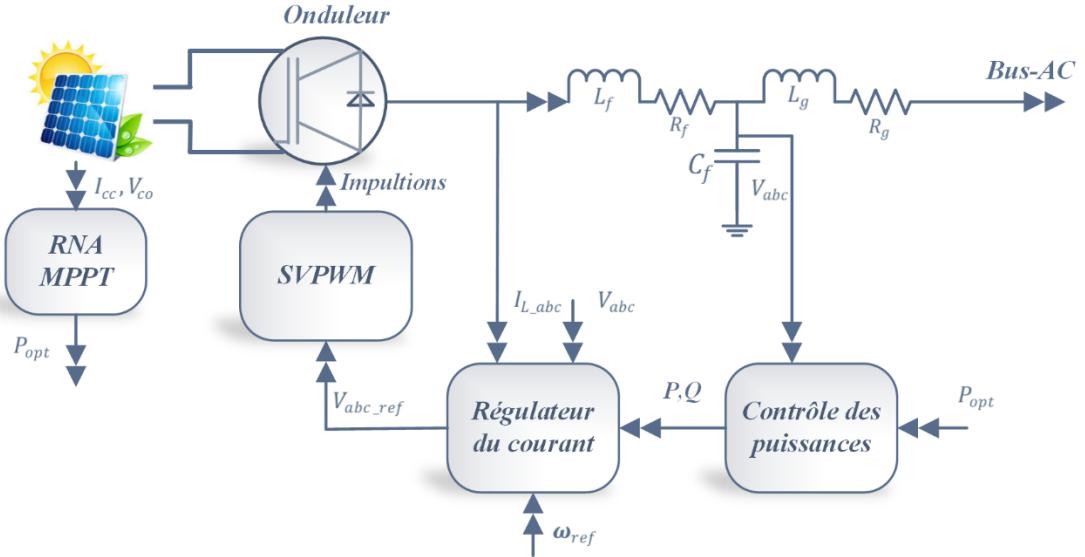


Figure 1-1 Exemple d'une RED alimentant un réseau

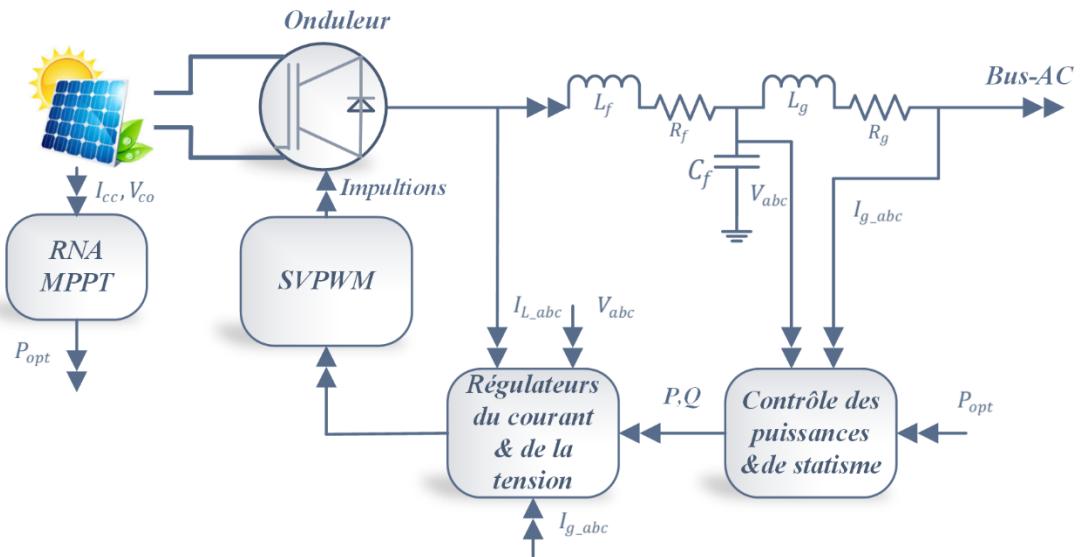


Figure 1-2 Exemple d'une RED formant un réseau

Les REDs peuvent être aussi classées en deux catégories, celles dans lesquelles l'énergie peut être stockée en utilisant un système de stockage, et celles dans lesquelles l'énergie ne peut être stockée. Dans le premier cas, l'énergie est disponible à tout moment pour être utilisée selon la demande du microréseau. De cette façon un troisième acteur apparaît dans le type de la RED ce qui permet d'avoir une RED hybride qui en même temps forme et

alimente le réseau. Dans cette configuration, chaque convertisseur a un rôle spécifié où la puissance disponible peut être stockée puis envoyée au réseau ou bien stockée et envoyée en même temps.

1.1.1 Solaire photovoltaïque (PV)

La technologie de l'énergie photovoltaïque (PV) a commencé en 1838 quand deux physiciens français travaillant sur la production d'électricité par des réactions chimiques, remarquent que si l'équipement est exposé à la lumière solaire l'énergie électrique produite augmente. En 1954, le laboratoire Bell annonce l'évolution, qui a finalement amené le photovoltaïque hors du laboratoire, dans le domaine des applications pratiques. C'est-à-dire l'apparition de la cellule de silicium monocristallin. Depuis, les intérêts pour l'exploitation de l'énergie solaire PV ont fortement augmenté. Ensuite, cette technologie devient de plus en plus abordable. Dans un futur proche, le photovoltaïque serait largement utilisé de même qu'il serait probablement l'une des sources principales d'énergie en 2040 [6, 7]. Le PV est largement utilisé en raison de son faible coût d'exploitation et de maintenance. L'objectif principal d'un système PV est d'absorber l'énergie de l'ensoleillement pour la convertir en électricité continue (DC) qui est elle-même convertie par la suite en énergie alternative (AC) via un convertisseur électronique de puissance type DC-AC, appelé onduleur. Parmi les systèmes PV, on trouve les systèmes solaires PV autonomes, ce type d'installation contient des systèmes de stockage qui peuvent être conçus pour alimenter les équipements en courant continu ou alternatif. Aussi, on a le système de pompage solaire, un système autonome dont la puissance générée par les cellules solaires est utilisée pour actionner des pompes afin de monter l'eau des puits ou des réservoirs d'eau. Et enfin, les systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique, ces derniers ont vu une croissance rapide dans de nombreuses

installations sur des bâtiments qui sont connectés au réseau électrique [8]. Généralement, ces projets ont été financés et encouragés par les programmes des gouvernements, ce qui a introduit la notion du prosommateur. De même, que ces systèmes peuvent être classés comme REDs alimentant un réseau.

1.1.2 Parcs Éoliens

L'énergie éolienne présente une source d'énergie alternative très prometteuse qui connaît une croissance rapide dans le monde. Elle peut être utilisée sous forme individuelle ou centralisée sur terre (onshore) ou sur mer (offshore). Dans leurs applications à grande échelle, l'énergie éolienne offshore est la plus prometteuse. De nos jours, l'application et le raccordement au réseau des grands parcs éoliens côtiers attirent plus d'attention. La réalisation d'un parc éolien à terre s'avère plus pratique pour l'optimisation de sa capacité à transférer l'énergie produite.

Il existe deux options pour transférer l'énergie produite aux stations terrestres; la première est le Courant Alternatif à Haute Tension (CAHT), en anglais (HVAC), et la deuxième en Courant Continu à Haute Tension (CCHT), en anglais (HVDC). Comparée au système de transmission CAHT, cette deuxième option offre plusieurs avantages techniques pour une grande capacité sur de longues distances. Les coûts et les pertes de la transmission CCHT sont nettement inférieurs à ceux du CAHT en raison de l'absence d'effets capacitive inductive de la ligne de transmission. Cela limite les pertes de transmission CCHT principales aux pertes résistives de ligne et élimine le besoin de compensateurs réactifs coûteux de ligne CA. La transmission DC peut ainsi être utilisée efficacement sur de très longues distances de transmission qui dépassent les 3000 km [9, 10].

1.1.3 Systèmes de stockage d'énergie

La majorité des systèmes de production d'énergie renouvelable ne sont pas acheminables, à l'exception de la production d'énergie hydroélectrique. En plus, l'intégration croissante des REDs au réseau électrique diminue l'inertie globale du réseau et crée des difficultés opérationnelles pour maintenir une alimentation électrique fiable. D'où, la nécessité de développer et déployer des systèmes de stockage d'énergie (SSE) qui a été largement acceptée face aux défis opérationnels du réseau en cas de forte pénétration des REDs. Avec les SSE, il sera possible de rendre les ressources acheminables à l'aide du stockage pour un fonctionnement stable et fiable d'un microréseau. L'objectif est de gérer efficacement les REDs et le système de stockage afin de maximiser leurs performances opérationnelles dans le secteur électrique [11].

Les systèmes de stockage mécaniques d'énergie sont les premiers procédés de stockage utilisés par les humains. Malgré les progrès rapides dans d'autres domaines, la technologie de stockage d'énergie mécanique poursuit toujours son développement. Les systèmes de stockage mécaniques modernes comprennent; les volants d'inertie, les accumulations par pompage hydroélectrique et le stockage d'air comprimé. Beaucoup de ces types de systèmes sont mieux adaptés au stockage d'énergie plutôt qu'à la stabilisation du réseau. Car leur réactivité est lente malgré la grande capacité de stockage d'énergie, hormis le cas des volants d'inertie.

Le stockage thermique est une autre forme de stockage d'énergie qui s'adapte bien avec l'énergie solaire. L'énergie est stockée lorsque la consommation est inférieure à la production pour mieux optimiser l'efficacité opérationnelle. Ensuite, cette énergie est restituée lors des pics de demande de consommation. C'est une alternative pour améliorer l'usage des énergies

renouvelables dans les microréseaux [11]. Un exemple de ce type de stockage est celui d'une mine de charbon réutilisée en Nouvelle-Écosse, au Canada, où l'énergie thermique présente dans une ancienne mine de charbon a été traitée par une pompe à chaleur et réutilisée pour fournir une régulation de la température durant toute l'année à une échelle industrielle [12].

Le stockage d'énergie sous forme chimique implique la conversion d'énergie électrique en carburant, y compris à la fois l'électrolyse conventionnelle pour la production de l'hydrogène et la production de méthane. Cependant, comme pour le stockage mécanique, ces technologies sont mieux adaptées au stockage d'énergie au détriment de soutien du réseau en cas de besoin d'énergie, et ceci en raison de leur faible réactivité. Le stockage d'énergie sous forme de gaz (ex. l'hydrogène) offre une excellente flexibilité pour le transport et l'exportation de l'énergie dans les pipelines, les réservoirs ou les cylindres.

Le stockage électrochimique est de loin la forme la plus répandue de stockage d'énergie à l'échelle du microréseau. La majorité des dispositifs de stockage électrochimiques se présentent sous forme de supercondensateurs. En ce qui concerne le stockage d'énergie à l'échelle du microréseau, les batteries et les supercondensateurs sont les deux types de dispositifs électrochimiques qui possèdent une énergie et une capacité de puissance suffisantes pour être utilisées dans ce type d'installation. Ce type de stockage a connu un grand développement durant ces dernières années, et ses coûts ont diminué. Aussi, ils sont mieux adaptés au stockage d'énergie et au soutien du réseau vu leur forte réactivité. Les supercondensateurs ou condensateurs électrolytiques à double couche, ont été créés à la fin des années 1950 et commercialisés à la fin des années 1970 par Nippon Electric Company [13]. Leurs principales caractéristiques résident dans leur forte densité de puissance pour une faible densité d'énergie et de tension nominale. Les supercondensateurs ne peuvent stocker

l'énergie en sa totalité. Par contre, ils ont la capacité de générer ou d'absorber à des niveaux très élevés de la puissance pendant de brèves périodes. Cette caractéristique constitue un bon complément aux batteries, qui peuvent stocker beaucoup plus d'énergie, mais sont limitées dans leur capacité à la source d'absorption d'énergie de manière rapide. La basse tension des supercondensateurs nécessite la connexion de plusieurs unités en série, afin d'être utilisées dans un microréseau [14, 15].

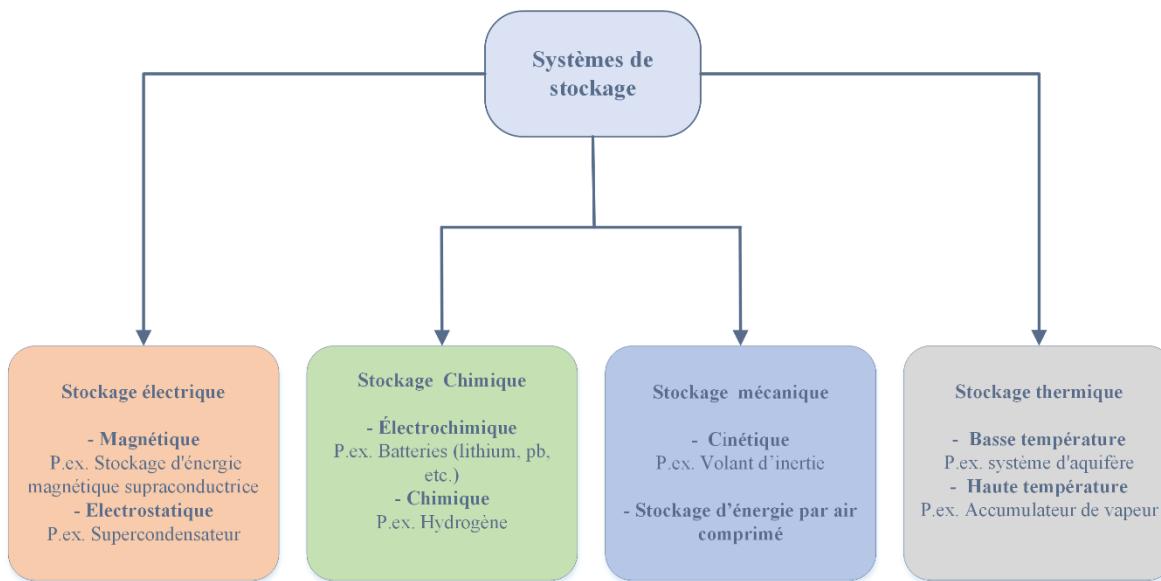


Figure 1-3 Systèmes de stockage dans les microréseaux électriques

1.1.4 Interactions dans les microréseaux et déséquilibres

L'intégration des REDs dans les microréseaux peut causer des déséquilibres dans les microréseaux, malgré les dispositifs électroniques de puissance dont les convertisseurs présentent une contrôlabilité rapide. Par exemple, dans le cas des systèmes photovoltaïques monophasés qui sont largement utilisés dans les applications domestiques. Ces derniers peuvent provoquer un déséquilibre dans les réseaux électriques dû à la pénétration PV monophasée. Notamment dans les microréseaux autonomes où l'intégration massive des

sources d'énergies renouvelables affecte la stabilité du réseau à cause de sa faible inertie et de l'absence du soutien du réseau public. En conséquence, il faut prévoir des approches d'analyse pour évaluer le fonctionnement des systèmes connectés au microréseau, chercher les limites et les problèmes de stabilité dans ce dernier, pour fournir une solution et des approches afin de rendre le système stable [16].

La plupart des REDs sont connectées au bus principal du microréseau via un onduleur, c'est ce qu'on appelle un onduleur connecté au réseau. Généralement cet onduleur fonctionne comme une source de courant et injecte le courant fourni par la source d'énergie dans le bus principal. Durant ces dernières années, beaucoup de recherches approfondies ont été menées pour étudier et comprendre les interactions entre les onduleurs connectés sur le même bus principal des microréseaux, ainsi que leurs interactions avec le réseau principal dans le cas des microréseaux non autonomes. La stabilité du microréseau en présence de la RED reste un défi majeur. Il existe d'autres problèmes dus aux harmoniques injectés par les onduleurs, comme le partage des puissances, les courants de circulation entre les onduleurs, etc. De récentes études ont montré que l'impédance du réseau peut détériorer les performances de commande de l'onduleur, ce qui provoque des problèmes d'instabilité [5, 17, 18].

De tels problèmes d'instabilité peuvent causer des résonances harmoniques, une déstabilisation du contrôleur de courant, ou parfois une désynchronisation du convertisseur sur le réseau. Il existe plusieurs approches pour analyser les interactions des onduleurs. Ces approches, basées sur les techniques d'analyse dans le domaine temporel et le domaine fréquentiel sont les plus courantes. Cependant, ces techniques ont besoin du modèle détaillé du système. Et, souvent plusieurs modèles d'onduleurs doivent être pris en compte, ce qui complique l'analyse. D'autre part, des approches basées sur l'analyse des impédances ont été

proposées récemment, elle s'avère comme les meilleures approches pour l'analyse des interactions entre les onduleurs ou onduleur et réseau. L'analyse d'impédance pour les microréseaux est devenue un sujet d'actualité. Signalons aussi l'apparition d'une autre approche courante qui utilise l'analyse dynamique de la stabilité du microréseau. Cette dernière, est basée sur la modélisation du système dans l'espace d'état pour ensuite analyser les valeurs propres de ce modèle. Ce qui va permettre de connaître les valeurs maximales et minimales des différents coefficients du système, comme par exemple : les coefficients des régulateurs de courant et de la tension ou les coefficients pour le partage des puissances. Après, les coefficients peuvent être choisis dans ces intervalles afin de conserver la stabilité du système[19-21].

1.2 Problématique

Les besoins énergétiques dans le monde ne cessent d'augmenter, notamment dans les pays en voie de développement [6], où l'utilisation à grande échelle et l'intégration des énergies renouvelables peuvent être une solution primordiale. Donc le passage vers des réseaux électriques décentralisés (les microréseaux) devient nécessaire. Pour le Canada, la couverture des vastes territoires avec une faible densité démographique a toujours été une tâche difficile pour la fourniture d'électricité à 292 communautés isolées, situées dans des zones rurales et accidentées avec un total d'à peine 200 000 personnes [22]. Plusieurs projets ont été lancés ces dernières années, par exemple une ferme solaire PV d'une puissance de 2,2 MW a été installée au nord de l'Alberta. Cette installation peut fournir 25 % des besoins en énergie des citoyens de la ville Fort Chipewyan et réduit la consommation de 800 000 litres de carburant fossile, soit 25 trajets de camions-citernes par mois [23]. Au Québec, Hydro Québec en partenariat avec la ville du Lac-Mégantic, a déployé le premier microréseau au

centre-ville, qui peut opérer en mode connecté au réseau électrique intégré ou autonome (îloté). Le microréseau contient plusieurs sources d'énergies renouvelables comme des générateurs photovoltaïques et des dispositifs de stockage. Ce système permet d'acquérir une expérience dans les technologies du microréseau dont le savoir-faire sera élargie aux réseaux éloignés non raccordés [24].

L'augmentation du taux de pénétration des énergies renouvelables dans les microréseaux autonomes peut réduire le coût de la production d'énergie et la pollution, tout en réduisant l'utilisation des énergies fossiles. Mais, cette intégration des REDs dans les microréseaux électriques perturbe la stabilité de ces derniers, à cause de brusques variations dues aux conditions climatiques imprévisibles qui entraînent une déviation inacceptable de la fréquence et de la tension du système au point d'interconnexion [25, 26]. De ce fait, la gestion des puissances entre les sources et les charges, de même que le partage de flux des puissances actives et réactives dans les microréseaux, demeurent un défi technique non négligeable.

Afin d'améliorer la stabilité des microréseaux autonomes, plusieurs solutions ont été proposées. Par exemple, un système de stockage d'énergie à base de batteries ou un système de prédiction des ressources météorologiques (vent, ensoleillement, etc.). Ces options sont suggérées pour réguler la fréquence et la tension nominale du microréseau [26]. Pour les microréseaux plus complexes, certains chercheurs ont utilisé des techniques basées sur l'intelligence artificielle. Comme la logique floue, les réseaux de neurones et les algorithmes évolutifs. Ces méthodes paraissent très prometteuses, car elles peuvent s'adapter aux incertitudes météorologiques, aux modifications de paramètres et aux perturbations externes. Elles peuvent également être utilisées lorsque le modèle du système à contrôler est plus complexe ou non disponible [27]. D'autres chercheurs ont utilisé les réseaux de neurones

artificiels pour le contrôle de la fréquence et de la tension du microréseau par détection de défauts [21, 28] et la logique floue comme contrôle secondaire de tension et de fréquence du microréseau [29]. On peut trouver aussi une combinaison entre ces méthodes telles que, la logique floue et la PSO (Particle Swarm Optimization) utilisées pour la gestion des puissances [30, 31].

Concernant la gestion du flux des puissances dans les microréseaux, la solution consiste à trouver une répartition de puissance convenable entre les différentes sources d'énergie du microréseau. Plusieurs critères interviennent pour le choix de la répartition des puissances, tels que : la consommation de combustible, si le réseau contient des générateurs diésel, la puissance des sources d'énergie, les conditions climatiques, les états de charge des éléments de stockage, la recharge des véhicules électriques, la décharge des batteries des véhicules électriques dans le réseau public, la durée de vie des composants, etc. Pour ce faire, il faut développer des algorithmes et des stratégies de gestion et de partage du flux des puissances [32].

Le partage de puissance peut être réalisé en utilisant la méthode de contrôle de statisme. Cependant, il est difficile de partager la puissance réactive avec précision sous des conditions de charge non linéaire et asymétrique. Il en est de même dans le cas où l'impédance des lignes entre les REDs est différente [33-37]. D'autres méthodes peuvent être associées afin d'améliorer le partage de la puissance réactive. Comme par exemple, l'introduction d'un régulateur pour l'adaptation des coefficients de statisme, l'utilisation de l'impédance virtuelle et de l'impédance virtuelle adaptative en même temps que l'utilisation des algorithmes de consensus pour obtenir un partage de puissance réactive précis [38-40]. Étant donné, qu'il est difficile d'atteindre un partage de puissance réactive, la stratégie de

commande hiérarchique a été proposée pour garantir les performances en régime permanent et dynamique dans les microréseaux. De plus, la redondance des microréseaux est améliorée, de même que la fréquence et l'amplitude de la tension peuvent être rétablies aux valeurs nominales, tout en partageant les puissances active et réactive grâce aux différents niveaux de commande dans la structure hiérarchique. Néanmoins, un retard de communication persiste dans la commande hiérarchique, car les signaux de commande envoyés au niveau primaire engendrent un retard dû aux lignes de communication, ce qui peut provoquer des dommages dans les systèmes des microréseaux, dans certains cas. Donc, pour obtenir un meilleur partage de puissances active et réactive, le retard de communication causé par les lignes de communication doit être pris en compte.

En plus, dans les REDs alimentées par des sources d'énergie renouvelables (GPV), leurs intermittences et l'état de charge incertain de systèmes de stockage d'énergie peuvent entraîner un manque de puissance dans certaines REDs. Dans ce cas, les REDs avec un manque de puissance qui ne peuvent répondre à la demande actuelle de puissance entraîne une chute de tension ou une divergence de fréquence.

Le but de cette thèse vise le développement d'une nouvelle approche de contrôle en utilisant les algorithmes de consensus et l'impédance virtuelle adaptative pour obtenir un partage équivalent des puissances active et réactive entre toutes les REDs. Un algorithme de consensus sera utilisé pour calculer la valeur de l'impédance virtuelle aux fins d'obtenir un partage précis des puissances, en même temps que la restauration de la tension de sortie tout en se basant sur l'information reçue par les REDs voisines. Ainsi, notre travail sera concentré sur les problèmes de stabilité causés par la puissance insuffisante dans les générateurs photovoltaïques pour l'alimentation des charges. Pour résoudre ce problème, une stratégie

adaptative de contrôle de statisme et d'impédance virtuelle combinée à un algorithme de poursuite du point de puissance maximale, sera développée en utilisant les réseaux de neurones.

1.3 Objectifs de la thèse

Comme, expliqué tout au long de ce chapitre. Il s'avère clairement que les microréseaux sont de bons candidats pour améliorer la résilience des réseaux électriques existants et alimenter en énergie les sites isolés. Mais, les défis liés à l'intégration de ce type de système restent complexes. Donc, les principaux objectifs de la thèse s'attelleront à l'étude et la compréhension de ces défis. Il en ressort, que notre travail va consister à développer une nouvelle stratégie permettant d'opérer des systèmes multisources d'une manière optimale et traiter la répartition des charges connectées entre les sources en fonction de leur puissance, tout en maintenant la stabilité du système et le contrôle du flux des puissances.

Objectif principal de la thèse:

L'objectif principal de la thèse consiste en le développement d'un contrôleur permettant d'optimiser l'intégration des sources d'énergie renouvelables dans les microréseaux autonomes tout en améliorant le partage des puissances entre elles.

Objectifs spécifiques :

Les objectifs spécifiques de la thèse sont les suivants:

- Développer une stratégie de commande pour la gestion des flux de puissances active et réactive dans les microréseaux autonomes.
- Utilisation des algorithmes basés sur l'intelligence artificielle pour la gestion du flux de puissance, optimisation et extraction de la puissance maximale des sources

renouvelables pour augmenter le rendement du microréseau et améliorer les performances de la poursuite du point de puissance maximale des systèmes photovoltaïques.

- Conception d'un algorithme de partage de puissance basé sur la théorie du consensus et l'impédance virtuelle adaptative avec échange d'informations limitées, afin d'améliorer la qualité de la puissance dans le microréseau en tenant compte des charges connectées.
- Les techniques proposées doivent tenir compte de l'intégration massive des sources d'énergies renouvelables, spécifiquement l'énergie solaire photovoltaïque, la stabilité et la robustesse du microréseau ainsi que l'influence des charges connectées.

1.4 Méthodologie

Les principales étapes de réalisation de la thèse sont :

- État de l'art : revue de la littérature, concept, structure et mode de fonctionnement des microréseaux autonomes.
- Modélisation des différents composants du microréseau : modélisation des sources d'énergie, charges et convertisseurs de puissance, etc.
- Élaboration d'une stratégie de gestion des puissances : développement d'une stratégie de commande pour la gestion des flux de puissances dans les microréseaux autonomes en utilisant les algorithmes de consensus tout en se basant sur les différentes informations et données représentatives du comportement des systèmes.
- Analyse de stabilité des contrôleurs développés : analyse de stabilité des contrôleurs développés en utilisant la modélisation en petits signaux afin de déterminer

l'influence de chaque paramètre sur la stabilité du système et définir les marges de stabilité.

- Validation des stratégies et techniques de commande : modélisation des stratégies de gestion de puissances et techniques de commande dans MATLAB/Simulink afin de les valider par simulation.
- Développement d'un banc d'essai expérimental pour valider les stratégies et les algorithmes de commande.

1.5 Plan de thèse

Le reste de cette thèse est organisé de la manière suivante:

Le chapitre 2 couvre l'état de l'art sur les microréseaux électriques. Il présentera également diverses définitions des microréseaux, leurs modes d'opération ainsi que leurs différentes structures et niveaux de contrôle. Les méthodes de gestion de flux des puissances et les techniques de contrôle des REDs seront aussi exposées dans ce chapitre.

Le chapitre 3 passe en revue les principes fondamentaux de la définition de la stabilité du microréseau, les concepts et la modélisation en détails des différentes parties du système. Les principes de contrôle et diverses sources d'énergie connectées au microréseau seront étudiés ainsi qu'une stratégie de partage de puissance sera proposée pour un système composé de deux sources d'énergie connectées en parallèle. La stratégie proposée est basée sur le contrôle de statisme conventionnel avec l'introduction de l'impédance virtuelle dans la boucle de commande. Cette stratégie sera présentée avec une analyse détaillée.

Le chapitre 4 est une amélioration relative au travail du chapitre 3, basée sur l'utilisation des algorithmes de consensus et l'impédance virtuelle adaptative en vue d'obtenir une

impédance équivalente pour toutes les REDs. Un algorithme de consensus sera utilisé pour calculer la valeur de l'impédance virtuelle pour avoir un partage précis de la puissance réactive et la restauration de la tension de sortie. Un nouveau contrôleur est proposé pour adapter l'impédance virtuelle de chaque convertisseur et les coefficients du contrôleur de statisme en se basant sur l'information reçue par les REDs voisines. La stratégie proposée permet de réaliser le partage de puissance active et réactive, ainsi que la restauration de la tension du bus de manière entièrement décentralisée. Par la suite, la mise en pratique et la procédure de calcul des paramètres seront présentées avec une analyse détaillée. Enfin, des simulations et des résultats expérimentaux seront démontrés pour confirmer l'efficacité de la stratégie proposée.

Le chapitre 5 est axé sur un réseau photovoltaïque conventionnel alimentant une RED. Il comporte de nouvelles stratégies de contrôle pour le fonctionnement des REDs lorsqu'elles sont installés dans un microréseau. Dans le fonctionnement déconnecté du réseau ou autonome, l'onduleur fonctionne comme une RED formant le réseau, toutefois, l'intermittence des sources d'énergies renouvelables et l'état de charge incertain des systèmes de stockage d'énergie peuvent entraîner un manque de puissance dans certaines REDs. Dans ce cas, les REDs, avec un manque de puissance, ne peuvent pas répondre à la demande actuelle, ce qui entraîne une chute de la tension ou une divergence de fréquence. Ainsi, ce chapitre sera concentré sur les problèmes de stabilité causés par la puissance insuffisante dans les générateurs photovoltaïques pour alimenter la charge. Aussi, une stratégie adaptative de contrôle de statisme et d'impédance virtuelle est proposée. Ce chapitre développe également l'exécution de l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale en

utilisant les réseaux de neurones. Différentes simulations et résultats expérimentaux consolideront les stratégies de contrôles suggérées.

En dernier, dans le chapitre 6 on présentera les conclusions tirées de la présente étude. On discutera l'efficacité des stratégies et des algorithmes proposés durant cette étude, et à la fin on suggèrera des recherches futures dans le domaine des microréseaux.

Chapitre 2 - Microréseaux électriques

Les microréseaux contiennent des systèmes de distribution basse tension (BT) avec des ressources énergétiques distribuées renouvelables ou fossiles (par exemple : microturbines, piles à combustible, solaire photovoltaïque, éoliennes, etc.), ainsi que des dispositifs de stockage tels que volants d'inertie, supercondensateurs et batteries, et charges flexibles. De tels systèmes peuvent être îlotés dans la mesure où ils sont interconnectés au réseau électrique. Ainsi, ils peuvent continuer de fonctionner de manière autonome, s'ils sont déconnectés du réseau électrique principal. L'exploitation des microréseaux peut apporter des avantages aux performances du système global, si elle est gérée efficacement.[41].

Les REDs peuvent être de types et de puissances différents. Les petits générateurs distribués généralement de l'ordre de kilowatt (kW), peuvent appartenir aux clients consommateurs eux-mêmes et peuvent également contribuer aux besoins de production globale du microréseau. Ils peuvent être ajoutés de manière conceptuelle et retirés facilement dans un modèle « Plug and Play » (PnP). Ceci signifie que les différents générateurs distribués peuvent être connectés ou déconnectés du microréseau sans modifier la stratégie de commande ou de protection des générateurs connectés au réseau [42]. Cependant, il est important pour que le microréseau fonctionne comme un réseau électrique décentralisé capable de maintenir les paramètres du réseau électrique conventionnel, que les convertisseurs utilisés pour intégrer les différentes sources d'énergie dans ce dernier, assurent à l'ensemble du microréseau la flexibilité et le contrôle essentiel.

À part les problèmes d'intégration, de connexion des REDs, de sécurité et de protection, les principales préoccupations du microréseau résident dans le contrôle du flux des puissances, la stabilité de la tension et la fréquence, et enfin dans le partage uniforme de la puissance active et réactive entre les différents générateurs connectés au même microréseau.

La Figure 2.1 montre un exemple typique d'un microréseau électrique. Elle illustre ses composants principaux. Le microréseau est constitué de REDs à base d'énergie renouvelable, de générateurs photovoltaïques et des éoliennes, d'un système de stockage d'énergie à batteries, d'un générateur diésel utilisé en cas d'insuffisance d'énergie dans le mode autonome et de charges. Le microréseau peut fonctionner en mode connecté au réseau électrique. Dans ce mode les REDs et le réseau électrique fournissent de l'énergie aux charges connectées. Au cas où un défaut de courant survient, le microréseau sera isolé du réseau électrique et fonctionnera en mode autonome pour fournir l'énergie sans interruption aux charges connectées. Durant ce mode, la tension et la fréquence de la charge sont contrôlées par le microréseau lui-même. Pour se reconnecter une autre fois au réseau électrique, le microréseau doit se synchroniser avec le réseau électrique d'abord [5].

Plusieurs définitions formelles des microréseaux ont été proposées dans la littérature. Le concept du microréseau était déjà présent dans la littérature bien avant son apparition, parfois appelée systèmes d'alimentation autonomes [43]. L'une des définitions antérieures des microréseaux a été proposée par Lasseter. Elle est énoncée comme suit : « *Le concept de microréseau se compose d'un groupe de charges et de micro-sources fonctionnant comme un système contrôlable unique qui fournit à la fois la puissance et la chaleur dans sa région locale* ». Cette définition a été également adoptée par le Consortium Electric Reliability

Technology Solutions (CERTS) et utilisée dans différents projets par le Département américain de l'Énergie (DOE) et par la California Energy Commission (CEC) [44].

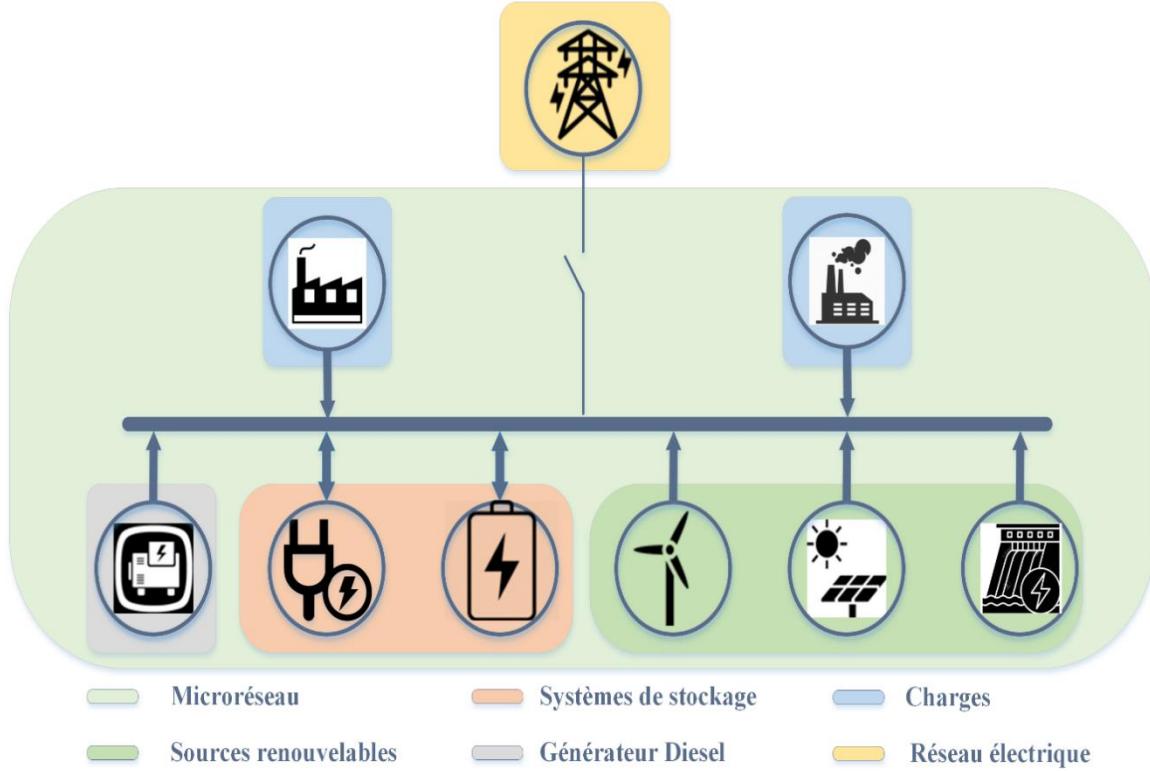


Figure 2-1 Exemple d'un Microréseau

En Europe, les premières publications concernant les microréseaux sont apparues pour la première fois en proposant la définition suivante: « *Un microréseau peut être défini comme un réseau basse tension (BT) (par exemple, une petite zone urbaine, un centre commercial ou un parc) plus ses charges et plusieurs petits systèmes d'énergie modulaires qui y sont connectés, fournissant à la fois de l'énergie et de la chaleur aux charges locales* » [45].

D'autres définitions du microréseau ont été proposées par des industriels, comme Siemens, dont la définition d'un microréseau est : « *Un microréseau est un système énergétique régionalement limité, composé des ressources énergétiques, des consommateurs et des systèmes de stockage. Il optimise un ou plusieurs des éléments suivants: la qualité de*

l'alimentation, la fiabilité, la durabilité et des avantages économiques et il peut fonctionner en continu en mode hors réseau ou en réseau, ainsi qu'en mode double en modifiant l'état de la connexion au réseau » [46].

Ces trois définitions précédentes et autres propositions de microréseaux partagent plusieurs points communs, comme l'idée de combiner plusieurs systèmes de production d'énergie et des différents demandeurs comme des charges, connectées à un système de distribution électrique. Cependant, il en demeure des termes ambigus dans ces définitions de microréseau. Par exemple, la tension nominale est-elle définie ou non, les puissances nominales pour déterminer la taille du microréseau et la production de chaleur non nécessaire à chaque région.

Le contrôle des microréseaux proposé dans la littérature est basé sur le contrôle de statisme conventionnel des générateurs électriques. Mais il a été amélioré en un contrôle hiérarchique à trois niveaux [47]. La commande primaire du microréseau fournit aux générateurs distribués un point de consigne global pour maintenir le microréseau stable dans un intervalle de tolérance à la tension et à la fréquence nominales requises. La commande secondaire doit prendre en compte les petits écarts du contrôleur principal par rapport à la valeur réelle, son fonctionnement est plus lent que la commande principale. Le contrôle tertiaire est le plus lent et détermine le flux de puissance active et réactive entre le microréseau et les autres microréseaux connectés au réseau principal [48]. Comme le montre la Figure 2.2.

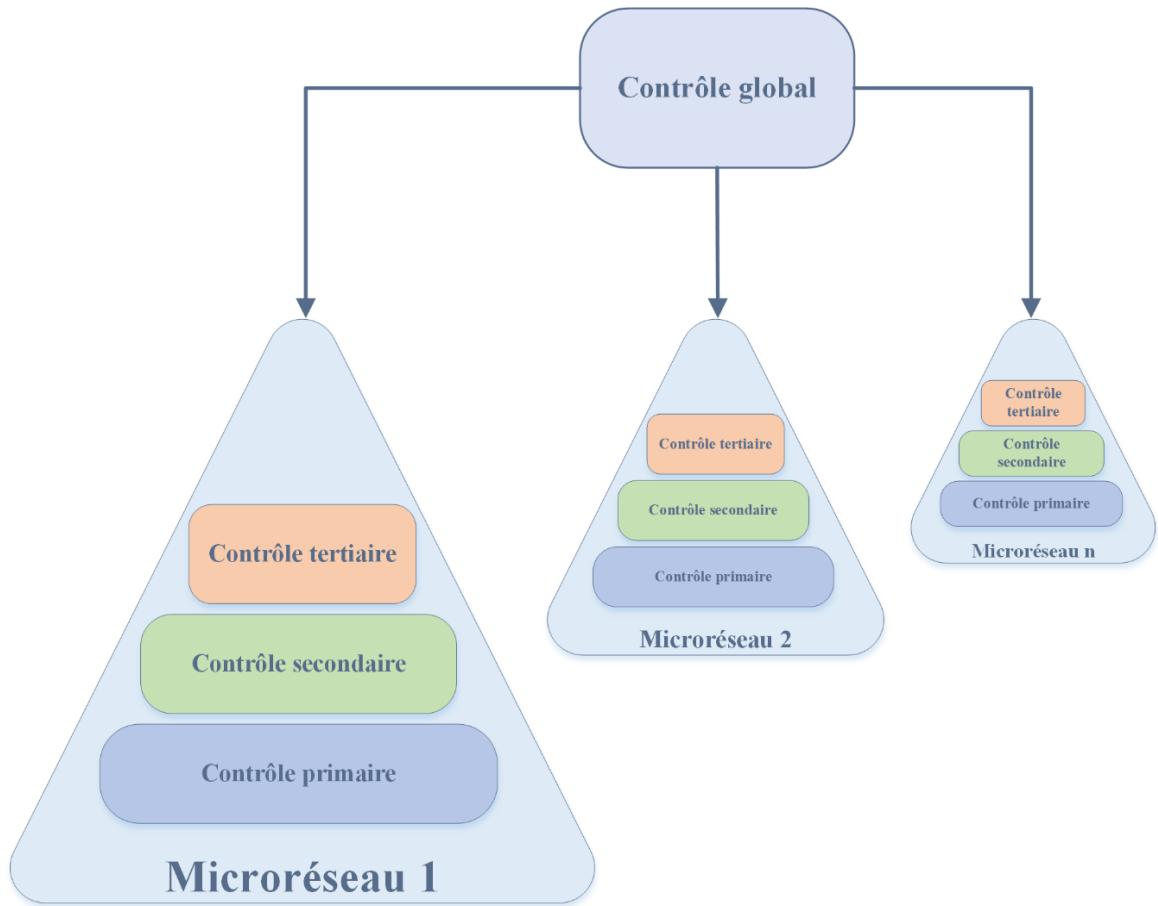


Figure 2-2 Structure de contrôle hiérarchique

2.1 Architecture de contrôle hiérarchique des microréseaux

La stratégie de contrôle hiérarchique comprend trois niveaux [48], à savoir le contrôle local (primaire), secondaire et le contrôle tertiaire, comme le montre la Figure. 2.2.

2.1.1 Contrôle primaire

Le contrôle local ou primaire qui est fondamental contient les boucles de commande internes de la tension et du courant de la RED, il permet de maintenir la stabilité de la RED en mesurant et contrôlant les signaux locaux. Il est essentiel de mettre en place des commandes indépendantes de partage de la puissance active et réactive et d'éviter les courants de circulation indésirables entre les REDs en utilisant les signaux de retour de courant, de

tension et de fréquence. L'objectif est d'assurer l'équilibre entre les consignes de production et la demande contre toute perturbation imprévue. Ainsi, ces algorithmes restaurent indirectement les écarts de tension et de fréquence produits par la commande secondaire. La commande primaire reçoit les valeurs de consigne préliminaires pour chaque unité contrôlable calculée par la gestion d'énergie secondaire. Les contrôleurs locaux s'occupent du contrôle interne des REDs et n'ont généralement pas besoin des liaisons de communication. Ils se traduisent par des circuits simples et à faible coût. Les commandes locales sont la catégorie de base des commandes du microréseau. L'utilisation principale de ces contrôleurs est d'assurer un fonctionnement normal des microréseaux.

La Figure 2.3 montre un exemple typique d'une commande locale pour une RED dans un microréseau [5, 17]. La source d'énergie est connectée à travers un onduleur et un filtre LCL au bus AC du microréseau. Les références de tension et de fréquence sont fournies par un contrôleur de statisme conventionnel et elles sont envoyées aux boucles de contrôle de tension et de courant, afin de les soumettre à l'onduleur. Deux contrôleurs de type proportionnel intégral (PI) sont utilisés pour la conception des boucles de contrôle à ce niveau de commande locale.

La conception de la commande locale est généralement basée sur le modèle dynamique détaillé du système, y compris les charges et les lignes de distribution. Pour la modélisation, l'analyse de la stabilité et la synthèse des contrôleurs locaux, la modélisation du système peut être effectuée dans le plant naturel (abc), stationnaire ($\alpha\beta$) ou synchrone ($dq0$) [48].

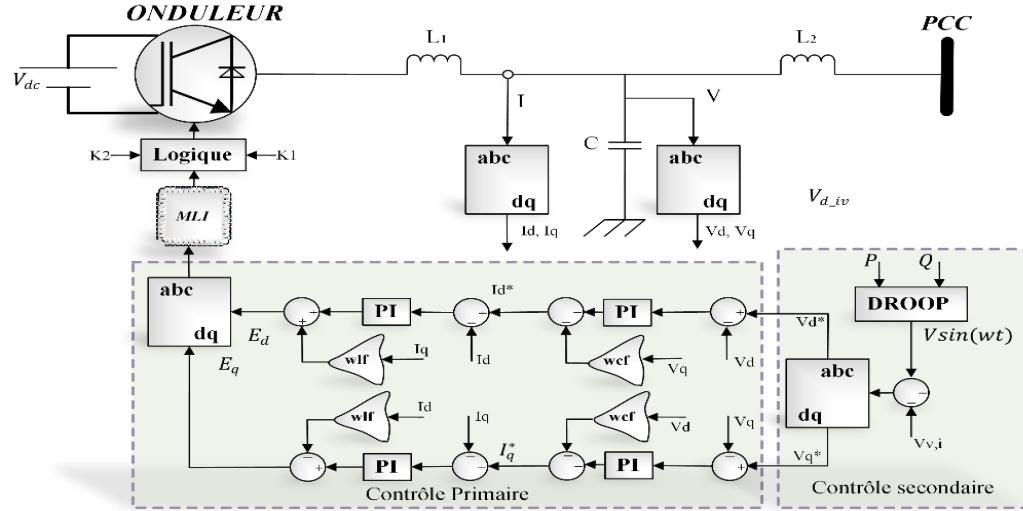


Figure 2-3 Niveau local dans la commande hiérarchique

2.1.2 Contrôle secondaire

Le contrôle secondaire est utilisé pour le partage des puissances entre les REDs connectées en parallèle. Il compense les écarts de tension et de fréquence causés par la variation de la charge et le fonctionnement du contrôle local.

Afin de découpler la dynamique et de faciliter la conception de la commande, la commande secondaire fonctionne généralement avec une vitesse de réponse plus faible par rapport à la commande primaire. D'autres objectifs de contrôle auxiliaire peuvent être réalisés dans la commande secondaire (par exemple, la régulation du profil de tension, le partage de puissance réactive et l'élimination du déséquilibre de tension au PCC). Généralement, les stratégies de la commande secondaire sont classées en fonction de la topologie (ou de l'absence) du système de communication.

En mode de fonctionnement connecté au réseau, la commande des onduleurs des microréseaux utilise les signaux électriques du réseau comme références pour la régulation de tension et de fréquence. Mais, en mode de fonctionnement autonome, la commande perd

le signal de référence fourni par le réseau principal. Dans ce cas, les différentes REDs peuvent se coordonner pour gérer une opération simultanée en utilisant des méthodes d'opérations bien définies. La commande secondaire couvre également certaines commandes nécessaires pour améliorer les performances de fonctionnement en parallèle des onduleurs. Il existe de nombreuses techniques de contrôle dans la littérature pour réussir le fonctionnement des onduleurs en parallèle via des techniques de contrôle maître/esclave, de partage courant/puissance et d'autres types de contrôle [48, 49].

2.1.1 *Contrôle tertiaire*

Le niveau de contrôle tertiaire ou global facilite les activités de supervision du microréseau. Son rôle est particulièrement important dans le mode de fonctionnement autonome. Il fonctionne comme un gestionnaire d'énergie des microréseaux et surveille les contrôleurs locaux et secondaires de ce dernier. Il est également responsable de la détection de l'ilotage et de la connexion / déconnexion du réseau principal, ainsi que des systèmes de contrôle d'urgence et de protection globale. Aussi, il gère le flux de puissance entre le microréseau, les autres microréseaux interconnectés et le réseau principal de même qu'il facilite un fonctionnement optimal sur le plan économique. Ce niveau fonctionne dans la zone du réseau de distribution, en dehors des microréseaux [48, 50].

Ce niveau de commande traite la répartition de l'énergie, dans le but de l'optimiser selon des aspects économiques et de l'efficacité des performances du microréseau. En conséquence, un ordonnancement des opérations est acquis. Il peut être réévalué en fonction de mesures en temps réel de la production d'énergie disponible. La nature des variables contrôlées permet l'exécution de l'opération par un pas de temps de plusieurs secondes ou minutes. La plupart des propositions de ce niveau de commande sont axées sur la répartition optimale du flux de

puissance, en considération de différents scénarios tels que: la possibilité de connecter / déconnecter le microréseau à un réseau principal, la présence de différents types de systèmes de stockage ou l'optimisation des flux de puissances.

2.2 Structure de contrôle des microréseaux

Le contrôle des microréseaux peut être divisé en deux niveaux principaux, contrôle centralisé et contrôle décentralisé.

2.2.1 *Contrôle centralisé*

Dans le contrôle centralisé, le contrôleur principal ou central du microréseau joue le rôle de passerelle entre les différentes sources d'énergie et les charges. Il reçoit les données de chaque RED et émet les commandes telles que les références de puissance aux unités de production ou les signaux de commande aux charges. L'objectif principal d'une stratégie centralisée est axé sur le mode connecté au réseau en liaison du suivi des consignes afin de répondre aux besoins des charges et d'en tirer le maximum d'avantages économiques.

L'un des principaux inconvénients du contrôleur centralisé est que le contrôleur central doit communiquer avec chaque source d'énergie distribuée, dont le système de communication rapide est très coûteux. De plus, en cas de panne du contrôleur central, l'ensemble du système tombe en panne et ne peut fonctionner de manière optimale. C'est pour cette raison que les contrôleurs décentralisés sont la meilleure solution pour résoudre ces inconvénients [4, 51].

2.2.2 *Contrôle décentralisé*

Le contrôle décentralisé ou distribué utilise des avantages tels que l'évolution des contrôleurs et comporte moins de complexité dans le processus de prise de décision, en particulier dans un microréseau avec de nombreuses charges connectées. Pour avoir une option plus souple et pour éviter une défaillance du système due à un seul contrôleur principal, une architecture distribuée peut être appliquée à la commande du microréseau.

Dans une stratégie décentralisée, l'objectif principal est de prendre des décisions localement afin d'optimiser les performances de la puissance échangée entre la RED et les charges locales. En d'autres termes, essayer d'alimenter les charges critiques pendant le maximum de temps possible en utilisant l'énergie instantanée disponible produite par la RED et les systèmes de stockage local. En somme, cette stratégie de gestion est un objectif secondaire. Il revient à dire que le système est basé sur des règles en raison de l'absence de l'utilitaire. Le contrôle décentralisé garantit la stabilité à l'échelle globale par la communication entre les REDs voisines [52, 53]. Et pour ce faire, nous avons utilisé une approche décentralisée dans cette thèse qui offre plus d'avantages par rapport aux approches centralisées. Les avantages et les inconvénients des contrôles centralisés et décentralisés sont résumés dans le Tableau 2.1.

Tableau 2-1 Avantages et inconvénients des contrôles, centralisé et décentralisé

Structure	Avantages	Inconvénients
Centralisé	<ul style="list-style-type: none"> -Des fonctions multi objectifs peuvent être définies dans le Contrôleur central. -Architecture simple. -Détection facile des anomalies. -Les données contrôleur local sont facilement accessibles. 	<ul style="list-style-type: none"> -Nécessite un processeur central puissant et rapide. -Le processus général est lent. -Pas de flexibilité de redondance et d'extensibilité puisqu'il n'y a qu'un seul contrôle.
Décentralisé	<ul style="list-style-type: none"> -Les consignes et les points de fonctionnement pour les contrôleurs locaux sont calculés rapidement. -Il n'est pas affecté par une défaillance du système en un seul point. -Flexible et extensible. 	<ul style="list-style-type: none"> -le coût de maintenance élevé. -la mauvaise coordination entre les contrôleurs locaux entraînera des retards et l'instabilité du système.

2.3 Modes d'opération des microréseaux

Le microréseau peut fonctionner dans deux modes différents d'où la provenance de la flexibilité. En mode normal, le microréseau est connecté à un réseau de distribution électrique

principal de basse et moyenne tension (BT/MT). En fonction de la demande des charges, en mode connecté au réseau, les REDs locales et le réseau principal peuvent envoyer de l'énergie aux charges, et en cas de surplus de puissance le microréseau peut injecter une certaine quantité de puissance dans le réseau principal. Dans ce mode, le réseau principal définit la tension et la fréquence de fonctionnement et ainsi tous les REDs à l'intérieur du microréseau ne peuvent générer que des courants et fonctionner en mode alimentant le réseau.

En cas d'apparition d'un évènement sur le réseau principal, comportant des actions prévues telles que les opérations de maintenance, le microréseau passe en mode îloté ou autonome. Le processus d'îlotage du microréseau peut résulter aussi d'une déconnexion forcée due à un défaut dans le réseau MT semblable à des baisses de tension. La déconnexion doit être effectuée par un commutateur statique contrôlable de même que la tension et la fréquence du système devront être assurées par une RED durant la déconnexion du microréseau pour effectuer une transition réussie [5, 48].

En mode autonome le microréseau n'a aucune connexion électrique au réseau principal et fonctionnera donc comme un système électrique local indépendant. Au cours de cette opération, chaque RED doit fournir une alimentation avec un contrôle de tension et de fréquence approprié et respecter l'équilibre de puissance dans le système de microréseau pour alimenter les charges locales. La nécessité, d'une forte pénétration de la production pour alimenter la charge est une stratégie de contrôle fiable. Elle est essentielle pour que le microréseau gère bien le mode de fonctionnement autonome.

Lorsque le microréseau fonctionne en mode îloté, tout courant de défaut doit être couvert par les REDs du microréseau. Ces courants de défaut peuvent avoir des valeurs faibles. Mais, par rapport à la limite de courant des convertisseurs électroniques de puissance, ces courants

de défaut peuvent être relativement élevés et suffisants pour déclencher les relais de protection contre les surintensités classiques. Pour ce faire, d'autres techniques de protection doivent être envisagées dans ce mode de fonctionnement [48].

2.4 Stabilité et contrôle des microréseaux

Le microréseau tel que décrit est un système complexe composé de ressources d'énergies distribuées, des systèmes de stockage d'énergie et des charges, il peut fonctionner en mode connecté au réseau ou en mode îloté. Le concept de microréseau en îlot a retenu plus d'attention en raison de ses avantages par rapport aux systèmes d'alimentation conventionnels. Ces types de microréseaux permettent aux communautés éloignées d'avoir un meilleur accès à l'énergie. De même qu'ils donnent un avantage à l'utilisation de sources d'énergie renouvelable tels que les systèmes PV et les éoliennes. Aussi ils réduisent les effets néfastes du changement climatique. En outre, le besoin croissant d'énergie propre et de ressources d'énergie solaire et éolienne moins chères entraîne une croissance des tarifs de rachats et des programmes de taxes sur les émissions de carbone [34, 54]. Ainsi, en raison des problèmes économiques et techniques dans les réseaux électriques, les microréseaux autonomes ont connu un grand intérêt dans les secteurs de l'énergie.

Toutefois, l'intégration massive des énergies renouvelables dans les microréseaux peut poser des problèmes de stabilité en cas de variations brusques et imprévisibles des conditions climatiques, de même qu'elle peut entraîner une grande déviation de la fréquence et de la tension du système au point de connexion commun (PCC). C'est pour cette raison qu'on doit rechercher des stratégies de commande et gestion de flux de puissances robustes afin de garantir la stabilité du microréseau et la qualité d'énergie à fournir.

Les microréseaux autonomes ne sont pas connectés au réseau principal. Ainsi, le réseau principal n'affectera pas le fonctionnement du microréseau. Dans ce mode, les niveaux de tension et de fréquence sont exclusivement contrôlés par les REDs, connectées via des onduleurs de tension. Cela rend difficile le partage de la puissance entre plusieurs unités de REDs dans un microréseau isolé, par exemple en raison d'une différence d'impédance de ligne, de niveaux de tension ou de charges locales connectées[47].

Plusieurs techniques et approches ont été développées et proposées dans la littérature par de nombreux chercheurs qui se sont consacrés sur l'amélioration des performances de stabilité des microréseaux en modifiant les boucles de contrôle des convertisseurs de puissance [55]. Le contrôle de statisme ou le droop control en anglais est la méthode la plus utilisée pour le partage du flux de puissance dans les microréseaux sans système de communication. Néanmoins, en raison des impédances de lignes inégales, le partage de puissance réactive n'est peut-être obtenu par les contrôleurs de statisme traditionnels. Dans les situations extrêmes, le mauvais partage de la puissance réactive peut entraîner d'autres puissances réactives circulantes entre les REDs comme il peut provoquer une instabilité du système [56]. Pour partager la puissance réactive, différentes méthodes de contrôle de statisme ont été proposées. Elles comprennent trois catégories principales: les méthodes de contrôle de statisme primaire améliorées[34, 37, 55, 57-60], les méthodes basées sur l'impédance virtuelle [35, 36, 55, 61-63]et les stratégies de contrôles hiérarchiques améliorées [54, 64].

Pour surmonter les problèmes du partage de puissance réactive, certains ont proposé un contrôleur de statisme dynamique qui modifie de manière adaptative le gain de ce dernier pour gérer l'augmentation de l'écart de fréquence. Par ailleurs, en raison de la forte

pénétration des sources d'énergies renouvelables dans les microréseaux autonomes, les contrôleurs de statisme dynamique ne peuvent pas maintenir la stabilité en cas d'absence d'un système de stockage [65].

Un contrôleur décentralisé auto-ajustable pour le partage de la puissance réactive dans les microréseaux autonomes est présenté dans [57]. L'objectif principal de la stratégie du contrôleur proposé est que chaque unité RED compense la puissance réactive de ses charges locales et partage la puissance réactive des charges non locales entre elles-mêmes et d'autres REDs. Cette stratégie de contrôle proposée comprend un contrôleur de statisme amélioré dont les paramètres sont ajustés en fonction de la puissance réactive des charges locales. Le contrôle de statisme adaptatif de la tension est aussi utilisé pour obtenir un partage précis de la puissance réactive [37]. Au lieu de contrôler directement la tension de sortie de l'onduleur, la pente du coefficient de statisme de la tension est réglée pour compenser la discordance des chutes de tension entre les REDs en utilisant des liaisons de communication. L'inconvénient de cette approche est l'utilisation d'un système de communication qui augmente le coût du microréseau et introduit des retards dans certains cas. Dans [59], une nouvelle méthode de contrôle de statisme appelée contrôleur de statisme P-Q-V, pour les systèmes photovoltaïques interconnectés a été proposée. Dans ces systèmes, la puissance active et réactive est utilisée pour la régulation de la tension au PCC. La puissance active nécessaire pour la compensation est tirée du système interconnecté via l'onduleur photovoltaïque. Le contrôleur est conçu pour transférer la puissance active minimale entre les deux REDs. Ces coefficients du contrôleur de statisme pour la puissance active et réactive sont ajustés en temps réel via une table de consultation basée sur le niveau de tension au PCC. Une autre méthode basée sur la régulation de la tension au PCC a été proposée, où un mécanisme de restauration de la tension modifiée

est utilisé pour résoudre le problème d'écart de consigne. Ce dernier est basé sur l'acquisition des informations locales. Des résultats de simulation et d'expérimentation sont présentés pour valider l'efficacité de la technique proposée [60]. Une autre stratégie de contrôle améliorée est présentée pour le partage de la puissance réactive avec précision, dans laquelle la perturbation de puissance active est adoptée pour identifier l'erreur de partage de puissance réactive. Cette dernière est éliminée en utilisant un terme intégral. Toutefois, cette méthode détériore la qualité de la puissance et affecte la stabilité du système[66]. Afin de réguler la puissance de déséquilibre et la puissance réactive, un contrôle adaptatif avec un contrôle de statisme amélioré est proposé pour réajuster les coefficients de pondération des filtres numériques en temps réel. Par ailleurs, le partage de la puissance réactive du microréseau en mode isolé peut être médiocre dans des conditions de charge déséquilibrée et non linéaire.

Il est difficile de partager la puissance réactive avec précision en présence des impédances de sortie des REDs non égales et des conditions de charge déséquilibrées et non linéaire par le biais de contrôle amélioré de statisme. En complément du contrôle de statisme amélioré, les méthodes basées sur l'impédance virtuelle ou l'impédance virtuelle améliorée ont été proposées pour partager les puissances active et réactive. Bien que l'impédance virtuelle inductive puisse améliorer la capacité du partage de puissance réactive dans des conditions d'impédances différentes, la puissance réactive ne peut être partagée avec précision lorsque les charges sont non linéaires et déséquilibrées dans les microréseaux en mode déconnecté. Une commande de statisme avec impédance virtuelle est proposée pour résoudre le problème d'instabilité et le partage de puissance réactive où l'impédance virtuelle est sélectionnée pour réduire le couplage entre la puissance active et réactive des onduleurs couplés par condensateur. La stabilité et la sensibilité du système sont également évaluées

sur la base d'un modèle à petits signaux pour fournir un guide à la sélection d'impédance virtuelle [61]. Une autre stratégie de contrôle d'impédance virtuelle améliorée a été proposée pour partager la puissance réactive dans les microréseaux isolés avec impédances des REDs non égales, où des impédances virtuelles sont utilisées dans les fréquences de la composante fondamentale et des harmoniques. Par contre, un mauvais partage de puissance réactive peut se produire dans un convertisseur triphasé avec des charges non linéaires. Dans [62] on propose une méthode de réglage d'impédance virtuelle basée sur des approximations successives pour compenser avec précision l'inégalité entre les impédances de ligne. En premier lieu, dans chaque unité de RED, une régulation d'impédance virtuelle adaptative basée sur l'erreur entre la puissance réactive de sortie et sa référence est établie. Ensuite, elle est combinée avec le contrôle de statisme classique. Ensuite, ces deux schémas de commande fonctionnent en alternance pendant plusieurs cycles, et à chaque cycle, la référence de puissance réactive de la régulation d'impédance virtuelle est mise à jour par la dernière estimation de la commande de statisme. En conséquence, l'impédance virtuelle de chaque unité RED sera réglée successivement à une valeur appropriée pour obtenir un partage de puissance précis entre les unités REDs. Dans les REDs avec onduleur utilisant une impédance de sortie résistive capacitive (de type RC), une autre approche est proposée pour avoir un partage de puissance réactive rapide pour supporter la tension des microréseaux, et en même temps réduire les courants de circulation et amortir les résonances haute fréquence entre les onduleurs. En introduisant la boucle d'impédance virtuelle de type RC, l'onduleur peut fournir une réponse transitoire rapide. Après la modélisation des onduleurs, une analyse comparative dans le domaine fréquentiel des impédances de sortie équivalentes est effectuée. L'impact de l'impédance complexe virtuelle sur les courants de circulation et les résonances de haute fréquence entre les onduleurs parallèles est analysé. Les paramètres de commande sont

systématiquement sélectionnés et l'effet de l'impédance complexe virtuelle sur la tension de sortie de l'onduleur est représenté. L'approche utilisée peut réduire les courants de circulation et amortir les résonances dues aux impédances inégales de sortie de l'onduleur et des impédances de ligne [55]. Une autre stratégie de contrôle basée sur la résistance virtuelle est présentée pour partager la puissance réactive sous des impédances différentes et des charges déséquilibrées et non linéaires. Cependant, si la RED ou la charge est déconnectée, le système du microréseau devient instable, ce qui limite ses applications pratiques [35]. D'autres chercheurs ont utilisé l'intelligence artificielle pour améliorer le partage de puissance réactive à base d'impédance virtuelle, et ceci introduisant un algorithme génétique. Les paramètres du contrôleur d'impédance virtuelle de chaque unité de génération distribuée sont optimisés, ce qui vise à minimiser l'erreur de partage de la puissance réactive globale du microréseau. Le processus d'optimisation des paramètres est effectué hors ligne dans l'étape de configuration du microréseau. En utilisant ces contrôleurs d'impédance virtuelle optimisés, les performances de partage de puissance réactive d'un microréseau peuvent être considérablement améliorées [63]. Une autre méthode à base de la logique floue a été présentée, où une approche de contrôle adaptatif basée sur l'impédance virtuelle pour les microréseaux connectés au réseau et autonomes est proposée pour éliminer la différence d'impédance à la sortie des onduleurs et améliorer le partage de la puissance réactive entre les REDs. L'impédance virtuelle est composée d'une résistance virtuelle adaptative et d'une inductance virtuelle fixe, où la résistance virtuelle est conçue de manière adaptative en fonction des points de fonctionnement du microréseau. Le contrôle d'impédance virtuelle adaptatif proposé est implémenté sur un contrôleur basé sur la logique floue, offrant ainsi une excellente régulation de tension et de fréquence au PCC [36, 67].

Il est difficile d'obtenir le partage de puissance réactive par des méthodes d'impédance virtuelle améliorées dans des microréseaux complexes. C'est pour cela que la stratégie de commande hiérarchique a été proposée pour garantir les performances en régime permanent et dynamique. De plus, l'amplitude de tension peut être rétablie à sa valeur nominale tout en partageant les puissances active et réactive. Des contrôleurs repartis sur plusieurs couches interconnectées ont été proposés pour le fonctionnement coordonné de plusieurs REDs dans un microréseau autonome. Dans la couche inférieure, un contrôleur de tension et de courant à double boucle est incorporé avec un contrôleur de statisme de puissance pour la régulation de la tension et de la fréquence primaire de la RED. Ce qui permet d'explorer une capacité de réponse rapide des REDs pour la régulation des fluctuations due à la charge. Dans la couche intermédiaire, une stratégie de contrôle de la fréquence et de la tension secondaire est mise en œuvre pour corriger la fréquence de la RED et le décalage de la tension dans la couche inférieure. Dans la couche supérieure, un algorithme de répartition économique distribuée est mis en œuvre pour minimiser le coût total de généré par les REDs en optimisant la référence de puissance active de ces derniers qui sont couplées aux couches médiane et inférieure [54]. D'autre part, les algorithmes de consensus peuvent être utilisés pour l'optimisation de la valeur de l'impédance virtuelle afin de garantir un partage de puissance réactive dans le cas où les impédances des lignes sont différentes [18, 68, 69]. L'algorithme de consensus est utilisé pour détecter la différence de la puissance réactive entre les unités de production distribuée. Le terme de discordance de puissance réactive est appliqué à un contrôleur proportionnel intégral pour générer un terme de correction à l'impédance virtuelle. À l'aide de cette régulation, la puissance réactive sera partagée avec précision entre les unités de production distribuée et ainsi les courants de circulation seront annulés. La stratégie de contrôle ne nécessite pas la connaissance des valeurs d'impédances de ligne. De plus, la

restauration de la tension moyenne basée sur un algorithme de consensus est utilisée pour compenser la tension de sortie diminuée par le contrôleur de statisme et l'impédance virtuelle ajoutée. Une autre approche basée sur les algorithmes de consensus pour garantir le partage de la puissance réactive dans des microréseaux avec des impédances de lignes inductives non égales a été proposée. Contrairement à la plupart des autres concepts de commande liés par des lignes de communication, cette seconde approche nécessite seulement une communication distribuée entre les onduleurs, c'est-à-dire qu'elle n'a pas besoin ni d'unité centrale de communication ou de calcul, ni de communication globale entre les onduleurs.

Pour la conception du contrôle, on se base sur le protocole de consensus moyen pondéré. Ce protocole a déjà été appliqué dans les microréseaux à onduleurs aux problèmes de contrôle de la fréquence secondaire, et du contrôle de la tension secondaire. Contrairement à d'autres approches le contrôle de tension secondaire proposé, est déterminé de manière à réguler toutes les amplitudes de la tension à une valeur de référence commune. Cette approche assure non seulement le partage de la puissance réactive, mais aussi le maintien de la moyenne de toutes les amplitudes de tension dans le réseau qui est équivalente à l'amplitude de tension nominale à tout instant [70].

La plupart des travaux existants traitent le contrôle et la gestion des flux de puissances dans les microréseaux électriques autonomes en utilisant différentes approches. Cependant, le problème de partage de puissance due à l'insuffisance de la puissance délivrée par une RED, à un certain moment, peuvent causer une instabilité dans le microréseau. Cet aspect est rarement pris en compte [64, 71, 72]. Les REDs avec un manque de puissance peuvent ne pas répondre à la demande de partage de puissance par le microréseau, entraînant ainsi une chute de tension ou une divergence de fréquence. Ce phénomène est rarement pris en compte

dans la conception de la commande des onduleurs dans la littérature existante. Une stratégie de contrôle de statisme adaptative avec impédance virtuelle adaptative est proposée dans [71]. Contrairement au contrôle de statisme conventionnel où les coefficients de statisme sont fixés en supposant que les REDs peuvent toujours répondre à la demande de charge. Dans cette approche les coefficients de statisme sont ajustés en fonction de la puissance de sortie des générateurs photovoltaïques. Un partage approprié de puissance peut être réalisé entre les REDs dans le cadre des variations des énergies renouvelables. En outre, l'impact de la variation des capacités des REDs sur la stabilité du microréseau a été étudié aussi. Pour résoudre le problème d'instabilité du système causée par les variations d'énergie renouvelable, une impédance virtuelle adaptative est incorporée. La stratégie proposée a été analysée par simulations et validée par des tests expérimentaux.

Une autre approche est proposée pour les systèmes photovoltaïques afin d'avoir un partage de puissance active et réactive sensible à la variation de l'irradiation solaire. L'auteur de cette approche démontre que le partage adaptatif proposé de la puissance active réduit considérablement l'énergie requise des générateurs auxiliaires à combustible fossile. Le partage adaptatif proposé de la puissance réactive réduit considérablement la puissance réactive échangée avec ces générateurs et la contrainte de commutation sur le convertisseur de chaque RED. Dans un autre sens, cela réduit la contribution de la puissance réactive des unités REDs par une contribution de puissance active plus élevée. Tout cela est réalisé sans aucune communication entre les unités de production distribuées du microréseau. L'approche proposée se focalise sur un microréseau résistif, où une impédance virtuelle adaptative résistive est employée dans le plan α, β . La composante α de la résistance virtuelle est utilisée pour partager la puissance active et la composante β de la résistance virtuelle est utilisée pour

partager la puissance réactive. Des simulations avec plusieurs scénarios ont été effectuées afin de valider la méthode proposée [72]. Dans les deux approches précédentes, l'aspect de la poursuite du point maximum de puissance (MPPT) n'est pas traité, ce qui réduit l'efficacité globale du microréseau. Une autre méthode a été proposée dans la littérature, où un algorithme de gestion du flux de puissance complexe, en particulier dans les microréseaux autonomes, stabilise le système et améliore sa fiabilité. Cet algorithme de partage de puissance réactive est développé pour prendre en compte les différents paramètres des convertisseurs comme la limite de puissance apparente et la puissance active maximale. La solution développée a été vérifiée par simulation, cependant l'aspect pratique n'est pas traité.

Dans notre travail un algorithme de consensus est développé en utilisant l'impédance virtuelle pour le partage de puissance et la restauration de la tension au PCC. De même qu'un algorithme de poursuite du point de puissance maximale MPPT à base des réseaux neurones a été développé pour définir la référence de la puissance active disponible dans les REDs et l'adaptation des coefficients de statisme. Ceci permet d'avoir une meilleure exploitation de chaque RED en gardant la puissance de chaque unité inférieure à son niveau nominal aussi longtemps que possible d'une part, et garantir la stabilité du microréseau, d'autre part.

2.5 Conclusion

Dans cette partie de la thèse, nous avons clarifié le concept des microréseaux électriques, en commençant par leurs définitions dans la littérature. Puis, l'architecture de contrôle des microréseaux électriques basée sur le contrôle hiérarchisable a été présenté, comprenant les trois niveaux de contrôle. De même que la structure, le mode de fonctionnement et la stabilité des microréseaux autonomes ont été détaillés. Aussi nous avons présentées les méthodes de gestion du flux des puissances et les techniques de contrôle des REDs. Enfin les différents

éléments constituants un microréseau ont été exposés afin de bien comprendre le rôle de chacun dans ce dernier.

Dans le chapitre suivant, nous allons présenter en détail la modélisation des différentes parties du microréseau, son fonctionnement et son contrôle. En même temps la synthèse des boucles de contrôle.

Chapitre 3 - Modélisation, fonctionnement et commande des microréseaux

L'objectif de ce chapitre est de présenter la modélisation en détails des différentes parties constituant un microréseau, le fonctionnement et le contrôle du microréseau. En particulier le contrôle décentralisé de la puissance active et réactive par la régulation de l'amplitude de la tension et de la fréquence. Pour mieux comprendre ces contrôles, la modélisation du microréseau sera introduite ainsi que la synthèse des boucles de contrôle. Cette partie s'articule comme suit ; en premier lieu les différents éléments qui composent un microréseau électrique seront présentés en détail. Commençant par les onduleurs qui constituent la pièce maîtresse dans les REDs, où on va présenter les onduleurs à deux niveaux et les onduleurs multiniveaux de type NPC et en cascade avec leurs avantages et inconvénients. Après, nous présenterons le filtre de sortie utilisé dans notre travail. Vient ensuite, la modélisation du microréseau qui sera donnée en détail, à commencer par la modélisation de la commande de statisme, des boucles de contrôles de la tension et du courant en se basant sur la commande en cascade et de la synthèse des régulateurs PI utilisés dans les boucles de régulation. Pour aboutir enfin à l'approche utilisée pour le partage de la puissance réactive basée sur l'impédance virtuelle.

3.1 Introduction

Depuis la fin du 19e siècle, les réseaux électriques à courant alternatif (CA) se faisaient par le choix standard des systèmes énergétiques commerciaux ou industriels pour alimenter les différentes charges. La tension alternative facile à transformer à différents niveaux pour

diverses applications utilisant des transformateurs et sa caractéristique inhérente à l'utilisation de machines tournantes ont fait du courant alternatif une option intéressante [73].

Dans les microréseaux, les REDs avec une sortie CA sont directement connectées au bus CA, puis au système principal à l'aide de convertisseurs de puissance pour le couplage et le contrôle comme par exemple, les éoliennes, les stations hydrauliques, le biogaz ou la biomasse etc. en quelque sorte, toutes les REDs sont basées sur des machines tournantes. Le microréseau est un système complexe à de multiple dispositifs différents. D'où la nécessité de compétences et moyens, comme le contrôle robuste, l'exploitation, les techniques de communication et de sécurité, comme expliqué précédemment. Pour ce chapitre, dans notre travail en général, nous avons choisi un microréseau de type CA. La stratégie du contrôle de statisme est la méthode décentralisée la plus utilisée pour le partage des puissances dans les microréseaux électriques. Mais les méthodes de contrôle existantes basées sur le contrôle de statisme ne peuvent atteindre un partage de puissance proportionnel qu'en régime permanent pour la puissance active. Alors que le partage de la puissance réactive ne peut être atteint si les impédances des lignes sont différentes [5, 17, 50, 74]. Les caractéristiques tension-courant de la stratégie de commande de statisme peuvent être aperçues comme une impédance à la sortie du convertisseur pour découpler les puissances active et réactive des différentes REDs. Ce chapitre propose un schéma de contrôle de statisme basé sur l'impédance virtuelle. Cette impédance virtuelle est sélectionnée pour que l'impédance de sortie soient équivalente, y compris l'impédance de sortie physique, soit égale pour toutes les REDs du système. Ce qui permettra d'avoir un partage des puissances active et réactive équivalent entre les REDs, bien que les impédances des lignes ne soient pas égales. Le microréseau adopté pour cette étude est illustré sur la Figure 3.1, il est constitué de REDs à base des générateurs photovoltaïques

et des éoliennes, des systèmes de stockage à base de batteries et un système d'électrolyse avec une pile à combustible pour le stockage d'hydrogène et des charges flexibles.

3.2 Éléments constituant un microréseau électrique

Un microréseau électrique n'est pas composé seulement de REDs, de systèmes de stockages et des charges. Il convient également de prendre en considération d'autres appareils externes qui permettront de faire fonctionner le microréseau de manière optimale et en toute sécurité pour les personnes, les appareils et les infrastructures électriques. En ce sens, les principaux éléments intégrés dans un microréseau électrique sont : les onduleurs, les algorithmes de contrôle, les systèmes de communication, le disjoncteur principal et les éléments de protection.

Le disjoncteur principal ou commutateur central, sert de connexion et déconnexion du microréseau vers le réseau public, ce qui permet de faire fonctionner le système en mode connecté au réseau ou mode autonome. Ce disjoncteur permet l'isolation du microréseau en cas de maintenance, cependant dans le cas de coupure non intentionnelle, la décision d'îlotage est prise selon la stratégie et les algorithmes anti-îlotage intégrés dans le système contrôle. Un disjoncteur principal permet de surveiller le réseau pour détecter toute situation anormale. Il peut comprendre un microprocesseur pour le calcul des déviations de la tension, la fréquence, la distorsion totale d'harmoniques et la supervision de la séquence de phase. Les méthodes anti-îlotage passives et actives sont utilisées dans ce type de disjoncteur afin de détecter l'îlotage et déconnecter le système de manière préventive [6, 75]. Il existe un autre type de composants très importants pour le fonctionnement des microréseaux, qui sont des protections tout en jouant un rôle essentiel afin de minimiser les risques pour les opérateurs et les équipements en général. Ces protections doivent être similaires à celles

utilisées dans les réseaux conventionnels en termes de seuil de détection, en retour, il faut tenir compte de certains défis spécifiques où les conditions de fonctionnement changent constamment.

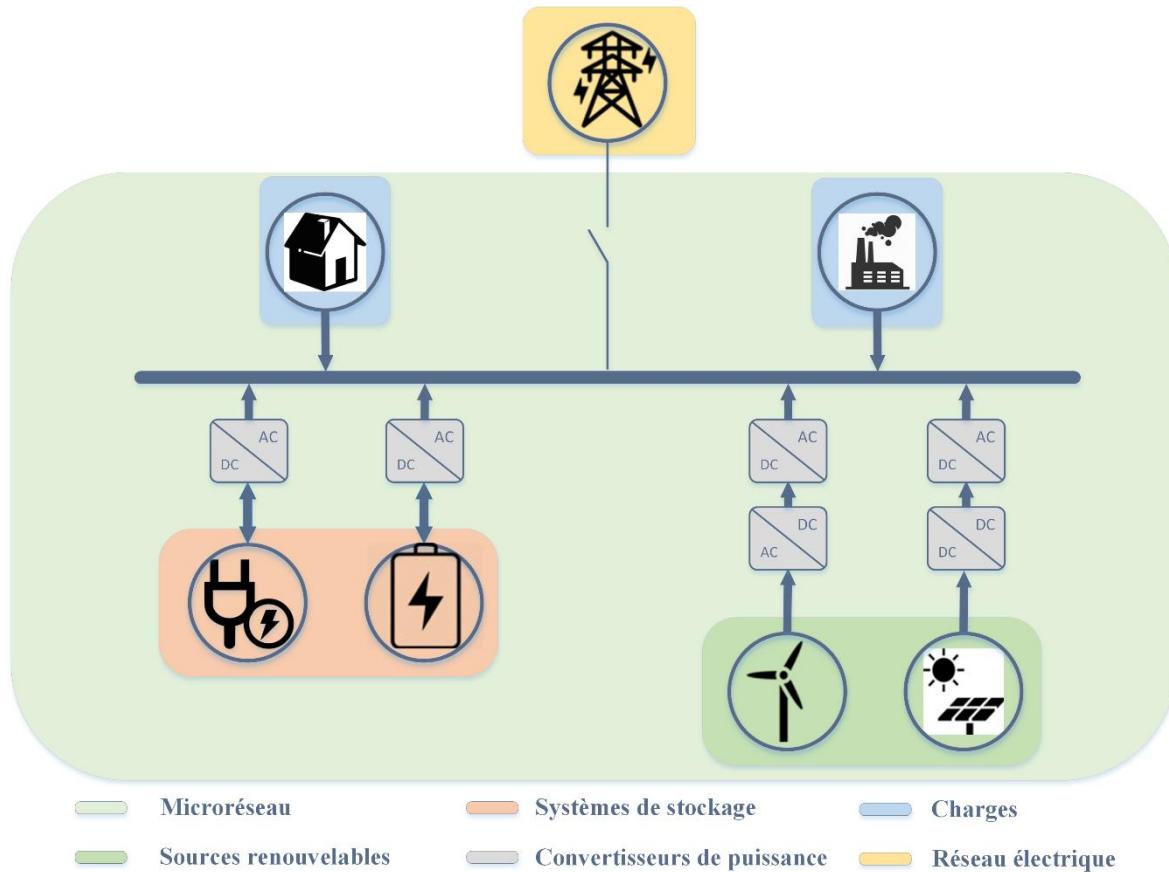


Figure 3-1 Configuration du microréseau à étudier

Dans le cas d'un microréseau, il faut tenir compte du fait que le flux d'énergie peut être bidirectionnel en certains points. Pour cela tous les systèmes connectés au microréseau doivent communiquer avec le contrôleur central ou les différents contrôleurs locaux. Du fait que les REDs sont connectées avec le microréseau via des convertisseurs de puissance, l'apparition de défauts récurrent risque d'augmenter. Pour cela, le contrôleur local doit surveiller la présence des défauts instantanément et prendre des mesures rapides [4, 6]. En ce qui concerne la communication, certains microréseaux contiennent un contrôleur central

(CC), en même temps des contrôleurs locaux, des protections et des systèmes de surveillance. L'intégration des différents équipements et dispositifs cités se fait en répartissant les tâches entre les différents niveaux de contrôle dans une stratégie de contrôle hiérarchique. En ce sens et selon le niveau de communication considéré, on peut trouver différents protocoles de communication. Certains d'entre eux correspondent mieux à la quantité de données à partager, au temps de rafraîchissement souhaité, aux latences autorisées et à la hiérarchie (maître/esclave, client/serveur, producteur/consommateur) ou à la structure (étoile, radiale, bus) choisie dans le microréseau. Citons quelques exemples de protocoles et de normes utilisés pour les réseaux et les systèmes énergétiques comme : Transmission Control Protocol / Internet Protocol-User Datagram Protocol (TCP / IP-UDP) ou Power Line Carrier (PLC) qui sont des protocoles de communication couramment appliqués. Dans ce cas, ils sont davantage liés aux niveaux de production ou de gestion [4, 76]. L'objectif de ce chapitre est d'étudier le partage de puissance entre les onduleurs connectés aux unités REDs dans le système à microréseaux. Les unités REDs sont modélisées comme des sources de tension continue idéales. Cette modélisation ne prend pas en compte la taille de ces unités, ni en termes de puissance ou de capacité de stockage. L'objectif étant de faire en sorte que les onduleurs se partagent la puissance tirée par la charge.

3.3 Onduleurs de tension

Un onduleur est utilisé pour convertir la tension continue en tension alternative à l'aide des commutateurs semi-conducteurs. Les unités REDs fournissent des tensions continues, d'où les onduleurs jouent un rôle important dans le fonctionnement du microréseau. Le contrôle local du microréseau se fait également via un système de contrôle pour chaque onduleur. Il existe plusieurs types d'onduleurs dans la littérature, principalement on peut

distinguer deux grandes catégories, les onduleurs à deux niveaux et les onduleurs multiniveaux.

Une représentation d'un onduleur triphasé à deux niveaux est illustrée sur la Figure 3.2, avec une tension d'entrée continue V_{dc} et une tension de sortie V_{sortie} .

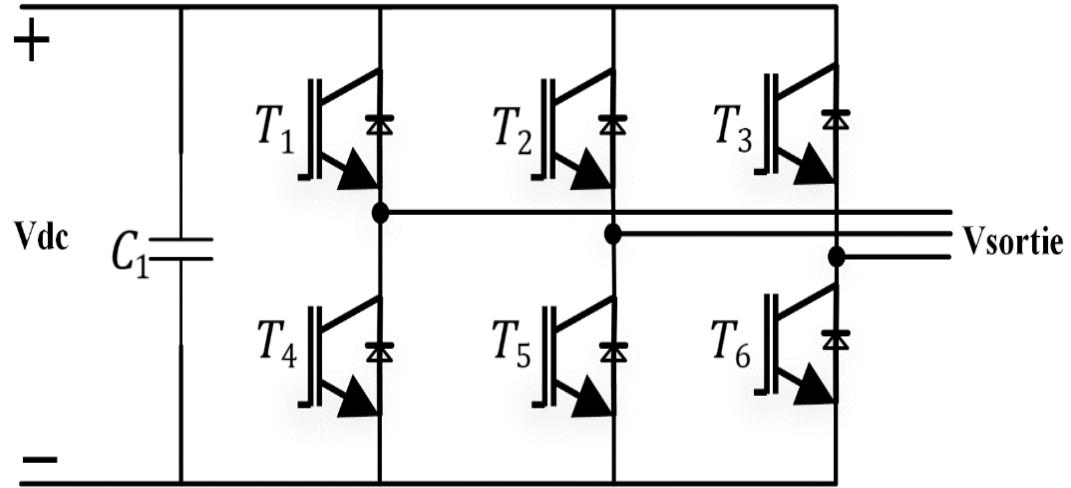


Figure 3-2 Onduleur triphasé à deux niveaux

La tension de sortie V_{sortie} est déterminée par la combinaison des commutateurs de l'onduleur, et de la tension d'entrée V_{dc} au niveau du variateur. Trois niveaux de tension sont obtenus à la sortie $+V_{dc}$, 0 et $-V_{dc}$. Durant ces dernières années, l'exigence des équipements de puissance à haute tension pour l'industrie a augmentée, et a atteint même le niveau des Mégawatts. La valeur limite de la tension de blocage des interrupteurs réalisables jusqu'à présent est toujours inférieure à une dizaine de kV. Pour aller au-delà de ces limites, une nouvelle tendance est apparue ces dernières années, c'est l'utilisation des onduleurs multiniveaux. Ce type d'onduleur présente des avantages et inconvénients, parmi ceci [6]:

- La résolution de la tension de sortie est plus élevée et est plus proche de la sinusoïde, car l'onduleur est capable de générer plusieurs niveaux.
- Le THD (Total Harmonic Distortion) est faible, et si le nombre de niveaux est assez élevé on n'aura pas besoin de filtre à la sortie de l'onduleur.
- La tension de commutation est réduite au pas de l'onduleur, donc la tension bloquée par les interrupteurs est réduite en même temps que les pertes par commutation.

Il existe plusieurs topologies d'onduleurs multiniveaux qui diffèrent dans leurs structures, la complexité, le type et le nombre de composants utilisés, etc... Dans ce travail, nous optons pour la topologie de type NPC (Neutral Point Clamped) ou onduleur à point neutre clampé. L'inconvénient majeur des onduleurs multiniveaux réside dans la complexité de leur construction (le nombre de composants nécessaires est très élevé) d'où il en résulte une difficulté de stratégie de commande et une augmentation dans le coût total des installations [6].

3.4 Onduleur à point neutre clampé NPC

Cette topologie a été introduite en 1981 par A. Nabae voire [77] pour la génération de trois niveaux de tension. La Figure 2.4 représente la structure la plus simple de cet onduleur, il est composé de quatre interrupteurs, six diodes et deux condensateurs branchés en parallèle avec une tension d'entrée pour assurer leurs les niveaux de tension. Les transistors T_{1x} , T'_{1x} et T_{2x} , T'_{2x} présentent deux cellules de commutation où les deux transistors de chaque cellule sont complémentaires. Cet onduleur permet de délivrer cinq niveaux de tensions distinctes à la sortie.

Lorsque les cellules sont à état haut c-à-d. les transistors T_{1x} , T_{2x} sont fermés et T'_{1x} , T'_{2x} sont ouverts, le point V_x est relié à V_{dc} donc on aura $V_{sortie} = V_{dc}/2$. Pour avoir le niveau négatif, il suffit de fermer les transistors T'_{1x} , T'_{2x} et pour avoir une sortie nulle on doit fermer les transistors T_{2x} et T'_{1x} . Les états de commutations possibles sont résumés au Tableau 3.1.

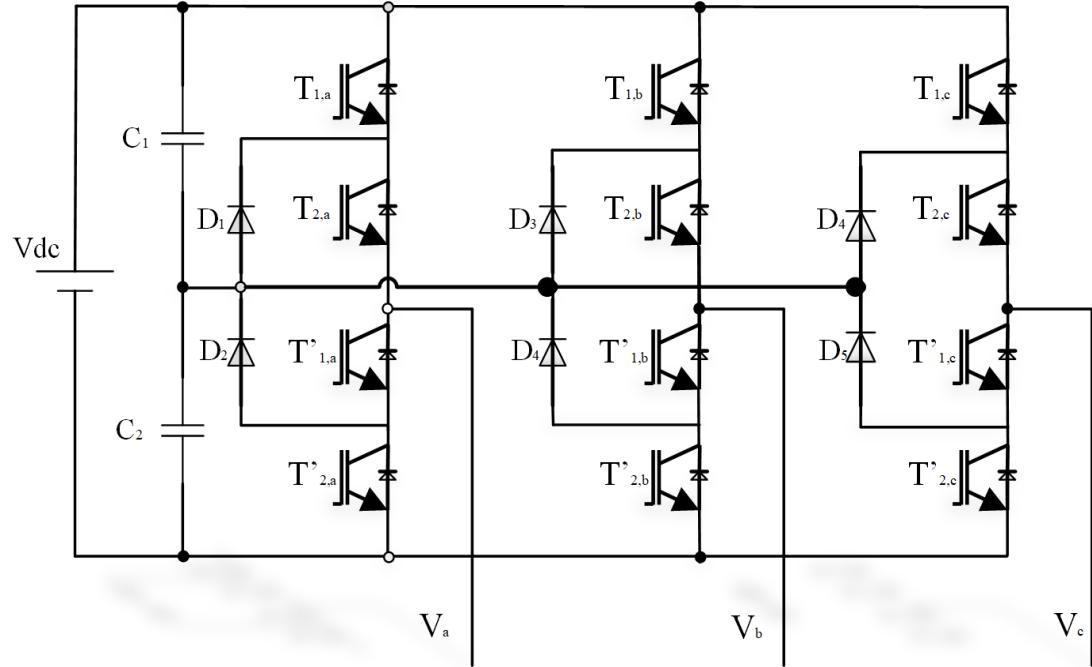


Figure 3-3 Onduleur NPC

T_{1x}	T_{2x}	T_{3x}	T_{4x}	Tension de phase V_x	État du bras
1	1	0	0	$+V_{dc}/2$	P
0	1	1	0	0	0
0	0	1	1	$-V_{dc}/2$	N

Tableau 3-1 États de commutations possibles

Avantages et inconvénients

La topologie NPC présente plusieurs avantages dont quelques-uns sont énumérés ci-dessous [78]:

- La forme de la tension résultante a une meilleure qualité spectrale par rapport à celle d'un onduleur à deux niveaux, ce qui rend les filtres passifs peu volumineux.

Malgré cela l'onduleur NPC présente également quelques inconvénients tels que :

- L'exigence des diodes à fréquence de commutation élevée qui doivent en même temps supporter le courant maximal circulant dans le circuit.
- L'inégalité des tensions inverses supportées par les diodes.
- L'inégalité de commutations entre interrupteurs situés à l'extérieur de la structure par rapport aux autres.
- Le déséquilibre des tensions aux bornes des condensateurs lors de leur fonctionnement.

3.5 Onduleur pont H en cascade

Cette topologie a été proposée par Marchesoni et al. en 1988 [6]. Le principe de base consiste à connecter en série des ponts en H, comme illustré dans la Figure 3.4, la partie AC de ces onduleurs est connectée en série. Chaque pont H génère trois niveaux de tensions différentes à sa sortie. D'où l'association de deux ponts offre cinq niveaux dans la tension de sortie. Il y a autant de manières pour générer un niveau de tension, que de permutations possibles des cellules, et de combinaisons distinctes de niveaux d'onduleur conduisant à cette valeur. Si on a m ponts connectés on aura $3m$ états de commutations possibles. Le nombre de niveaux de tensions peut être représenté par [79]:

$$m = 2 * S + 1 \quad (3.1)$$

Où S est le nombre des sources de tension. L'utilisation de sources de tension différentes peut augmenter le nombre de niveaux de tension sans aucun ajout de composantes, par exemple si on utilise deux sources de tension égales respectivement à V et $2V$, on aura sept niveaux de tension à la sortie de l'onduleur ($0, +/-V, +/-2V, +/-3V$).

Cette topologie présente des avantages et inconvénients, parmi lesquels [6] :

- La modularité de sa structure permet de donner une façon très pratique et facile pour son extension à un nombre élevé de cellules, et d'autre part elle facilite la maintenance.
- Les interrupteurs supportent la même tension de blocage.
- Offre plusieurs possibilités pour avoir un niveau de tension.

L'inconvénient majeur de cette topologie réside dans le nombre de sources d'alimentation requises, chaque pont doit avoir une alimentation isolée, alors que dans les systèmes photovoltaïques nous n'avons pas ce problème, car chaque générateur est une alimentation isolée. La structure en cascade possède deux cellules de commutation en pont H pour générer les cinq niveaux dans chaque bras, ces deux ponts sont connectés en série. Chaque pont se compose de deux bras, les deux bras contiennent quatre interrupteurs T_{1x} , T'_{1x} et T_{2x} , T'_{2x} et une alimentation ainsi qu'une capacité à l'entrée. L'onduleur peut générer cinq différents niveaux de tensions dans chaque bras; $2V, V, 0, -V$ et $-2V$, où V est la tension d'alimentation pour chaque pont H. Pour éviter la conduction instantanée des transistors du même bras (court-circuit), chaque deux interrupteurs du même bras du pont H sont inversés en commande c.-à-d. ils ne conduisent pas en même temps. L'état valide des transistors et leurs tensions correspondantes sont indiqués sur le Tableau 3.2 [24].

Il y a huit états valides de commutation. Deux états produisent la tension V , deux pour $-V$, deux pour l'état 0, un pour $2V$ et un pour $-2V$.

T_{1x}	T_{2x}	T_{3x}	T_{4x}	Tension de phase V_x	État du bras
1	0	1	0	2V	P
1	0	0	0	V	P
0	0	1	0	V	P
1	0	0	1	0	0
0	1	1	0	0	0
0	1	0	0	-V	N
0	0	0	1	-V	N
0	1	0	1	-2V	N

Tableau 3-2 États de commutations possibles

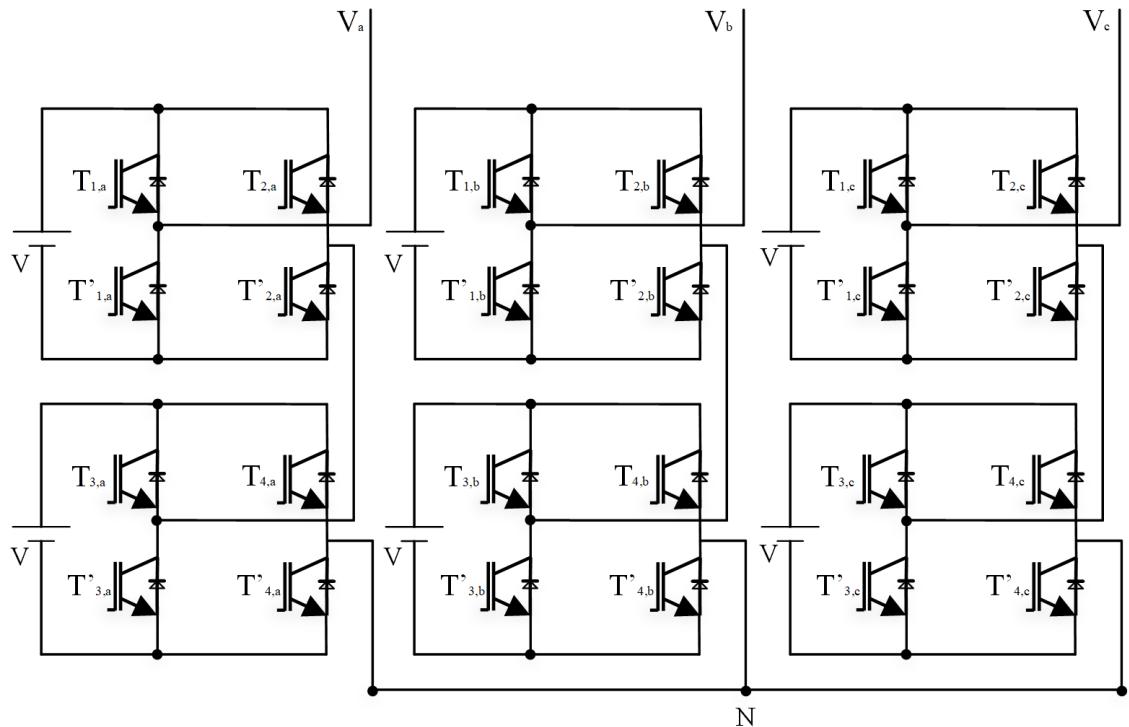


Figure 3-4 Onduleur cascade en pont H (un bras)

3.6 Filtre LCL

Afin de filtrer les harmoniques à haute fréquence, des filtres passe-bas sont utilisés à la sortie des onduleurs. Les harmoniques peuvent être filtrés à travers un simple filtre inductif,

appelé filtre L, filtre LC ou filtre LCL, les deux derniers sont conçus par une combinaison d'inductances et de condensateurs, et sont les solutions les plus courantes [80].

Le filtre passe-bas sélectionné pour ce travail est le filtre LCL, c'est-à-dire l'alternative la moins chère par ce que les inductances peuvent être plus petites en rapport à l'utilisation d'un filtre L ou LC [81].

L'utilisation de ce filtre, notamment son condensateur, facilite également le contrôle de la tension des onduleurs, comme il sera expliqué plus en détails. L'inconvénient du filtre LCL est la présence d'un pic de résonnance à la fréquence de coupure [81]. Cette fréquence doit être choisie de manière à être différente de la fréquence de commutation de l'onduleur, afin d'éviter l'amplification des harmoniques. Une comparaison entre les filtres L, LC et LCL est représentée dans la Figure 3.5. Cette figure illustre le pic de résonnance et montre que le filtre LCL offre une forte atténuation pour les hautes fréquences.

Le schéma électrique du filtre LCL est illustré sur la Figure 3.6. Sur cette figure, L1 désigne l'inductance côté onduleur, tandis que L2 est l'inductance côté réseau. R1 et R2 sont leurs résistances internes. C représente le condensateur de filtrage, avec sa résistance interne R_c . À partir de la Figure 3.6 la fonction de transfert ainsi que la fréquence de résonnance du filtre peuvent être déterminées.

$$\omega_r = \sqrt{\frac{1}{L_1 C} + \frac{1}{L_2 C} + \frac{1}{L_1 L_2} (R_1 R_2 + R_1 R_c + R_2 R_c)} \quad (3.3)$$

$$\begin{aligned} G_{LCL}(s) &= \frac{i_{sortie}(s)}{V_{sortie}(s)} \\ &= \frac{s R_c C + 1}{s^3 L_1 L_2 C + s^2 (L_2 C (R_1 + R_c) + (L_1 C (R_2 + R_c)) + L_1 L_2 C \omega_r^2 s + R_1 + R_2)} \end{aligned} \quad (3.3)$$

Où ω_r est la fréquence de résonnance.

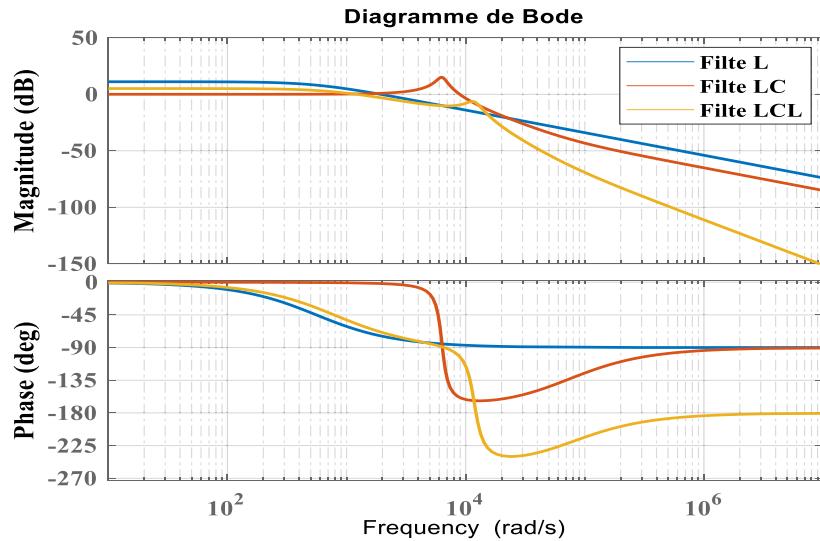


Figure 3-5 Diagramme de Bode pour les filtres L, LC et LCL.

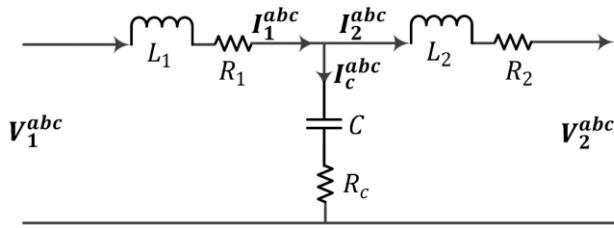


Figure 3-6 Schéma d'un filtre LCL

3.7 Charges connectées

Le système du microréseau contient plusieurs charges partagées par les onduleurs. Ces charges sont connectées au PCC et sont généralement appelées charges locales. Les charges connectées au microréseau sont contrôlées par priorités. De ce point de vue, ces charges peuvent être classées comme suit:

- Charge commune : Cette charge peut être déconnectée pendant de longues périodes si nécessaire.
- Charges de gestion de la demande : Ces charges peuvent être contrôlées en fonction des besoins du système.

- Charges critiques : Ces charges doivent restées toujours sous alimentation.

Les charges utilisées dans notre microréseau sont de type résistive-inductive, et ce, afin de pouvoir étudier à la fois le flux de puissance active et réactive. Elles sont modélisées comme impédance constante et connectées au microréseau suivant un intervalle de temps bien défini. L'équation 3.4 définit la puissance apparente notée S , absorbée par la charge, V_{ch} est l'amplitude de la tension aux bornes de la charge, tandis que Z est l'impédance de la charge.

$$S = \frac{V_{ch}^2}{Z} \quad 3.4$$

3.8 Modélisation du microréseau

Le microréseau illustré sur la Figure 3.1 sera le système à étudier dans ce chapitre. Il est utilisé pour mettre en évidence les défis et les solutions liés au partage et à la gestion des flux de puissances. Les préoccupations relatives aux courants de circulation et au partage de puissance lors du fonctionnement en mode autonome seront étudiées aussi. Et ceci, en se concentrant sur les techniques de contrôle permettant de résoudre les problèmes d'instabilité liés à ces derniers.

Dans les systèmes d'alimentation basés sur des générateurs rotatifs, la fréquence et la puissance active sont étroitement interconnectées. Une augmentation de la charge implique que le couple de charge augmente sans augmentation correspondante du couple moteur principal, ce qui signifie que la vitesse de rotation, et la fréquence diminuent en même temps. Le rôle du contrôle de statisme est de parvenir à maîtriser de façon stable le ralentissement de la fréquence avec une charge accrue.[82]. Dans les microréseaux

électriques, la structure parallèle sans communication se base sur la capacité de l'onduleur à réguler la tension et la fréquence de sortie tout en partageant les demandes de puissance active et réactive. La solution préconisée sans un système de communication est l'utilisation du contrôle de statisme [17, 83]. Cette méthode est largement sollicitée dans les systèmes de production d'énergie conventionnelle. L'avantage de cette méthode est qu'elle n'a besoin d'aucun mécanisme de communication externe entre les onduleurs. Toutefois, la communication peut toujours être pratiquée entre chaque unité et un contrôleur central de supervision, pour assurer la surveillance et la gestion. Cela permet un bon partage des charges linéaires et /ou non linéaires. De plus, sa facilité de mise en œuvre, basée uniquement sur les informations de tension et de courant locales, permet un bon fonctionnement. Ainsi, il augmente la redondance et la simplicité de l'expansion du système [17].

3.9 Principe du contrôle de statisme (Droop control)

Pour comprendre l'origine du contrôle de statisme, nous prendrons en considération le problème de puissance transférée par une ligne de transmission. Cette ligne de transmission est modélisée sur la Figure 3.7 en tant qu'impédance Z avec des tensions aux bornes de la ligne, du côté onduleur et de l'autre côté du réseau.

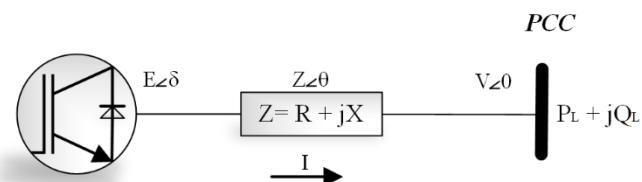


Figure 3-7 Flux de puissance entre deux nœuds de sources de tension

En ce sens le principe du contrôle de statisme avec la modélisation mathématique est illustré dans la partie suivante [84]. La puissance qui circule dans une ligne électrique au terminal est décrite par l'équation :

$$\begin{aligned}
 S &= P + jQ = V * I = E * \left(\frac{E - V}{Z} \right) \\
 &= E * \left(\frac{E - V * e^{j\delta}}{Z * e^{j\theta}} \right) \\
 &= \frac{E^2}{Z} * e^{j\theta} - \frac{EV}{Z} * e^{j(\theta + \delta)}
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

Où S, Q, P représentent respectivement les puissances : apparente, réactive et active. E représente la tension à la sortie du convertisseur de puissance avec un angle δ . Z représente l'impédance de la ligne entre le convertisseur et le PCC avec un angle θ et V représente la tension au point PCC avec un angle égale à zéro.

En utilisant la formule d'Euler pour décomposer la puissance totale en composants réels et imaginaires, les puissances active et réactive deviennent :

$$P = \frac{E^2}{Z} \cos \theta - \left(\frac{EV}{Z} \right) \cos(\theta + \delta) \tag{3.6}$$

$$Q = \frac{E^2}{Z} \sin \theta - \left(\frac{EV}{Z} \right) \sin(\theta + \delta) \tag{3.7}$$

En remplaçant l'impédance de ligne par $Ze^{j\theta} = R + jX$, les équations peuvent être écrites comme suit :

$$P = \frac{E}{X^2 + R^2} (R(E - V \cos \delta) + X V \sin \delta) \tag{3.8}$$

$$Q = \frac{E}{X^2 + R^2} (X(E - V \cos \delta) + RV \sin \delta) \quad (3.9)$$

Les lignes de transmission typiques sont modélisées avec une inductance beaucoup plus grande que la résistance, donc la résistance devient généralement négligeable. Les équations peuvent alors être écrites comme :

$$P = \frac{EV}{X} \sin \delta \quad (3.10)$$

$$Q = \frac{E^2}{X} - \frac{EV}{X} \cos \delta \quad (3.11)$$

Si l'angle de puissance δ est petit, alors la formule du petit angle peut être utilisée de sorte que $\sin \delta = \delta$ et $\cos \delta = 1$. Les équations 3.10 et 3.11 deviennent:

$$\delta \cong \frac{XP}{EV} \quad (3.12)$$

$$E - V \cong \frac{XQ}{V} \quad (3.13)$$

Les équations (3.12) et (3.13) montrent que l'angle de puissance dépend fortement de la puissance active et que la différence de tension dépend de la puissance réactive. En d'autres termes, la puissance active peut être contrôlée par la fréquence et la puissance réactive régulée par la tension. Cela entraînera, en régulant les flux de puissance active et réactive à travers un système d'alimentation, la détermination de la tension et la fréquence. Cette constatation conduit aux équations de contrôle de statisme commun suivantes :

$$F = F_o - mp * (P - P_o) \quad (3.14)$$

$$V = V_o - nq * (Q - Q_o) \quad (3.15)$$

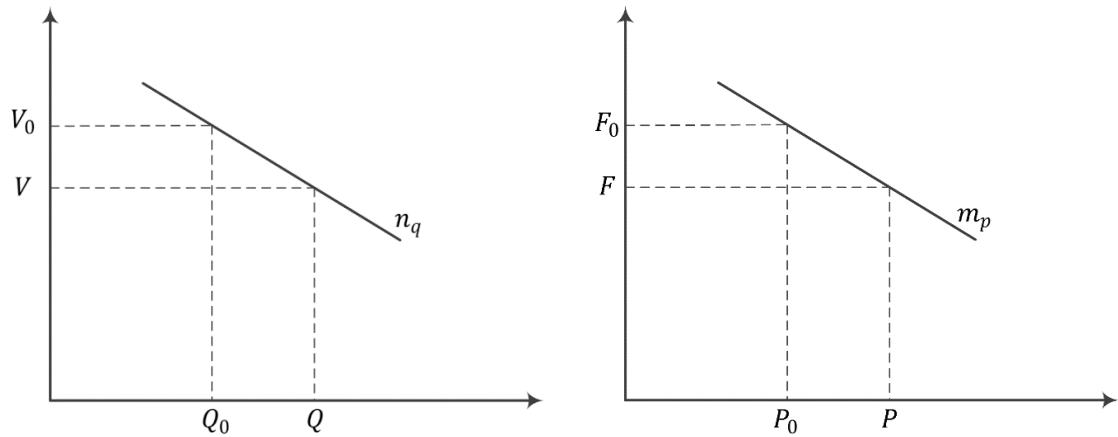


Figure 3-8 Courbes caractéristique du contrôle de statisme (P/F et Q/V)

Les coefficients de contrôle de statisme m_p et n_q peuvent être définis par les équations suivantes [84]:

$$m_p = \frac{f_{max} - f_{min}}{P_{max}} \quad (3.16)$$

$$n_q = \frac{V_{max} - V_{min}}{Q_{max}} \quad (3.17)$$

La Figure 3.9 illustre le schéma d'implémentation du contrôle de statisme, au début on calcule les puissances instantanées active et réactive à partir des mesures du courant et de la tension. Ces puissances passent à travers un filtre passe bas et sont ensuite comparées ensuite avec les puissances de références. L'erreur détectée est multipliée par les coefficients de statisme, puis elle est comparée avec la fréquence et la tension nominale pour obtenir la tension de référence du système et la pulsation après intégration. Ces références sont ensuite envoyées au contrôleur local de l'onduleur.

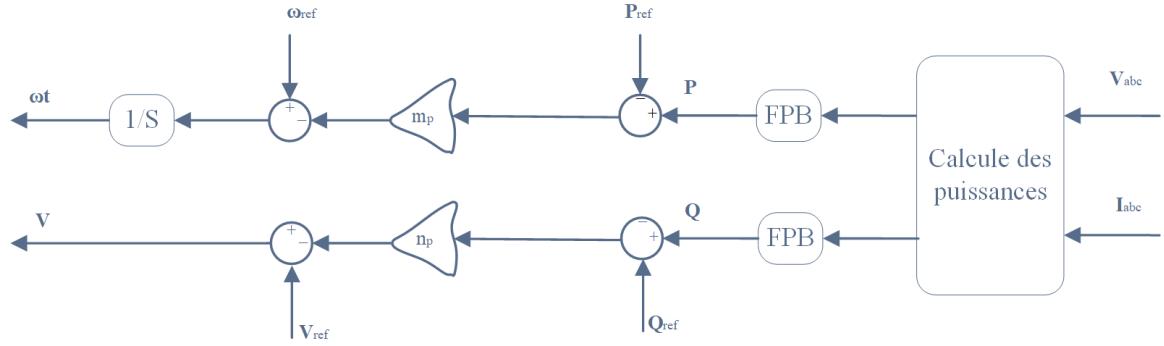


Figure 3-9 Schéma d'implémentation du contrôle de statisme

3.10 Modélisation des REDs

La modélisation et l'analyse des REDs ont toujours été l'élément central pour bien comprendre le bon fonctionnement des microréseaux électriques et l'étude de la stabilité du système. Dans cette partie les sources utilisées sont modélisées comme une source continue idéale. Ainsi le système à modéliser sera l'onduleur, la ligne et les charges connectées. Le système à étudier est illustré dans la Figure 3.10, il est composé de deux onduleurs triphasés connectés au PCC à travers un filtre LCL et une impédance de ligne.

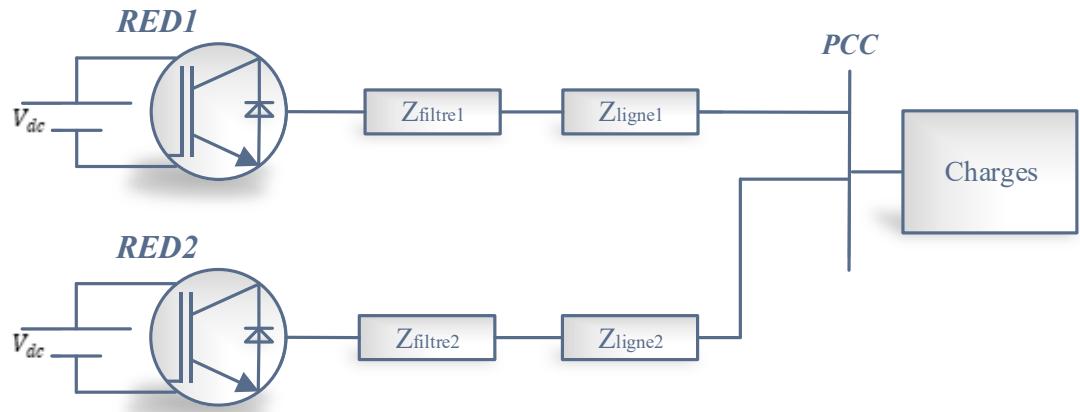


Figure 3-10 Schéma simplifié du système à étudier

D'après la Figure 3.11, le courant des onduleurs dépend de la différence entre la tension du système V_c (tension au nœud PCC) et la tension de sortie des onduleurs V_s .

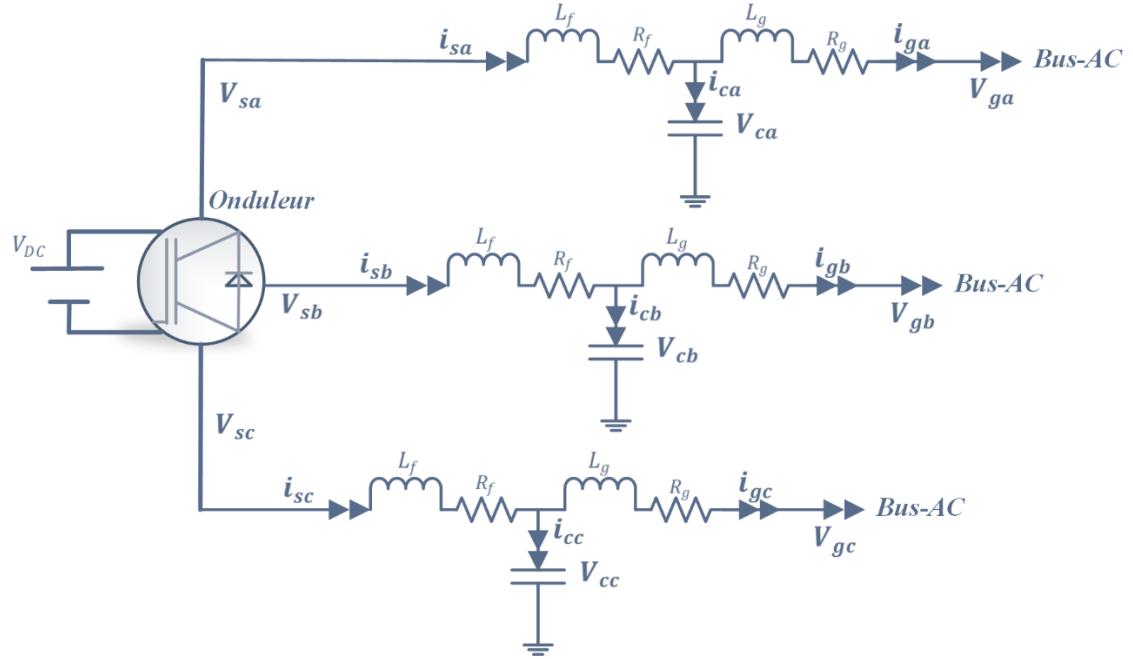


Figure 3-11 Filtre LCL utilisé entre l'onduleur et le bus AC

D'où les grandeurs en triphasé sont :

$$\begin{cases} \frac{di_a}{dt} = (v_{sa} - v_{ca}) \frac{1}{L_f} - \frac{R_f}{L_f} i_a \\ \frac{di_b}{dt} = (v_{sb} - v_{cb}) \frac{1}{L_f} - \frac{R_f}{L_f} i_b \\ \frac{di_c}{dt} = (v_{sc} - v_{cc}) \frac{1}{L_f} - \frac{R_f}{L_f} i_c \end{cases} \quad (3.18)$$

Avec :

V_{s_abc} : La tension de sortie de l'onduleur

i_{s_abc} : Le courant de sortie de l'onduleur qui traverse le filtre de sortie

L_f : L'inductance du filtre côté onduleur

R_f : La résistance série équivalente côté onduleur

v_{c_abc} : La tension de la capacité du filtre

C_f : La capacité du filtre

i_{c_abc} : Le courant traversant la capacité du filtre

L_g : L'inductance du filtre côté réseau

R_g : La résistance série équivalente côté réseau

i_{g_abc} : Le courant traversant l'inductance côté réseau

V_{g_abc} : La tension au point PCC

Pour obtenir plus de simplification dans la modélisation du système, la transformée de Park est utilisée pour réécrire les équations dans le référentiel dq0.

Représentation du système sur le plan dq0 en utilisant la transformée de Park :

Le principe est basé sur la transformation d'un système triphasé (a, b, c) à un système équivalent biphasé dq0. La Figure 3.12 représente la transformation d'un système triphasé en un système biphasé. Dans la transformation, on utilise la matrice P pour le passage entre les deux systèmes dans leur représentation :

$$P = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix}$$

Et:

$$P^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix}$$

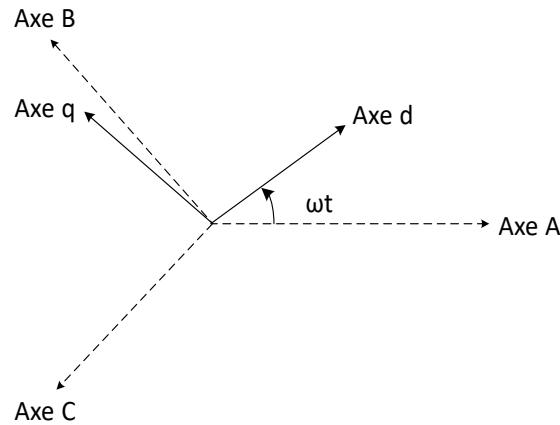


Figure 3-12 Transformée de Park

Le passage entre les deux plans peut être représenté sous la forme suivante [85]:

$$\begin{cases} S_{dq0} = PS_{abc} \\ S_{abc} = P^{-1}S_{dq0} \end{cases} \quad (3.19)$$

En appliquant cette transformation aux systèmes d'équations des courants de sortie de l'onduleur, on obtient:

$$\begin{cases} \frac{di_{sd}}{dt} = (v_{sd} - v_{cd}) \frac{1}{L_f} + (-R_f i_{sd} + \omega L_f i_{sq}) \frac{1}{L_f} \\ \frac{di_{sq}}{dt} = (v_{sq} - v_{cq}) \frac{1}{L_f} - (\omega L_f i_{sd} + R_f i_{sq}) \frac{1}{L_f} \end{cases} \quad (3.20)$$

La représentation du système dans le plan dq0 nous permet de découpler les deux composantes actives et réactives afin de les contrôler séparément.

Ce qui donne:

$$\begin{cases} v_{cd} = -\left(L_f \frac{di_{gd}}{dt} + R_f i_{gd} \right) - \omega L_f i_{gq} + v_{gq} \\ v_{cq} = -\left(L_f \frac{di_{gq}}{dt} + R_f i_{gq} \right) + \omega L_f i_{gd} + v_{gd} \end{cases} \quad (3.21)$$

On pose:

$$u_d = (v_{sd} - v_{cd}) + \omega L_f i_{sq} \quad \text{et} \quad u_q = (v_{sq} - v_{cq}) - \omega L_f i_{sd}$$

En remplaçant u_d et u_q dans les équations (3.20) on obtient, le système sous forme de matrices qui devient :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R_f}{L_f} & 0 \\ 0 & -\frac{R_f}{L_f} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} + \frac{1}{L} \begin{pmatrix} u_d \\ u_q \end{pmatrix} \quad (3.22)$$

Avec u_d et u_q représentants les signaux de commande pour les courants i_{sd} et i_{sq} respectivement.

Pour la boucle de courant, on a :

$$i_{a,b,c} = i_{g_{a,b,c}} - i_{c_{a,b,c}} \quad (3.23)$$

$$\text{Et } i_{c_{a,b,c}} = C \frac{dv_{c_{a,b,c}}}{dt} \quad (3.24)$$

Avec i_c courant du condensateur et i_g courant injecté au PCC.

Par la même méthode de simplification et en utilisant la transformée de Park on obtient :

$$\begin{cases} i_{sd} = C \frac{dV_{cd}}{dt} - \omega CV_{cq} + i_{gd} \\ i_{sq} = C \frac{dV_{cq}}{dt} + \omega CV_{cd} + i_{gq} \end{cases} \quad (3.25)$$

On pose :

$$i_d^* = (i_{sd} - i_{gd}) + \omega CV_{cq} \quad \text{et} \quad i_q^* = (i_{sq} - i_{gq}) - \omega CV_{cd}$$

En remplaçant i_d^* et i_q^* dans les équations (3.25) on obtient, le système sous forme de matrices qui devient :

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} v_{cd} \\ v_{cq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{1}{C} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d^* \\ i_q^* \end{pmatrix} \quad (3.26)$$

3.10.1 Correcteurs PI pour les boucles de régulation

Dans le contrôle primaire du microréseau, nous avons utilisé des correcteurs de type PI, qui sont les plus utilisés pour le contrôle des différentes applications, notamment dans la commande des onduleurs durant ces dernières années. C'est un contrôleur simple et facile à mettre en œuvre comme il peut être adapté en combinaison avec d'autres types de contrôleurs ou de méthodes de contrôle basées sur l'intelligence artificielle, et ce afin d'augmenter sa robustesse et son adaptation. La stratégie de commande adoptée dans ce chapitre est illustrée dans la Figure 3.13, elle est composée d'une boucle de tension externe qui fournit la référence du courant et d'une autre boucle de courant interne qui fournit les signaux de modulation. Ce type de contrôle est nommé contrôle en cascade ou contrôle multi boucles. L'objectif de ce schéma de contrôle est de contrôler le courant alternatif de sortie d'une part et réguler la tension de sortie au point de consigne donné d'autre part. Cette structure permet de plafonner facilement le courant de sortie pour éviter les surintensités, potentiellement dangereuses produites par les réponses transitoires du régulateur de tension. À partir des équations (3.22 et 3.26) qui donnent les deux

composantes active et réactive du courant et de la tension, on peut définir les fonctions de transfert reliant les variables de commande aux composantes active et réactive.

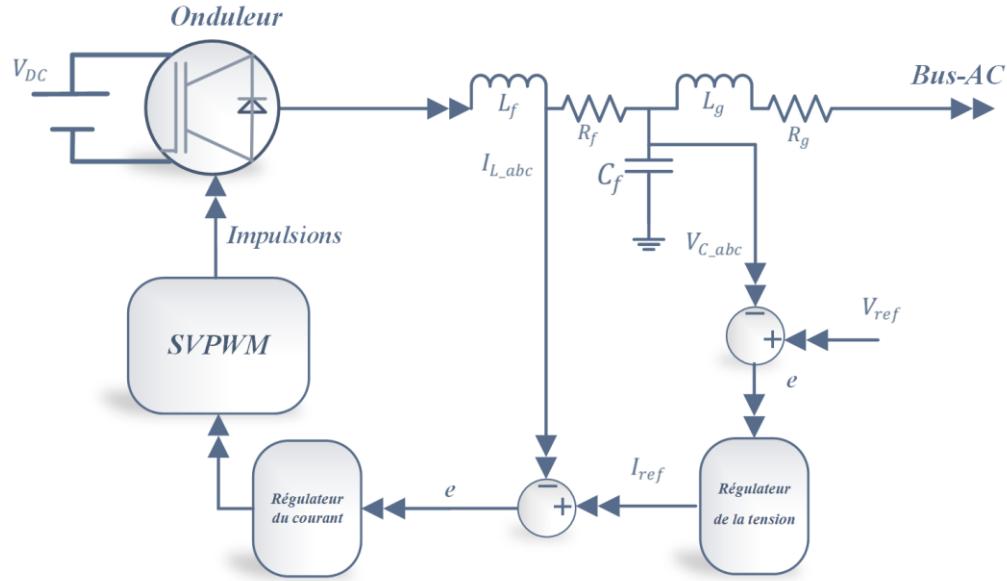


Figure 3-13 Schéma de commande en cascade pour l'onduleur

Pour la boucle de contrôle du courant, on a:

$$G(s) = \frac{i_d}{u_d} = \frac{i_q}{u_q} = \frac{1}{L_f s + R_f} \quad (3.27)$$

$$C(s) = k_p + \frac{k_i}{s} \quad (3.28)$$

La Figure 3.14 montre le schéma de contrôle du courant en boucle fermée dans les deux axes d et q , les deux contrôleurs correspondants peuvent également être identiques. Dans la synthèse du contrôleur PI les retards d'échantillonnage et du bloqueur peuvent être négligés puisque la fréquence de commutation est supérieure à la fréquence de la ligne [5].

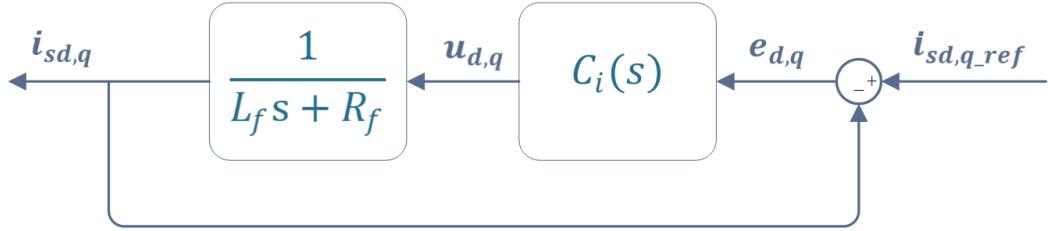


Figure 3-14 Schéma de contrôle du courant

D'où la fonction de transfert en boucle fermée peut être définie comme suit:

$$T(s) = \frac{C_i(s) * G(s)}{1 + C_i(s) * G(s)} \quad (3.29)$$

$$T(s) = \frac{\frac{kps + ki}{L_f}}{s^2 + \frac{kp + R}{L_f} + \frac{ki}{L_f}} \quad (3.30)$$

En utilisant la méthode par placement des pôles on obtient :

$$k_p = 2\xi\omega_n L_f - R \text{ et } k_i = \omega n^2 L_f \quad (3.31)$$

Le système peut se traduire sous la forme :

$$\begin{cases} E_d = \left(K_{pi} + \frac{K_{ii}}{S} \right) (i_{ldref} - i_{ld}) - \omega L_f i_{lq} + V_{cq} \\ E_q = \left(K_{qi} + \frac{K_{ii}}{S} \right) (i_{lqref} - i_{lq}) - \omega L_f i_{ld} + V_{cd} \end{cases} \quad (3.32)$$

où :

E_d et E_q : Les références pour la tension sur l'axe d et q , respectivement

i_{ld} et i_{lq} : les valeurs du courant d'inductance sur l'axe d et q , respectivement

V_{cd} et V_{cq} : les valeurs de la tension du condensateur sur l'axe d et q , respectivement

k_{pi} : Gain proportionnel du régulateur PI

k_{ii} : Gain intégral du régulateur PI

L_f : L'inductance du filtre côté onduleur.

Pour la boucle de contrôle de la tension en utilisant la même stratégie de contrôle les boucles de régulations dans les deux axes d et q , peuvent être illustrées selon la Figure 3.15.

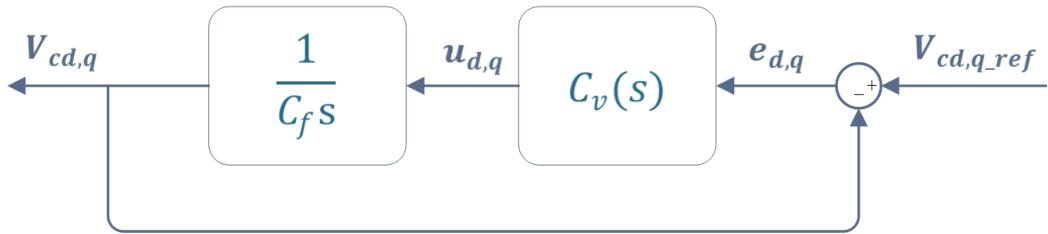


Figure 3-15 Schéma de contrôle de la tension

Ainsi, la fonction de transfert en boucle fermée peut être définie comme suit:

$$T(s) = \frac{C_v(s) * G(s)}{1 + C_v(s) * G(s)} \quad (3.33)$$

$$T(s) = \frac{\frac{kps + k_i}{C_f}}{s^2 + \frac{kp + R}{C_f} + \frac{ki}{C_f}} \quad (3.34)$$

En utilisant la même synthèse du correcteur PI du courant, on aura :

$$k_{p1} = 2\xi\omega_n C_f \quad \text{et} \quad k_{i1} = \omega_n^2 C_f \quad (3.35)$$

Et, le système peut être traduit sous la forme :

$$\begin{cases} i_{ds} = \left(K_{pv} + \frac{K_{iv}}{S} \right) (V_{cdref} - V_{cd}) - \omega C V_{cq} + i_{gq} \\ i_{qs} = \left(K_{pv} + \frac{K_{iv}}{S} \right) (V_{cqref} - V_{cq}) - \omega C V_{cd} + i_{gd} \end{cases} \quad (3.36)$$

Le schéma de contrôle détaillé de la boucle de contrôle du courant et de la tension est représenté sur la Figure 3.16.

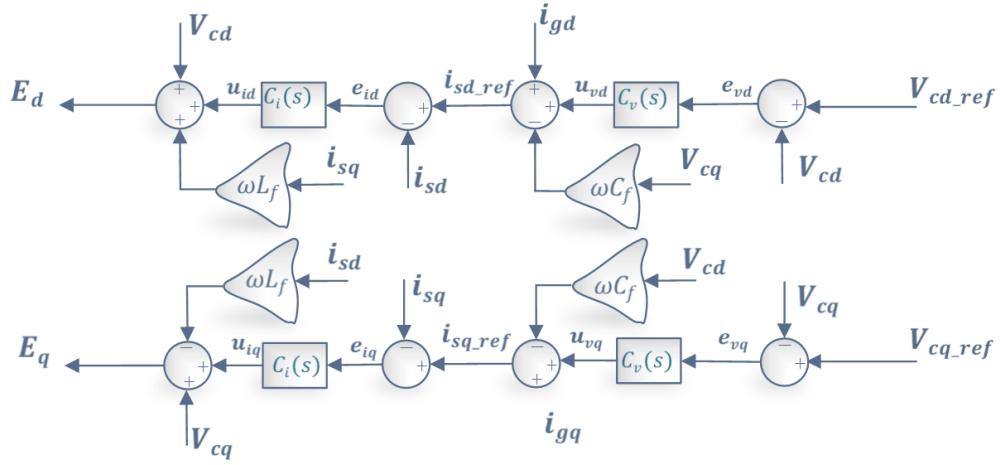


Figure 3-16 Schéma de contrôle détaillé pour la boucle du courant et de la tension

3.10.2 Impédance virtuelle

L'impédance virtuelle est un mécanisme de contrôle fréquemment utilisé pour améliorer le partage de puissance, souvent en combinaison avec le contrôle de statisme. Outre le partage de la puissance, les impédances virtuelles sont utilisées dans la commande du convertisseur pour des applications telles que la compensation de tension harmonique et la stabilité. Le concept se divise en deux catégories [50].

Les boucles d'impédance virtuelle interne sont utilisées pour la compensation d'harmoniques et la limitation du courant. Le signal de la boucle est appliquée au PWM. La compensation de tension harmonique, le contrôle du flux de puissance, l'atténuation de la

tension déséquilibrée et le partage entre les charges non linéaires d'un système d'alimentation se font par le biais d'une impédance virtuelle externe, qui modifie le signal de référence du contrôleur. Les deux impédances virtuelles servent à définir l'impédance équivalente du convertisseur. La Figure 3.17 illustre la conception générale des boucles d'impédance virtuelle [41].

La référence de tension est modifiée par le courant de sortie I_{ond} et l'impédance virtuelle, notée Z_v . Comme le montre la figure, la tension de référence de la commande de statisme V^* est soustraite d'une chute de tension provoquée par l'impédance virtuelle ΔV_v , ce qui donne la référence aux boucles de commande intérieures, V_{ref} . Cette approche peut à la fois modifier la magnitude et l'angle de l'impédance de sortie équivalente.

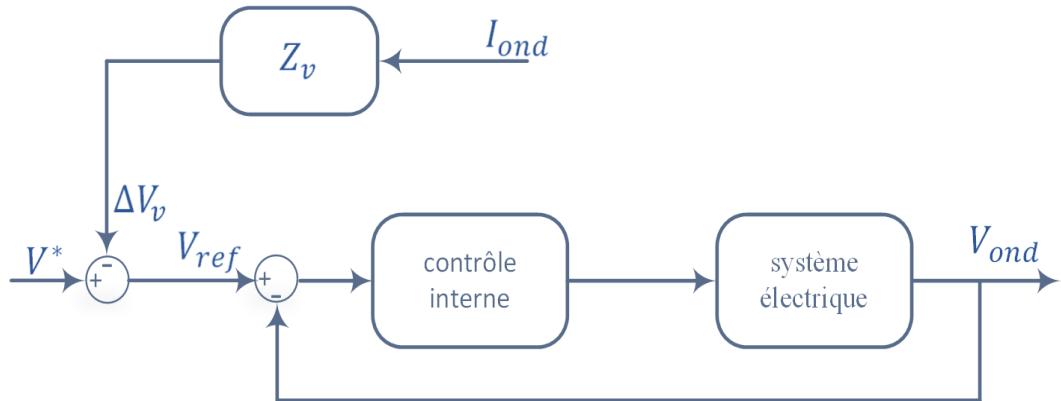


Figure 3-17 Boucle extérieure de l'impédance virtuelle

La sélection des impédances virtuelles doit être faite avec soin, à la fois en ce qui concerne la relation entre les composants résistifs et réactifs, et en même temps en ce qui concerne la valeur totale des impédances. L'utilisation d'impédances virtuelles a pour inconvénient de réduire la tension de référence, comme le montre l'équation (3.37). Ceci doit être pris en compte lors de la sélection de la valeur d'impédance.

$$V_{ref} = V^* - \Delta v_v = V^* - Z_v * I_{ond} \quad (3.37)$$

Où V^* représente la référence de tension du contrôleur de statisme, tandis que ΔV_v est la chute de tension due à l'impédance virtuelle. I_{ond} est le courant de sortie et Z_v l'impédance virtuelle. V_{ref} est la référence de tension appliquée au contrôle interne. L'impédance virtuelle est ensuite sélectionnée pour que l'impédance de sortie équivalente, y compris l'impédance de sortie physique et l'impédance virtuelle, soit égale pour tous les onduleurs du système. Cette méthode peut être expliquée par l'équation (3.38). Elle est introduite pour l'adaptation d'impédance de sortie [41]. Z_{0i} désigne l'impédance de sortie de l'onduleur i , qui est la somme de toutes les impédances entre la sortie de l'onduleur et la charge, telle que vue par l'onduleur. L'impédance virtuelle appliquée à l'onduleur i est appelée Z_{vi} .

$$Z_{01} + Z_{v1} = Z_{02} + Z_{v2} \quad (3.38)$$

L'impédance virtuelle appliquée est considérée comme impédance virtuelle résistive inductive, où la chute de tension virtuelle est représentée dans (3.39).

$$\Delta v_{virt,abc} = R * I_{abc} + L \frac{di_{abc}}{dt} \quad (3.39)$$

La Figure 3.18 montre l'implémentation de l'impédance virtuelle utilisée.

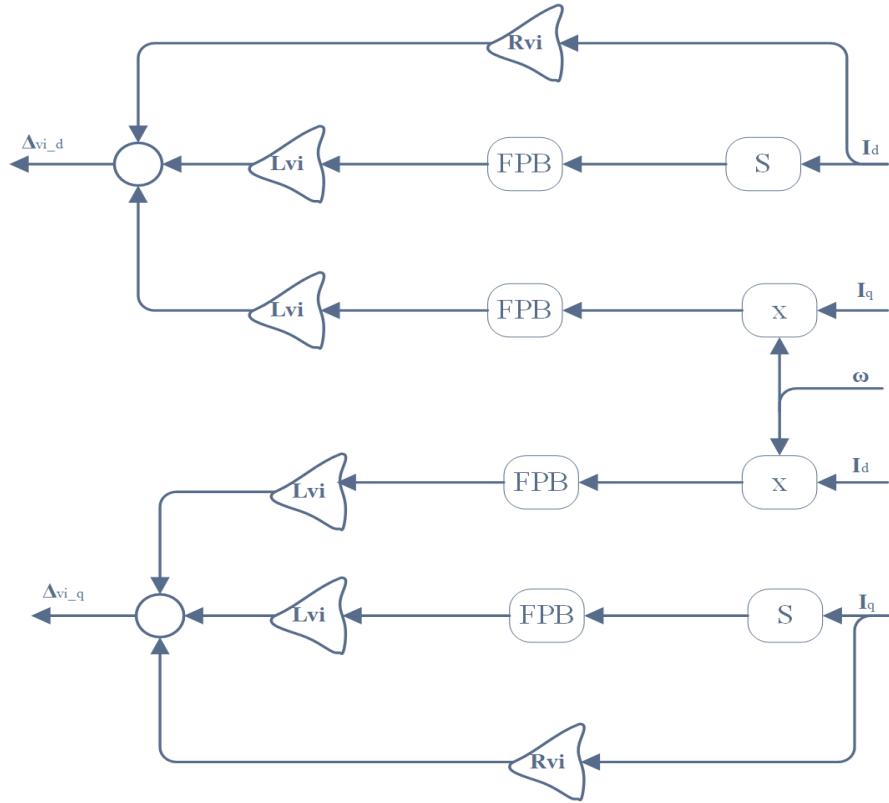


Figure 3-18 Implémentation de l'impédance virtuelle

L'équation (3.39) est ensuite transformée en référentiel synchrone en utilisant la transformée de Park. Ce qui aboutit à (3.40), et qui conduit à (3.41). Étant donné, que le système est supposé équilibré, la composante 0 est omise dans l'implémentation d'impédance virtuelle.

$$\Delta v_{virt,dq0} = R * I_{dq0} + L \frac{di_{dq0}}{dt} + j\omega L i_{dq0} \quad (3.40)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta v_{virt,d} \\ \Delta v_{virt,q} \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + L_s \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega L \\ \omega L & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

3.10.3 Commande de l'onduleur multiniveaux

La commande de l'onduleur multiniveaux est réalisée à partir de trois signaux différents K_1 , K_2 et K_3 . Le premier (K_1) est un signal délivré par le circuit de synchronisation et sert à déterminer les demi-périodes, l'une positive et l'autre négative. Le deuxième (K_2) sert à déterminer les deux régions de fonctionnement, il est issu de la comparaison entre la tension V_s et $V_s/2$. Le troisième (K_3) est le signal délivré par la commande PWM [6, 81]:

$$K_1 = \begin{cases} 0 & \text{si } V_s > 0 \\ 1 & \text{si } V_s < 0 \end{cases}$$

$$K_2 = \begin{cases} 0 & \text{si } -\frac{V_0}{2} < V_s < \frac{V_0}{2} \\ 1 & \text{si } -V_0 < V_s < -\frac{V_0}{2} \text{ ou } V_0 > V_s > \frac{V_0}{2} \end{cases} \quad (3.42)$$

$$K_3 = \text{PWM}$$

3.11 Résultats de simulation

Dans la simulation du système, nous avons utilisé l'environnement Matlab/Simulink pour modéliser les différentes parties. La Figure 3.16 illustre le schéma de contrôle. Le contrôle utilisé est du type hiérarchique, on a deux niveaux de contrôles, le premier est le contrôle secondaire où on utilise la méthode de contrôle de statisme pour générer la tension de référence (l'amplitude et la fréquence), et ce à partir de la puissance active et réactive. Ensuite, on introduit les tensions générées par l'impédance virtuelle avec la tension de référence. Après, cette tension est utilisée par la boucle de contrôle de tension locale. Cette dernière nous donne les références de courant pour la seconde boucle du contrôle local. En

fin de compte, la boucle de contrôle du courant génère des références de tension utilisées par le bloc en se servant de la transformée de Park inverse. Et ceci, dans le but de commander l'onduleur.

Le système est modélisé sous l'environnement Matlab/Simulink avec les paramètres suivants : Tension de sortie des onduleurs $V_g = 400$ V. La résistance, l'inductance et la capacité du filtre sont désignées respectivement par $R_f = 0.2 \Omega$, $L_f = 1\text{mH}$, $C_f = 10\mu\text{F}$. La tension d'entrée $V_{dc} = 750$ V, l'impédance des lignes, $Z_1 = 0.15 + j0.5$ et $Z_2 = 0.09 + j0.35$

Trois différents scénarios de simulations sont définis afin de vérifier la stratégie du partage du flux de puissance présenté dans ce chapitre.

Scénario N1 : Dans le premier cas, on utilise le contrôle par statisme sans l'introduction de l'impédance virtuelle, la charge est branchée après $t=1\text{s}$.

Les Figures 3.19 à 3.23 montrent les puissances de sortie des deux onduleurs, active et réactive, ainsi que la fréquence, la tension aux bornes de la charge et le courant de sortie des onduleurs. Les puissances actives augmentent en fonction de la demande des charges électriques connectées au bus. On constate que les deux onduleurs parviennent à partager la puissance active avec précision, en fonction de la connexion et de la déconnexion des différentes charges. Même chose pour la fréquence et la tension de sortie, les deux fréquences de sortie des onduleurs sont égales, pendant la première phase de la simulation, après la connexion de la deuxième charge à $t=1\text{s}$ et après la déconnexion de la deuxième charge à $t=2\text{s}$. Concernant la puissance réactive, on remarque bien que les deux puissances ne sont pas égales, les deux onduleurs ne parviennent pas à partager la puissance réactive

demandée par la charge. La différence entre les deux puissances réactives augmente après la connexion de la deuxième charge à $t=1s$. Mais après la déconnexion de cette dernière le partage revient à l'état initial avec une différence entre les deux puissances. Ceci est dû à la différence entre les impédances des lignes. Au cours de cette période, les deux onduleurs délivrent des puissances réactives différentes qui dépendent de la distance entre les charges et chaque onduleur. La Figure 3.22 montre le comportement de la tension RMS au nœud où les charges électriques du microréseau sont connectées. La figure nous montre que lorsque la connexion de la deuxième charge est effectuée, la tension du nœud a tendance à chuter brusquement. Mais après la déconnexion de la deuxième charge, la valeur de la tension augmente. La Figure 3.23 montre les courants triphasés à la sortie des deux onduleurs, ces courants augmentent après la connexion de la deuxième charge à $t=1s$ et reviennent à leurs valeurs initiales après la déconnexion de cette même charge à $t=2s$.

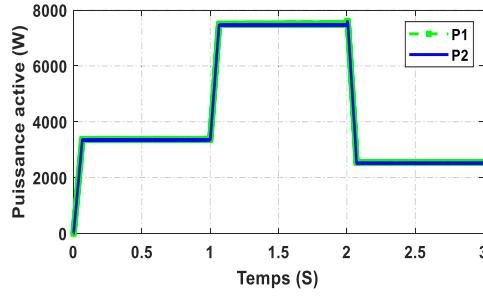


Figure 3-19 Puissances actives

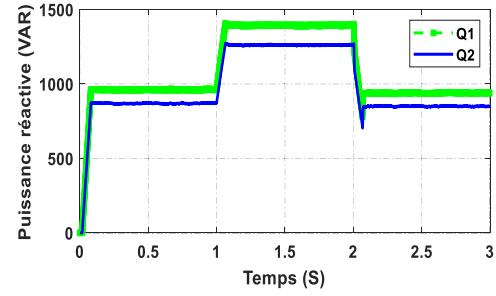


Figure 3-20 Puissances réactives

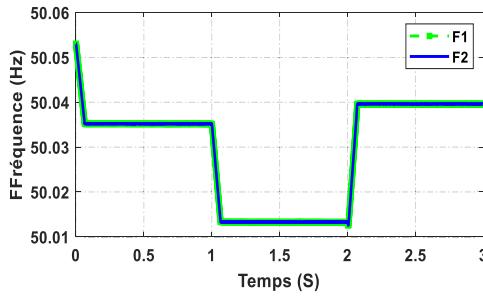


Figure 3-21 Fréquences de sorties

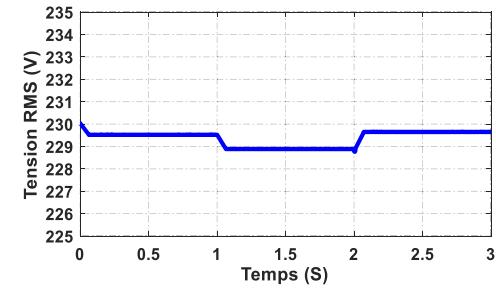


Figure 3-22 Tension de la charge

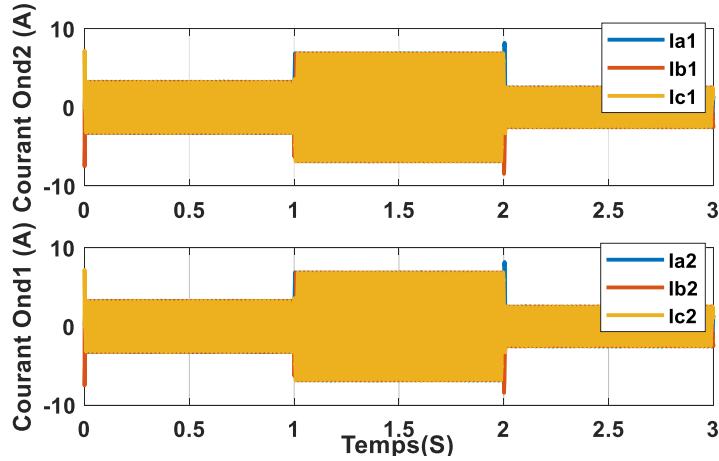


Figure 3-23 Courants de sorties des onduleurs

Scénario N 2 : dans le deuxième cas nous avons introduit l'impédance virtuelle seulement dans le contrôle du premier onduleur. Les résultats sont illustrés sur les Figures 3.24 à 3.27. Dans ce cas nous remarquons que les puissances actives des deux onduleurs sont presque égales. Elles augmentent en fonction de la demande des charges électriques connectées au microréseau. Les deux onduleurs parviennent à partager la puissance active

avec précision, en fonction de la connexion et de la déconnexion des différentes charges.

Il en est de même pour la fréquence qui change en fonction de la connexion et la déconnexion des charges au niveau du bus du microréseau. Pour la puissance réactive, on remarque une légère variation due à la différence entre les tensions de sortie. Cet écart de tension est dû à la différence entre les impédances de lignes, car dans ce cas nous n'avons compensé qu'une seule impédance, à savoir l'impédance de sortie du premier onduleur. La différence entre les deux puissances réactives augmente après la connexion de la deuxième charge à $t=1s$, et revient à sa valeur initiale après la déconnexion de cette dernière avec une légère différence.

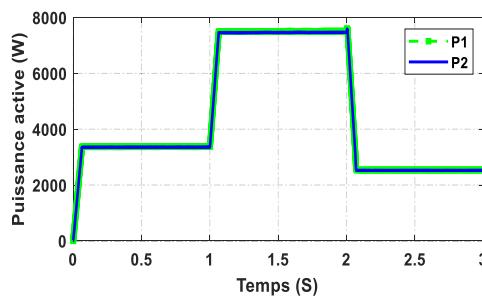


Figure 3-24 Puissances actives

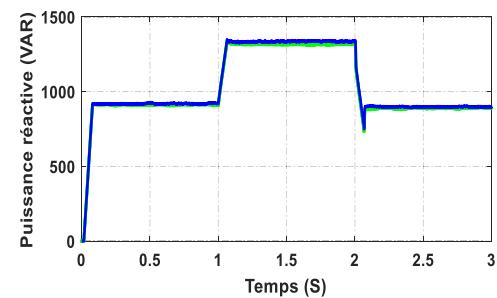


Figure 3-25 Puissances réactives

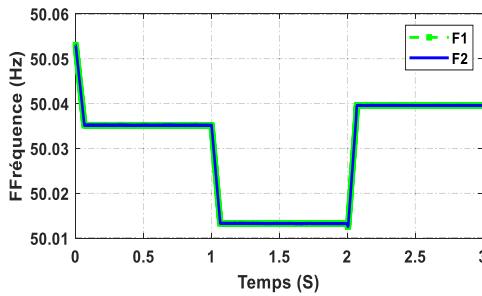


Figure 3-26 Fréquences de sorties

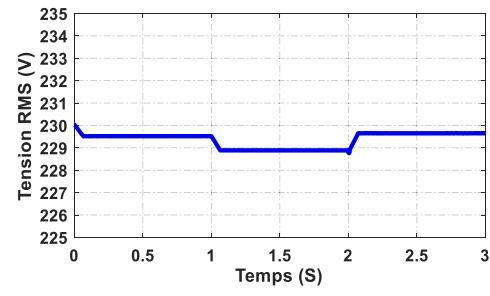


Figure 3-27 Tension de la charge

La tension RMS du nœud, où les charges électriques sont connectées est illustré sur la Figure 3.27 où on y remarque une chute de tension plus importante par rapport au résultat du premier scenario, surtout lors de la connexion de la deuxième charge, où la tension

chute brusquement. Mais après déconnexion de cette dernière, elle revient à sa valeur initiale. Cette chute de tension est provoquée par l'ajout de l'impédance virtuelle, au moment où cette dernière est introduite. Ainsi un terme négatif est ajouté à la tension de référence générée par le contrôle de statisme tel que montré sur la Figure 3.17 où la boucle extérieure de l'impédance virtuelle est détaillée.

Scénario N 3 : Dans cette partie de simulation nous introduisons une impédance virtuelle dans le contrôle des deux onduleurs. Les Figures 3.28 à 3.30 montrent les résultats obtenus. On constate que les puissances actives et les fréquences de sortie sont égales. Les puissances actives augmentent en fonction de la demande des charges électriques connectées au bus, et en fonction de la connexion et déconnexion des différentes charges. Ainsi les deux onduleurs parviennent à partager la puissance active avec précision. Il y va de même pour que les deux fréquences de sorties des onduleurs soient égales, pendant la première phase de la simulation après la connexion et la déconnexion de la deuxième charge à $t=1s$ et $t=2s$ respectivement. Quant à la puissance réactive, elle est partagée par les deux onduleurs avant l'instant $t=1s$. Il en sera de même de même après la connexion de la deuxième charge à $t=1s$, puis après $t=2s$ cette deuxième charge est déconnectée. La puissance réactive demandée par la charge est partagée avec précision, car dans cette simulation l'impédance virtuelle est introduite dans le contrôle des deux onduleurs, ce qui permet d'avoir des impédances de lignes égales entre les onduleurs. La Figure 3.30 montre la tension RMS du bus où les charges sont connectées. Sur cette figure la tension présente une légère chute après la connexion de la deuxième charge par rapport au résultat du scenario précédent. Ceci est dû à l'ajout de la deuxième impédance virtuelle qui est inversée dans son signe en rapport à la première entraînant ainsi la diminution du terme à

ajouter à la référence de la tension et par conséquent la provocation d'une réduction de tension.

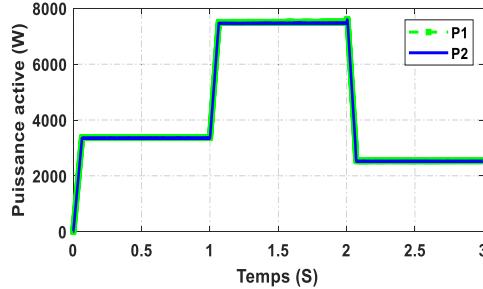


Figure 3-28 Puissances actives

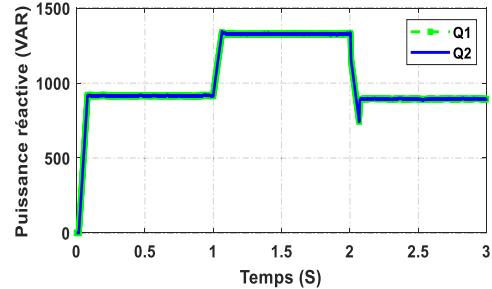


Figure 3-29 Puissances réactives

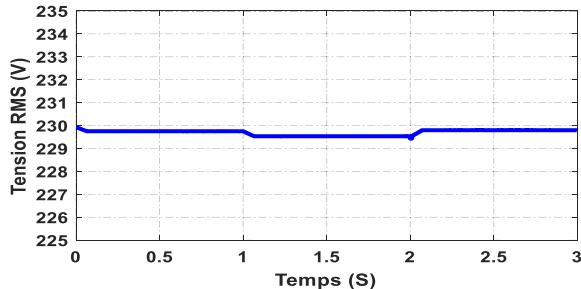


Figure 3-30 Tension de la charge

3.12 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons passé en revue la modélisation, le contrôle et le fonctionnement des microréseaux. En même temps, nous avons introduit le partage de puissance active et réactive entre deux sources d'énergie connectées en parallèle dans un microréseau autonome. Dans la première partie les différents éléments qui composent un microréseau électrique ont été présentés en détail. A commencer par les onduleurs qui constituent les pièces maîtresses dans les REDs, dans lesquelles nous avons présenté les onduleurs à deux niveaux, les onduleurs multiniveaux de type NPC et cascade avec leurs avantages et inconvénients. La présentation du filtre de sortie utilisé dans notre travail est du type LCL. La modélisation du microréseau est exposée, et ce en partant de la

modélisation de la commande de statisme, des boucles de contrôle de la tension et du courant en se basant sur la commande cascade et la synthèse des régulateurs PI utilisés dans les boucles de régulation. A la fin, nous avons exposé l'approche utilisée pour le partage de la puissance réactive basée sur l'impédance virtuelle en détail. Cette technique nous permet d'avoir des impédances de lignes équivalentes pour les onduleurs, ce qui permet d'avoir un partage de puissance très précis. Afin de vérifier la stratégie du partage du flux de puissance présenté dans ce chapitre, trois différents scénarios de simulation ont été envisagés. Dans un premier temps nous avons simulé le système sans impédance virtuelle. On a constaté des différences entre les puissances, les fréquences et les tensions. Dans le deuxième cas, nous avons introduit une impédance virtuelle pour le premier onduleur, on a obtenu une égalité dans la puissance active et les fréquences, par contre la puissance réactive et les tensions de sortie ne sont pas égales. Dans le troisième cas, nous avons introduit l'impédance virtuelle dans le contrôle des deux onduleurs, on a obtenu une égalité pour la puissance réactive et les tensions de sortie.

Enfin, les résultats obtenus pour un système à deux REDs ont été satisfaisants et la stratégie de commande développée a donné de bons résultats en termes de partage de puissance active et réactive, de contrôle de la fréquence et de la tension de sortie. Aussi, les simulations réalisées montrent le bon fonctionnement de la stratégie de commande en termes de suivi du courant et de la tension de référence, de la stabilité de la tension et de la fréquence de sortie des onduleurs face à la connexion et la déconnexion des différentes charges. Par ailleurs, nous signalons qu'il était possible de partager la puissance réactive entre les deux REDs du microréseau en fonction des différents changements de charge dans les périodes de temps. En conséquence, à chaque instant la puissance active et la

puissance réactive fournies par l'onduleur augmentent ou diminuent suivant la chronologie de la connexion des charges. Ceci confirme bien la démonstration avancée dans notre littérature.

Chapitre 4 - Contrôle à base d'algorithmes de consensus dans les microréseaux

La théorie du consensus est utile pour la synchronisation d'un réseau multi agents dynamique, elle a été largement utilisée dans les systèmes de contrôle pour la robotique et les réseaux électriques. Dans le domaine des microréseaux électriques, l'application de la théorie du consensus a permis d'accomplir la synchronisation globale du système, lorsqu'elle est utilisée dans le contrôle secondaire des REDs, le partage de puissance réactive entre les REDs, le partage des courants réactifs et les harmoniques [33, 86]. Dans ce chapitre, nous allons présenter une introduction sur la théorie du consensus ainsi que son utilisation dans les microréseaux électriques. Une description complète de la mise en œuvre de cette théorie dans les microréseaux sera fournie dans les sections suivantes.

4.1 Introduction

Le contrôle basé sur les algorithmes de consensus est une méthode de contrôle efficace. En utilisant cette théorie, les inconvénients du contrôle centralisé et du contrôle décentralisé seront surmontés en combinant les avantages des deux types de contrôle. Cette approche est basée sur la communication séparée avec une bande passante faible, qui est plus flexible et fiable par rapport aux méthodes de contrôle traditionnelles complexes [87-90]. Dans ce type de contrôle, chaque nœud n'a besoin que des informations de mesures locales et des informations des REDs voisines pour le calcul et la cohérence entre les variables de contrôle de l'ensemble du système. Ceci permettra aux REDs d'atteindre un état commun via

l'interaction et l'échange d'informations. Ces dernières années, les algorithmes de consensus sont largement utilisés dans le contrôle des microréseaux électriques. Le consensus a été largement étudié dans le calcul distribué. Il a été introduit et mis en œuvre dans le fonctionnement des REDs et dans les microréseaux équipés d'un système multi-agents, qui sont utilisés pour la régulation de la tension moyenne globale du système en combinaison avec le contrôle de statisme conventionnel [90]. Le contrôle de statisme conventionnel aide les générateurs distribués à se comporter comme un générateur synchrone et à réguler la sortie du générateur de manière contrôlée. Quant à l'algorithme de consensus, il aide à fournir à chaque générateur les consignes souhaitées qu'il doit atteindre à sa sortie. Pour obtenir un partage précis de puissance dans les rapports souhaités, les algorithmes de consensus basés sur les systèmes multi agents sont utilisés pour conserver les angles et les amplitudes de tension des REDs. Ceci permettra aux REDs d'avoir un partage précis de la puissance active et la puissance réactive [91]. Le problème des impédances des lignes non égales est aussi traité en utilisant les algorithmes de consensus, un nouveau contrôle secondaire d'impédance virtuelle adaptative est basé sur un algorithme de contrôle de consensus pour fournir un partage précis de la puissance réactive entre les REDs dans un microréseau autonome avec des impédances de ligne non égale a été proposé dans [33]. La méthode de contrôle proposée a permis d'améliorer le taux de convergence du partage de puissance réactive en utilisant une nouvelle topologie de communication à maillage triangulaire, ce qui diminue le risque de retards pendant l'échange d'informations entre les agents tout en réduisant le coût global du système. Ces algorithmes de consensus sont aussi utilisés avec les impédances virtuelles, et ceci pour réajuster ses valeurs d'une manière adaptatives afin de compenser les impédances des lignes inégales. Ce qui permettra aux REDs d'avoir un partage de puissances plus précis, notamment pour la puissance réactive, tout en éliminant les exigences d'un contrôleur central

en utilisant ses propres informations et celles des REDs voisines [18]. Les méthodes basées sur le consensus sont établies en partant du principe que la ressource de communication est illimitée et que les informations peuvent être diffusées périodiquement. Récemment, un protocole de communication déclenché par l'événement (PCDL) a été développé et appliqué dans les systèmes multi agents et le contrôle basé sur le consensus [70, 91]. Le principe du PCDL est que les tâches de communications ne seront exécutées qu'en présence d'une condition. Cette technique permet de diminuer la pression sur le système de communication. Ce qui le rend plus pratique pour la commande de partage de puissance réactive basée sur le consensus dans les microréseaux.

4.2 Théorie des graphes

Les algorithmes de consensus sont reliés à la théorie des graphes, donc, pour bien comprendre les algorithmes basés sur le consensus, il est d'abord nécessaire de revoir les mathématiques de base de la théorie des graphes.

Un graphe est composé de points appelés sommets (ou nœuds), qui sont reliés par des lignes (ou arêtes), où chaque arête ne relie que deux nœuds. Les arêtes dans un graphe peuvent avoir des poids associés, qui représentent la force de chaque connexion entre les nœuds. La représentation graphique a plusieurs applications réelles, par exemple, on peut représenter les centres de communication par des lignes qui montrent les liens de communication avec et entre les utilisateurs [90, 92].

Un graphe peut être représenté par l'équation suivante :

$$G = (V, E) \quad (4.1)$$

Il est composé d'un ensemble non vide de nœuds V , et d'un ensemble d'arêtes E , formé entre des paires de nœuds. Les arêtes qui ont les mêmes nœuds d'extrémités sont parallèles tandis qu'une arête joignant le nœud à lui-même est une boucle. Un graphe est simple s'il n'a pas de boucles ou d'arêtes parallèles. Un graphe simple est appelé graphe complet s'il a une arête entre une paire de nœuds. Les arêtes sont adjacentes si elles partagent le même nœud d'extrémité. Le degré d'un nœud $d(v)$ est le nombre d'arêtes avec v comme nœud d'extrémité. Par exemple si on a un nœud avec deux arrêtes qui partent ou arrivent vers ce nœud, on dit qu'il est du second degré. Une boucle est comptée deux fois et les arêtes parallèles sont comptés séparément. Pour bien comprendre tout ce qu'on vient d'expliquer, un exemple de graphe est représenté sur la Figure 4.1. Cet exemple comprend cinq nœuds, sept arêtes et une boucle.

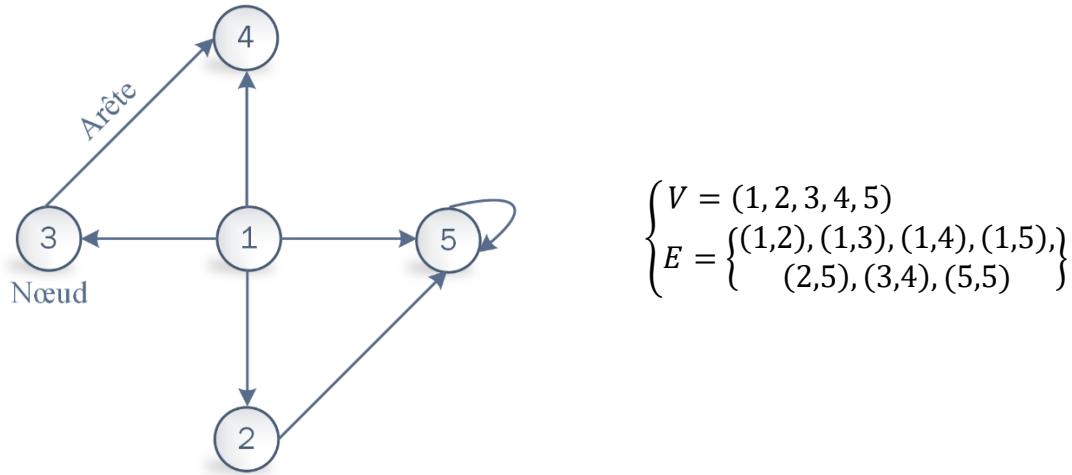


Figure 4-1 Exemple d'un graphe

Un graphe orienté sans boucles ni arêtes parallèles est appelé graphe orienté simple. Les nœuds v et u d'un graphe orienté sont des nœuds adjacents s'ils se rejoignent par la même arête. La Figure 4.2 montre un graphe orienté avec sept arêtes et cinq nœuds [92].

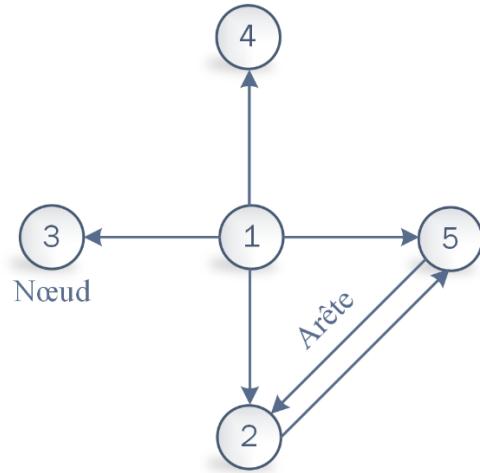


Figure 4-2 Exemple d'un graphe orienté

4.2.1 Graphe non orienté

Un graphe non orienté est décrit comme un graphe avec une collection de nœuds connectée de manière où toutes les arêtes sont bidirectionnelles, ce qui fait qu'il n'y a pas d'orientation dans les arêtes. En d'autres termes, si \mathbf{G} est un graphe non orienté avec (v, u) comme arêtes, réciproquement (u, v) sera également une arête dans le graphe \mathbf{G} . La Figure 4.3 montre un graphe simple non orienté avec cinq nœuds et quatre arêtes [90].

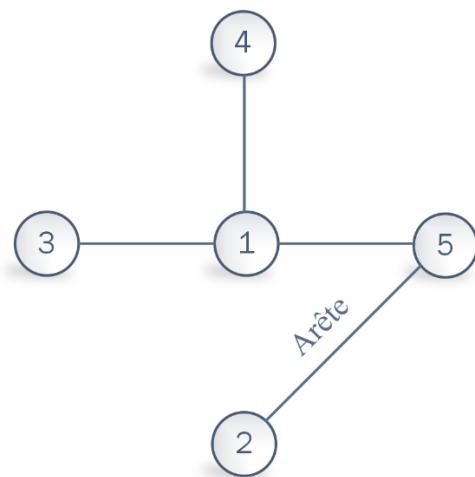


Figure 4-3 Exemple d'un graphe non orienté

4.2.2 Sous graphe

Un sous-graphe dans un graphe G est un graphe dans lequel les nœuds et les arêtes sont des sous-ensembles de G . De même, chaque graphe est un sous-ensemble de lui-même, d'où il en résulte que chaque graphe est un sous-graphe de lui-même [90]. Toutes les arêtes et tous les nœuds d'un graphe ne sont pas présents dans un sous-graphe. Mais si un nœud est présent dans un sous-graphe et qu'il a un nœud correspondant dans G , alors les arêtes joignant deux nœuds dans un sous-graphe rejoindront également les nœuds correspondants dans G . Pour bien comprendre le principe, voir l'exemple sur la Figure 4.4 où tous les graphes sont des sous-graphes du premier graphe. On appelle sous-graphe couvrant, un sous-graphe composé de tous les nœuds du graphe G .

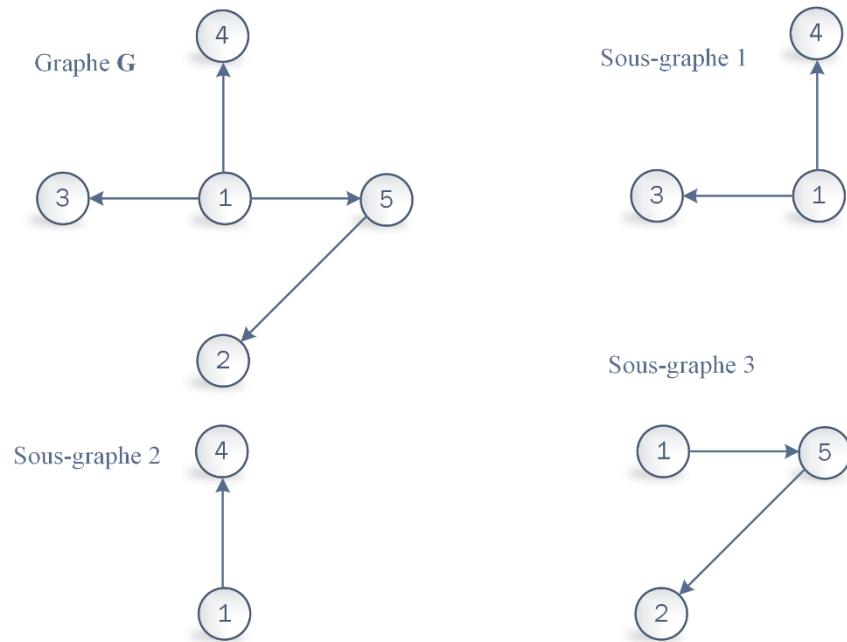


Figure 4-4 Exemple d'un sous graphe

4.2.3 Graphique régulier

Un graphe régulier est un graphe dans lequel chaque nœud a le même nombre de degrés.

Le degré de chaque graphe peut être associé à ce dernier par son nom, ainsi si le degré de chaque nœud est k , alors le graphe est appelé graphe k -régulier. Dans l'exemple illustré sur la Figure 4.5, tous les nœuds sont du second degré, donc ce sont des graphes 2-réguliers.

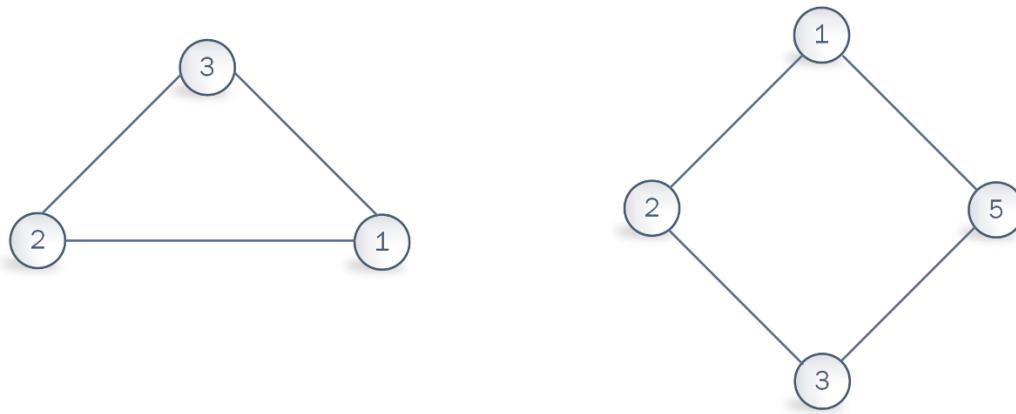


Figure 4-5 Exemple d'un graphe régulier

La communication dans la théorie des graphes est représentée par des matrices. Ainsi si on a un graphe simple à n nœuds, ce dernier sera représenté par une matrice de degré $n \times n$ appelée « matrice d'adjacence », en anglais (adjacency matrix) \mathbf{A}_G . Alors les éléments de la diagonale de la matrice d'adjacence sont utilisés pour déterminer s'il existe un chemin direct du nœud i au nœud j . Un graphe peut être représenté sous forme de matrice en fonction des informations transférées entre les nœuds. Les matrices qui jouent un rôle important dans la théorie des graphes sont : la matrice d'adjacence, le degré diagonal et la matrice Laplacienne [93, 94]. La matrice d'adjacence \mathbf{A}_G , du graphe G avec N nœuds nommées $v_1, v_2, v_3 \dots v_N$ est une matrice de degré $N \times N$ dans laquelle l'entrée dans la ligne i et la colonne j sont le nombre d'arêtes joignant les nœuds i et j . En considérant N nœuds dans un graphe, la matrice d'adjacence sera définie telle que :

$$A_G = [a_{ij}] \in \mathbb{R}^{N \times N} \quad (4.2)$$

Où a_{ij} est le poids d'information pour les données transférées du nœud i vers j de telle sorte que, $a_{ij}=1$ si $i,j \in E$, si non $a_{ij}=0$. La Figure 4.6 montre un graphe non orienté avec quatre nœuds et trois arêtes. Le graphe est représenté sous forme de matrice d'adjacence comme suit :

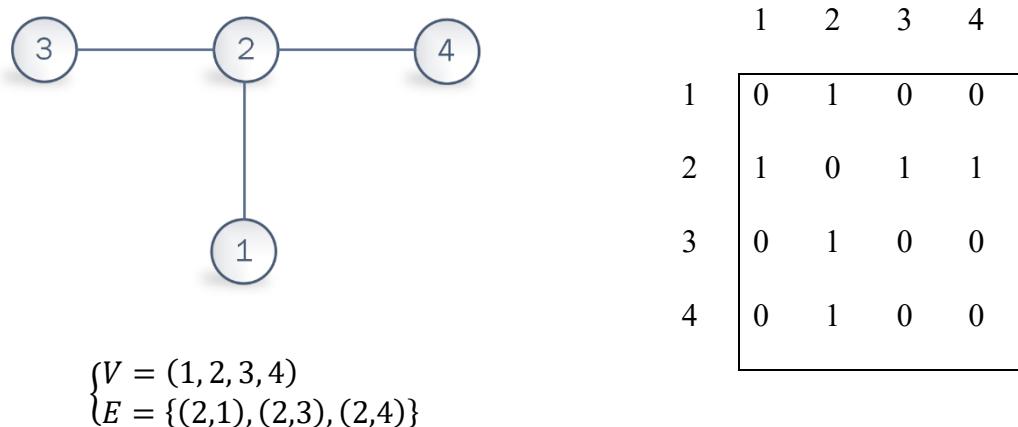


Figure 4-6 Graphe non orienté et matrice d'adjacence

Une autre matrice importante pour définir un graphe est la matrice diagonale représentée par l'équation suivante :

$$D_{in} = diag[d_i] \in \mathbb{R}^{N \times N} \quad (4.3)$$

D_{in} est une matrice diagonale, soit la somme des poids de communication de tous les nœuds voisins, où $d_i = \sum_{j \in N_i} a_{ij}$. Le graphe de la Figure 4.6 est représenté par la matrice diagonale suivante :

	1	2	3	4
1	1	0	0	0
2	0	3	0	0
3	0	0	1	0
4	0	0	0	1

La dernière matrice représentative est la matrice Laplacienne \mathbf{L} . Cette matrice est définie comme suit; $\mathbf{L} = \mathbf{D}_{\text{in}} - \mathbf{A}_G$ où \mathbf{D}_{in} est la matrice diagonale et \mathbf{A}_G la matrice d'adjacence [94]. La dynamique globale d'un graphe est déterminée par les valeurs propres et les vecteurs propres de la matrice Laplacienne. La matrice Laplacienne est équilibrée lorsque la somme des lignes et la somme des colonnes de \mathbf{D}_{in} et \mathbf{A}_G sont égales. Ce qui revient à dire que la somme des lignes et la somme des colonnes de la matrice \mathbf{L} sont nulles. Le graphe de la Figure 4.6 est représenté par la matrice Laplacienne suivante :

	1	2	3	4
1	1	-1	0	0
2	-1	3	-1	-1
3	0	-1	1	0
4	0	-1	0	1

4.3 Algorithmes de consensus

Dans cette thèse, l'un des objectifs principaux est l'analyse et l'utilisation d'algorithmes de consensus dans les microréseaux électriques, et plus particulièrement, leurs applications dans le partage du flux des puissances. Ainsi pour ce faire, il est important d'en savoir plus

sur les algorithmes de consensus et les systèmes des réseaux multi-agents. Dans un réseau multi-agents, le consensus signifie qu'il faut parvenir à un accord en coopération, tout en prenant compte des intérêts divers selon l'état de chaque agent. Dans ce type d'algorithmes, on utilise un calcul distribué, ce qui permet d'obtenir plus d'avantages telle qu'une grande efficacité et de meilleures capacités de calcul. Les algorithmes distribués sont largement utilisés dans des applications courantes, tels que les systèmes de reconnaissance, la surveillance ou les réseaux de capteurs reconfigurables [95]. Le consensus est un outil très important dans le domaine du contrôle coopératif entre différents agents. Il est mis en œuvre, à la fois dans le contrôle de la formation et de l'algorithme de flocage. Le consensus est défini comme un accord entre plusieurs agents dans un même réseau sur une certaine variable partagée ou bien d'un objectif commun par interaction de groupe via des liens de communication. Lorsque cette condition est satisfaite, il est indiqué que les agents sont parvenus à un consensus [92].

Pour que les agents parviennent à un consensus entre eux, chacun doit avoir une variable d'intérêt en commun, appelée état d'information, et un ensemble de règles pour parvenir à un consensus. Dans l'algorithme de consensus, l'état d'information est le moyen de communication entre les agents. Par exemple, on pourrait supposer que la position et la vitesse des agents ou la vitesse et le poids sont des états d'information dans le cas du transport. De plus, dans l'algorithme de consensus, un agent doit communiquer avec des agents adjacents via un ou plusieurs modes de communication pour le transfert d'informations. Cela étant, les informations des agents sont mises à jour en fonction des données reçues de leurs agents voisins. Les algorithmes de consensus récents se concentrent sur deux groupes, le

consensus sans leader et le consensus avec un leader [96]. Dans ce projet, nous étudions le consensus sans leader afin d'optimiser le système de communication.

4.4 Contrôle des microréseaux basé sur le consensus

Rappelons que ces dernières années, la théorie du contrôle multi-agents a été largement étudiée dans le contrôle des microréseaux. Parce que leur structure et leur configuration est beaucoup mieux adaptée à ce type de contrôle, en particulier dans la structure du contrôle décentralisé. Le contrôle par consensus facilite la coordination entre un grand nombre d'agents distribués, ce qui le rend favorable pour l'utilisation dans les microréseaux électriques. Les algorithmes de consensus ont été utilisés sous plusieurs aspects, comme la restauration de l'amplitude de la tension, la restauration de la fréquence et le partage des puissances entre les différentes REDs connectées au même réseau [18, 68, 70]. Il en est de même pour le contrôle de statisme basé sur le consensus pour le partage des puissances dans un microréseau qui a fait l'objet d'étude récemment. Bien que plusieurs travaux traitent le partage de la puissance réactive en utilisant l'impédance virtuelle et le contrôle du statisme. Alors qu'il en est autrement pour l'aspect de la sensibilité du microréseau par rapport aux changements des gains du contrôleur de statisme et du consensus, suite à la variation de la puissance disponible au niveau des REDs basées sur des ressources d'énergies renouvelables qui ne sont pas étudiés en profondeur. Et particulièrement pour les générateurs solaires photovoltaïques lors de la présence des fluctuations dans l'irradiation solaire. Dans notre thèse cet aspect est pris en considération avec le développement d'un algorithme de MPPT et sera détaillé dans le chapitre suivant.

4.4.1 Description d'un problème de consensus

Un algorithme de consensus pour un système peut être présenté sous forme continue ou discrète. Cet algorithme est censé résoudre le problème d'accord dans le réseau d'une manière optimale et rapide. Différents paramètres devront être définis pour résoudre un problème de consensus optimal. Dans ce qui suit, la procédure de recherche de la solution optimale par un algorithme de consensus est examinée et appliquée pour un exemple de microréseau.

La dynamique d'un agent sous forme continue ou discrète, est démontrée par les équations suivantes [33, 95] :

$$\dot{x}_i(t) = u_i(t) \quad (4.4)$$

$$x_i(k+1) = x_i(k) + \varepsilon u_i(k) \quad (4.5)$$

Où, $x(t)$ représente les variables d'état, $u(t)$ est l'entrée de contrôle, ε est le pas de temps, ensuite u_i est définie par l'équation 4.6.

$$u_i = \sum_{v_j \in N_i} a_{ij} (x_j - x_i) \quad (4.6)$$

Un exemple d'un ensemble de nœuds v_i et des arêtes a_{ij} est illustré dans la Figure 4.7, où chaque nœud représente un agent et a_{ij} représente les liens entre ces agents (éléments de la matrice d'adjacence). Ces liens sont les éléments qui constituent la matrice d'adjacence où a_{ij} est nulle s'il n'existe pas un lien de connexion entre le nœud v_i et le nœud v_j . Afin d'aboutir à un accord dans un temps minimum, il est important de concevoir une matrice d'adjacence optimale. Ainsi il est évident qu'en ayant plus de liaisons de communications, cela va accélérer le processus de consensus et l'algorithme parviendra à un accord dans un intervalle

plus court. Mais en conséquence, ceci entraînera des coûts de communication plus élevés pour le système tout en diminuant son efficacité globale [97].

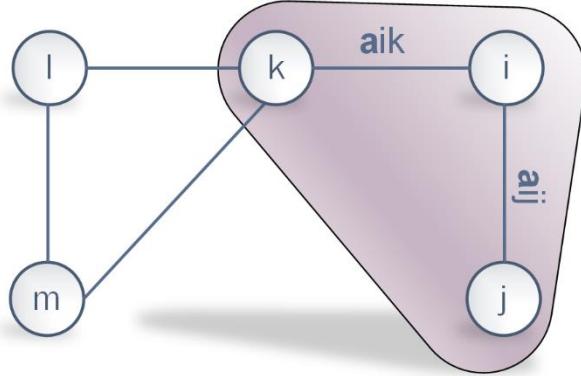


Figure 4-7 Exemple d'un ensemble de nœuds voisins

Le coût de communication du réseau multi-agents est un élément très important dans les algorithmes de consensus. L'équation 4.7 représente le coût de communication d'un graphe avec une matrice d'adjacence nommée \mathbf{A} . Limiter les coûts de communication est essentiel dans ces systèmes.

$$C_t = \sum_{i,j=1}^n \text{sgn}(a_{ij}) \quad (4.7)$$

Où, sgn représente la fonction signe, cette équation montre qu'il existe un coût pour avoir un lien de communication entre deux nœuds i, j . Cela signifie que, si on a une liaison de communication bidirectionnelle, le coût de cette dernière sera deux fois plus chère qu'une liaison unidirectionnelle. Ceci implique une augmentation sur le coût global du système de communication. De ce fait, il en résulte qu'il faut choisir le lien a_{ij} le plus approprié pour la matrice d'adjacence afin d'optimiser les performances du réseau. C.-à-d. que les voisins doivent avoir des liens de connexions directes entre eux. En utilisant le protocole du consensus, l'état d'un système continu changera selon le processus linéaire décrit par

l'équation 4.8. Et pour les réseaux ayant un modèle discret, leur dynamique peut être décrite selon l'équation 4.9 [95, 98] :

$$\dot{x}_i(t) = -Lx_i(t) \quad (4.8)$$

$$x_i(k+1) = x_i(k)P_\varepsilon \quad (4.9)$$

Où L est la matrice Laplacienne telle que définie précédemment, P_ε est appelée matrice de Perron et peut être formulée en utilisant l'équation 4.10 en se basant sur la matrice Laplacienne.

$$P_\varepsilon = I - \varepsilon L \quad (4.10)$$

Avec $\varepsilon \in (0, \frac{1}{d_{max}})$ et $d_{max} = \max L_{ii}$.

4.4.2 Stratégie de partage de puissance réactive basée sur le consensus

Dans cette partie, nous allons présenter la stratégie de partage de puissance réactive basée sur l'impédance virtuelle adaptative et les algorithmes de consensus. Tout d'abord on va présenter le problème sous forme de consensus. La Figure 4.8 montre le microréseau utilisé dans cette étude. Il est composé de trois REDs connectées en parallèle via un filtre LCL au PCC. Chaque RED a sa propre source d'énergie. Elle peut émaner d'un générateur photovoltaïque ou d'une éolienne. Ces sources d'énergie sont connectées à un onduleur dont la sortie est reliée au PCC via un filtre LCL. Pour obtenir un partage de charge approprié entre les trois REDs, on utilise la méthode de contrôle de statisme. Avec cette méthode on n'a pas besoin de communication entre les REDs, ce qui la rend moins coûteuse par rapport à une méthode de contrôle centralisée offrant en même temps un bon résultat de partage de

puissance. Par ailleurs, comme expliqué dans le chapitre précédent, dans un vrai microréseau, les puissances active et réactive sont couplées, en raison de l'impédance de sortie, cette dernière peut-être de type inductive ou résistive dans certains cas. L'introduction d'une impédance virtuelle est une solution efficace pour éliminer ce phénomène et modifier l'impédance de sortie équivalente de chaque RED. L'impédance de sortie totale équivalente des REDs sera une combinaison entre l'impédance physique du système et l'impédance virtuelle ajoutée.

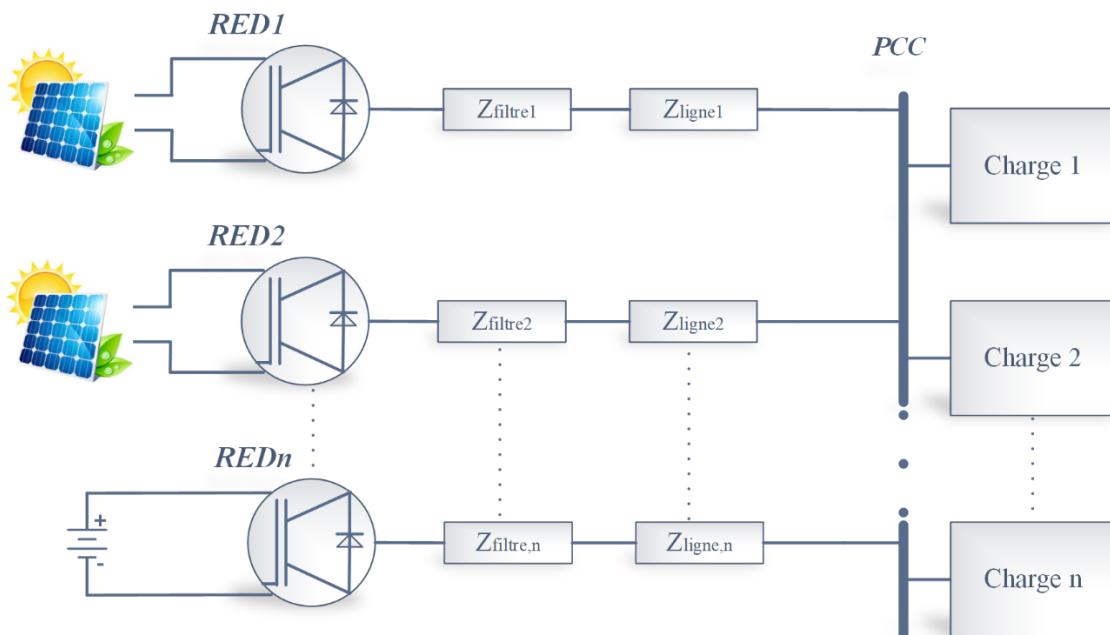


Figure 4-8 Configuration du microréseau

Les impédances virtuelles ont été largement utilisées dans les applications d'alimentation pour la compensation et le partage du courant harmonique, partage de puissance réactive, augmentation de la stabilité du système, etc. Mais, dès qu'un décalage apparaît dans les impédances de ligne du microréseau, il devient difficile d'avoir la bonne valeur de l'impédance virtuelle. Pour ce faire, dans cette partie, une impédance virtuelle adaptative est utilisée, et ce afin de surmonter le problème de différence entre les impédances de lignes et

l'amélioration du partage de puissance entre les différentes REDs et en particulier le partage de la puissance réactive. Ainsi, l'impédance de sortie du système sera modélisée selon l'équation suivante :

$$Z_i = Z_{ligne,i} + Z_{v,i} + Z_{adp,i} \quad (4.11)$$

Où Z_i est l'impédance de sortie totale de la RED_i, $Z_{v,i}$ est l'impédance virtuelle statique et $Z_{adp,i}$ l'impédance virtuelle adaptative. $Z_{v,i}$ est utilisée dans cette équation pour garantir que l'impédance équivalente du système est inductive alors que $Z_{ligne,i}$ représente l'impédance de ligne. $Z_{adp,i}$ sera automatiquement ajustée pour obtenir une impédance de sortie équivalente totale égale entre les REDs. Par conséquent, la différence entre les impédances de la ligne est éliminée, ce qui permet un partage précis de la puissance réactive dans les rapports souhaités.

Dans cette section, la structure de contrôle de base du microréseau sera décrite et détaillée. Le contrôle est basé sur un algorithme de consensus pour déterminer l'impédance virtuelle adaptative.

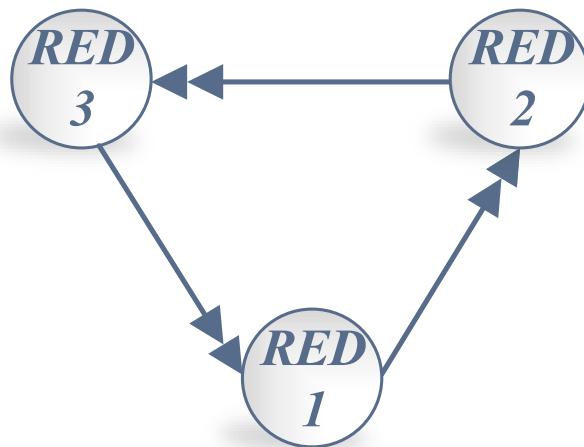


Figure 4-9 Topologie de communication entre les REDs

La Figure 4.9 montre la topologie du graphe du réseau utilisé dans ce travail, il contient trois REDs (nœuds). Chaque RED adjacente est appuyée par un lien de communication. Ce

lien assurera le transfert de données entre les REDs adjacentes. L'ensemble du modèle du microréseau peut être présenté par un graphe orienté (digraphe) pour minimiser le coût du système de communication. Il est noté \mathbf{G} et s'écrit sous la forme, $\mathbf{G} = (V, E)$, où V consiste en l'ensemble des nœuds du graphe \mathbf{G} où $V(G) = [v_1, v_2, v_3]$, E représente l'ensemble des arêtes et $E(G) \in V(G) \times V(G)$. Et enfin, A est la matrice d'adjacence associée au graphe \mathbf{G} avec, $A(G) = (a_{ij})$ qui est donnée sous la forme suivante :

	1	2	3
1	0	0	1
2	1	0	0
3	0	1	0

D'où on peut définir la matrice diagonale par :

	1	2	3
1	1	0	0
2	0	1	0
3	0	0	1

Et la matrice Laplacienne par :

	1	2	3
1	1	0	-1
2	-1	1	0
3	0	-1	1

Dans ce travail, le contrôle de consensus est utilisé pour parvenir à un accord général entre tous les agents du microréseau. Et ce, afin d'avoir un partage précis de la puissance réactive. Ainsi, les coefficients du contrôle de statisme et de la puissance réactive doivent être conçus pour être inversement proportionnels, selon l'équation suivante :

$$n_{q1}Q_1 = n_{q2}Q_2 = \dots = n_{qN}Q_N \quad (4.12)$$

En utilisant les équations du contrôle de statisme présentées dans le chapitre 3, et en considérant que l'angle de puissance δ est généralement très petit ($\cos \delta \approx 1$) et que chaque REDi utilise une inductance virtuelle pour assurer la stabilité du système, c'est-à-dire un rapport $X_i \gg R_i$, l'équation de la puissance réactive pour chaque agent peut être réécrite sous la forme suivante :

$$E_i - V_i \cong \frac{XQ_i}{V_i} \quad (4.13)$$

$$E_i = E_0 - n_{qi} * Q_i \quad (4.14)$$

En remplaçant (4.14) en (4.13), le flux de puissance réactive de chaque RED peut être écrit selon l'équation (4.15).

$$n_{qi}Q_i = \frac{V(E_0 - V)}{\frac{X_i}{n_{qi}} + V} \quad (4.15)$$

Donc, pour satisfaire l'équation (4.11), le terme $\frac{X_i}{n_{qi}}$ de chaque RED doit être le même dans l'équation (4.15). D'où il en ressort :

$$\frac{X_1}{n_{q1}} = \frac{X_2}{n_{q2}} = \dots = \frac{X_N}{n_{qN}} \quad (4.16)$$

À partir de l'équation (4.16), nous pouvons remarquer que le terme n_{qi} doit être proportionnel à la réactance de ligne X_i afin d'obtenir un partage précis de la puissance réactive. Et on peut écrire :

$$X_1 Q_1 = X_2 Q_2 = \cdots = X_N Q_N \quad (4.17)$$

Selon l'équation (4.12), le contrôle de consensus de la puissance réactive peut être considéré comme un problème de synchronisation de système d'agents linéaires du premier ordre [18, 99]. Ainsi, la linéarisation de l'équation (4.12) peut être énoncée comme suit:

$$n_{q1} Q_1 = n_{q2} Q_2 = \cdots = n_{qN} Q_N = u_{Qi} \quad (4.18)$$

Où;

$$n_{qi} \dot{Q}_i = u_{Qi} \quad (4.19)$$

Conformément au contrôle de consensus, l'inégalité de puissance réactive entre les différentes REDs est traitée en comparant les informations de la puissance réactive locale avec une information moyenne pondérée des voisines de chaque RED [18].

$$u_{Qi} = -C_{nQ} e_{niQi} \quad (4.20)$$

Dans l'équation (4.20), C_{nQ} représente le gain de couplage. L'erreur de partage de puissance réactive du voisin local est représentée par e_{niQi} :

$$e_{niQi} = \sum_{j=N_i} a_{ij} (n_{qi} Q_i - n_{qj} Q_j) \quad (4.21)$$

Où a_{ij} représente les changements de condition de connexion des REDs dans la matrice d'adjacence. Ainsi, l'ensemble du système est formulé comme suit:

$$n_{qi}\dot{Q}_i = u_{Qi} \quad (4.22)$$

$$u_{Qi} = -C_{nQ}e_{niQi} \quad (4.23)$$

$$e_{niQi} = Ln_{qi}Q_i \quad (4.24)$$

Où les variables du système peuvent être définies selon :

$$n\dot{Q} = [n_1\dot{Q}_1 \ n_2\dot{Q}_2 \dots \ n_N\dot{Q}_N]^T \quad (4.25)$$

$$u_Q = [u_{Q_1} \ u_{Q_2} \dots \ u_{Q_N}]^T \quad (4.26)$$

$$e_{nQ} = [e_{n1Q1} \ e_{n2Q2} \dots \ e_{nNQ_N}]^T \quad (4.27)$$

$$nQ = [n_1Q_1 \ n_2Q_2 \dots \ n_NQ_N]^T \quad (4.28)$$

Dans ce travail, la stabilité du système de contrôle proposé, est démontrée en utilisant une fonction quadratique simple de Lyapunov. Cependant, pour certaines applications, l'utilisation d'une fonction de Lyapunov non quadratique peut également conduire à de meilleures performances [18, 99]. La méthode directe de Lyapunov peut être utilisée pour traiter la stabilité des systèmes linéaires et non linéaires de manière unifiée et systématique. Même pour les systèmes linéaires invariants dans le temps, cette méthode offre des perspectives et des informations différentes de celles des outils linéaires telles que les valeurs propres et la réponse impulsionnelle [100]. Pour le système linéaire, la fonction de Lyapunov peut toujours être choisie pour représenter une fonction quadratique :

$$\dot{x} = A(t)x, x \in \mathbb{R}^n \quad (4.29)$$

Considérant la fonction quadratique :

$$V(x) = x^T P x \quad (4.30)$$

P est une matrice définie positive et $P = P^T$. La dérivée de cette fonction peut être écrite comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dV}{dt} = \dot{V} = \dot{x}^T P x + x^T P \dot{x} \\ \dot{V} = (Ax)^T P x + x^T P (Ax) \\ \dot{V} = x^T A^T P x + x^T P A x \\ \dot{V} = x^T (A^T P + P A) x \end{cases} \quad (4.31)$$

L'équation 4.31 est connue sous le nom d'équation de Lyapunov, en utilisant l'ensemble des équations 4.22-4.24 avec le changement de variables suivant :

$$x = n_{qi} Q_i \quad A = -C_{nQ} L$$

L'équation 4.31 devient :

$$\begin{cases} \dot{V} = n_{qi} Q_i^T (-C_{nQ} L^T P + P (-C_{nQ} L)) n_{qi} Q_i \\ \dot{V} = -C_{nQ} n_{qi} Q_i^T (L^T P + PL) n_{qi} Q_i \end{cases} \quad (4.32)$$

Et la fonction énergétique de Lyapunov pour notre système sera définie sous la forme suivante :

$$V = n_{qi} Q_i^T P n_{qi} Q_i \quad (4.33)$$

Dans l'équation 4.32 l'ensemble $(L^T P + PL)$ devrait être défini positif, ce qui signifie que $\dot{V} < 0$. En utilisant la théorie de Lyapunov, ceci implique que le contrôle proposé sera asymptotiquement stable [18, 99-101]. Dans ce chapitre on considère la configuration de trois unités REDs de puissances nominales différentes. La matrice P peut être définie comme une matrice diagonale, soit $P = \text{diag}(1, 1, 1)$, alors l'ensemble $(L^T P + PL)$ devient :

$$\begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$$

Ainsi, l'ensemble $(L^T P + PL)$ est défini positif donc, $\dot{V} < 0$. En utilisant la loi de Lyapunov, le système est déterminé comme étant asymptotiquement stable. Si la puissance réactive de la charge n'est pas partagée avec précision par chaque RED, l'impédance virtuelle de chaque RED est ajustée de manière adaptative en utilisant les informations de puissance réactive voisine. De cette manière l'algorithme de consensus parvient à un accord général entre tous les agents du microréseau. L'impédance virtuelle peut être représentée par le système d'équations suivant :

$$\begin{bmatrix} L_{vi} \\ R_{vi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{vi}^* \\ R_{vi}^* \end{bmatrix} - u_{Qi} \begin{bmatrix} k_l \\ k_r \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

Où L_{vi} et R_{vi} représentent l'inductance et la résistance équivalentes de l'impédance virtuelle ajustée par l'algorithme de consensus respectivement. L_{vi}^* et R_{vi}^* sont l'inductance et la résistance de l'impédance statique du système, k_l et k_r qui correspondent aux gains proportionnels pour ajuster les impédances virtuelles, quand à u_{Qi} c'est le terme de correction d'impédance virtuelle.

4.4.3 *Implémentation de l'impédance virtuelle adaptative*

En utilisant cette approche de contrôle basée sur le consensus, le contrôleur de puissance active et réactive de chaque RED augmente la valeur du terme de correction d'impédance virtuelle pour atteindre un partage de puissance précis. Le terme de correction d'impédance virtuelle est utilisé par l'équation 4.35 pour ajuster de manière adaptative l'amplitude de la

tension de référence générée par l'impédance virtuelle. Lorsque la puissance réactive de charge du microréseau est partagée avec précision entre les unités REDs, le contrôle de consensus va réduire automatiquement l'erreur de la puissance réactive à zéro dans l'équation 4.21. Cette technique ne nécessite pas la connaissance des impédances de ligne qui ne sont pas facile à calculer souvent. Cette technique ne consiste pas à réguler directement la puissance réactive de chaque RED mais à ajuster l'impédance virtuelle à une valeur qui élimine l'erreur de partage de puissance réactive indirectement. Une fois l'impédance virtuelle adaptative déterminée, sa tension correspondante dans le référentiel synchrone peut être calculée selon les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} V_{vi_d} \\ V_{vi_q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{vi} & -\omega L_{vi} \\ R_{vi} & \omega L_{vi} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{gd} \\ i_{gq} \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

Où, V_{vi_d} et V_{vi_q} sont les chutes de tensions introduites par l'algorithme d'adaptation de l'impédance virtuelle respectivement, i_{gd} et i_{gq} la composante directe et quadratique du courant injecté dans le bus AC par chaque RED et finalement L_{vi} et R_{vi} sont l'inductance et la résistance de l'impédance virtuelle calculée par l'équation 4.34. Le schéma global pour l'implémentation de l'impédance virtuelle adaptative est illustré sur la Figure 4.10.

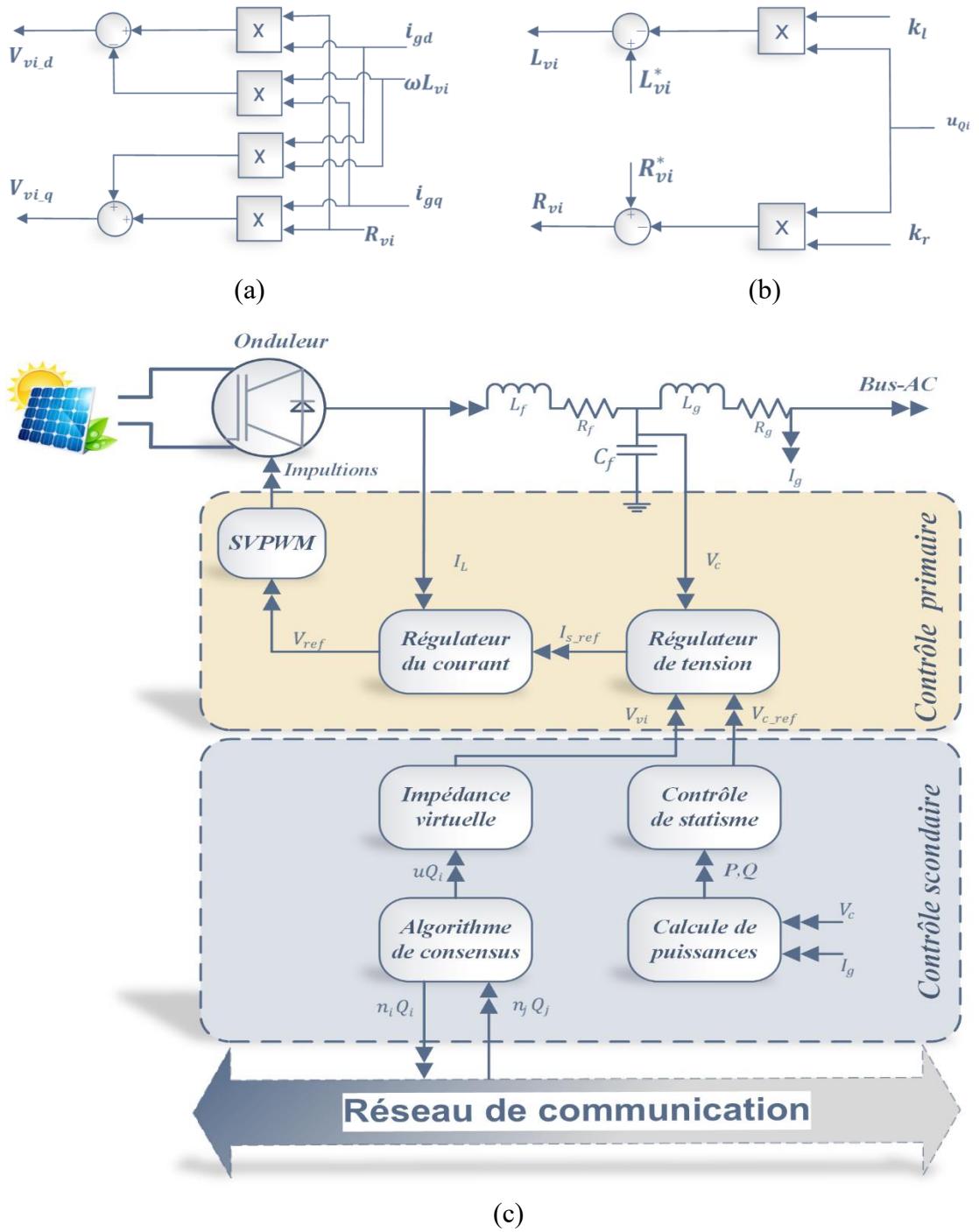


Figure 4-10 Schéma d'implémentation du contrôle basé sur l'impédance virtuelle adaptative par consensus (a) Implémentation de la tension d'impédance virtuelle adaptative (b) Implémentation d'impédance virtuelle adaptative (c) Schéma de contrôle global

4.5 Restauration de la tension du bus AC

Pour compenser l'écart de chute de tension causé par le contrôle de statisme et l'impédance virtuelle, un contrôleur de tension au niveau secondaire basé sur le contrôle de consensus est utilisé afin de restaurer la tension moyenne de chaque RED à la tension nominale du microréseau. Ceci va permettre d'éliminer l'écart de la tension moyenne entre les REDs, percevoir le contrôle du flux de puissance et assurer le fonctionnement fiable du microréseau dans le cadre du contrôle hiérarchique. La tension moyenne de chaque RED peut être définie comme la valeur moyenne des tensions de sorties de toutes les REDs à travers le microréseau sous la forme [18, 102]:

$$\tilde{V} = \sum_{j=1}^N \frac{V_j}{N} \quad 3.36$$

Avec, \tilde{V} la tension moyenne, V_j la tension de sortie de la RED j et N le nombre total des REDs connectées au microréseaux. Avec le contrôle d'impédance virtuelle adaptative utilisé dans cette partie et qui est basé sur le consensus, une fois l'impédance virtuelle réglée de manière adaptative et le partage proportionnel de la puissance réactive atteint, la tension de sortie du contrôleur de statisme de chaque RED devient exactement la même. Par contre, la tension de sortie de la RED, au niveau du filtre de sortie de chaque onduleur, ne peut pas être régulée à une valeur identique pour toutes les REDs en raison de l'impédance de lignes non égales, comme expliqué précédemment. Ceci peut engendrer des déviations dans les valeurs de tension de sortie et même dépasser la plage acceptable. Par conséquence, un contrôle secondaire pour la restauration de la tension devrait être utilisé pour chaque REDs afin de réguler la tension moyenne du microréseau.

Un protocole de consensus dynamique est utilisé afin de s'assurer que la tension moyenne estimée du microréseau par chaque RED peut atteindre un consensus [102-105]. Avec le contrôle de consensus dynamique, l'estimation de la tension moyenne de la RED peut être exprimée en utilisant sa propre tension de sortie V_i et les estimations de la tension des REDs voisines.

$$\check{V}_i(t) = V_i(t) + C_v \int \sum_{j \in n_i} a_{ij} (\check{V}_i(t) - \check{V}_j(t)) dt \quad 4.37$$

Où, \check{V}_i est la tension estimée de la RED i , \check{V}_j la tension estimée de la RED j , C_v est le gain de couplage, ce gain est choisi comme suit : $C_v = \frac{1}{2\lambda_{\min}(L)}$, où $2\lambda_{\min}$ est le minimum des valeurs propres de la matrice Laplacienne \mathbf{L} , $\lambda_{\min}(\mathbf{L}) = \min i \in \mathbb{N} \operatorname{Re}(\lambda_i)$ pour la stabilité de la commande du consensus de la tension [98]. A partir de l'équation (4.37), la dynamique du contrôle de consensus de la tension est exprimée comme suit :

$$\dot{\check{V}}_i(t) = \dot{V}_i(t) + C_v \sum_{j \in n_i} a_{ij} (\check{V}_i(t) - \check{V}_j(t)) \quad 4.38$$

Et la dynamique globale du contrôle de consensus de la tension distribuée est donnée par [18, 102]:

$$\dot{\check{V}}(t) = \dot{V}(t) - C_v L \check{V}(t) \quad 4.39$$

Avec,

$$V(t) = [V_1(t) \ V_2(t) \ \dots \ V_N(t)]^T \quad 4.40$$

$$\check{V}(t) = [\check{V}_1(t) \ \check{V}_2(t) \ \dots \ \check{V}_N(t)]^T \quad 4.41$$

Ainsi, la tension moyenne estimée par chaque RED converge vers la tension moyenne globale [18, 106]. La tension moyenne estimée \check{V} est ensuite comparée à la tension de référence du microréseau pour générer la différence de tension.

$$u_{ve} = V_{ref} - \check{V}_i \quad 4.49$$

4.5.1 Implémentation de la technique de restauration de la tension

L'un des principaux avantages d'utilisation des algorithmes de consensus pour le partage de la puissance réactive et la restauration de la tension, est d'augmenter la robustesse du microréseau face aux connexions des différentes charges et de la connexion au réseau principal pour les microréseaux non autonomes. Afin de compenser l'écart de la tension de chaque RED causé par l'impédance virtuelle adaptative, l'approche proposée pour la restauration de la tension est implémentée comme illustré à la Figure 4.11 :

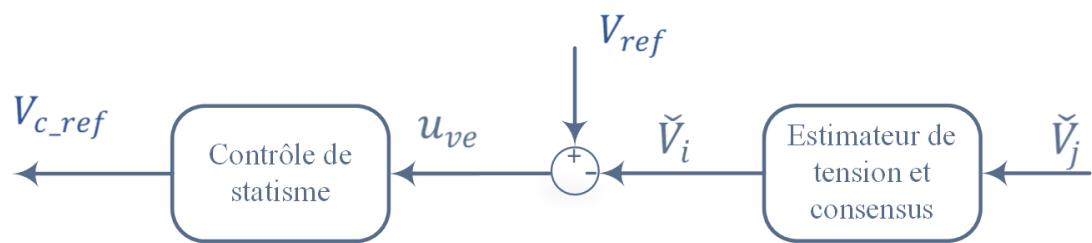


Figure 4-11 Schéma d'implémentation du générateur de la tension de référence

Par la suite, le décalage dû à l'introduction de l'impédance virtuelle est éliminé en introduisant u_{ve} dans la boucle de référence de la tension. Où V_{ref} représente la tension de référence du microréseau (120V), u_{ve} représente l'erreur entre la référence et la valeur estimée et V_{c_ref} représente la nouvelle référence envoyée au contrôleur de la tension. Comme indiqué

dans la section 4.4, le terme de correction d'impédance virtuelle est obtenu par un contrôle de consensus de la puissance réactive pour éliminer la différence d'impédances de sorties des REDs, et ainsi obtenir un partage proportionnel de la puissance réactive. Il n'est pas nécessaire d'obtenir des informations sur la référence de la puissance réactive ou la valeur d'impédance des lignes en utilisant cette méthode. Par conséquence, cette partie simplifie le contrôle et le partage de la puissance réactive tout en restaurant la tension en utilisant un contrôle secondaire basé sur les algorithmes de consensus. Le schéma global de contrôle de chaque RED est illustré sur la Figure 4.12.

4.6 Résultats de simulation

Afin de vérifier l'efficacité et la robustesse de la méthode de contrôle proposée, le microréseau illustré à la Figure 4.8 a été modélisé sous MATLAB/Simulink. Le microréseau contient trois REDs et l'impédance de ligne entre les REDs est de type résistive-inductive. Les paramètres spécifiques de chaque RED ainsi que les paramètres des contrôleurs (boucle de contrôle de la tension et du courant), les paramètres des charges connectées et les valeurs d'impédances de lignes sont indiqués sur le Tableau 4.1. Cette partie de simulation est réalisée pour vérifier le contrôleur proposé dans différentes conditions de charge et comparer ses performances avec celles du contrôleur de statisme conventionnel. La simulation comprend plusieurs cas d'études : premièrement les performances du microréseau avec des impédances de ligne inductives et résistives qui sont étudiées afin d'évaluer l'effet du rapport R/X sur la précision de partage de puissance en régime permanent et transitoire. Ensuite, les performances du contrôleur proposé pour le partage des puissances basées sur des algorithmes de consensus et d'impédance virtuelle adaptative sont étudiées. À la fin, le mécanisme de la restauration de tension est simulé et étudié.

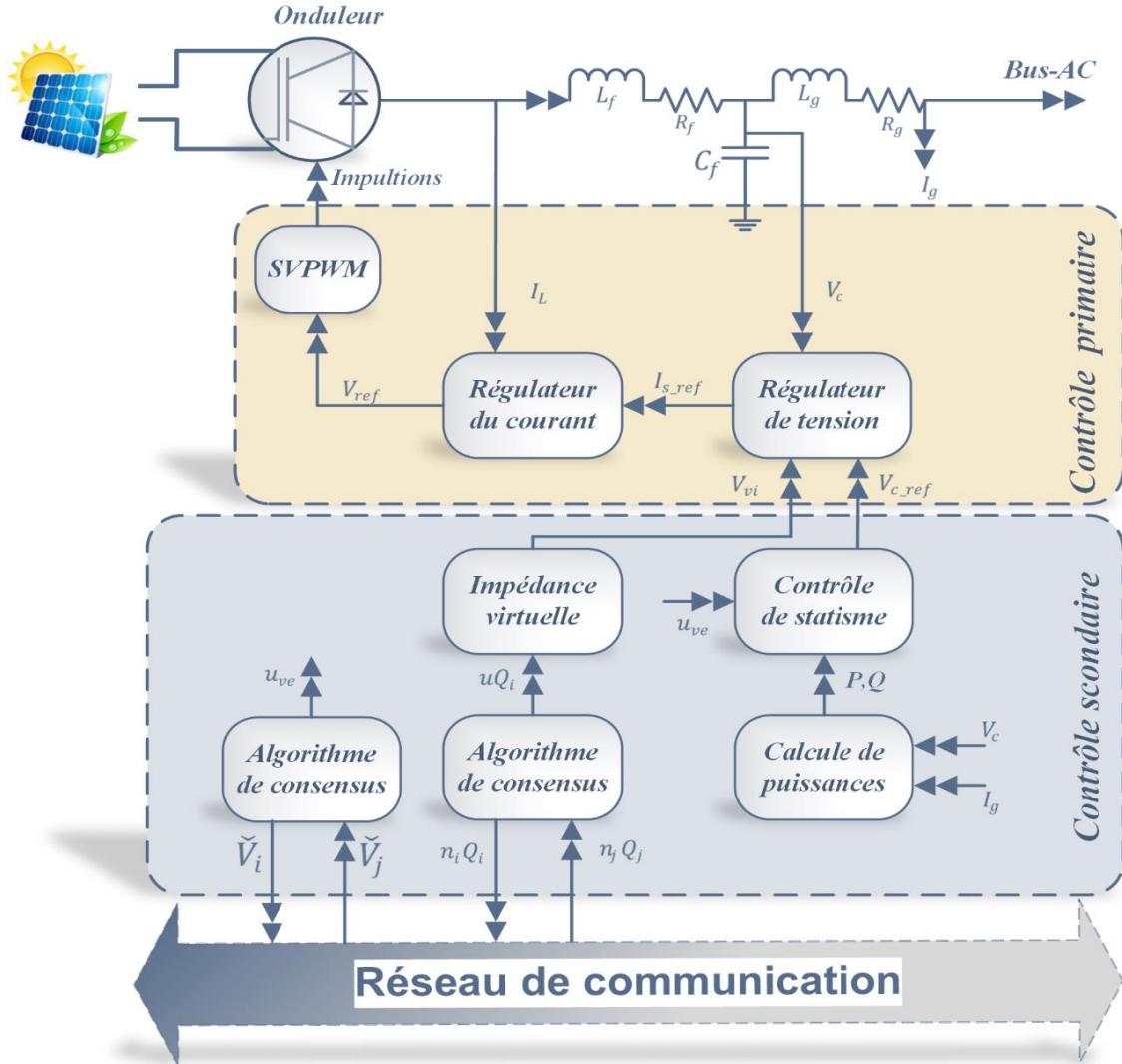


Figure 4-12 Schéma d'implémentation du système de contrôle global

Dans le premier cas de simulation, l'impédance de sortie du microréseau est dominée par le comportement inductif, il en ressort de cette façon que le contrôle de statisme conventionnel a été utilisé. La Figure 4.13 représente le partage de puissance active entre les trois REDs. Le rapport de partage de puissance utilisé dans ces simulations est de 1:1:0,5 pour la RED1, RED2 et RED3 respectivement. La puissance active est bien partagée avant et après application de la stratégie du partage de puissance adaptative par le consensus. Le partage de la puissance réactive est représenté sur la Figure 4.15.

Paramètres	Valeurs
Puissance des onduleurs	5kVA
Tension du bus AC	208V
Fréquence	60Hz
Tension DC	400V
Impédances des lignes	
Ligne 1	0.75mH, 0.06 Ω
Ligne 2	0.45mH, 0.05 Ω
Ligne 3	0.75mH, 0.06 Ω
Gain proportionnel du contrôleur du courant K_{pi}	150
Gain intégral du contrôleur du courant K_{ii}	1.5
Gain proportionnel du contrôleur de la tension K_{pv}	2
Gain intégral du contrôleur de la tension K_{iv}	90
Coefficients du contrôleur de statisme	
m_{P1}, m_{P2}	2e-4
m_{P3}	4e-4
n_{Q1}, n_{Q2}	5e-4
n_{Q3}	7.5e-4

Tableau 4-1 Paramètres de simulation

On peut constater que le partage n'est pas réalisé en utilisant la méthode conventionnelle avant $t=7,5s$, en raison des impédances de lignes inégales. La stratégie de contrôle proposée est appliquée après $t=7,5s$ ce qui a permis d'avoir un partage de la puissance réactive dans le

rappor souhaité avec précision sans affecter le partage de la puissance active. La fréquence du système est maintenue dans les limites autorisées (Figure 4.14) et la valeur de la tension de charge montre une légère chute en raison de l'impédance virtuelle adaptative ajoutée, comme présentée sur la Figure 4.16. Les résistances et les réactances des trois REDs sont illustrées dans les Figures 4.17 et 4.18, avant l'activation de l'algorithme de consensus c-à-d avant l'instant $t=7.5s$, les trois valeurs des résistances et des réactances sont inégales. Après activation de l'algorithme de consensus, on remarque que les valeurs des impédances virtuelles (résistances et réactances) des REDs 1 et 2 deviennent égales. Ceci est due à leurs rapports de partage de puissance qui sont égaux. Tandis que les valeurs de résistance et de réactance pour la RED 3 sont plus grandes car le rapport de partage de cette RED est inférieure en égard aux autres.

Les courants de sortie correspondants aux trois unités REDs sont indiqués dans la Figure 4.19, les Figures 4.19-b et 4.19-c montrent un agrandissement de la Figure 4.19-a sur les parties avant et après l'application du contrôleur de consensus proposé. Avant l'application de la méthode proposée, il existe des décalages de phases entre les trois courants des lignes des REDs. Après $t=7,5s$, les courants de sortie des REDs sont synchronisés et proportionnels à la puissance nominale demandée par chaque RED, ainsi les phases sont presque identiques.

Dans la deuxième partie des simulations, nous avons testé les performances du système lors des changements de charge, au départ la charge du système est de (2,2 kW, 0,6 kVAR), après $t = 2,5s$ nous augmentons la charge à (3,2 kW, 0,85 kVAR), ensuite après $t = 5s$, la charge est augmentée à (4,2 kW, 1,1 kVAR) et enfin, à $t = 7,5s$ la charge est réduite à (3,1 kW, 0,85 kVAR). À partir de cette simulation, les performances de la stratégie de contrôle proposée face aux changements des charges connectées peuvent être vérifiées.

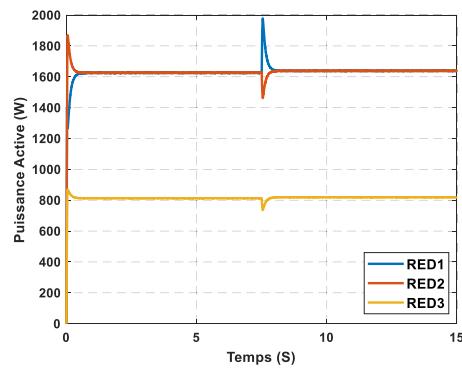


Figure 4-13 Puissances actives des REDs

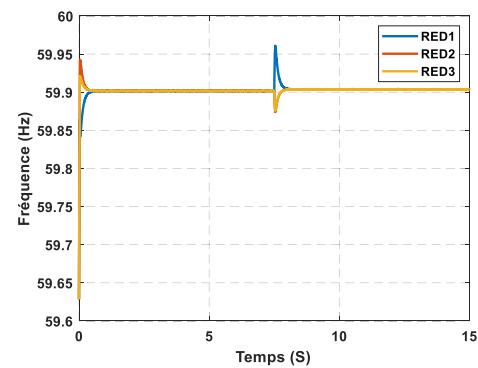


Figure 4-14 Fréquences des REDs

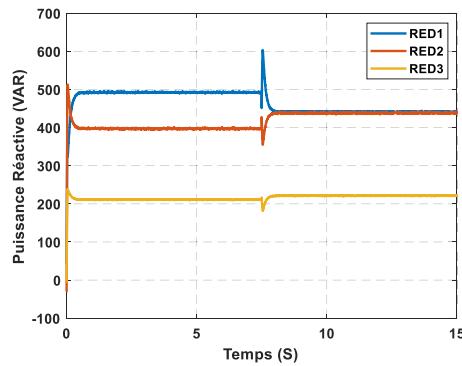


Figure 4-15 Puissances réactives des REDs

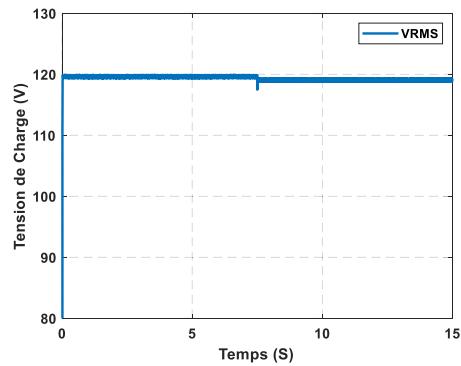


Figure 4-16 Tension de la charge

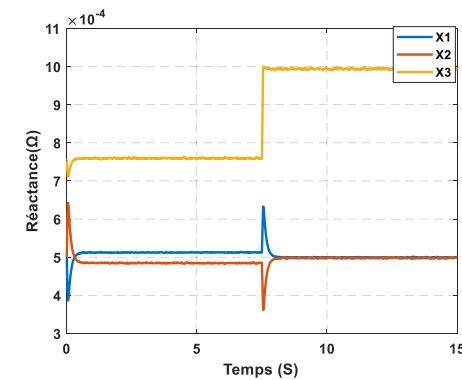


Figure 4-17 Réactances virtuelles

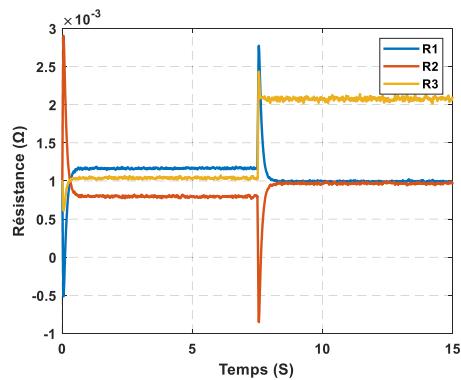


Figure 4-18 Résistances virtuelles

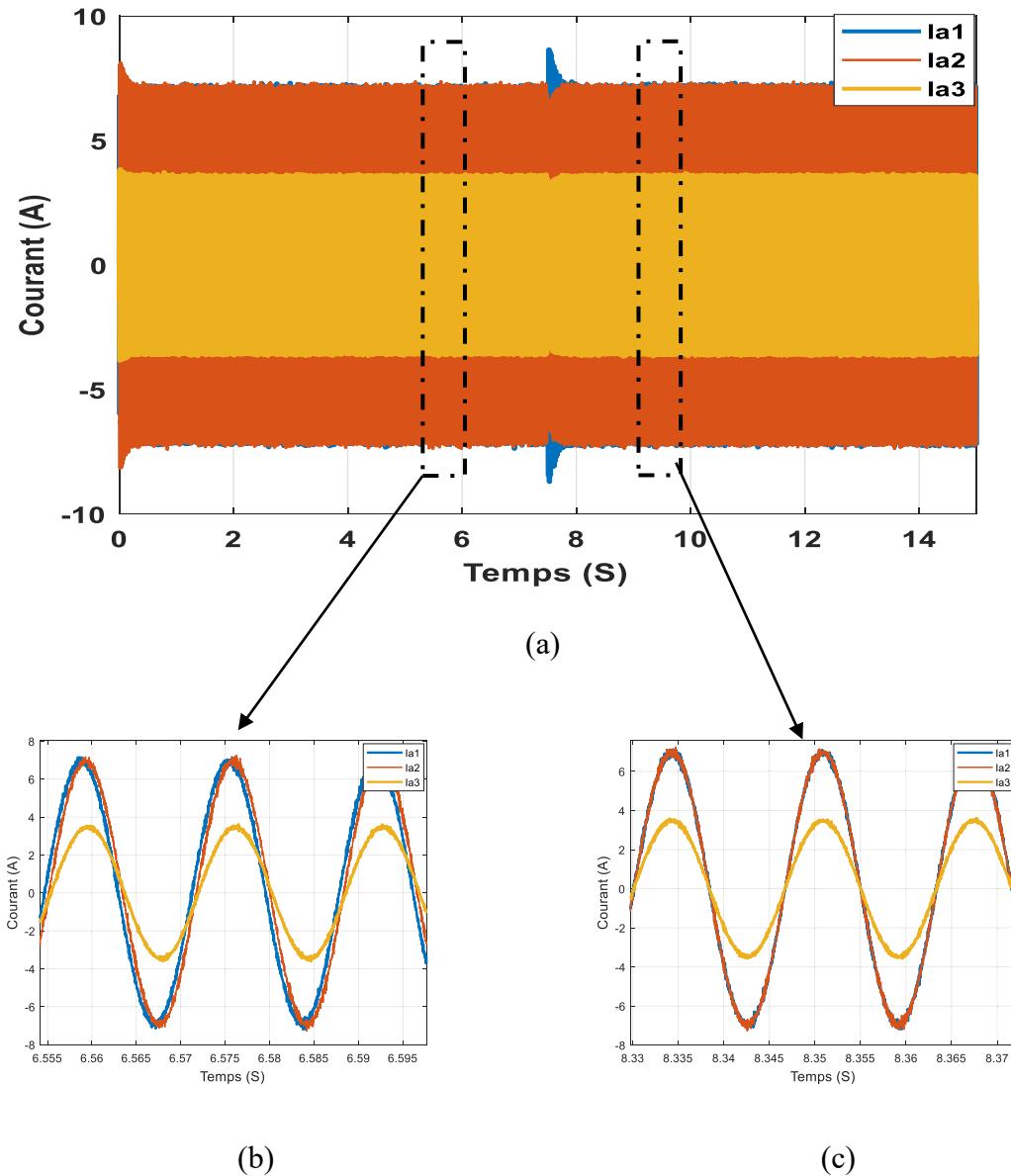


Figure 4-19 Courants de sortie des REDs, (b) agrandissement avant, (c) agrandissement après l'application du contrôleur proposé

Les résultats obtenus dans la deuxième partie de simulation sont présentés sur les Figures 4.20-4.24. D'après ces résultats, nous pouvons remarquer que les performances de partage de la puissance par la stratégie de contrôle proposée sont bonnes.

Pour le partage de puissances active et réactive, en ignorant les périodes transitoires comme le montrent les Figures 4.20 et 4.22. Ces mêmes résultats se reflètent sur toutes les

conditions de changements des charges pendant cette période de simulation. Le contrôle de consensus élimine progressivement les erreurs de la puissance réactive entre les REDs pendant toutes les périodes de changements des charges et fournit une amélioration du partage de la puissance. Les changements des fréquences de sorties représentées sur la Figure 4.21 sont inférieures à 1 %. Ainsi ces changements correspondent bien aux normes du code de connection au réseau [107]. La Figure 4.23 représente le niveau de la tension de charge. Elle montre bien que cette tension diminue lorsque la charge augmente et vice versa. Les courants de sortie de chaque RED sont représentés sur la Figure 4.24. On peut voir que ces courants sont synchronisés et proportionnels à la puissance demandée de chaque RED.

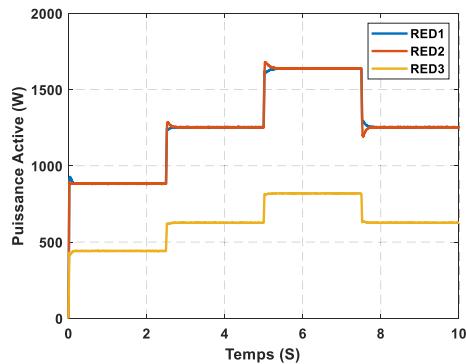


Figure 4-20 Puissances actives des REDs

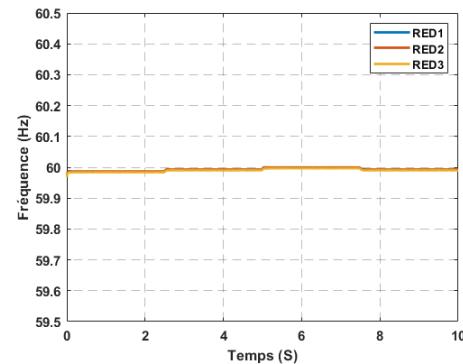


Figure 4-21 Fréquences des REDs

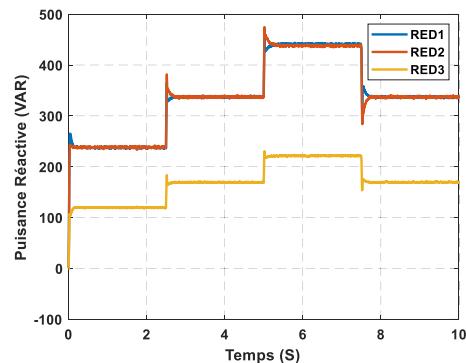


Figure 4-22 Puissances réactives des REDs

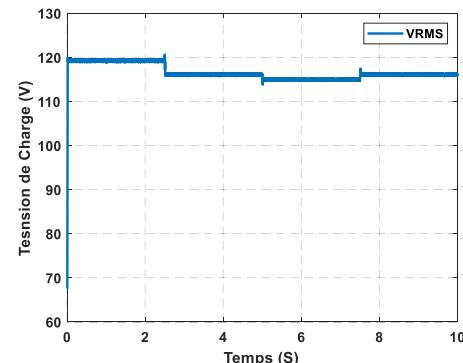


Figure 4-23 Tension de la charge

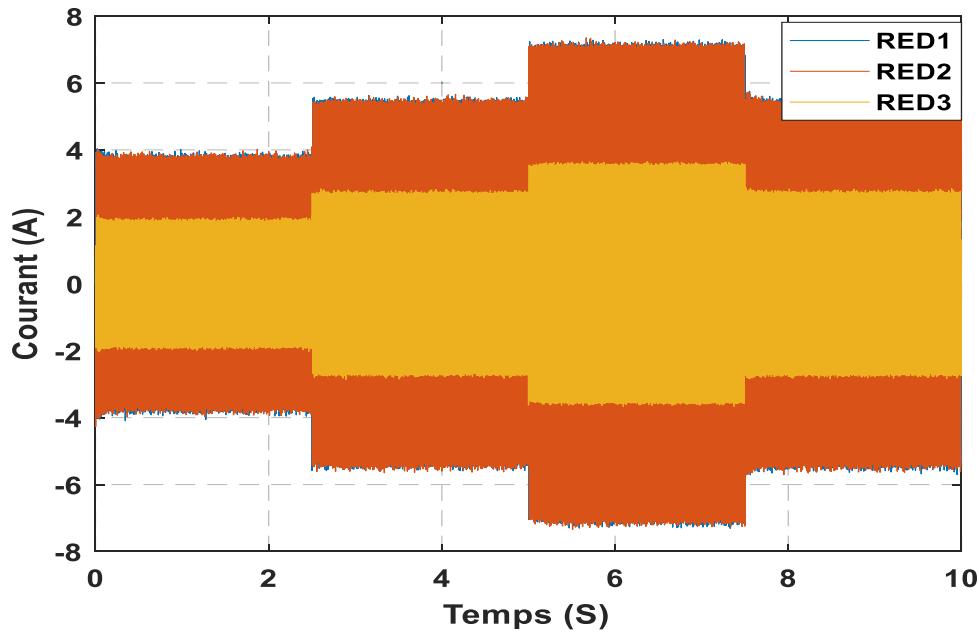


Figure 4-24 Courants de sorties des REDs

Le troisième cas de simulation se concentre sur la capacité (Plug-and-Play). Cette étude représente un aspect très important dans le contrôle distribué des microréseaux autonomes. Elle permet d'examiner la robustesse du contrôle proposé dans des situations où une RED dans un microréseau autonome peut être connectée et déconnectée intentionnellement ou même soudainement, ce qu'on appelle la capacité Plug-and-Play du microréseau pour la gestion de cette reconfiguration dynamique en douceur. Une défaillance d'une RED signifie la perte de toutes les liaisons de communications connectées à la RED défaillante. Par exemple, lorsqu'une RED se déconnecte du microréseau telle que la RED1, les liens entre les REDs 2, 3 et cette dernière sont automatiquement perdus. Par contre le lien entre la RED2 et la RED3 reste toujours maintenu. Ceci est dû aux propriétés du graphe connecté avec une matrice Laplacienne équilibrée. Pour vérifier cette capacité sur notre microréseau, des simulations ont été effectuées en cas de défaillance de la RED1, et ceci en la déconnectant puis la reconnecter après un moment. Les résultats obtenus sont illustrés sur les Figures 4.25-

4.28. Les Figures 4.25 et 4.27 représentent les puissances actives et réactives des trois REDs respectivement. On peut voir que, après l'instant $t= 1.5s$ où la RED1 est déconnectée, sa puissance tombe à zéro et les REDs 2 et 3 prennent le relais tout en continuant à alimenter la charge avec les rapports définis. Ce qui veut dire que le contrôleur proposé réaffecte la puissance de charge entre les REDs restantes pour réaliser un partage de puissance active et réactive précis entre la RED2 et la RED3 dans le rapport souhaité de 1:0.5.

Sur la Figure 4.26 on a les tensions des trois REDs, ceci nous permet de voir les variations de tension des REDs en cas de défaillance de la RED 1. Dans ce cas, les tensions de sorties de la RED 2 et la RED 3 baissent à cause de l'augmentation de la charge connectée, mais elles restent maintenues dans une plage acceptable de la valeur nominale. Tandis que la tension de la RED1 augmente pour atteindre la valeur nominale, et ceci parce qu'elle n'a pas de charge connectée. La Figure 4.28 représente les courants de sortie des trois REDs, quand le courant de la RED1 descend à zéro, les courants des RED 2 et 3 augmentent afin d'élever leurs puissances pour assurer un partage précis et maintenir l'équilibre. La Figure 4.29 montre un agrandissement sur la Figure 4.28 pendant que la RED1 est déconnectée.

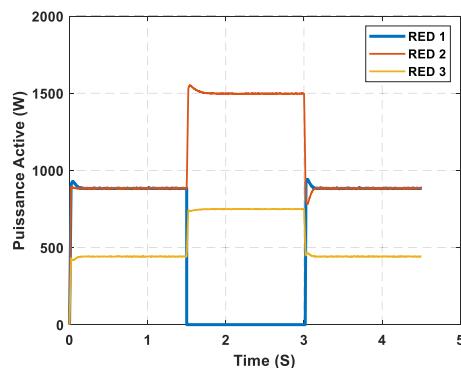


Figure 4-25 Puissances actives des REDs

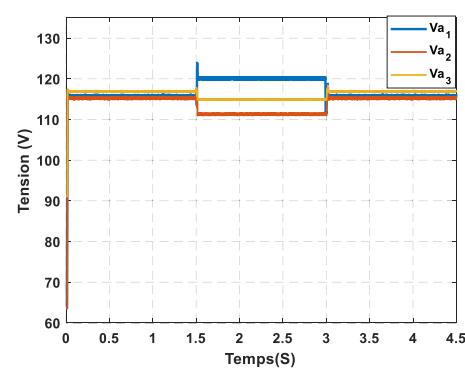


Figure 4-26 Tension des REDs

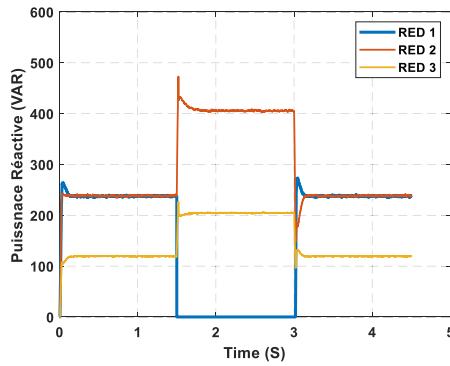


Figure 4-27 Puissances réactives des REDs

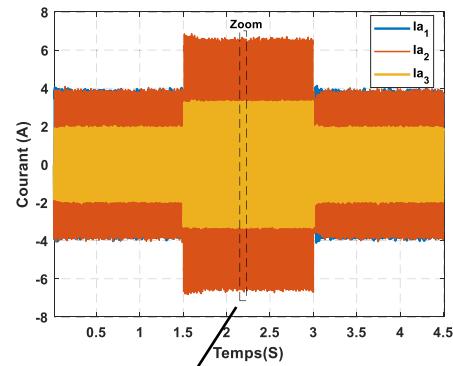
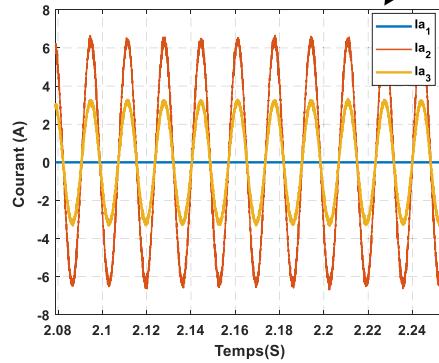


Figure 4-28 Courants de sorties des REDs

Figure 4-29 Agrandissement sur les courants de sorties pendant que la RED1 est
deconnectée

Le quatrième et dernier cas de simulation est consacré au mécanisme de restauration de la tension. La commande de restauration de la tension est ajoutée au système de contrôle de statisme conventionnel afin de conserver les tensions des REDs dans les intervalles permis par les normes de connexion au réseau. Au début de la simulation une charge est connectée au bus AC. A l'instant $t=1,5s$ le contrôle de restauration est activé, par la suite une autre charge est connectée au bus AC à $t=3s$ pour vérifier le mécanisme de restauration de la tension. Les résultats de cette simulation sont représentés sur les Figures 4.30-4.35. Au début, les tensions de sortie des trois REDs sont inférieures à la tension de référence comme illustré sur la Figure 4.30. Une fois le contrôle de consensus de tension appliqué à $t=1.5s$, la tension de sortie de chaque RED est augmentée jusqu'à ce que la tension moyenne soit régulée à la

tension nominale du microréseau. Bien que les tensions de sorties des REDs ne puissent pas être régulées à une valeur identique en raison des impédances de lignes non adaptées. Elles sont maintenues à $\pm 5\%$ de la tension nominale puisque la moyenne des trois tensions de sortie des REDs est régulée à la tension nominale. Le partage de la puissance active et réactive est toujours maintenu comme montré sur les Figures 4.31 et 4.32, de même la fréquence de sortie est maintenue dans les limites autorisées (Figure 4.33). La Figure 4.34 montre la tension moyenne du bus AC, cette dernière est égale 120V après l'activation de l'algorithme de restauration qui est la valeur nominale. Le courant des REDs est illustré sur la Figure 4.35, on constate que sa valeur augmente après l'instant $t=3s$ dû à l'augmentation de la charge connectée.

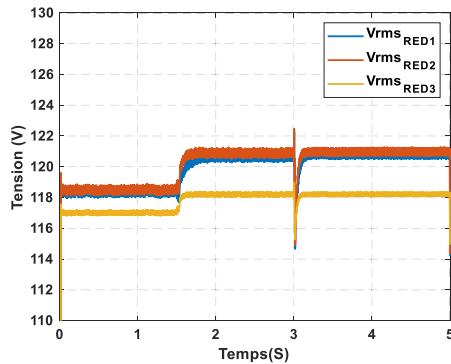


Figure 4-30 Tensions des REDs

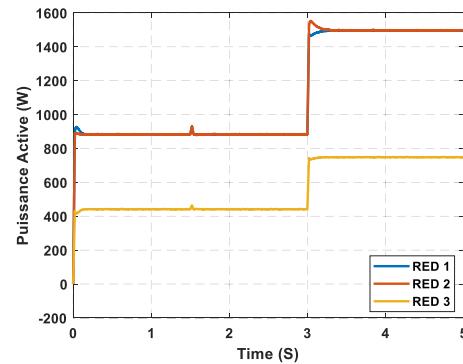


Figure 4-31 Puissances actives des REDs

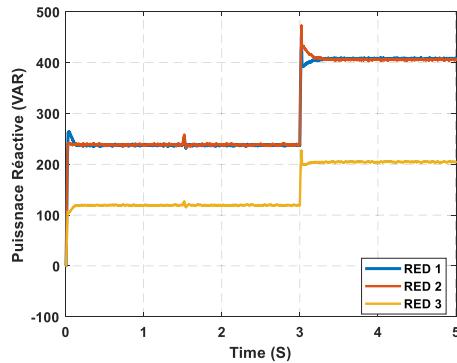


Figure 4-32 Puissances réactives des REDS

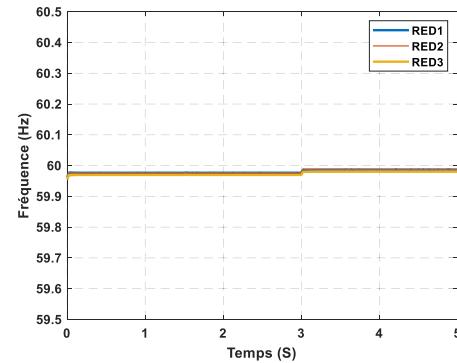


Figure 4-33 Fréquences des REDs

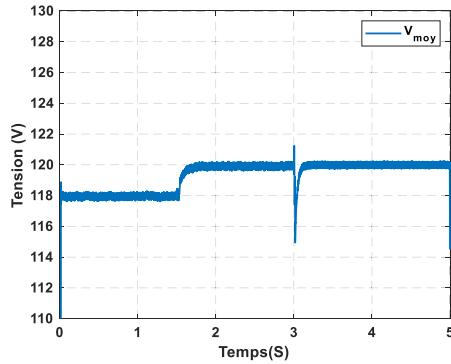


Figure 4-34 Tension moyenne du bus AC

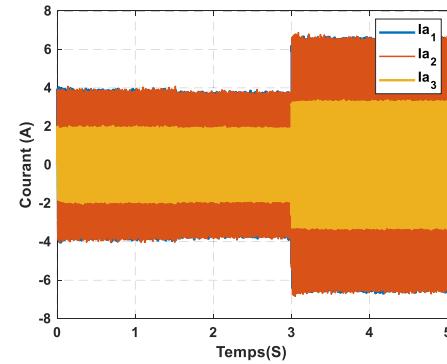


Figure 4-35 Courants de sorties des REDs

4.7 Résultats pratiques

Afin de valider l'approche de contrôle proposée dans ce chapitre et les différents algorithmes, les résultats de la simulation sont comparés avec des résultats expérimentaux. Un microréseau à l'échelle de laboratoire a été construit et utilisé pour valider le contrôle proposé. Dans cette implémentation, une carte **dSPACE DS1004** a été utilisée pour implémenter les algorithmes de contrôle. Deux onduleurs triphasés ont été construits en utilisant les modules intelligents **Infineon IKCM30F60GD** avec deux alimentations continues pour servir comme sources d'énergie. Les onduleurs sont connectés au bus AC à travers des filtres LCL. Des inductances avec différentes valeurs ont été ajoutées à la sortie des onduleurs pour représenter les impédances de lignes. Enfin deux charges de type résistive inductive sont connectées au bus AC à travers des contacteurs pour permettre la connexion ou la déconnexion de ces dernières. Une description détaillée de ce banc d'essai sera présentée dans le chapitre suivant. Les paramètres expérimentaux sont illustrés sur le Tableau 4.2.

Le premier cas de validation pratique est effectué pour vérifier le partage des puissances active et réactive dont le rapport de partage de puissance utilisé dans ces tests est le même pour les deux REDs. Sur la Figure 4.36 on peut voir clairement que la puissance active est

bien partagée entre les deux onduleurs, avant et après l'application de la stratégie de partage de puissance adaptative par consensus. Le partage de la puissance réactive est représenté sur la Figure 4.38. On remarque que le partage n'est pas réalisé en utilisant la méthode conventionnelle avant l'instant $t=7,5s$, en raison d'impédances de ligne inégales.

Paramètres	Valeurs
Puissance des onduleurs	500VA
Tension du bus AC	40V
Fréquence	60Hz
Tension DC	80V
Impédances des lignes	
Ligne 1	1.2mH, 0.03Ω
Ligne 2	0.82mH, 0.02 Ω
Ligne 3	1.2mH, 0.03Ω
Gain proportionnel du contrôleur du courant K_{pi}	100
Gain intégral du contrôleur du courant K_{ii}	0.5
Gain proportionnel du contrôleur de la tension K_{pv}	1.5
Gain intégral du contrôleur de la tension K_{iv}	50
Coefficients du contrôleur de statisme	
m_{P1} ,	2e-3
m_{P2}	4e-3
n_{Q1} ,	5e-3
n_{Q2}	7.5e-3

Tableau 4-2 Paramètres expérimentaux

La stratégie de contrôle proposée est appliquée après $t=7,5s$ ce qui a permis d'avoir un partage de la puissance réactive avec précision sans affecter le partage de puissance active.

La tension de charge montre une légère chute en raison de la valeur d'impédance virtuelle adaptative ajoutée comme présenté sur la Figure 4.39. La fréquence des deux onduleurs est

maintenue dans les limites autorisées (Figure 4.37). Les courants de sorties des onduleurs sont illustrés sur la Figure 4.40, les Figures 4.40-b et 4.40-c, montrent un agrandissement de la Figure 4.40-a sur les parties avant et après l'application du contrôleur de consensus proposé. Un décalage, entre les phases des deux courants de sortie, est constaté avant l'application du contrôle proposé. Après $t=7,5$ s, les courants de sorties des onduleurs sont synchronisés, de même que les deux phases deviennent presque identiques.

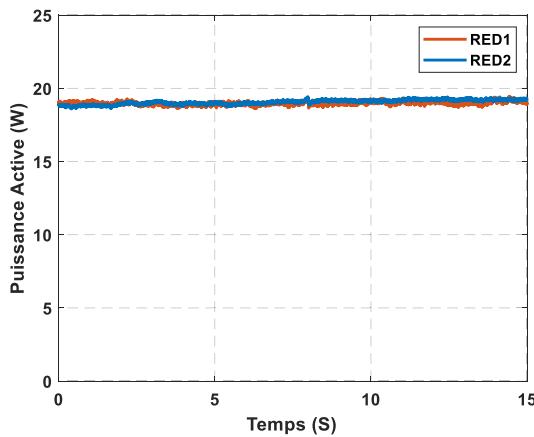


Figure 4-36 Puissances actives des REDs
(1 div = 10 W)

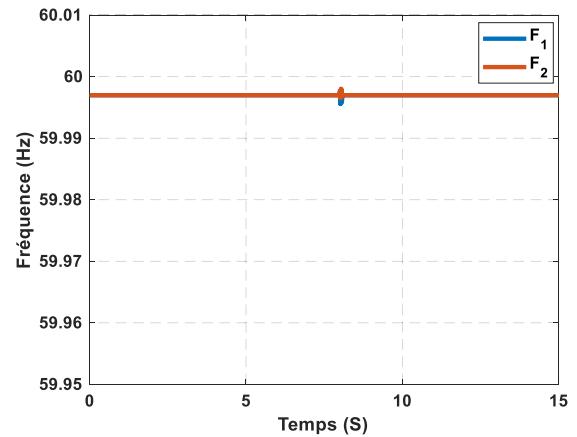


Figure 4-37 Fréquences des REDs

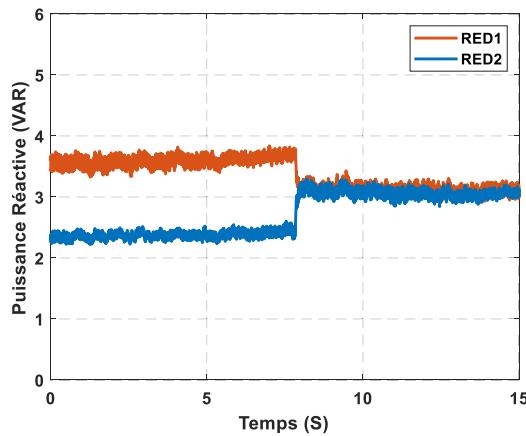


Figure 4-38 Puissances réactives des REDs
(1 div = 10 Var)

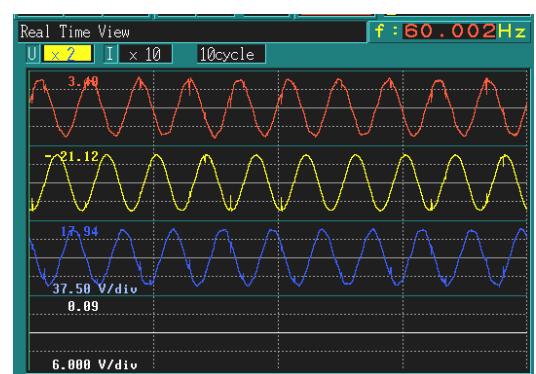


Figure 4-39 Tension de charge
(1 div = 37.5 V)

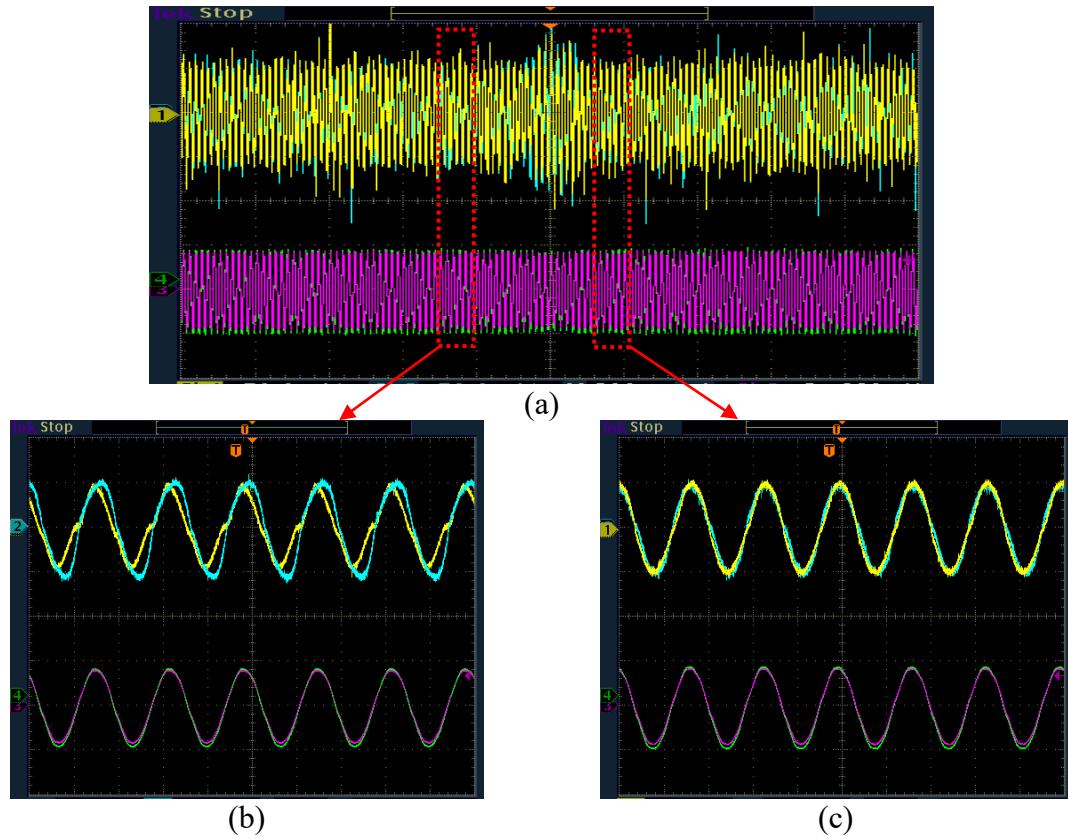


Figure 4-40 (a) Courants de sorties des deux REDs, (b) agrandissement avant, (c) agrandissement après l'application de l'algorithme de contrôle (1 div = 5A/50V)

Dans la deuxième partie un autre test a été effectué pour vérifier la robustesse de l'approche proposée en augmentant la charge, au temps $t=10s$, cette charge a été augmentée de (280 W, 30 VAR) à (380 W, 60 VAR). Comme prévu, les résultats sont similaires à la simulation et les deux REDs suivent le changement et peuvent partager de manière stable la puissance active et réactive.

D'après ces résultats, nous pouvons constater que les performances de partage de puissance de la stratégie de contrôle proposée sont bonnes pour le partage de puissance active et réactive. Et ceci, en ignorant les périodes transitoires comme le montrent les Figures 4.41 et 4.43. La Figure 4.42 montre le résultat de la fréquence de sortie où les changements sont inférieurs à 1 %, ce qui répond aux normes du code du réseau. La Figure 4.44 représente le

niveau de tension de la charge. Elle montre que cette tension diminue lorsque la charge augmente. Les courants de sorties de chaque RED sont représentés sur la Figure 4.45. On peut remarquer que les courants sont synchronisés avec la même amplitude. Cela confirme l'efficacité de l'algorithme de contrôle et du consensus adaptatif. Finalement, les tensions de sorties de chaque onduleur sont montrées sur la Figure 4.46. Ces tensions représentent les tensions des phases a et b, ils sont synchronisées avec la même valeur RMS.

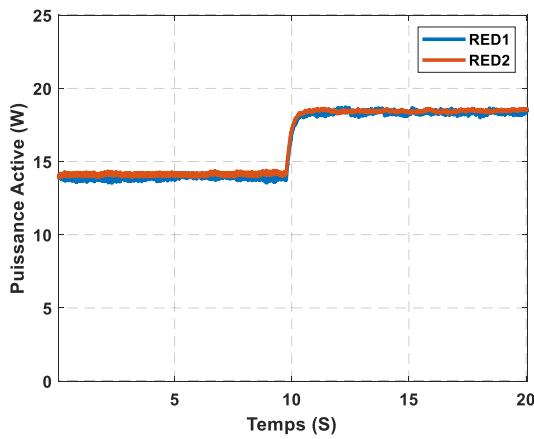


Figure 4-41 Puissances actives des REDs
(1 div = 10 W)

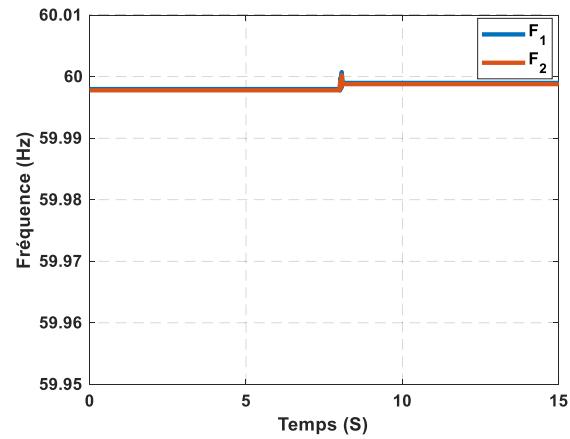


Figure 4-42 Fréquences des REDs

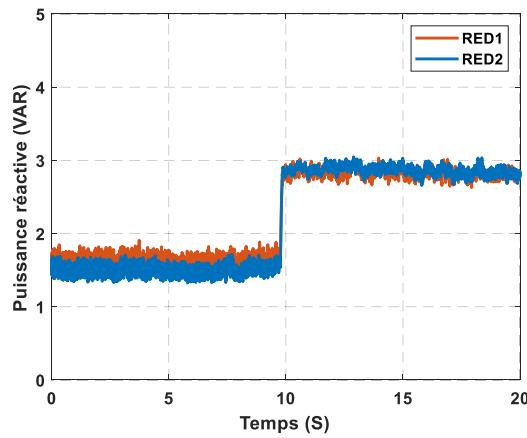


Figure 4-43 Puissances réactives des REDs
(1 div = 10 Var)

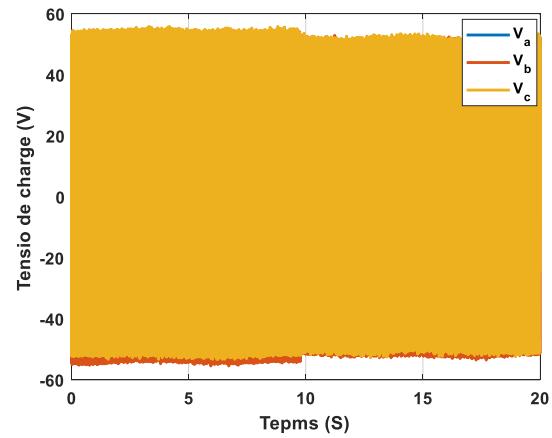


Figure 4-44 Tensions de sorties des REDs

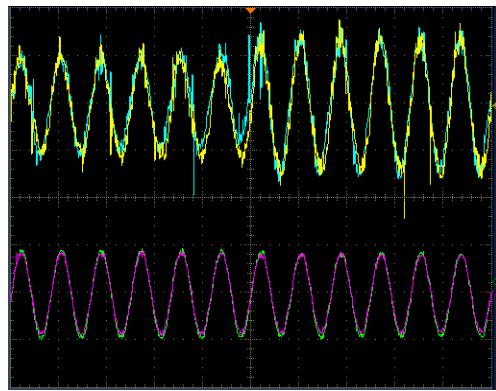


Figure 4-45 Courants de sorties des REDs
(1 div = 5A/50 V)

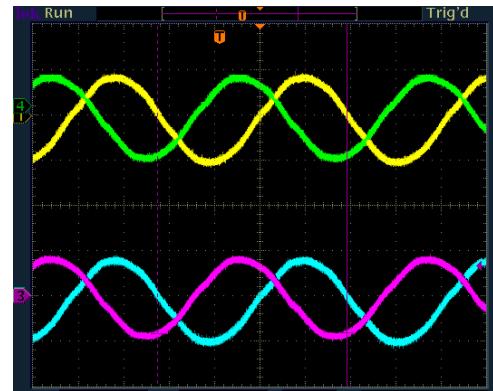


Figure 4-46 Tensions de sorties des
onduleurs (1 div = 50 V)

4.8 Conclusion

Dans cette partie de la thèse nous avons proposé un nouvel algorithme de gestion du flux des puissances pour améliorer le partage de puissance réactive entre les onduleurs parallèles dans les microréseaux autonomes. La stratégie proposée utilise les algorithmes de consensus et la technique de l'impédance virtuelle adaptative pour réaliser un meilleur partage de la puissance réactive dans le cas des impédances de lignes inégales. Dans cette situation, il est possible d'estimer les valeurs des impédances des sorties des onduleurs y compris celles des lignes. Ceci est réalisable à l'aide de l'algorithme de consensus qui ajuste les valeurs des impédances virtuelles. Les nouvelles valeurs des impédances virtuelles obtenues sont ensuite utilisées pour calculer des nouvelles valeurs pour les tensions de référence qui sont renvoyées par la suite aux contrôleurs primaires. Cette nouvelle approche de contrôle améliore le partage de la puissance réactive sans avoir recours à un contrôleur central ou le besoin de connaître les valeurs des impédances de lignes. L'algorithme de consensus utilise alors une liaison de communication simple entre les REDs voisines seulement, ce qui minimise le coût de cette dernière et augmente l'efficacité du microréseau. Mais l'inconvénient de cette

approche réside dans la chute de tension de sortie due à l'introduction de l'impédance virtuelle dans la boucle de contrôle. Aussi pour compenser l'écart de la chute de tension causé par cette technique, un contrôleur de tension au niveau secondaire basé sur le contrôle de consensus est utilisé afin de restaurer la tension moyenne de chaque RED à la tension nominale du microréseau. Ce qui va permettre d'éliminer l'écart de la tension moyenne entre les REDs, percevoir le contrôle du flux de puissance et assurer un fonctionnement fiable du microréseau dans le cadre de contrôle hiérarchique.

Enfin, les simulations et les résultats expérimentaux sont présentés pour valider les performances et l'efficacité du contrôleur proposé. Ces résultats montrent que le système de contrôle global fournit une solution complète pour améliorer les performances dynamiques du microréseau, le partage de la puissance réactive avec précision et la restauration de la tension de sortie. Tout en assurant la robustesse du microréseau sous les changements des charges connectées, des incertitudes et des perturbations éventuelles.

Chapitre 5 - Analyse de la production photovoltaïque dans les microréseaux et la gestion du flux de puissances

Au cours de la dernière décennie, les systèmes solaires photovoltaïques (PV) installés ont vu leur capacité enregistrer une croissance multiplier par plus de cinq fois. En 2019, 98 GW d'énergie solaire PV a été installée au niveau mondial, alors que la puissance installée cumulée a atteint la même année 578 GW. Pendant que la puissance installée cumulée au Canada est de 3,3 GW. L'Ontario prend la place du leader Canadien dans le domaine, avec 3,1 GW alors que le Québec vient à la sixième position avec seulement 6,25 MW de puissance installée cumulée [108]. La demande sur les installations photovoltaïques résidentielles a significativement augmenté. La baisse des prix des systèmes solaires photovoltaïques est parmi les principales raisons de cette croissance, ainsi que l'intérêt accru pour les questions environnementales, notamment la réduction d'émission de gaz à effet de serre. Au Québec, l'hydroélectricité facilite l'intégration de grandes quantités de ressources énergétiques intermittentes (PV, éolien, etc.) dans le réseau électrique par rapport à d'autres pays, aux profils des opportunités de régulation offertes par cette d'énergie.

L'intégration massive et croissante des installations solaires photovoltaïques pose de nouveaux défis aux gestionnaires des réseaux électriques, en particulier les microréseaux électriques autonomes. Les systèmes solaires PV sont dans la plupart des cas connectés à un niveau basse tension (BT), de sorte que les principaux impacts sur le système électrique se situent dans les réseaux de distribution. Dans la littérature, un certain nombre de travaux de recherche ont identifié les défis et les effets potentiels de l'intégration d'unités de production distribuées dans les microréseaux électriques [5, 25, 109-111].

À titre d'exemple notons les impacts négatifs qui provoquent le déséquilibre et les fluctuations de la tension de sortie des REDs, le déséquilibre de la fréquence du système au regard de la nature intermittente et stochastique des systèmes solaires PV. Ainsi, il est difficile de maintenir la stabilité du microréseau sous certaines conditions. En mode isolé, en raison de la faible inertie, on peut s'attendre à une variation plus importante au niveau de la puissance, de la fréquence et de la tension durant les phases transitoires en rapport à un microréseau non isolé. A cet effet, plusieurs travaux dans la littérature se sont concentrés sur l'amélioration de la stabilité et la résilience des microréseaux électriques en présence d'une forte pénétration des générateurs PV [5, 17, 112-114].

Ainsi, des études basées sur des algorithmes de l'intelligence artificielle combinées avec le contrôle de statisme conventionnel et de la stratégie de contrôle d'impédance virtuelle ont été présentées. Et ce, afin d'améliorer la stabilité du microréseau, d'optimiser son fonctionnement et de réduire la variation du niveau de puissance et de fréquence [115]. Ces stratégies de contrôle garantissent que le niveau de fréquence se situe dans la plage de fonctionnement acceptable (norme de réseau) dans le mode autonome. La logique floue aussi a été utilisée dans certaines études [116]. Dans cette étude, un contrôleur basé sur la commande en mode glissant accompagné d'un contrôleur flou adaptatif a été conçu pour commander le système solaires PV. Cette approche permet de contrôler la tension du bus et d'extraire le maximum de puissance à partir des systèmes solaires PV pour augmenter la robustesse du microréseau. D'autres cas utilisent le modèle dynamique à petits signaux pour la modélisation, l'analyse et l'étude de stabilité complète des microréseaux photovoltaïques [67, 71, 72, 117]. Un modèle détaillé de petits signaux pour les microréseaux photovoltaïques est développé. Ce modèle considère le mécanisme de contrôle de statisme conventionnel.

Ensuite, il est utilisé pour intervenir et contrôler les caractéristiques dynamiques du microréseau. Toutefois, le problème de partage de puissance due à l'insuffisance de la puissance délivrée par une RED à un certain moment peut causer une instabilité dans le microréseau. Cet aspect est rarement pris en compte [64, 71, 72]. Les REDs avec un manque de puissance suffisante peuvent ne pas répondre à la demande de partage de puissance par le microréseau, ce qui entraîne une chute de tension ou une divergence de fréquence. Ce phénomène est rarement pris en compte dans la conception de la commande des onduleurs dans la littérature existante, comme expliqué dans le troisième chapitre. De plus, dans les stratégies proposées pour résoudre ce problème comme le contrôle de statisme adaptatif avec impédance virtuelle adaptative inductive ou résistive, l'aspect de la poursuite du point maximum de puissance (MPPT) n'est pas traité. Ce qui rend le système moins fiable et réduit l'efficacité globale du microréseau.

Dans d'autres stratégies l'aspect pratique n'est pas traité. Ce chapitre présente une amélioration du chapitre précédent, où un algorithme de consensus est développé avec l'utilisation de l'impédance virtuelle pour le partage de puissance et la restauration de la tension au point PCC. On ajoute un algorithme de poursuite du point de puissance maximale (MPPT) à base des réseaux neurones pour définir la référence de la puissance active disponible dans les REDs et l'adaptation des coefficients de contrôle de statisme. Ceci nous permettra d'avoir une meilleure exploitation de chaque RED en gardant la puissance de chaque unité inférieure au niveau nominal aussi longtemps que possible d'une part, et garantir la stabilité du microréseau, d'autre part.

5.1 Microréseau basé sur les générateurs photovoltaïques

Dans cette partie, le microréseau est constitué de REDs basées sur des générateurs solaires photovoltaïques tel que montré sur la Figure 4.8 dans le chapitre précédent. Chaque RED contient un générateur solaire PV connecté à un onduleur alimentant le réseau, par la suite cet onduleur est connecté au bus AC à travers un filtre LCL.

Un générateur PV peut être défini comme une source électrique qui convertit directement l'énergie solaire en courant continu. Il peut comprendre plusieurs panneaux solaires connectés en série et/ou en parallèle (pour augmenter la tension ou le courant de sortie). Le module PV se compose physiquement d'une seule unité assemblée à partir de cellules solaires principalement connectées en série. Une connexion en série de deux modules ou plus est appelée chaîne photovoltaïque. Une diode de blocage est généralement connectée sur chaque chaîne pour empêcher le retour du courant du côté de la charge, notamment la décharge de la batterie pendant la nuit (Figure 5.1) [6].

Dans notre cas la tension optimale de sortie des générateurs doit être choisie de manière à être rapprochée le plus possible de la tension d'alimentation des autres REDs sur le même microréseau. Et ceci afin d'éviter l'utilisation d'un autre étage de conversion entre le générateur PV et l'onduleur. Ce dernier sert à convertir directement l'énergie des photons lumineux reçus par irradiation solaire en électricité par effet photovoltaïque. La cellule solaire ressemble à une diode, elle contient des matériaux de type **p** et **n** formant une jonction **pn**. Lorsque cette jonction **pn** est exposée à des photons lumineux avec une énergie suffisante, des électrons porteurs de charges négatives sont libérés dans la région de type **p** et des électrons porteurs de charges positives sont produits dans la région de type **n**.

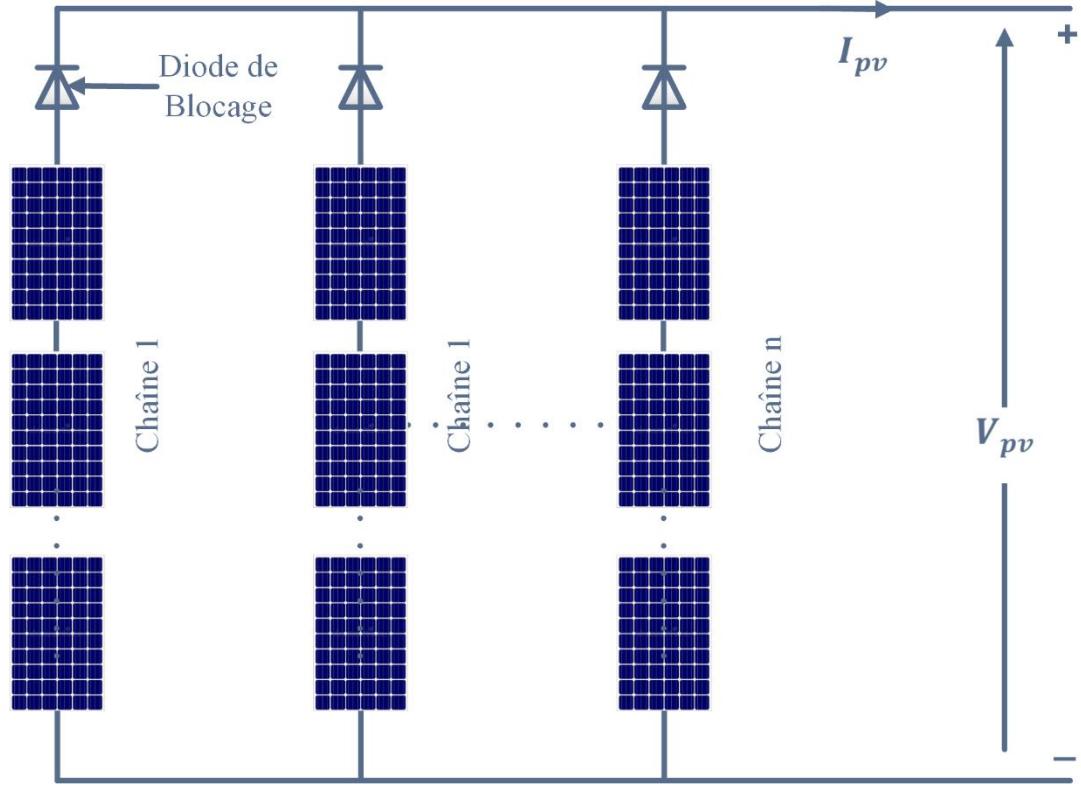


Figure 5-1 Exemple de regroupement des panneaux solaires

Lors de la diffusion vers la jonction **pn**, les porteurs de charge sont balayés par le champ électrique de cette dernière. C'est-à-dire les électrons du côté **n** et les trous du côté **p**. Si un chemin externe est établi entre les deux côtés, les électrons circuleront du côté **n** vers le côté **p**, produisant un flux de courant du côté **p** vers le côté **n**. Ce flux de courant se définit à l'opposé de la direction du flux d'électrons [118].

5.1.1 Modèle électrique et mathématique de la cellule solaire

Le circuit, équivalent représenté sur le schéma 5.2 et décrit par l'équation 5.1, représente une cellule photovoltaïque :

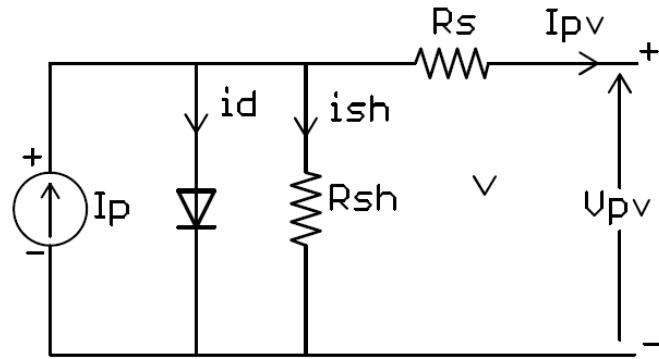


Figure 5-2 Circuit électrique équivalent d'une cellule PV

La loi des nœuds nous permet d'écrire la relation suivante :

$$I_p = I_d + I_{sh} + I_{pv} \quad (5.1)$$

A partir de ce circuit, on tire les équations qui nous permettent d'obtenir la caractéristique I-V de la cellule photovoltaïque. Le courant de jonction I_d est donné par l'équation suivante :

$$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{mkT} \right) - 1 \right] \quad (5.2)$$

Le courant dans la résistance R_{sh} est donné par l'équation suivante :

$$I_{sh} = \frac{V + IR_s}{R_s} \quad (5.3)$$

A partir de l'équation (5.1), on obtient l'expression de la caractéristique courant-tension (I_{pv}-V_{pv}) du modèle choisi [6] :

$$I = I_p - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{mkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_s} \quad (5.4)$$

Avec :

I_p = Courant photovoltaïque [A].

V_{pv} = Tension de la cellule [V].

I_d = Courant de la diode [A].

I_o = Courant de saturation [A].

I_{sh} = Courant de shunt [A].

m = Facteur d'idéalité.

q = Charge d'électron [C].

k = Constante de Boltzmann.

T = Température de la jonction [K].

R_s = Resistance series [Ω].

R_{sh} = Resistance shunt [Ω].

La Figure 5.3 montre la caractéristique I_{pv} - V_{pv} de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

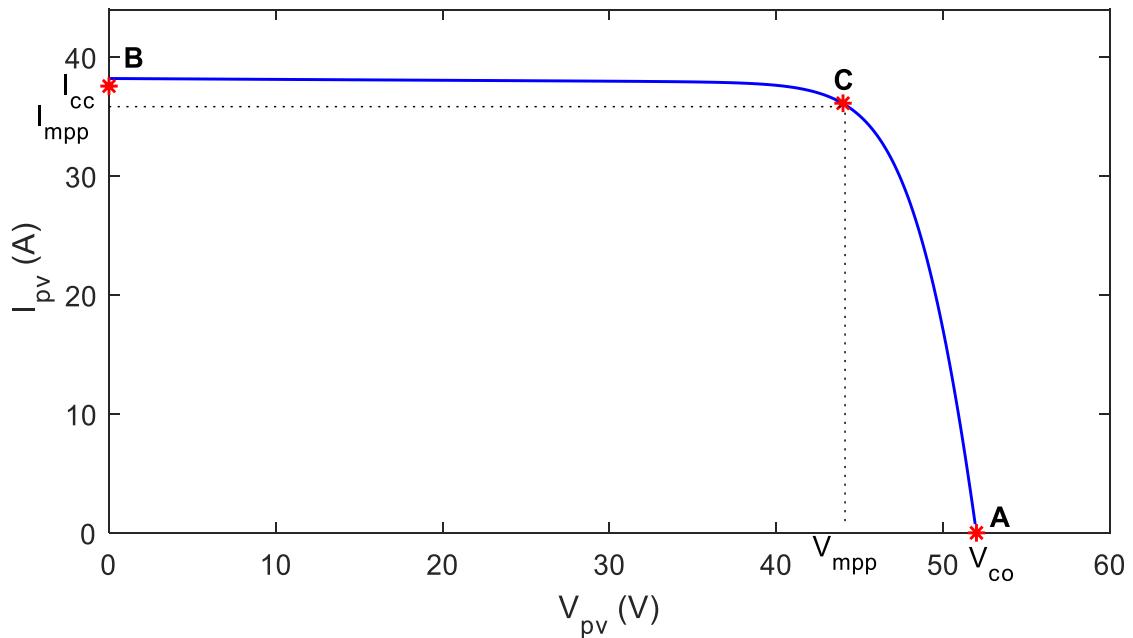


Figure 5-3 Caractéristiques I-V d'une cellule PV.

Trois points importants doivent être notés sur cette Figure A, B et C. La tension au point de fonctionnement A sur cette figure est la tension du circuit ouvert. Elle est la condition de

circuit ouvert où le courant shunt I_{sh} est négligé. Elle peut être représentée par l'équation suivante :

$$V_{co} = \frac{mkT}{q} \ln \left[\frac{I_p + I_0}{I_0} \right] \quad (5.5)$$

Avec :

$$I_p - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V_{co})}{mkT} \right) - 1 \right] = 0 \quad (5.6)$$

Le deuxième paramètre important est le courant au point d'opération B comme montré dans la Figure 5.3, c'est le courant du court-circuit. Il donne la condition du court-circuit avec la résistance série R_s négligée. Il peut être représenté par l'équation suivante :

$$I_{cc} = I_p \quad (5.7)$$

Le troisième et dernier point représente le point (C) de puissance maximale disponible sous les conditions météorologiques actuelles (ensoleillement et température). Sous un ensoleillement et une température constants, le point de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque est déterminé par l'intersection de la caractéristique $I_{pv} - V_{pv}$ et la pente de la caractéristique de la charge comme indiquée sur la Figure 5.4. Elle est représentée par une ligne droite avec un gradient $M = 1/R$. Le point de fonctionnement se déplace le long de la courbe de la caractéristique $I_{pv} - V_{pv}$ de la cellule photovoltaïque de **B** à **A** dans le cas où la résistance de charge augmente de zéro à l'infini. Sur ce point, la surface sous la courbe de la caractéristique $I_{pv} - V_{pv}$, représente la puissance de sortie maximale. Si la résistance de la charge est trop grande, les points de fonctionnement se positionnent dans la région **C-A**. Si la résistance de charge est petite, les points de fonctionnement se positionnent dans la région

C-B. Par conséquent, le point de fonctionnement peut être obtenu en reliant la caractéristique de la résistance de charge avec la caractéristique de la cellule photovoltaïque.

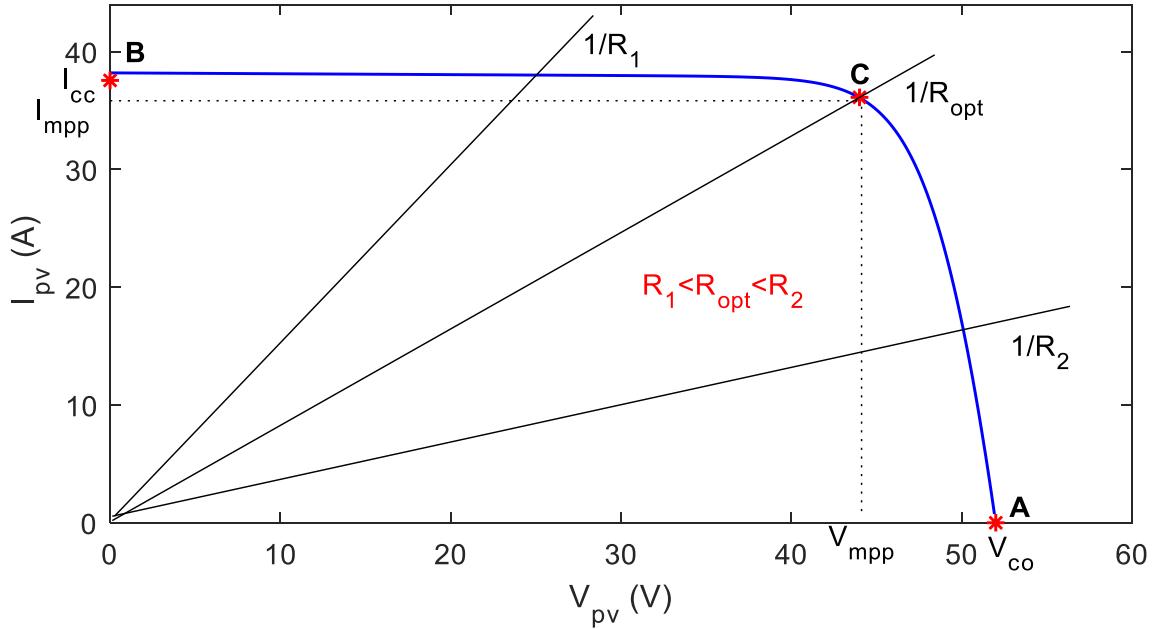


Figure 5-4 Intersection de la caractéristique I_{pv} - V_{pv} et de la caractéristique de la charge.

Par ailleurs, plusieurs paramètres affectent la cellule photovoltaïque lors de son fonctionnement, notamment l'ensoleillement, la température, l'humidité etc. Ainsi, une connaissance de ces paramètres devient nécessaire pour déterminer la puissance maximale délivrée par le GPV. L'ensoleillement et la température représentent les facteurs les plus importants qui affectent d'une manière considérable la puissance générée [118]. Les Figures 5.5 et 5.6 illustrent les effets des caractéristiques électriques courant-tension et puissance-tension respectivement d'une cellule photovoltaïque pour différents ensoleillements sous une température et une vitesse de circulation d'air ambiant, constantes. D'après ces figures nous remarquons que l'ensoleillement a un effet sur le courant généré par la cellule photovoltaïque, ce courant est proportionnel à l'ensoleillement, tandis que la tension V_{co} de

la cellule photovoltaïque ne varie que très peu. Les Figures 5.7 et 5.8 illustrent les effets des caractéristiques électriques courant-tension et puissance-tension respectivement d'une cellule photovoltaïque en cours de différentes températures. Nous remarquons que la température est un paramètre très important qui influe sur la tension de circuit ouvert de la cellule photovoltaïque. Cette dernière diminue quand la température augmente et vice versa. L'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale générée.

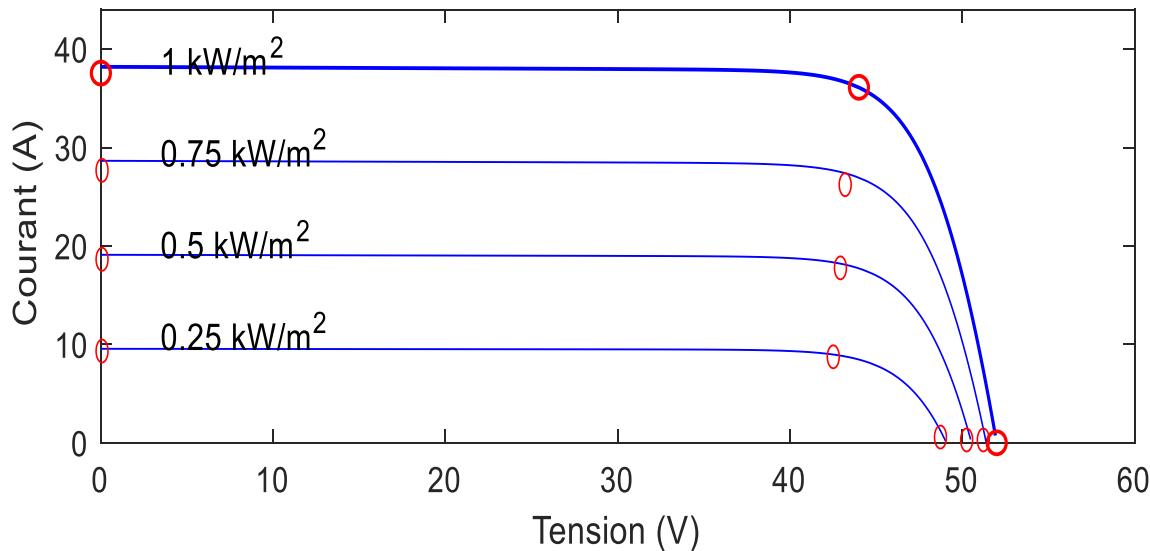


Figure 5-5 Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique (courant-tension) d'une cellule PV

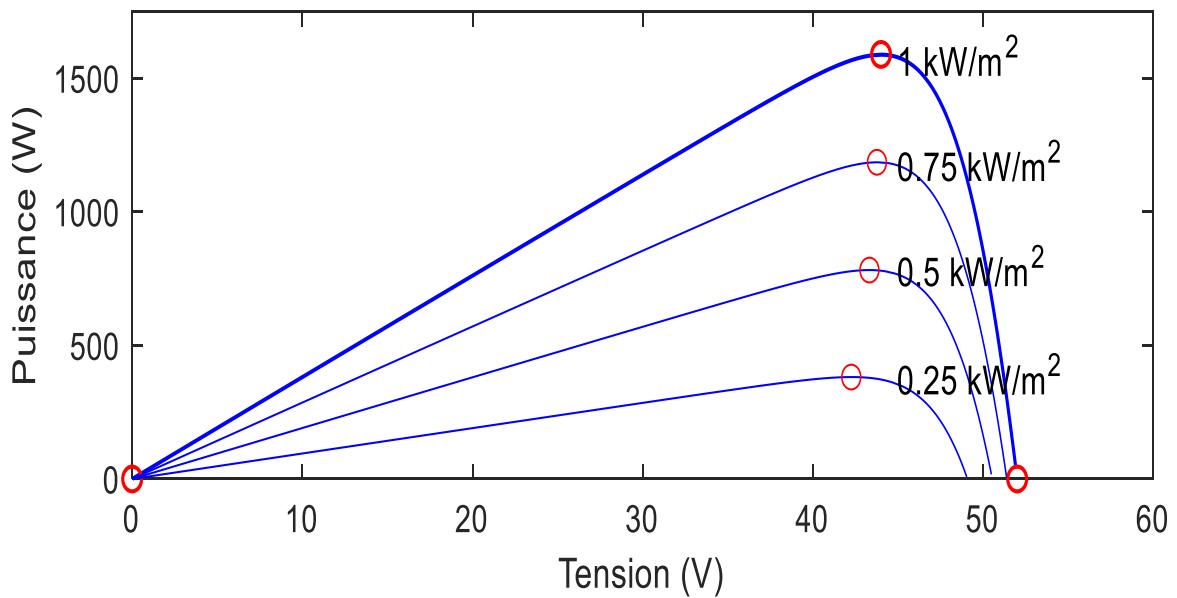


Figure 5-6 Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique (puissance-tension) d'une cellule PV.

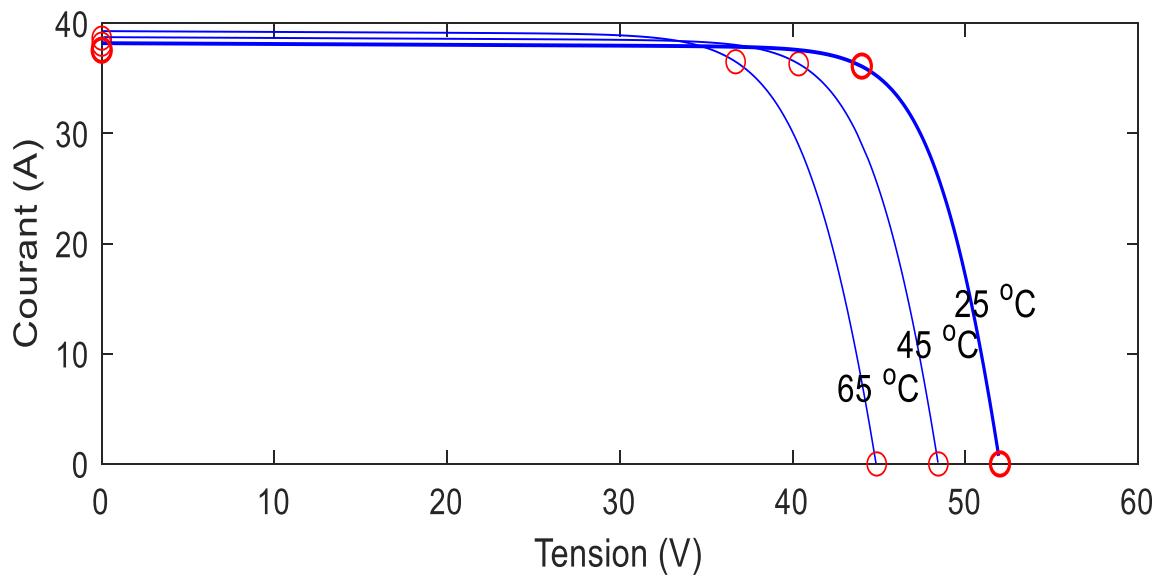


Figure 5-7 Influence de la température sur la caractéristique (courant-tension) d'une cellule PV.

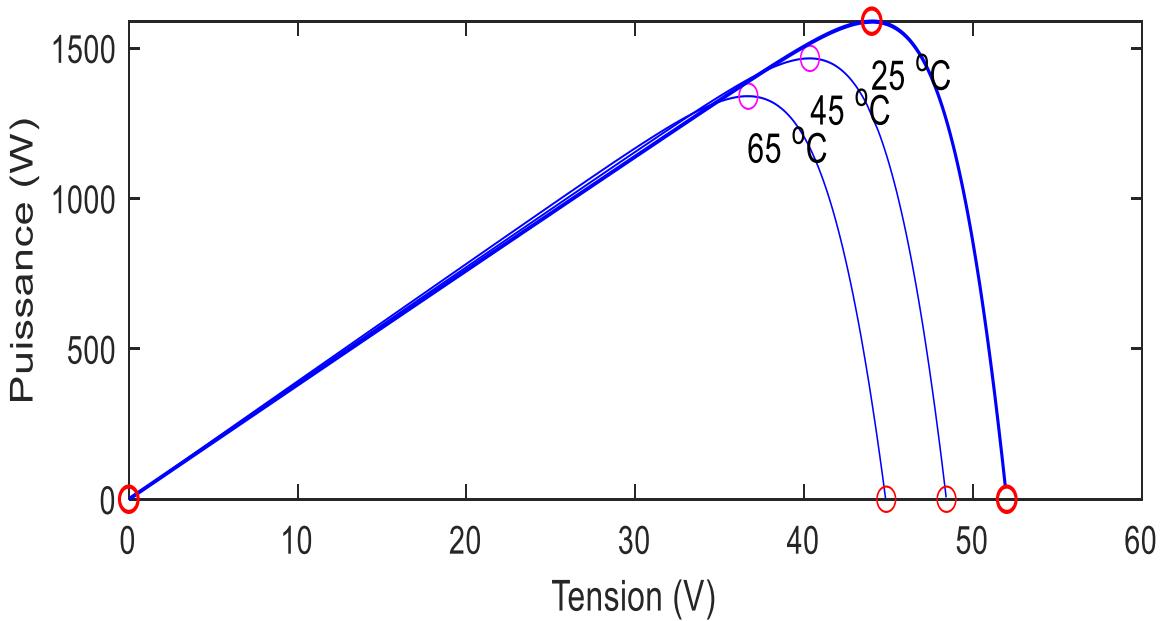


Figure 5-8 Influence de la température sur le fonctionnement d'une cellule PV (puissance-tension).

5.2 Contrôle de poursuite du point de puissance maximale (MPPT)

La caractéristique I_{pv} - V_{pv} d'une cellule photovoltaïque varie avec l'ensoleillement et la température de fonctionnement de la cellule. Par conséquent, le point de la puissance maximale varie. Donc, une charge fixe reliée à un système solaire photovoltaïque ne peut pas extraire la puissance maximale à chaque instant à partir de ce système. Ainsi, pour obtenir la puissance maximale à la sortie, le générateur photovoltaïque devrait fonctionner au point de puissance maximale en tout temps. Pour ce faire, un contrôleur de poursuite du point de puissance maximale doit être mis en application. Il existe plusieurs techniques de poursuite du point de puissance maximale. Toutes ces méthodes ont besoin d'un algorithme pour déterminer l'endroit du fonctionnement qui correspond au point de puissance

maximale. Généralement, cet algorithme permet d'agir sur le rapport cyclique d'un convertisseur DC/DC (hacheur) [4, 7].

Les méthodes de poursuite du point de puissance maximale peuvent être classées en trois groupes basés sur le contrôle de la tension, le contrôle de la puissance et l'intelligence artificielle.

5.2.1 Méthodes basées sur le contrôle de la tension

Dans ces méthodes un système de contrôle simple peut être appliqué pour fixer la tension du GPV à un niveau presque constant. Une boucle de régulation avec une contre-réaction de la tension du GPV est utilisée, dont la tension, est comparée à une tension de référence constante. Cette boucle ajuste en continu le rapport cyclique du convertisseur pour le fonctionnement des GPV à un point prédéfini, voisin du point de puissance maximale.

L'inconvénient de cette méthode, c'est qu'elle ne peut pas s'adapter face aux variations de l'ensoleillement et de la température. Il existe une version améliorée de la méthode basée sur le contrôle de la tension qui utilise la mesure des tensions V_{pv} (tension du panneau solaire) et V_{co} (tension du circuit ouvert). La tension du panneau solaire au point de puissance maximale V_{mpp} peut être considérée comme une fraction constante de la tension du circuit ouvert du panneau V_{co} . Cette relation est employée pour obtenir des informations sur la position actuelle du point de puissance maximale du panneau. Elle prend en compte le fait que la tension au point de puissance maximale à n'importe quelle condition est environ de 65% à 80% de la tension du circuit ouvert. Dans cette méthode, la tension du circuit ouvert du GPV est surveillée périodiquement en déconnectant la charge pendant une courte période (10-50 ms) chaque minute [6]. La nouvelle tension de fonctionnement du GPV est donc un

pourcentage fixe de cette tension, une fois que la nouvelle tension du circuit ouvert est connue. Cette méthode est simple et peu coûteuse. Puisque l'ajustement de la tension de référence à une fraction de la tension du circuit ouvert est toujours fixe. Cette méthode donne seulement un résultat proche du point de puissance maximale. L'exactitude de l'ajustement, entre la tension de fonctionnement et la tension de la puissance maximale V_{mpp} , dépend du choix de la fraction entre V_{mpp} et V_{co} [119].

5.2.2 *Méthodes basées sur le contrôle de la puissance*

Si nous voulons trouver le point de puissance maximale actuel, des informations et des mesures exactes sur la puissance réelle doivent être prises à partir du GPV. Ceci est réalisable en mesurant la tension de sortie du panneau V_{pv} et le courant de sortie du panneau I_{pv} . La multiplication de ces deux derniers paramètres permet d'obtenir la valeur actuelle de la puissance de sortie du panneau. Avec ces valeurs, il existe plusieurs méthodes de poursuite du point de puissance maximale du GPV. La méthode Hill-Climbing (escalade de la colline) et la méthode perturber et observer (P&O), sont basées sur la perturbation de ces paramètres. Hill-Climbing implique une perturbation du rapport cyclique du convertisseur de puissance alors que P&O consiste en une perturbation dans la tension des GPV. En perturbant le rapport cyclique, ce dernier va entraîner la perturbation du courant des GPV et par conséquent la tension des GPV. Incrémenter (ou décrémenter) la tension va augmenter (ou diminuer) la puissance, si on travaille dans le côté à gauche du point de PPM. Par contre, il va diminuer ou (augmenter) la puissance si on travaille dans le côté à droite du point de PPM. Par conséquent, s'il y a une augmentation dans la puissance, la même perturbation doit être maintenue pour atteindre le PPM. Or dans le cas d'une diminution dans la puissance, la perturbation doit être inversée. Ce procédé est répété périodiquement jusqu'à ce que le PPM

soit presque atteint. Le système oscille alors autour du PPM. L'oscillation peut être réduite au minimum en réduisant le pas de la perturbation. Cependant, une plus petite perturbation peut ralentir la poursuite du PPM. Une solution à cette situation contradictoire est d'avoir un pas de perturbation variable qui devient plus petit vers le PPM [6, 120]. Ces techniques peuvent échouer en cas de changements rapides des conditions atmosphériques, comme illustré dans la Figure (5.9). En commençant d'un point de fonctionnement **A**, et dans le cas où les conditions atmosphériques demeurent approximativement constantes, une perturbation ΔV dans la tension **V** du GPV déplacera le point de fonctionnement à **B**. Par contre la perturbation devra être renversée à cause d'une diminution dans la puissance. Mais, si l'ensoleillement augmente et décale la courbe de puissance de P_1 à P_2 au cours d'une période de prélèvement, le point de fonctionnement se déplacera de **A** à **C**. Ceci correspond à une augmentation de la puissance durant le maintien de la même perturbation. Par conséquent, le point de fonctionnement diverge du PPM et gardera sa divergence si l'ensoleillement augmente brusquement. Pour s'assurer que le PPM est atteint même en cas de changements brusques de l'ensoleillement. Certains emploient une méthode P&O basée sur la comparaison de trois-points [121, 122]. Cette méthode permet de comparer le point actuel **A** de la puissance à deux points précédents avant qu'une décision soit prise sur le signe de la perturbation suivante. Deux capteurs sont habituellement exigés pour mesurer la tension et le courant du GPV dont la puissance sera calculée.

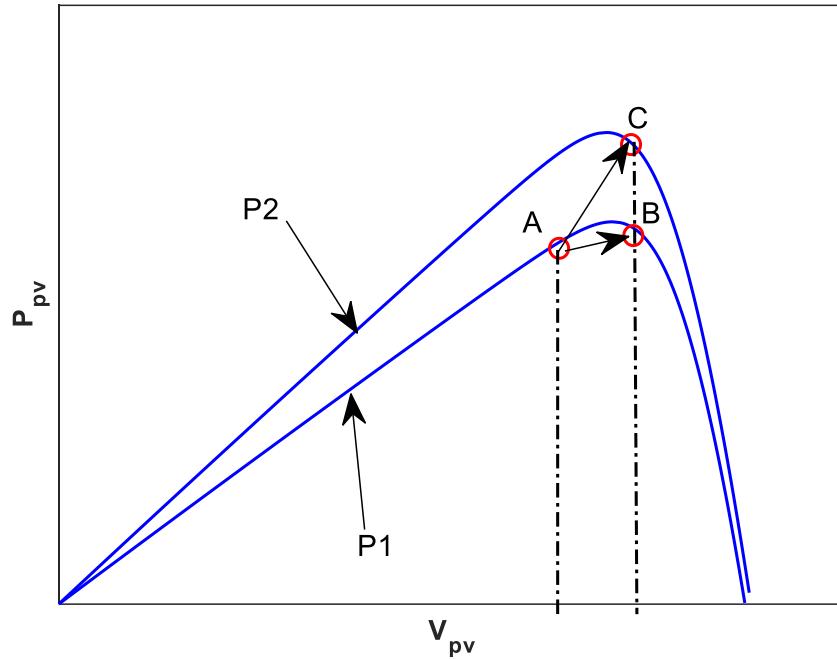


Figure 5-9 Divergence de la technique Hill-climbing/P&O.

Une autre méthode basée sur le calcul de puissance, appelée conductance incrémentale a été proposée pour éviter les inconvénients de la méthode de P&O [6, 120]. Elle est basée sur le fait que la dérivée de la puissance de sortie du panneau P_{pv} soit égale à zéro au point de puissance maximale. Cette dérivée est positive à gauche du point de puissance maximale et négative à droite du même point.

5.2.3 Méthodes basées sur l'intelligence artificielle

Parmi les méthodes basées sur l'intelligence artificielle, on trouve la méthode basée sur la logique floue. La commande par la logique floue a fait l'objet de plusieurs travaux, notamment dans la commande des convertisseurs statiques, la commande des machines électriques et la navigation de robots mobiles. Toutes ces applications ont démontré qu'un

régulateur à logique floue est plus robuste qu'un régulateur conventionnel type PI. Les contrôleurs par logique floue ont l'avantage de travailler avec des entrées imprécises, n'ayant pas besoin d'un modèle mathématique précis tout en manipulant la non-linéarité. La commande par logique floue se compose généralement de trois étapes : la fuzzification (convertir les variables numériques en variables linguistiques), la consultation de la table des règles et la défuzzification (convertir les variables linguistiques en des variables numériques). Pendant la fuzzification, les variables d'entrées numériques sont converties en variables linguistiques basées sur des fonctions d'appartenance. Les entrées d'un contrôleur logique floue de poursuite du point de puissance maximale possèdent habituellement une erreur E et la variation de cette erreur ΔE . Ceci permet à l'utilisateur la flexibilité du choix de calcul de E et ΔE . Cette technique peut être utilisée afin de modifier les méthodes classiques telle que la méthode Perturber et Observer (P&O). Par exemple, le pas de perturbation est basé sur la logique floue pour surmonter certaines limitations associées à la méthode P&O conventionnelle afin d'améliorer la réponse transitoire et réduire les oscillations de tension aux bornes [123].

Une autre méthode basée sur l'intelligence artificielle, utilisant les réseaux de neurones a été adoptée dans plusieurs travaux pour identifier le PPM [124, 125]. Et ceci en se basant sur l'interconnexion des neurones du cerveau humain qui lui permettent de réaliser les différentes fonctions telles que la réflexion, la vision, l'audition, etc. Ainsi, l'homme a réfléchi à la réalisation d'un réseau de neurones artificiels. Ces réseaux sont des modèles mathématiques et informatiques et des assemblages d'unités de calculs, dont l'inspiration originelle est prise sur un modèle de la cellule nerveuse humaine. Le réseau est composé de plusieurs neurones organisés en couches. Chaque réseau possède une couche d'entrée, une

ou plusieurs autres couches cachées, en plus d'une couche de sortie. Les réseaux de neurones artificiels (RNA) sont des assemblages fortement connectés en unités de calcul. Chacune des unités de calcul est un neurone formel, qui est lui-même, en soit, une formulation mathématique ou modèle très simplifié d'un neurone biologique. Les RNA ont la capacité de mémorisation et de généralisation tout en étant capables de générer une forme d'apprentissage. On classe généralement les réseaux de neurones en deux catégories : les réseaux faiblement connectés à couches que l'on appelle réseaux (feed-forward) ou réseaux directs et les réseaux fortement connectés que l'on appelle réseaux récurrents. Dans ces deux configurations, on retrouve des connexions totales ou partielles entre les couches[21, 126].

Les réseaux de neurones ont la possibilité d'apprendre à travers un certain nombre d'exemples, c'est pour cette raison que leur utilisation est largement répandue. Dans cette étude nous avons développé un réseau composé de deux couches, une couche cachée composée de cinq neurones et une autre couche de sortie. Les entrées du réseau se composent en courant de court-circuit I_{cc} qui est l'image de l'ensoleillement et de la tension du circuit-ouvert V_{co} qui est l'image de la température. La sortie de ce réseau donne la puissance optimale P_{opt} . On a choisi la puissance optimale comme sortie, pour estimer la puissance active disponible dans les REDs en adaptant les rapports de partage de puissance et les coefficients du contrôleur de statisme. L'apprentissage du réseau est programmé sous l'environnement MATLAB. Le réseau final obtenu, possède comme paramètres les poids $W(i)$ et les biais $B(i)$. Ces paramètres sont injectés dans un programme codé en langage C qui est introduit dans un bloc Simulink. La Figure 5.10 montre le réseau de neurones développé.

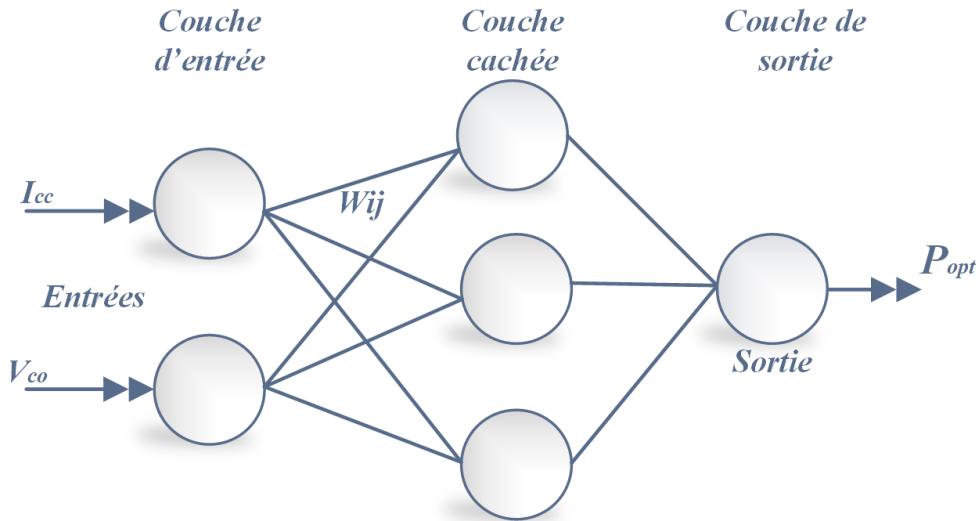


Figure 5-10 Réseau de neurones développé pour calculer la puissance optimale

5.3 Étude de la stabilité en petits signaux du microréseau

Dans cette partie la méthode présentée est utilisée pour dériver un modèle linéarisé d'un microréseau. Une fois ce modèle établi, la stabilité en petits signaux peut être analysée en rapport à n'importe quel paramètre du système. Le modèle dynamique en petits signaux de l'ensemble du microréseau est divisé en trois sous-modules principaux : onduleurs, contrôleurs et charges. Nous allons d'abord construire le modèle en petits signaux des sous-modules séparément, ensuite les combiner entre eux pour obtenir le modèle complet de l'ensemble du système [16, 127-129]. Pour simplifier, le système sera modélisé en utilisant le référentiel quadratique direct et la transformée de Park. La puissance de sortie peut être calculée à l'aide des équations suivantes [62, 130] :

$$P = \frac{3}{2} (V_{cd}I_{gd} + V_{cq}I_{gq}) \quad (5.8)$$

$$Q = \frac{3}{2} (V_{cq} I_{gd} - V_{cd} I_{gq}) \quad (5.9)$$

Où P et Q représentent les valeurs instantanées des puissances active et réactive respectivement, V_d, V_q et I_{gd}, I_{gq} , qui sont la tension et le courant au PCC. Les valeurs moyennes des puissances sont calculées à l'aide des équations 5.10 et 5.11, où un filtre passe-bas (FPB) est utilisé avec une fréquence de coupure ω_c :

$$P_{avg} = FPB * P = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \frac{3}{2} (V_{cd} I_{gd} + V_{cq} I_{gq}) \quad (5.10)$$

$$Q_{avg} = FPB * Q = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \frac{3}{2} (V_{cq} I_{gd} - V_{cd} I_{gq}) \quad (5.11)$$

Ensuite, le modèle de la puissance en petits signaux peut être écrit comme suit :

$$\Delta \dot{P} = \omega_c \Delta P + \omega_c (I_{gd} \Delta V_{cd} + I_{gq} \Delta V_{cq} + V_{cd} \Delta I_{gd} + V_{cq} \Delta I_{gq}) \quad (5.12)$$

$$\Delta \dot{Q} = -\omega_c \Delta Q + \omega_c (I_{gq} \Delta V_{cd} - I_{gq} \Delta V_{cq} - V_{cq} \Delta I_{gd} + V_{cd} \Delta I_{gq}) \quad (5.13)$$

Le modèle en petits signaux pour les équations de statisme représentées par les équations 3.14 et 3.15 peut être écrit comme suit :

$$\Delta F = -m_p \Delta P \quad (5.14)$$

$$\Delta V = -n_q \Delta Q \quad (5.15)$$

Pour avoir une référence commune entre les variables de chaque onduleur, la différence d'angle ou de fréquence entre les onduleurs est définie par l'équation suivante :

$$\delta = \int (F - F_c) dt \quad (5.16)$$

Où F_c est la fréquence commune, elle représente la fréquence du premier onduleur. Ainsi que le modèle en petits signaux de l'équation 5.16 peut être écrit comme suit:

$$\Delta \dot{\delta} = \Delta F - \Delta F_c \quad (5.17)$$

Les contrôleurs de courant et de la tension sont basés sur un régulateur proportionnel intégral (PI) afin de suivre les consignes du courant et de la tension. Pour le contrôleur de la tension, les références sont générées par le contrôleur de puissance à l'aide d'équations de statisme. À partir de ce modèle, les équations de la tension peuvent être écrites comme suit :

$$\begin{cases} \dot{\phi}_d = V_d^* - V_d \\ \dot{\phi}_q = V_q^* - V_q \end{cases} \quad (5.18)$$

$$\begin{cases} I_{id}^* = K_{iv}\phi_d + K_{pv}\dot{\phi}_d - \omega C_f V_q \\ I_{iq}^* = K_{iv}\phi_q + K_{pv}\dot{\phi}_q + \omega C_f V_d \end{cases} \quad (5.19)$$

Où K_{iv} , K_{pv} sont respectivement les gains intégraux et proportionnels du contrôleur PI. C_f est la valeur du condensateur du filtre de sortie. ϕ_d et ϕ_q sont les variables d'états auxiliaires qui définissent la boucle de la tension.

Par la suite, le modèle en petits signaux du contrôleur de la tension est :

$$\begin{cases} \Delta \dot{\phi}_d = \Delta V_d^* - \Delta V_d \\ \Delta \dot{\phi}_q = \Delta V_q^* - \Delta V_q \end{cases} \quad (5.20)$$

$$\begin{cases} \Delta \dot{I}_{id}^* = K_{iv}\Delta\phi_d + K_{pv}\Delta V_d^* - K_{pv}\Delta V_d - \omega C_f \Delta q \\ \Delta \dot{I}_{iq}^* = K_{iv}\Delta\phi_q + K_{pv}\Delta V_q^* - K_{pv}\Delta V_q + \omega C_f \Delta V_d \end{cases} \quad (5.21)$$

Pour la boucle de contrôle de courant utilisée dans ce travail, un régulateur PI est employé afin de suivre la référence du courant, cette dernière est donnée par le contrôleur de tension.

Ce contrôleur génère les références de tension de sortie vers l'étage de modulation de l'onduleur. Le modèle en petits signaux peut être écrit en utilisant la même méthode que pour le contrôleur de la tension.

$$\begin{cases} \Delta \dot{Y}_d = \Delta I_{ld}^* - \Delta I_{ld} \\ \Delta \dot{Y}_q = \Delta I_{lq}^* - \Delta I_{lq} \end{cases} \quad (5.22)$$

$$\begin{cases} \Delta \dot{V}_d^* = K_{ii} \Delta Y_d + K_{pi} \Delta I_{ld}^* - K_{pi} \Delta I_{ld} - \omega L_f \Delta I_{fq} \\ \Delta \dot{V}_q^* = K_{ii} \Delta Y_q + K_{pi} \Delta I_{lq}^* - K_{pi} \Delta I_{lq} - \omega L_f \Delta I_{fd} \end{cases} \quad (5.23)$$

Où K_{ii} , K_{pi} sont respectivement les gains intégraux et proportionnels du contrôleur PI. L_f représente la valeur de l'inductance du filtre de sortie. Y_d et Y_q sont les variables d'état auxiliaires qui définissent la boucle du courant.

Un filtre LCL est utilisé pour chaque RED et son modèle en petits signaux linéarisé est donné par :

$$\begin{cases} \Delta \dot{I}_{ld} = \frac{1}{L_f} (-R_f \Delta I_{ld} + \Delta V_{id} - \Delta V_d) + I_{lq} \Delta \omega + \omega \Delta I_{lq} \\ \Delta \dot{I}_{lq} = \frac{1}{L_f} (-R_f \Delta I_{lq} + \Delta V_{iq} - \Delta V_q) - I_{ld} \Delta \omega - \omega \Delta I_{ld} \end{cases} \quad (5.24)$$

$$\begin{cases} \Delta \dot{I}_{gd} = \frac{1}{L_f} (-R_c \Delta I_{gd} + \Delta V_d - \Delta V_{gd}) + I_{gq} \Delta \omega + \omega \Delta I_{gq} \\ \Delta \dot{I}_{gq} = \frac{1}{L_f} (-R_c \Delta I_{gq} + \Delta V_q - \Delta V_{gq}) - I_{gd} \Delta \omega - \omega \Delta I_{gq} \end{cases} \quad (5.25)$$

$$\begin{cases} \Delta \dot{V}_d = \frac{1}{C_f} (\Delta I_{ld} - \Delta I_{gd}) + R_d (\Delta I_{ld} - \Delta I_{gd}) + V_{lq} \Delta \omega + \omega \Delta V_{lq} \\ \Delta \dot{V}_q = \frac{1}{C_f} (\Delta I_{lq} - \Delta I_{gq}) + R_d (\Delta I_{lq} - \Delta I_{gq}) - V_{ld} \Delta \omega - \omega \Delta V_{ld} \end{cases} \quad (5.26)$$

Les charges utilisées dans cette partie sont choisies comme combinaison de résistances et d'inductances (charges de type RL). Lorsqu'une charge RL typique est connectée au bus du microréseau, les équations décrivant la dynamique de cette dernière peuvent être données comme suit:

$$\dot{I}_{ch_d} = \frac{1}{L_{ch}} (-R_{ch} I_{ch_d} + V_{ch_d}) + \omega I_{ch_q} \quad (5.27)$$

$$\dot{I}_{ch_q} = \frac{1}{L_{ch}} (-R_{ch} I_{ch_q} + V_{ch_q}) + \omega I_{ch_d} \quad (5.28)$$

Ce qui revient à dire qu'il en est de même que pour les charges. Les paramètres de la ligne de distribution pris en compte sont de type résistive et inductive. La résistance qui représente les pertes de cuivre peut être représentée par R_{ligne} et la longueur des câbles par l'inductance L_{ligne} .

Ensuite, la dynamique de la ligne se présente comme suit :

$$\dot{I}_{ligne_dij} = \frac{1}{L_{line}} (-R_{ligne} I_{ligne_d} + V_{g_di} - V_{g_dj}) + \omega I_{ligne_q} \quad (5.29)$$

$$\dot{I}_{ligne_qij} = \frac{1}{L_{line}} (-R_{ligne} I_{ligne_q} + V_{g_qi} - V_{g_qj}) + \omega I_{ligne_d} \quad (5.30)$$

Où V_{g_dqi} représente la tension de sortie de l'onduleur i et V_{g_dqj} la tension de sortie de l'onduleur j. En fin de compte, chaque système d'onduleur contient 13 variables d'états et chaque modèle de charge et de ligne contient 2 variables d'états.

Les variables d'état de l'onduleur sont données par :

$$\Delta X_{inv_i} = [\delta_i \ P_i \ Q_i \ \varphi_{di} \ \varphi_{qi} \ \Upsilon_{di} \ \Upsilon_{qi} \ I_{lqi} \ I_{lqi} \ V_d \ V_q \ I_{gdi} \ I_{gqi}] \quad (5.31)$$

Les variables d'état de la ligne et de la charge sont données par :

$$\Delta X_{ch} = [I_{ch_d} \ I_{ch_q}] \quad (5.32)$$

$$\Delta X_{ligne} = [I_{ligne_d} \ I_{ligne_q}] \quad (5.33)$$

Le système d'équation de sortie pour chaque onduleur peut être écrit comme suit :

$$[\Delta \dot{X}_{ondi}] = A_{ondi}[\Delta X_{ondi}] + B_{ondi}[\Delta V_{g_dq}] \quad (5.34)$$

$$[\Delta \dot{\omega}_i] = C_{ondi}[\Delta X_{ondi}] \quad (5.35)$$

$$[\Delta \dot{I}_{ligne}] = A_{ligne}[\Delta I_{ligne}] + B_{ligne}[\Delta V_{g_dq}] \quad (5.36)$$

$$[\Delta \dot{I}_{ch}] = A_{ch}[\Delta I_{ch}] + B_{ch}[\Delta V_{g_dq}] \quad (5.37)$$

Ensuite, le modèle global du microréseau est donné comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{X}_{ondi} \\ \Delta \dot{I}_{ligne} \\ \Delta \dot{I}_{ch} \end{bmatrix} = A_{sys} \begin{bmatrix} \Delta X_{ondi} \\ \Delta I_{ligne} \\ \Delta I_{ch} \end{bmatrix}$$

Où A_{sys} décrit l'ensemble du système dans l'espace d'état.

5.3.1 Analyse de la stabilité du microréseau

Afin de vérifier la stabilité de l'ensemble du système, le modèle en petits signaux a été utilisé. Les valeurs propres de ce modèle ont été évaluées à l'aide de Matlab. Ces valeurs

propres ont été déterminées en variant individuellement les gains K_{pi} , K_{pv} , K_{ii} , K_{iv} , m_p , n_Q . Quand chacun des gains, m_p , n_Q et K_{ii} est augmenté individuellement, le système devient instable, d'autre part l'augmentation des valeurs des gains K_{pi} , K_{pv} , K_{iv} n'affecte pas la stabilité du système même durant le maintien de cette dernière.

Les racines correspondantes aux coefficients de contrôle de statisme des puissances active et réactive m_p et n_Q sont représentées sur les Figures 5.11.a et 5.11.b respectivement. Lorsque le gain m_p a été augmenté, les valeurs propres se sont déplacées dans le plan du côté droit. Ce qui confirme que le changement du coefficient de statisme de puissance active joue un rôle important dans la stabilité du système. La Figure 5.11.b montre l'effet des changements de n_Q sur la stabilité du système. Cet effet n'a pas beaucoup d'influence sur la stabilité du système tant qu'une valeur élevée ne soit atteinte.

Le tracé des racines correspondantes aux contrôleurs PI a été étudié également. Pour les paramètres du contrôleur du courant, le gain intégral K_{ii} a été varié. Il est illustré sur la Figure 5.11.c. Les valeurs propres affichées se sont déplacées dans le plan du côté droit lorsque le gain a été augmenté, rendant le système instable. Les changements de gain proportionnel K_{pi} sont représentés sur la Figure 5.11.d.

Quand la valeur de K_{pi} a été augmentée, les valeurs propres se sont déplacées dans le côté gauche du plan. Ceci n'affecte pas de manière significative la stabilité du système. Aussi les racines des gains du contrôleur PI de la tension K_{pv} , K_{iv} montrées sur les Figures 5.11.e et 5.11.f n'affectent pas la racine dominante et leurs changements ne provoquent pas l'instabilité du système.

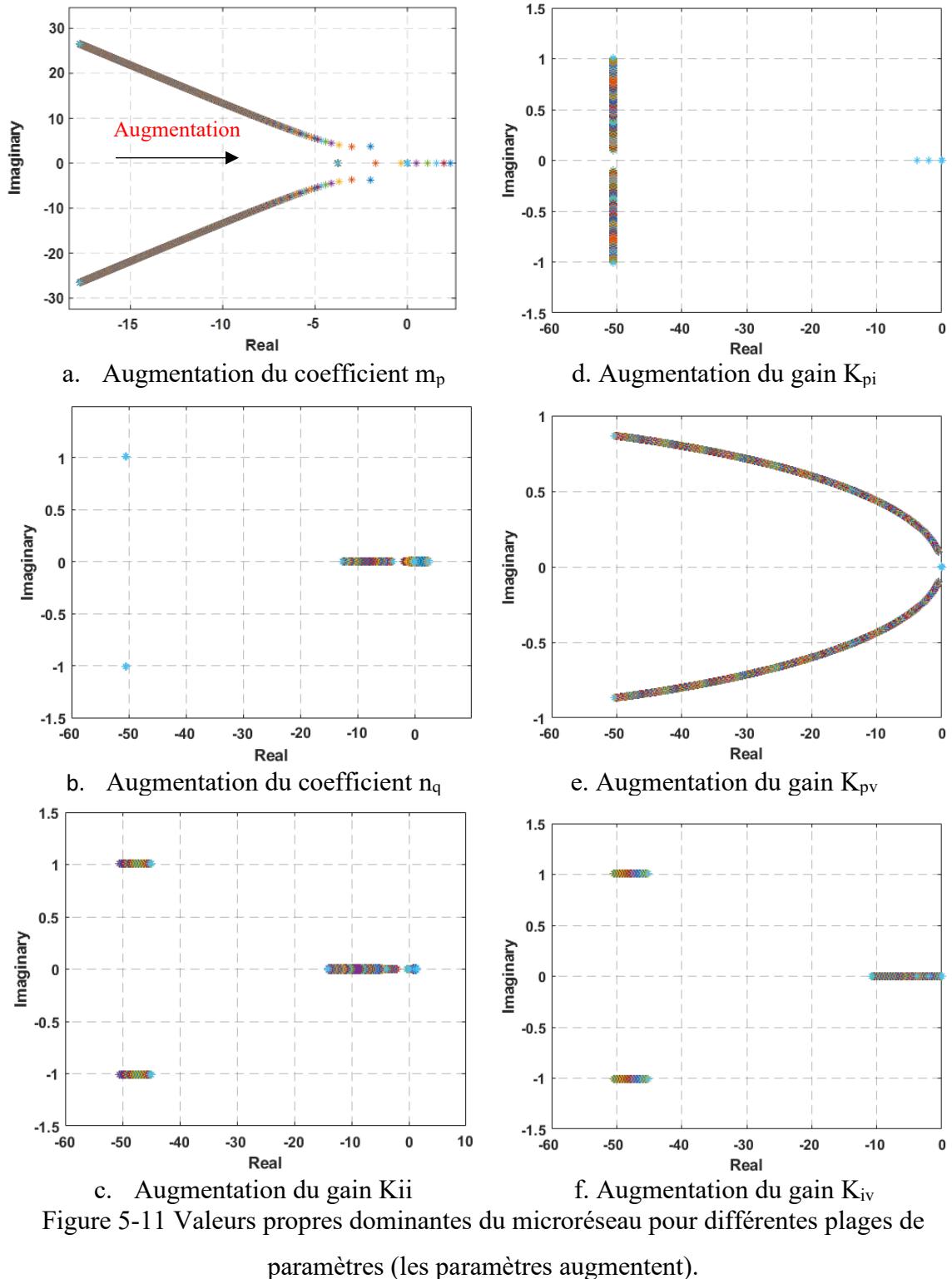


Figure 5-11 Valeurs propres dominantes du microréseau pour différentes plages de paramètres (les paramètres augmentent).

5.4 Description du prototype du microréseau réalisé

Afin d'atteindre les objectifs fixés dans cette thèse, nous allons présenter dans cette partie la conception, la réalisation et la mise en œuvre d'un microréseau à l'échelle de laboratoire. Le microréseau réalisé est composé de deux onduleurs et de deux charges locales pour procéder à la phase expérimentale des travaux de recherche et vérifier les résultats. Un contrôleur pour les deux onduleurs est conçu et mis en œuvre. Une description détaillée des composants du système et de la plate-forme du contrôleur est présentée. Une carte **dSPACE** a été utilisée pour réaliser le contrôleur et surveiller le système en temps réel à l'aide d'un ordinateur hôte. Les résultats expérimentaux des deux onduleurs seront donnés ultérieurement.

5.4.1 Présentation du montage expérimental

La Figure 5.12 illustre le schéma complet du banc d'essai expérimental réalisé au laboratoire. La configuration se compose de deux onduleurs mis en parallèle. Rappelons que les deux onduleurs triphasés utilisés ont été construits à l'aide des modules intelligents **Infineon IKCM30F60GD**. La sortie de chaque onduleur est connectée à un filtre passe-bas LCL et reliée au PCC. Deux alimentations en courant continu (CC) sont connectées à l'entrée des onduleurs avec des diodes placées entre l'alimentation CC et l'onduleur. Il s'agit de protéger l'alimentation CC en cas où le courant continu parvient à circuler dans le sens inverse. Les signaux des tensions et des courants des onduleurs sont mesurés à l'aide de transformateurs abaisseurs et capteurs de courant, respectivement. Ensuite, ces mesures sont renvoyées à la carte de commande via l'interface de connexion **CP1104**. Un contacteur est utilisé pour brancher ou débrancher la deuxième charge au bus AC. L'algorithme du contrôleur est implémenté à l'aide de l'unité **dSPACE 1104** qui joue le rôle un contrôleur en

temps réel. Ce dernier peut être configuré et programmé à l'aide de Matlab/Simulink. De plus, il a la capacité d'acquérir les signaux des capteurs et de reproduire les signaux de sortie vers les interrupteurs et les contacteurs de puissance. Un ordinateur hôte est utilisé pour fournir une plate-forme d'interface utilisateur graphique, qui affiche les résultats et donne la possibilité de modifier les paramètres du contrôleur en temps réel. Cette plate-forme s'appelle **ControlDesk**.

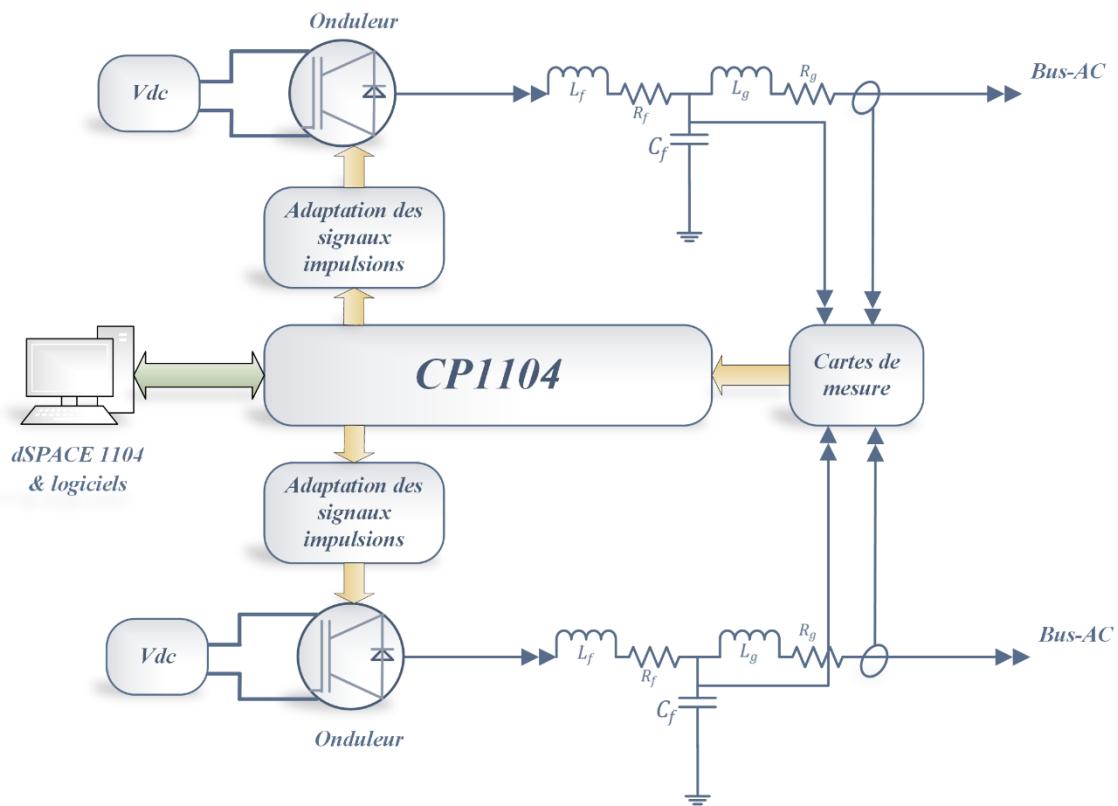


Figure 5-12 Schéma global du montage expérimental contenant les onduleurs, les filtres LCL, les charges et la carte de commande **dSPACE**.

La Figure 5.13 montre le schéma du module intelligent **Infineon IKCM30F60GD**. Il contient six interrupteurs IGBT avec des diodes parallèles de roue libre, capteur de température intégré, logique de protection et circuit de génération des signaux de commande pour les IGBT à base de l'**IR2130**. Cette construction compacte est extrêmement robuste, ce

qui la rend idéale pour la configuration expérimentale [131]. Il existe plusieurs types de modules intelligents **Infineon**, qui sont classés en fonction de la tension nominale des dispositifs de commutation à semi-conducteur et du courant nominal. Le reste des signaux d'entrée et de sortie du module et d'autres propriétés sont illustrés dans la fiche technique de l'onduleur [131].

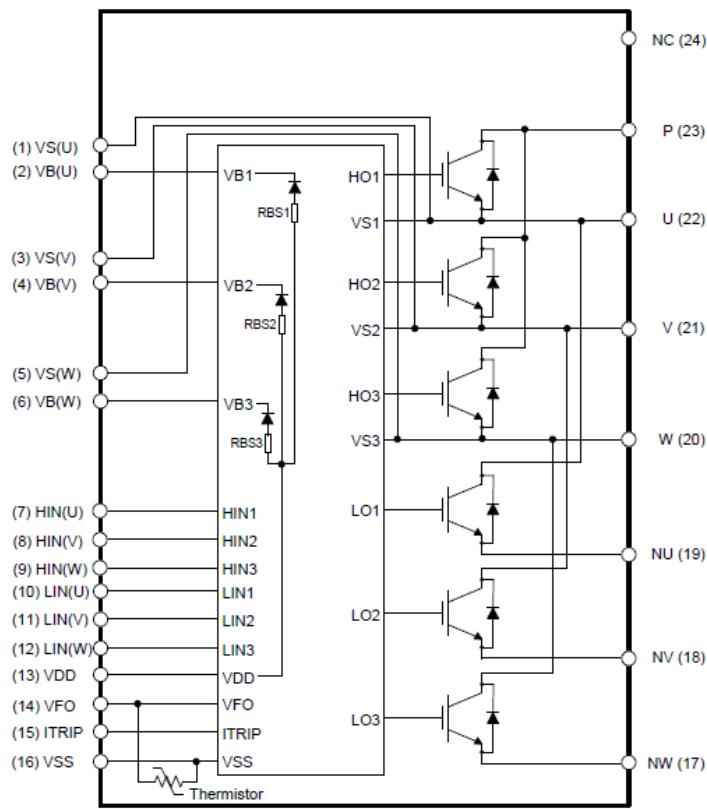


Figure 5-13 Schémas du module intelligent Infineon **IKCM30F60GD**

5.4.2 Cartes de mesures

Le contrôle en boucle fermée de chaque onduleur nécessite que la tension et le courant de sortie soient mesurés et renvoyés. Comme mentionné précédemment, des capteurs de tension et de courant sont utilisés pour mesurer ces signaux. Pour mesurer la tension du condensateur, un transformateur abaisseur est utilisé. Le transformateur a un rapport de 1:10,

ce qui va réduire la tension mesurée de façon à ne pas dépasser la tension maximale de la carte de connexion **CP1104** qui est de $\pm 10V$. Pour la mesure du courant de sortie le capteur **ACS712** est utilisé. Il peut mesurer un courant nominal allant jusqu'à 30A avec un rapport de conversion de 66 mV/A. Ainsi à la sortie du capteur on obtient une tension qui permet une connexion directement au panneau de connexion **CP1104**. Un filtre passe-bas est conçu et mis à la sortie des capteurs pour filtrer et améliorer la qualité des mesures. La fréquence de coupure est initialement choisie pour être à environ 1 kHz pour annuler le bruit de haute fréquence.

5.4.3 *Carte de contrôle dSPACE*

La carte de contrôle en temps réel **dSPACE DS1104** comprend deux parties, la carte de développement principale **DS1104** et le panneau de connexion **CP1104**. La carte **DS1104** est spécialement conçue pour le développement de contrôleurs numériques multivariables à haute vitesse et de simulations en temps réel dans divers domaines. Il s'agit d'un système de contrôle complet en temps réel basé sur un processeur Power PC 64 bits le **MPC8240** avec une vitesse de 250 MHz. Aussi la carte comprend un sous-système DSP esclave basé sur le microcontrôleur DSP de Texas Instruments **TMS320F240**.

Le panneau de connexion **CP1104** sert d'interface entre la carte de contrôle **DS1104** et les périphériques externes. Il offre un accès facile à tous les signaux d'entrées et de sorties de la carte DSP. Les appareils peuvent être connectés, déconnectés ou interchangés individuellement sans soudure grâce aux différents connecteurs présents sur le panneau de connexion **CP1104**. Ceci simplifie la construction, les tests et le dépannage du système. Le **CP1104** contient des connecteurs pour huit entrées de convertisseurs analogique-numériques

(ADC), quatre sorties de convertisseurs numérique-analogiques (DAC), plusieurs autres connecteurs peuvent être utilisés pour les entrées et sorties (E/S) numériques.

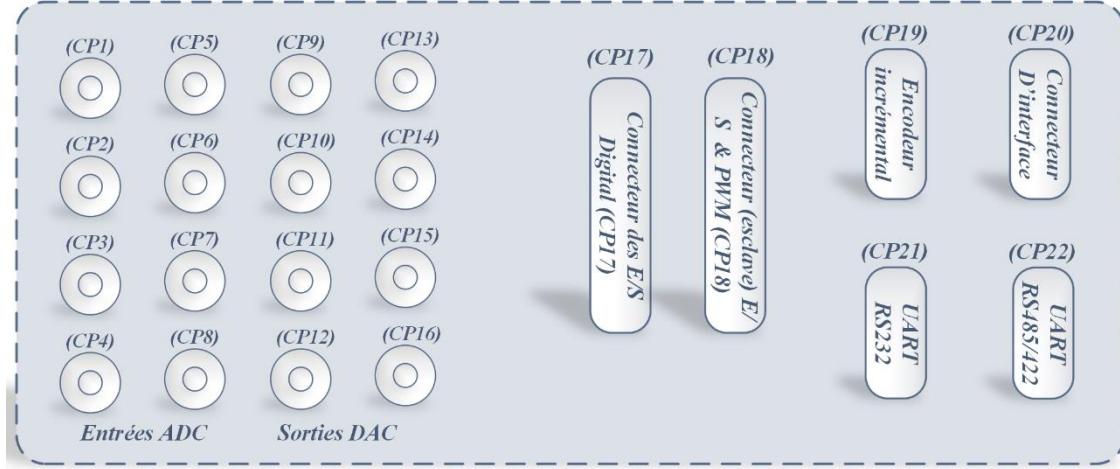


Figure 5-14 Panneau de connexion **CP1104**

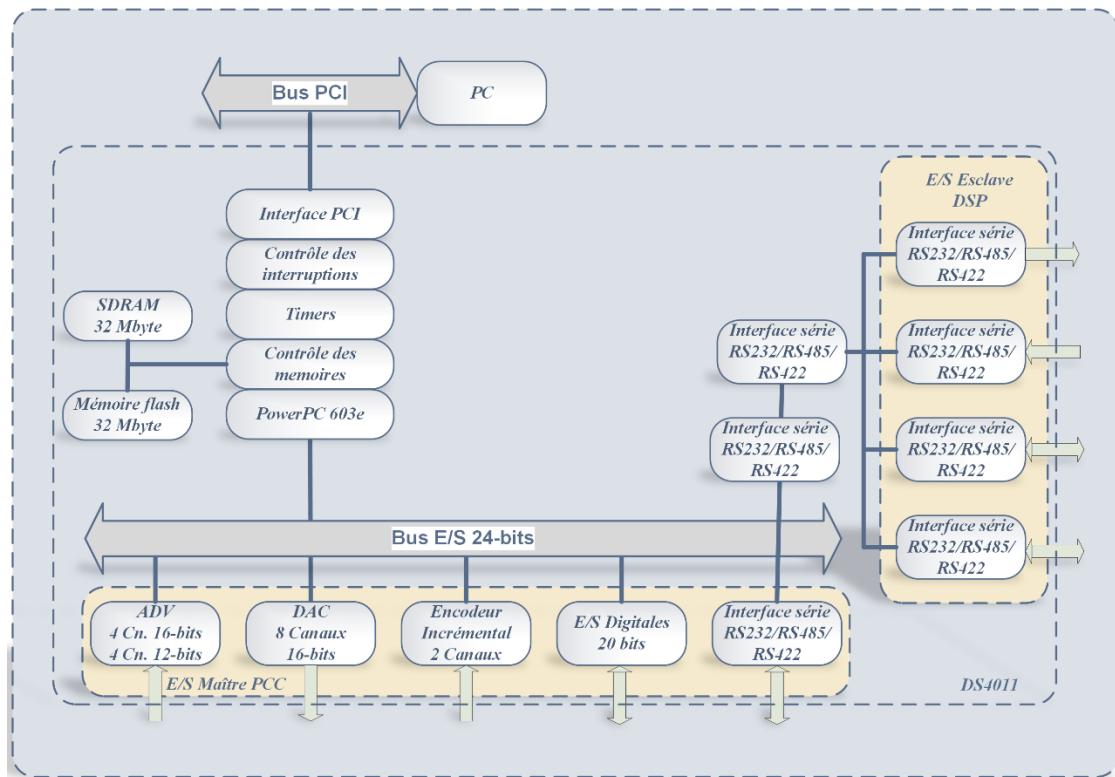


Figure 5-15 Architecture interne de la carte **dSPACE 1104**

Ainsi que des E/S DSP esclaves, l'encodeur incrémental, le bus CAN et les interfaces de communication série SPI. Plus de détails et spécifications techniques sont contenus dans la fiche technique et le manuel de la carte **dSPACE 1104** [17, 132]. L'algorithme de contrôle principal est implémenté dans la carte **DS1104** en utilisant le toolbox de la carte intégré dans l'environnement Matlab/Simulink. Ce qui donne plus de flexibilité et permet l'intégration des fonctions de la bibliothèque Simulink. Ensuite, l'interfaçage avec le PC hôte est réalisée via une interface de communication série **ControlDesk** offerte avec la carte **DS1104**. Ce dernier échange avec le contrôleur toutes les données qui peuvent être manipulées et affichées. Une autre carte est utilisée entre le panneau de connexion **CP1104** et les onduleurs pour servir d'isolation optique aux signaux de commandes et d'introduction d'un retard entre les signaux de commandes des IGBT du même bras, et ce afin d'éviter les courts-circuits et la destruction de l'onduleur. Cette carte est construite à base d'optocoupleurs, des circuits RC et des circuits analogiques. Les schémas électriques des différentes cartes sont présentés dans l'annexe A. Le logiciel d'interface utilisateur graphique (GUI) **ControlDesk**, fournit un contrôle et une surveillance de haut niveau du système en temps réel. Il dispose de nombreux outils d'interface graphique tels que des traceurs, des textes et des boutons. De plus, de nombreuses configurations peuvent être créées et chacune d'elle peut mesurer différents groupes de signaux. La Figure 5.16 montre l'interface graphique développée pour contrôler et surveiller notre système. Les paramètres du contrôleur tels que les gains peuvent être modifiés par l'utilisateur. Les mesures telles que la tension, le courant et les puissances peuvent être affichés sur l'écran et enregistrés afin de les tracer avec d'autres logiciels comme Matlab.

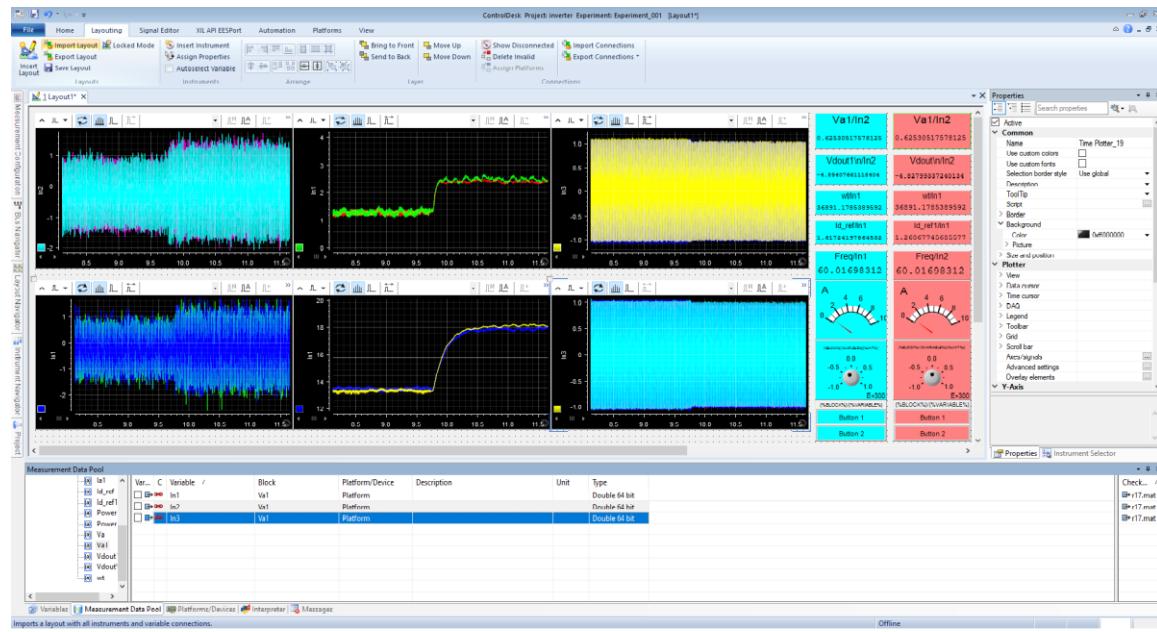


Figure 5-16 Capture de l'interface utilisateur graphique conçue

La carte de contrôle **dSPACE** est programmée avec l'outil de génération du code de Matlab/Simulink, ce dernier compile les blocs de Simulink et les fonctions utilisées dans le modèle, ensuite il génère un code C. Ce code est par la suite téléchargé directement sur la mémoire de la carte **dSPACE**. Le rôle de Matlab/Simulink ici, est de générer le code ensuite le programmer sur carte **dSPACE**. Tandis que le **ControlDesk** est utilisé pour surveiller les variables du système et modifier les paramètres via l'interface graphique. Le choix du temps d'échantillonnage et d'exécution du code est important dans les applications en temps réel. Celui-ci ne doit pas être trop court et entraîner des dépassements où le DSP sera incapable d'effectuer toutes les tâches de contrôle durant ce temps ou bien trop lent et entraîner l'instabilité du système. Ainsi, la période d'échantillonnage doit être choisie avec soin pour minimiser les retards et éviter les dépassements. Pour optimiser l'exécution du code dans la carte **dSPACE** l'option multitâches est adoptée dans ce travail. La carte contient deux minuteurs (timers) 0 et 1, le timer0 exécute le programme principal à haute priorité et le

timer1 le programme à faible priorité. En utilisant cette méthode le contrôle hiérarchique peut être réalisé. Le contrôle primaire qui contient les boucles de contrôle du courant et de la tension est exécuté par un signal d'interruption généré par le timer0, tandis que le contrôle secondaire qui contient l'algorithme de consensus et le contrôle de statisme est exécuté par un signal d'interruption généré par le timer1 (Figure 5.17).

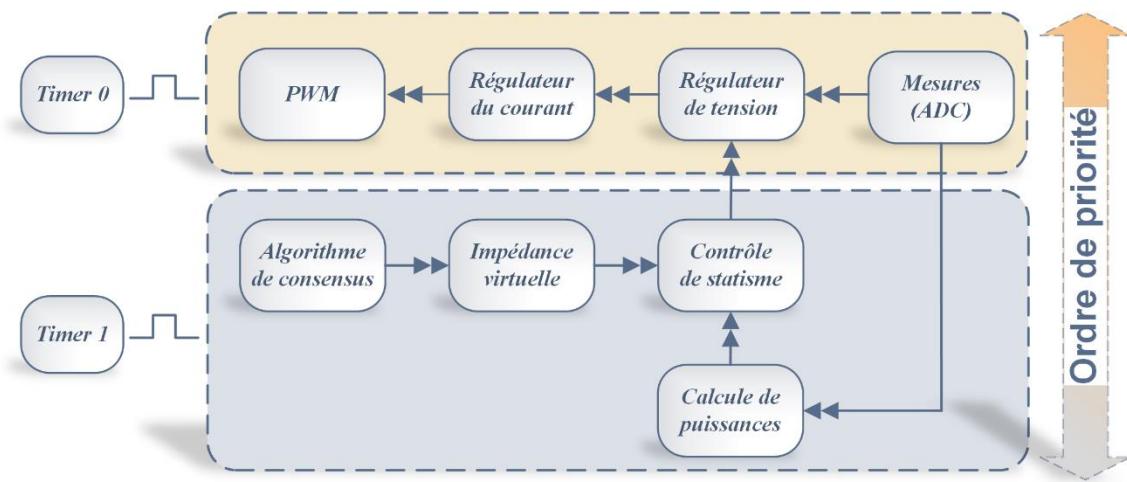


Figure 5-17 Ordre de priorité pour l'exécution des différentes tâches de contrôle.

La Figure 5.18 montre le banc d'essai réalisé comprenant le panneau de connexion CP1004, les onduleurs de puissances, les cartes d'adaptation de signaux, les filtres LCL, les inductances de lignes, les cartes de mesures et les charges RL.

5.1 Résultats de simulations

Dans la plupart des recherches existantes, on suppose généralement que les REDs peuvent toujours fournir autant de puissance que demandée par les charges. Cette hypothèse peut être vraie pour les REDs utilisant des ressources fossiles conventionnelles dans un système bien planifié. Cependant, dans un microréseau où les charges sont alimentées par

des ressources renouvelables tels que les GPV, la puissance disponible des REDs est considérablement influencée par les conditions météorologiques.

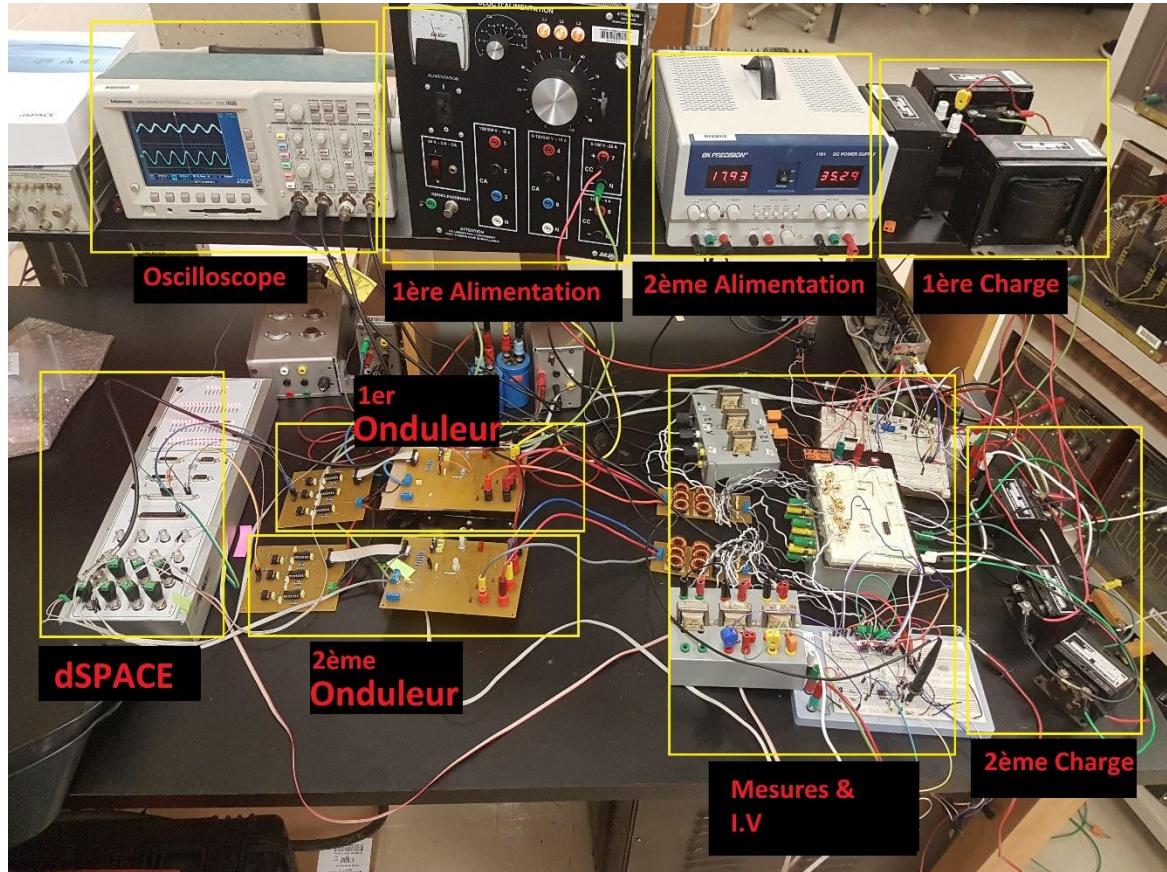


Figure 5-18 Banc d'essai expérimental réalisé

Par conséquent, les capacités disponibles peuvent changer et devenir probablement inférieures à la valeur nominale. Classiquement, les coefficients de statisme peuvent être exprimés comme montré dans le chapitre 3 par les équations 3.16 et 3.17. Ces équations peuvent servir lorsque la RED produit une puissance active et réactive nominale, fixe à tout moment. Mais lors de l'utilisation de ressources renouvelables tels que les GPV, la puissance nominale délivrée est liée à l'irradiation solaire qui fluctue au cours d'une journée. Ceci signifie que lorsque des coefficients de statisme constants sont utilisés et que la demande de puissance peut dépasser la puissance de la RED disponible, en cas du manque d'irradiation

solaire, ça peut entraîner une instabilité de la fréquence et de la tension du système et en même temps un écart dans le partage des puissances. Les coefficients de statisme doivent donc être ajustés régulièrement à la puissance disponible par les REDs et peuvent être exprimés comme suit [71] :

$$m_p = \frac{\Delta\omega_{max}}{S_{disponible}} \quad ; \quad n_Q = \frac{\Delta E_{max}}{S_{disponible}} \quad (5.38)$$

Où $S_{disponible}$, est la puissance totale disponible qui peut être fournie par la RED dans des conditions météorologiques réelles. Les courbes caractéristiques du contrôle de statisme (P/F et Q/V) modifiées sont représentées sur la Figure 5.19 [72, 133].

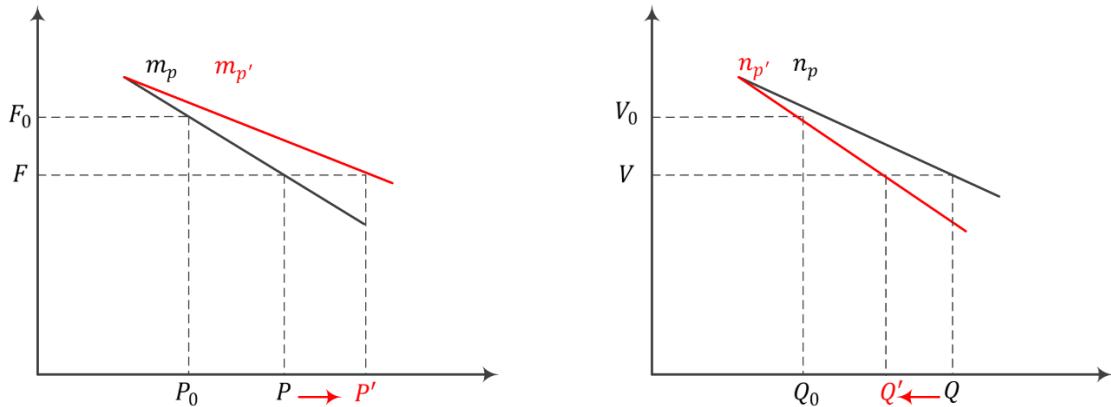


Figure 5-19 Courbes caractéristiques du contrôle de statisme selon la puissance disponible (P/F et Q/V)

Dans cette partie de simulation, nous testerons la stratégie de contrôle proposée lorsque la RED1 présente une puissance insuffisante due à une faible irradiation solaire. Au début, lorsque la puissance de la RED1 est à sa valeur nominale, elle peut fournir une puissance proportionnellement aux autres REDs du microréseau. Mais, lorsque cette puissance devient insuffisante après le temps $t=0,9s$ et que ça valeur nominale est de 75%, l'algorithme MPPT donne une nouvelle valeur de puissance optimale. Cette valeur est ensuite envoyée à

l'algorithme de consensus afin d'ajuster les ratios. Sur la Figure 5.20a nous pouvons constater que la puissance active de la RED1 diminue à 75%. Les puissances actives de la RED2 et la RED3 augmentent en fonction de leurs rapports de partage de puissance et le coefficient de statisme et remis à jour. Au temps $t=2,2$ s, la puissance disponible par la RED1 est de 50%, ceci diminue la puissance active de cette dernière et augmente les puissances actives des RED2 et RED3 afin de répondre à la demande de la charge. Après le temps $t= 3,5$ s, la puissance disponible de la RED1 est de 30% et le même comportement est observé comme précédemment. Ceci confirme l'efficacité de l'approche proposée pour réajuster les coefficients de statisme en fonction de la puissance disponible pour le maintien de la stabilité du système. D'autre part, on garde une extraction de puissance maximale à partir des GPV par l'algorithme de MPPT. La Figure 5.20c, illustre le partage de la puissance réactive, le même comportement est observé comme dans le cas de la répartition de la puissance active. Aussi, les trois REDs fournissent une puissance réactive conformément aux exigences de la charge et des ratios. La Figure 5.20b montre la fréquence de sortie, une petite chute de la fréquence de la RED1 peut être aperçue. Ceci est dû à la baisse de la puissance active lorsque le rayonnement solaire est insuffisant. Les tensions de sorties des REDs sont illustrées sur la Figure 5.20d, où on constate une légère chute dans les tensions des REDs 2 et 3 due à l'augmentation de la puissance réactive, pendant que la tension de la RED1 présente une augmentation. Les courants de sorties des REDs sont montrés sur la Figure 5.20e, le courant de la RED1 diminue en suivant la chronologie de la baisse de puissance, au moment où les courants des REDs 2 et 3 augmentent afin de répondre à la demande de la charge. Ceci est bien apparent sur la Figure 5.20f.

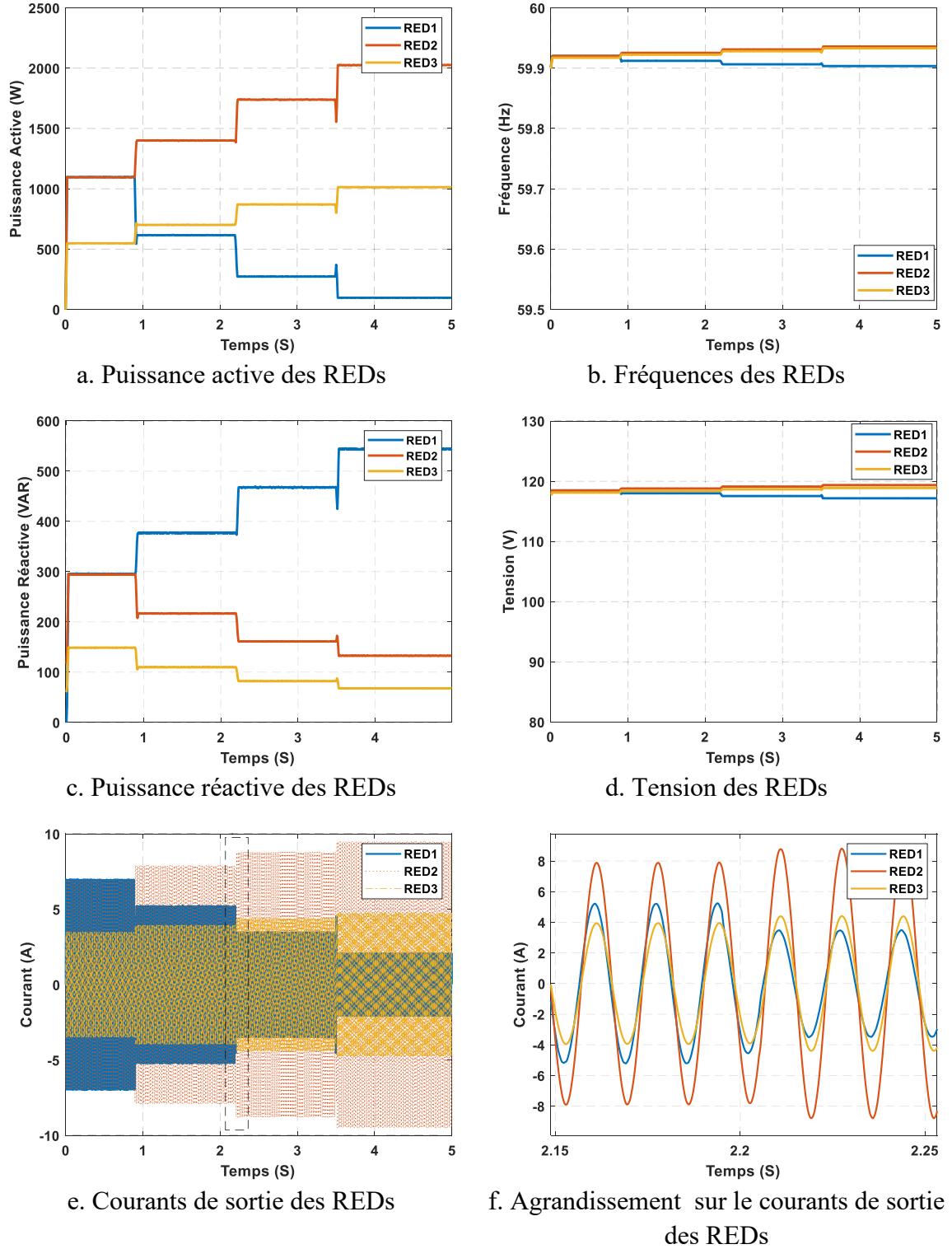


Figure 5-20 Résultats de simulation pour une insuffisance de puissance due à une faible irradiation solaire (le cas de la RED1)

5.2 Résultats pratiques

Pour vérifier la stabilité du système en cas de rayonnement solaire insuffisant, dans notre test, nous avons modifié la puissance disponible pour la RED1 selon la chronologie descendante (100 %, 75 %, 50 % et 30 %). Les résultats expérimentaux sont représentés dans la Figure 5.21. Au début, les charges sont correctement partagées par les REDs sans fluctuations, après le temps $t= 0.9s$, la puissance disponible de la RED1 est diminuée de 25%, d'où l'on peut constater que la puissance active de la RED2 a augmenté pour récupérer le manque de puissance. Nous remarquons le même comportement pour les deux autres changements suivants (50% et 30%) alors que ces deux REDs continuent d'alimenter la charge de manière stable. Cela prouve que le réajustement des coefficients de statisme proposé et l'algorithme MPPT sont capables d'assurer un fonctionnement stable en cas de rayonnement solaire insuffisant. Le même comportement est observé pour la puissance réactive, ce qui confirme l'efficacité de l'algorithme du contrôle de consensus et d'impédance virtuelle adaptative. D'autres tests pratiques ont été relevés par un analyseur de puissances. La tension de la charge est montrée sur la Figure 5.21-d, et le courant de de chaque RED sur la Figure 5.21-e. On constate que le courant de la RED1 diminue pendant que celui de la RED2 augmente suite à la diminution de la puissance de sortie de la RED1 dû à la faible irradiation solaire (Figure 5.21.f). Les valeurs efficaces (RMS) de la tension et du courant de charge sont indiquées sur la Figure 5.22-a et 5.22-b respectivement. Ces valeurs s'élèvent 40V et 5.4 A et le THD correspondant est moins de 3%. Cette dernière valeur est bien inférieure à la valeur exigée par la norme de connexion IEEE Std 929-2000 [134].

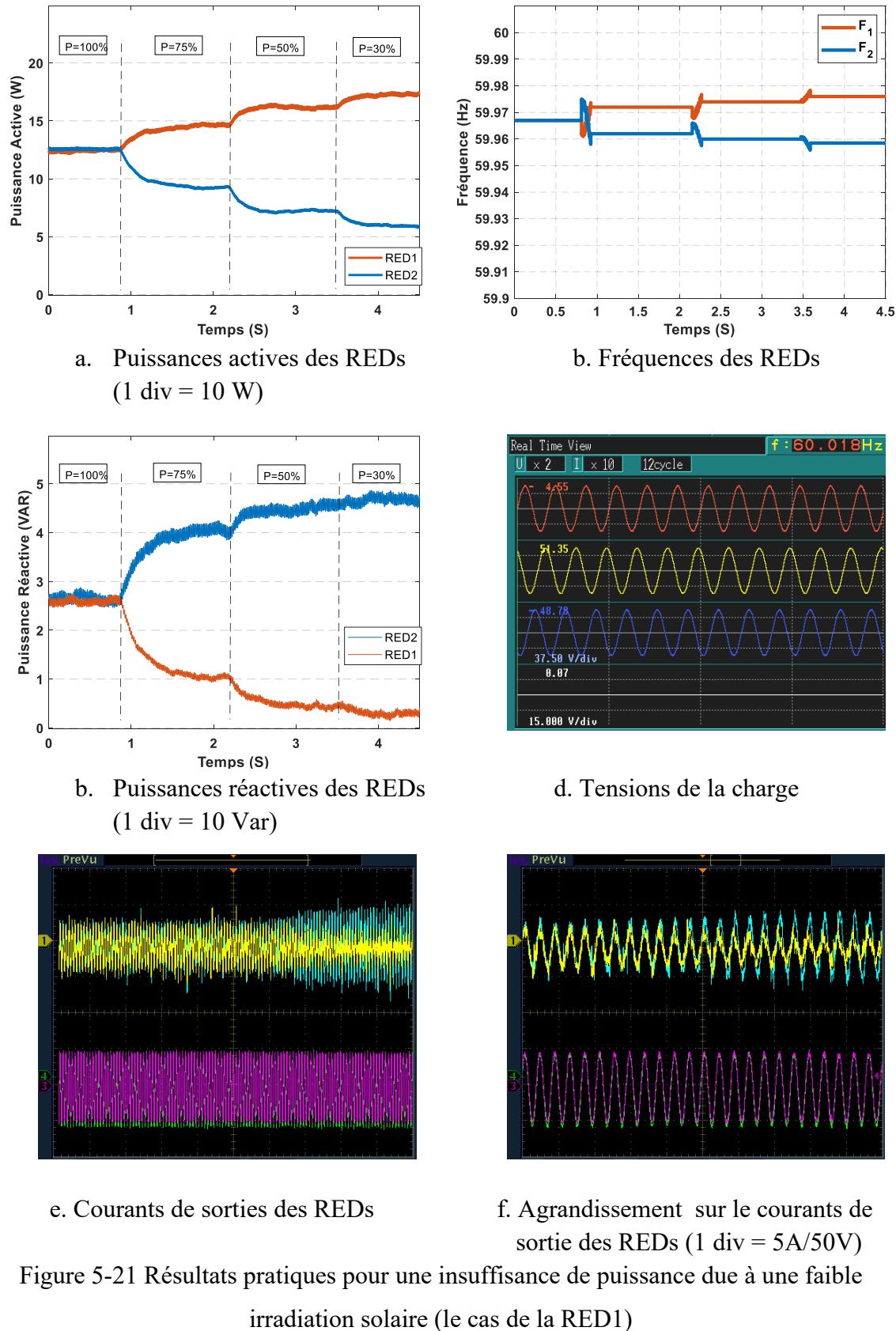


Figure 5-21 Résultats pratiques pour une insuffisance de puissance due à une faible irradiation solaire (le cas de la RED1)

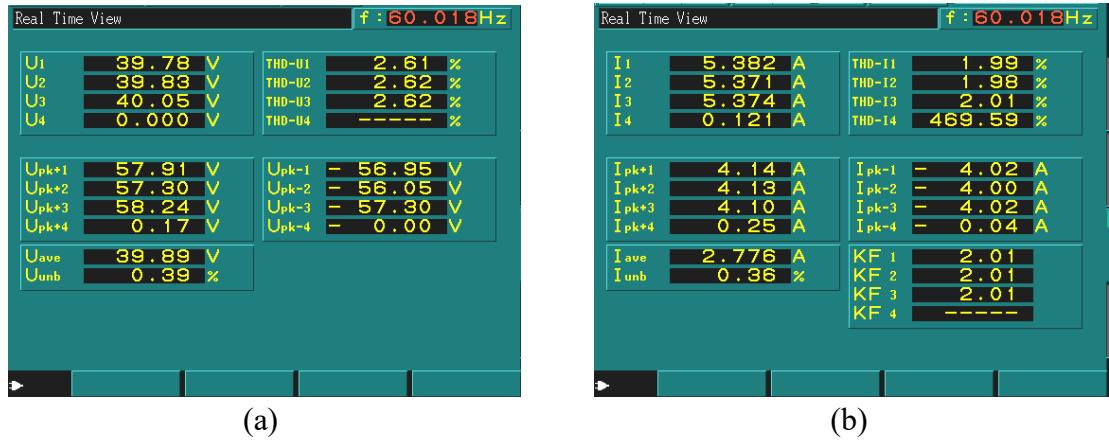


Figure 5-22 Valeurs efficaces du courant et de la tension de la charge

5.3 Conclusion

Il est primordial de parvenir à un partage de puissances approprié avec précision et de manière stable entre les REDs d'un microréseau en utilisant le contrôle de statisme conventionnel. Et particulièrement dans les REDs à base de sources d'énergies renouvelables où la puissance de sortie dépend des conditions climatiques. Dans le présent chapitre, une approche de contrôle utilisant les algorithmes de consensus et un algorithme de MPPT à base des réseaux de neurones a été développée. Cette approche est ensuite utilisée pour résoudre le problème d'instabilité causé par le manque de puissance des REDs à base de GPV. Dans un premier temps, nous avons développé le modèle détaillé en petits signaux du microréseau. Ensuite, ce modèle a été utilisé pour analyser la stabilité de l'ensemble du système en évaluant les valeurs propres du modèle du microréseau intégralement. Ces valeurs propres sont déterminées en variant individuellement les gains des contrôleurs PIs et ceux du contrôleur de statisme. On constate que le système devient instable, quand l'un des gains de contrôle, m_p , n_Q et K_{ii} est augmenté. Tandis que l'augmentation des valeurs des autres gains n'affecte pas la stabilité du système.

Par la suite, un algorithme de poursuite du point de puissance maximale MPPT à base des réseaux de neurones a été développé afin de définir la référence de la puissance active disponible dans les REDs en même temps que l'extraction de la puissance maximale à partir de GPV. Cette référence est utilisée pour l'adaptation des coefficients de contrôle de statisme. Ceci nous permettra d'avoir une meilleure exploitation de chaque RED tout en gardant la puissance de chaque unité inférieure au niveau nominal aussi longtemps que possible d'une part, et garantir la stabilité du microréseau d'autre part. Enfin, la réalisation et la mise en œuvre d'un microréseau à l'échelle du laboratoire ont été présentés dans le but de valider les techniques et les approches de contrôle développées dans cette thèse avec une description détaillée des différents éléments et composants utilisés.

Le contrôleur développé dans cette partie a été validé et vérifié à travers les résultats de simulation et les résultats pratiques. Ceci nous permet d'obtenir une solution nécessaire et suffisante pour améliorer les performances dynamiques des REDs dans le microréseau à base d'énergies renouvelables et de garantir en même temps la robustesse et la stabilité sous une large bande d'incertitudes et de perturbations.

Chapitre 6 - Conclusion générale

Cette thèse met en évidence l'efficacité du partage des flux de puissances active et réactive dans le but d'améliorer la stabilité des microréseaux. Dans notre étude nous avons présenté un ensemble de stratégies de contrôle adaptatives avancées pour les onduleurs connectés en parallèle avec une analyse détaillée pour la régulation de la fréquence et de la tension. Les sections suivantes résument les principales constatations, contributions et travaux futurs suggérés.

6.1 Conclusion

Dans cette thèse, nous avons débuté par la littérature, le concept, la structure et le mode de fonctionnement des microréseaux autonomes. Puis nous avons présenté les méthodes de gestion du flux des puissances et les techniques de contrôle des REDs. Par la suite, nous avons exposé les différents éléments constituant un microréseau, et ce afin de bien cerner le rôle de chacun. De même, que nous avons présenté la modélisation en détails des différentes parties constituant un microréseau. Et en particulier le contrôle décentralisé de la puissance active et réactive par la régulation de l'amplitude de la tension et de la fréquence. Et ceci, tout en présentant avec minutie la modélisation du microréseau, la synthèse des boucles de contrôles et les différents éléments qui constituent le microréseau électrique.

Afin d'assurer le partage de puissance, nous avons utilisé le contrôle de statisme dans le contrôle secondaire. Nous avons proposé des boucles de régulation de la tension et du courant en basées sur la commande en cascade et la synthèse des régulateurs PI pour le contrôle interne. De ce fait, nous avons montré l'incapacité du contrôle de statisme conventionnel à partager la puissance réactive avec précision engendré par l'impédance des lignes de sorties

inégales. Pour remédier à ce phénomène, nous avons introduit l'impédance virtuelle dans la boucle de commande pour obtenir un partage de puissance réactive précis.

Pratiquement l'impédance des lignes est inconnue, pour cette raison nous avons proposé la méthode de l'impédance virtuelle adaptative. Afin d'estimer la valeur de cette impédance un contrôleur à base d'algorithmes de consensus a été développé. Le contrôle de consensus a été utilisé pour évaluer l'erreur de partage de puissance réactive. Par la suite, l'impédance virtuelle est régulée de manière adaptative pour éliminer cette erreur. Avec l'utilisant cette approche, les inconvénients du contrôle centralisé et décentralisé seront surmontés par la combine des avantages des deux types de contrôle. Cette approche est basée sur la communication séparée par l'usage d'information limité. Elle est plus flexible et fiable eu égard aux méthodes de contrôles traditionnelles complexes. Dans ce type de contrôle chaque nœud n'a besoin que d'informations de mesures locales et des REDs voisines pour le calcul et la cohérence entre les variables du contrôle de l'ensemble du système. Cette nouvelle approche de contrôle améliore le partage de la puissance réactive sans avoir recours à un contrôleur central ou le besoin de connaître les valeurs des impédances de lignes. Puis, afin de compenser l'écart de chute de tension qui peut survenir durant l'opération du contrôle de statisme et d'impédance virtuelle, un contrôleur de tension au niveau secondaire, basé sur le contrôle de consensus est utilisé dans le but de restaurer la tension moyenne de chaque RED à la tension nominale du microréseau.

Le problème de partage, relatif à l'insuffisance de la puissance délivrée par une RED à base de GPV est analysé et ce, afin d'augmenter la robustesse du microréseau étudié dans la thèse. Cette insuffisance peut causer une instabilité dans le microréseau. Un modèle détaillé en petits signaux pour les microréseaux photovoltaïques est développé. Ensuite, ce modèle

en petits signaux est utilisé pour analyser la stabilité de l'ensemble du système. Les valeurs propres du modèle du microréseau, au complet, sont évaluées à l'aide de Matlab. Ces valeurs propres sont déterminées en variant individuellement les gains K_{pi} , K_{pv} , K_{ii} , K_{iv} , m_p , n_Q . Le système devient instable, quand chaque gain de contrôle, m_p , n_Q et K_{ii} augmente. Par contre, l'augmentation des valeurs des gains K_{pi} , K_{pv} , K_{iv} n'affecte pas la stabilité du système. Puis, un algorithme de poursuite du point de puissance maximale MPPT à base des réseaux de neurones est développé pour définir la référence de la puissance active disponible dans les REDs. Par la suite vient l'adaptation des coefficients de contrôle de statisme. Celui-ci nous permettra d'avoir une meilleure exploitation de chaque RED en gardant la puissance de chaque unité inférieure au niveau nominal aussi longtemps que possible d'une part, tout en garantissant la stabilité du microréseau, d'autre part. Notre travail comporte aussi la réalisation et la mise en œuvre d'un microréseau à l'échelle du laboratoire dans le but de valider les techniques et les approches de contrôles développées dans cette thèse. Une description détaillée du banc d'essai réalisé avec les différents éléments et composants utilisés y est présentée.

6.2 Contributions

Les contributions importantes accomplies dans cette thèse sont les suivantes :

- Proposition d'une méthode de partage des puissances active et réactive dans les microréseaux autonomes avec des impédances de ligne inégales. Cette méthode utilise un algorithme de consensus pour estimer l'erreur de partage de puissance réactive. L'erreur est utilisée pour réguler l'impédance virtuelle de manière adaptative afin d'aboutir à un partage de puissance avec une précision supérieure en rapport aux méthodes conventionnelles.

- Amélioration de la stabilité des microréseaux autonomes en cas d'insuffisance de puissance disponible dans les REDs à base de GPV. Pour ce faire on utilise un algorithme MPPT basé sur les réseaux neurones pour définir la référence de la puissance active disponible dans les REDs et par conséquent en extraire la puissance maximale. Ensuite, cette référence est utilisée pour l'adaptation des coefficients de contrôle de statisme et des rapports de partage.
- Validation expérimentale des approches proposées à travers un banc d'essai d'un microréseau à l'échelle du laboratoire dans le but d'assurer le bon fonctionnement et l'efficacité de ces approches dans un microréseau réel.

6.3 Travaux futurs

Dans ce travail, nous avons traité les inconvénients liés au partage de la puissance réactive, et l'insuffisance de puissance disponible dans les REDs à base de GPV. Sur la base des résultats obtenus, des travaux futurs sont proposés. Ils se présentent comme suit :

- Examiner les performances des différents contrôleurs proposés en utilisant des charges déséquilibrées afin d'augmenter la robustesse du microréseau. Prendre en considération d'autres dynamiques non modélisées, telle que la dynamique des convertisseurs DC-DC et d'autres types de charges non linéaires.
- En pratique, les systèmes de communication peuvent comporter des difficultés, pour ceci nous suggérons d'étudier les effets des défaillances dans les liaisons de communication entre les REDs sur le partage de puissance réactive, ainsi que les retards dans le transfert des informations.
- Mettre en pratique l'approche de restauration de la tension moyenne des REDs présentée dans le chapitre 4 et voir son impact sur l'approche de poursuite de

puissance maximale proposée. Aussi, prévoir l'ajout d'un troisième onduleur dans le banc d'essai expérimental afin d'avoir une troisième RED pour exploiter les capacités et les défaillances des algorithmes de consensus.

Liste des articles de conférences et de revues scientifiques

- **Keddar, M.**, Doumbia, M. L., Belmokhtar, K., Della Krachai, M., & Midoun, A. H. Experimental Validation of Photovoltaic Grid Connected NPC Multilevel Inverter Based on Neural Network MPPT. In *International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria. ICWEAA 2018*.
- **Keddar, M.**, Doumbia, M. L., Della, M., Belmokhtar, K., & Midoun, A. Interconnection performance analysis of single phase neural network based NPC and CHB multilevel inverters for grid-connected PV systems. *International Journal of Renewable Energy Research. IJRER 2019*.
- **Keddar, M.**, Doumbia, M. L., Belmokhtar, K., & Della Krachai, M. A new energy management strategy of an autonomous microgrid based on virtual impedance in multilevel droop controlled inverters. In *International Conference on Advanced Electrical Engineering. ICAEE2019*. (pp. 1-7).
- **Keddar, M.**, Doumbia, M. L., Belmokhtar, K., & Della Krachai, M. Experimental Validation of an Accurate Reactive Power-Sharing Approach Based on Adaptive Virtual Impedance and Consensus Control. In *12th International Renewable Energy Congress. IREC2021*.
- **Keddar, M.**; Doumbia, M.L.; Belmokhtar, K.; Krachai, M.D. Enhanced Reactive Power Sharing and Voltage Restoration Based on Adaptive Virtual Impedance and Consensus Algorithm. *Energies 2022*.

Références

- [1] H. Mountford, D. Waskow, L. Gonzalez, C. Gajjar, N. Cogswell, M. Holt, T. Fransen, M. Bergen et R. Gerholdt, "COP26: Key Outcomes from the UN Climate Talks in Glasgow," 2021.
- [2] I. (2020), "Green Hydrogen: A guide to policy making," *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*, 2020.
- [3] (2021). *Usine de production d'hydrogène de Varennes*. Consulté sur: <https://www.hydroquebec.com/projets/hydrogène-varennes/>
- [4] D. Heredero Peris, "Control contributions to AC microgrid inverters," Thèse de doctorat, Universitat Politecnica de Catalunya, 2017.
- [5] A. E. M. Bouzid, "Élaboration d'une méthode de contrôle pour améliorer la robustesse d'un micro réseau électrique," Thèse de Doctorat Université du Québec à Trois-Rivières, 2017.
- [6] M. KEDDAR, "Étude des onduleurs multiniveaux dans les applications photovoltaïques," M.Sc.A Thèse de Magistaire, Université des sciences et de la technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Algérie 2010.
- [7] J. K. Khazaei, "Distributed Coordination and Control of Renewable Energy Sources in Microgrids," Thèse de Doctorat, University of South Florida, 2016.
- [8] C. Mokhtara, B. Negrou, N. Settou, A. Bouferrouk et Y. Yao, "Design optimization of grid-connected PV-Hydrogen for energy prosumers considering sector-coupling paradigm: Case study of a university building in Algeria," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020/10/31/ 2020.
- [9] A. Kalair, N. Abas et N. Khan, "Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1653-1675, 2016/06/01/ 2016.
- [10] A. Alassi, S. Bañales, O. Ellabban, G. Adam et C. MacIver, "HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 530-554, 2019/09/01/ 2019.
- [11] B. Gatellier, "Etude d'un système de stockage d'énergie solaire thermique répondant aux besoins en chauffage d'une habitation unifamiliale," 2019.
- [12] A. Jessop, "GEOTHERMAL ENERGY FROM OLD MINES AT SPRINGHILL, NOVA SCOTIA, CANADA," 2004.
- [13] J. R. Miller, "Perspective on electrochemical capacitor energy storage," *Applied Surface Science*, vol. 460, pp. 3-7, 2018/12/01/ 2018.
- [14] H. Nazaripouya, Y.-W. Chung et A. Akhil, "Energy Storage in Microgrids: Challenges, Applications, and Research Need," *International Journal of Energy and Smart Grid*, vol. 3, pp. 60-70, 2017.

- [15] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. B. Mansor et F. Blaabjerg, "Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 35143-35164, 2018.
- [16] S. Sanchez, "Stability Investigation of Power Electronics Systems; A Microgrid Case," Thèse de Doctorat Norwegian University of Science and Technology, 2015.
- [17] W. R. Issa, "Improved control strategies for droop-controlled inverter-based microgrid," Thèse de doctorat, University of Exeter, 2015.
- [18] H. Zhang, S. Kim, Q. Sun et J. Zhou, "Distributed adaptive virtual impedance control for accurate reactive power sharing based on consensus control in microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, pp. 1749-1761, 2016.
- [19] S. Eberlein et K. Rudion, "Small-signal stability modelling, sensitivity analysis and optimization of droop controlled inverters in LV microgrids," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 125, p. 106404, 2021/02/01/ 2021.
- [20] K. Yu, Q. Ai, S. Wang, J. Ni et T. Lv, "Analysis and Optimization of Droop Controller for Microgrid System Based on Small-Signal Dynamic Model," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, pp. 695-705, 2016.
- [21] Q. Yang, J. Li, S. Le Blond et C. Wang, "Artificial Neural Network Based Fault Detection and Fault Location in the DC Microgrid," *Energy Procedia*, vol. 103, pp. 129-134, 2016/12/01/ 2016.
- [22] R. Debibi, H. Ibrahim, K. Belmokhtar, A. Ilinca, D. Rousse, A. Chandra, D. Ramdenee et A. B. Arfi, "Analysis of a micro-grid behavior by a supervisory control and data acquisition system-experimental validation," dans *2016 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, 2016, pp. 1-6.
- [23] T. Roquette. (2020). *Une énorme ferme solaire inaugurée dans l'extrême nord de l'Alberta*.
- [24] Hydro-Québec. (2020). *Premier microréseau du Québec*.
- [25] K. BELMOKHTAR, "Contribution à l'intégration d'un parc éolien à un réseau électrique autonome, avec stockage d'énergie sous forme d'hydrogène " M.Sc.A Thèse de Doctorat, Université de Québec à Trois Rivières, 2015.
- [26] Y. Kim, E. Kim et S. 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.
- [27] N. Chettibi, A. Mellit, G. Sulligoi et A. M. Pavan, "Adaptive Neural Network-Based Control of a Hybrid AC/DC Microgrid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 1667-1679, 2018.
- [28] A. Bidram, A. Davoudi, F. L. Lewis et S. S. Ge, "Distributed Adaptive Voltage Control of Inverter-Based Microgrids," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, pp. 862-872, 2014.
- [29] S. Ahmadi, S. Shokoohi et H. Bevrani, "A fuzzy logic-based droop control for simultaneous voltage and frequency regulation in an AC microgrid," *International*

- Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 148-155, 2015/01/01/2015.
- [30] G. Kyriakarakos, A. I. Dounis, K. G. Arvanitis et G. Papadakis, "A fuzzy logic energy management system for polygeneration microgrids," *Renewable Energy*, vol. 41, pp. 315-327, 2012/05/01/ 2012.
 - [31] H. Bevrani, F. Habibi, P. Babahajani, M. Watanabe et Y. Mitani, "Intelligent Frequency Control in an AC Microgrid: Online PSO-Based Fuzzy Tuning Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, pp. 1935-1944, 2012.
 - [32] M. BENAOUADJ, "Gestion de l'énergie d'un système hybride autonome pour application Smart Grid " Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider Biskra, Algérie, 2016.
 - [33] A. S. Alsafran et M. W. Daniels, "Consensus control for reactive power sharing using an adaptive virtual impedance approach," *Energies*, vol. 13, p. 2026, 2020.
 - [34] D. Yang, X. Wang, F. Liu, K. Xin, Y. Liu et F. Blaabjerg, "Adaptive Reactive Power Control of PV Power Plants for Improved Power Transfer Capability Under Ultra-Weak Grid Conditions," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, pp. 1269-1279, 2019.
 - [35] T. V. Hoang et H. Lee, "An Adaptive Virtual Impedance Control Scheme to Eliminate the Reactive-Power-Sharing Errors in an Islanding Meshed Microgrid," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 6, pp. 966-976, 2018.
 - [36] X. Liang, C. Andalib-Bin-Karim, W. Li, M. Mitolo et M. N. S. K. Shabbir, "Adaptive Virtual Impedance-Based Reactive Power Sharing in Virtual Synchronous Generator Controlled Microgrids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 57, pp. 46-60, 2021.
 - [37] H. Mahmood, D. Michaelson et J. Jiang, "Reactive Power Sharing in Islanded Microgrids Using Adaptive Voltage Droop Control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 3052-3060, 2015.
 - [38] A. Alfergani, K. A. Alfaitori, A. Khalil et N. Buaossa, "Control strategies in AC microgrid: A brief review," dans *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, 2018, pp. 1-6.
 - [39] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho et J. M. Guerrero, "Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, pp. 2427-2451, 2017.
 - [40] A. Alsafran, "Literature Review of Power Sharing Control Strategies in Islanded AC Microgrids with Nonlinear Loads," dans *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 2018, pp. 1-6.
 - [41] N. Hatziargyriou, *Microgrids: architectures and control*: John Wiley & Sons, 2014.
 - [42] J. Schiffer, "Stability and power sharing in microgrids," Elektrotechnik und Informatik der Technischen Universit"at Berlin, 2015.

- [43] J. Pegueroles Queralt, "Control of voltage source converters for distributed generation in microgrids," Thèse de Doctorat, Universitat Politècnica de Catalunya, 2015.
- [44] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromsom, A. S. Meliopoulos, R. Yinger et J. Eto, "Integration of distributed energy resources. The CERTS Microgrid Concept," Lawrence Berkeley National Lab.(LBNL), Berkeley, CA (United States)2002.
- [45] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira et A. G. Madureira, "Defining control strategies for MicroGrids islanded operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 916-924, 2006.
- [46] A. Siemens, "Microgrids white paper," *Siemens ac, munich, germany*, 2011.
- [47] M. H. Andishgar, E. Gholipour et R.-a. Hooshmand, "An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 1043-1060, 2017/12/01/ 2017.
- [48] H. Bevrani, B. François et T. Ise, *Microgrid dynamics and control*: John Wiley & Sons, 2017.
- [49] J. M. R. López, "Modeling, control and design of AC microgrids in islanded mode," Thèse de Doctorat, Universitat Politècnica de Catalunya, 2019.
- [50] A. E. M. Bouzid, P. Sicard, A. Yamane et J. Paquin, "Simulation of droop control strategy for parallel inverters in autonomous AC microgrids," dans *2016 8th International Conference on Modelling, Identification and Control (ICMIC)*, 2016, pp. 701-706.
- [51] I. V. Prasanna, D. Srinivasan et S. K. Panda, "Design, analysis and implementation of a four-tier centralized control architecture for intelligent operation of grid-connected microgrids," dans *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, 2016, pp. 1-6.
- [52] M. Parvizimosaed, "Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids," Thèse de Doctorat University of Waterloo, 2020.
- [53] A. H. Etemadi, E. J. Davison et R. Iravani, "A Decentralized Robust Control Strategy for Multi-DER Microgrids—Part II: Performance Evaluation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, pp. 1854-1861, 2012.
- [54] X. Lu, S. Xia, G. Sun, J. Hu, W. Zou, Q. Zhou, M. Shahidehpour et K. W. Chan, "Hierarchical distributed control approach for multiple on-site DERs coordinated operation in microgrid," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 129, p. 106864, 2021/07/01/ 2021.
- [55] Y. Chen, J. M. Guerrero, Z. Shuai, Z. Chen, L. Zhou et A. Luo, "Fast Reactive Power Sharing, Circulating Current and Resonance Suppression for Parallel Inverters Using Resistive-Capacitive Output Impedance," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, pp. 5524-5537, 2016.

- [56] J. M. Guerrero, V. Luis Garcia de, J. Matas, M. Castilla et 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.
- [57] M. Hamzeh, H. Mokhtari et H. Karimi, "A decentralized self-adjusting control strategy for reactive power management in an islanded multi-bus MV microgrid," *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 36, pp. 18-25, 2013.
- [58] T. Wu, Z. Liu, J. Liu, S. Wang et Z. You, "A Unified Virtual Power Decoupling Method for Droop-Controlled Parallel Inverters in Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, pp. 5587-5603, 2016.
- [59] A. Moawwad, V. Khadkikar et 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.
- [60] J. Zhou et P. Cheng, "A Modified Q-V Droop Control for Accurate Reactive Power Sharing in Distributed Generation Microgrid," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, pp. 4100-4109, 2019.
- [61] W. Deng, N. Dai, K. W. Lao et J. M. Guerrero, "A Virtual-Impedance Droop Control for Accurate Active Power Control and Reactive Power Sharing Using Capacitive-Coupling Inverters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, pp. 6722-6733, 2020.
- [62] R. An, Z. Liu et J. Liu, "Successive-Approximation-Based Virtual Impedance Tuning Method for Accurate Reactive Power Sharing in Islanded Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, pp. 87-102, 2021.
- [63] Y. Zhu, Q. Fan, B. Liu et T. Wang, "An Enhanced Virtual Impedance Optimization Method for Reactive Power Sharing in Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, pp. 10390-10402, 2018.
- [64] A. Milczarek, M. Malinowski et J. M. Guerrero, "Reactive power management in islanded microgrid—Proportional power sharing in hierarchical droop control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, pp. 1631-1638, 2015.
- [65] S. Roozbehani, M. T. Hagh et S. G. Zadeh, "Frequency control of islanded wind-powered microgrid based on coordinated robust dynamic droop power sharing," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, pp. 4968-4977, 2019.
- [66] N. B. Roy et D. Das, "Optimal allocation of active and reactive power of dispatchable distributed generators in a droop controlled islanded microgrid considering renewable generation and load demand uncertainties," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 27, 2021.
- [67] F. Ni, L. Yan, J. Liu, M. Shi, J. Zhou et X. Chen, "Fuzzy logic-based virtual capacitor adaptive control for multiple HESSs in a DC microgrid system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 78-88, 2019.
- [68] Y. C. C. Wong, C. S. Lim, M. D. Rotaru, A. Cruden et X. Kong, "Consensus Virtual Output Impedance Control Based on the Novel Droop Equivalent Impedance Concept

- for a Multi-Bus Radial Microgrid," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 35, pp. 1078-1087, 2020.
- [69] M. Eskandari, L. Li et M. H. Moradi, "Improving power sharing in islanded networked microgrids using fuzzy-based consensus control," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 16, pp. 259-269, 2018.
- [70] J. Schiffer, T. Seel, J. Raisch et T. Sezi, "Voltage Stability and Reactive Power Sharing in Inverter-Based Microgrids With Consensus-Based Distributed Voltage Control," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 24, pp. 96-109, 2016.
- [71] Z. Li, K. W. Chan, J. Hu et J. M. Guerrero, "Adaptive Droop Control Using Adaptive Virtual Impedance for Microgrids with Variable PV Outputs and Load Demands," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2020.
- [72] A. M. Egwebe, M. Fazeli et P. Holland, "Adaptive virtual resistance load sharing for resistive microgrids," *Electric Power Systems Research*, vol. 160, pp. 17-26, 2018.
- [73] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee et J.-W. Jung, "AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 24, pp. 387-405, 2013/08/01/ 2013.
- [74] Y. Zeng, "Droop Control of Parallel-Operated Inverters," University of Sheffield, 2016.
- [75] W. Xu, G. Zhang, C. Li, W. Wang, G. Wang et J. Kliber, "A Power Line Signaling Based Technique for Anti-islanding Protection of Distributed Generators: Part I: Scheme and Analysis," dans *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007, pp. 1-1.
- [76] A. Bani-Ahmed, L. Weber, A. Nasiri et H. Hosseini, "Microgrid communications: State of the art and future trends," dans *2014 International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA)*, 2014, pp. 780-785.
- [77] K. Yakoub, "Réduction des effets de la tension homopolaire dans les associations onduleurs multiniveaux-moteur à induction," Thèse de magister, Université El Hadj Lakhdar. Faculté des sciences de l'ingénieur Batna, Algérie, 2005.
- [78] M. H. Rashid, *Power electronics handbook*: Butterworth-Heinemann, 2017.
- [79] E. Babaei, S. Laali et S. Alilu, "Cascaded Multilevel Inverter With Series Connection of Novel H-Bridge Basic Units," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, pp. 6664-6671, 2014.
- [80] M. Liserre, F. Blaabjerg et S. Hansen, "Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, pp. 1281-1291, 2005.
- [81] K. H. Ahmed, S. J. Finney et B. W. Williams, "Passive Filter Design for Three-Phase Inverter Interfacing in Distributed Generation," dans *2007 Compatibility in Power Electronics*, 2007, pp. 1-9.
- [82] A. M. Bollman, "An experimental study of frequency droop control in a low-inertia microgrid," 2010.

- [83] C. Guzman, A. Cardenas et K. Agbossou, "Load Sharing Strategy for Autonomous AC Microgrids Based on FPGA Implementation of ADALINE&FLL," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, pp. 663-672, 2014.
- [84] N. Hajilu, G. B. Gharehpetian, S. H. Hosseinian, M. R. Poursistani et M. Kohansal, "Power control strategy in islanded microgrids based on VF and PQ theory using droop control of inverters," dans *2015 International Congress on Electric Industry Automation (ICEIA 2015)*, 2015, pp. 37-42.
- [85] F. Hamoud, M. L. Doumbia et A. Cheriti, "Hybrid PI-Sliding Mode Control of a voltage source converter based STATCOM," dans *2014 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition*, 2014, pp. 661-666.
- [86] Z. Wang, Y. Chen, X. Li, Y. Xu, W. Wu, S. Liao, H. Wang et S. Cao, "Adaptive Harmonic Impedance Reshaping Control Strategy Based on a Consensus Algorithm for Harmonic Sharing and Power Quality Improvement in Microgrids With Complex Feeder Networks," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, pp. 47-57, 2021.
- [87] H. K. Morales-Paredes, D. Tardivo, C. D. B. Mellado et J. P. Bonaldo, "Enhanced Control Strategy based on Virtual Impedance Loops to Achieve the Sharing of Imbalance and Harmonic in 3-Phase 4-Wire Isolated Microgrids," *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1-1, 2022.
- [88] Y. Du, X. Lu et W. Tang, "Accurate Distributed Secondary Control for DC Microgrids Considering Communication Delays: A Surplus Consensus-Based Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1-1, 2022.
- [89] H. Liang, J. Ding, J. Bian et Z. Liu, "Research on Fuzzy Droop Control of DC Microgrid Based on Consensus Algorithm," dans *2020 4th International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC)*, 2020, pp. 76-82.
- [90] S. A. Fuad, "Consensus Based Distributed Control in Micro-Grid Clusters," Thèse de Doctorat, Michigan Technological University, 2017.
- [91] L. Xiong, P. Li, C. Wang, S. Huang et J. Wang, "Adaptive Droop Gain-Based Event-Triggered Consensus Reactive Power Sharing in Microgrids," *Energies*, vol. 13, p. 1152, 2020.
- [92] A. Shalimoon, "Cooperative Control of Multi-Agent Systems: Consensus, Flocking and Formation Control," Thèse de Doctorat California State University, Northridge, 2018.
- [93] R. M. Chuquen et H. R. Chamorro, *Graph Theory Applications to Deregulated Power Systems*: Springer, 2020.
- [94] K. R. Saoub, "Graph Theory: An Introduction to Proofs, Algorithms, and Applications," 2021.
- [95] J. Almela Miralles, "CONSENSUS ALGORITHMS FOR NETWORKED CONTROL," Universitat Politècnica de València, 2015.
- [96] F. L. Lewis, H. Zhang, K. Hengster-Movric et A. Das, *Cooperative control of multi-agent systems: optimal and adaptive design approaches*: Springer Science & Business Media, 2013.

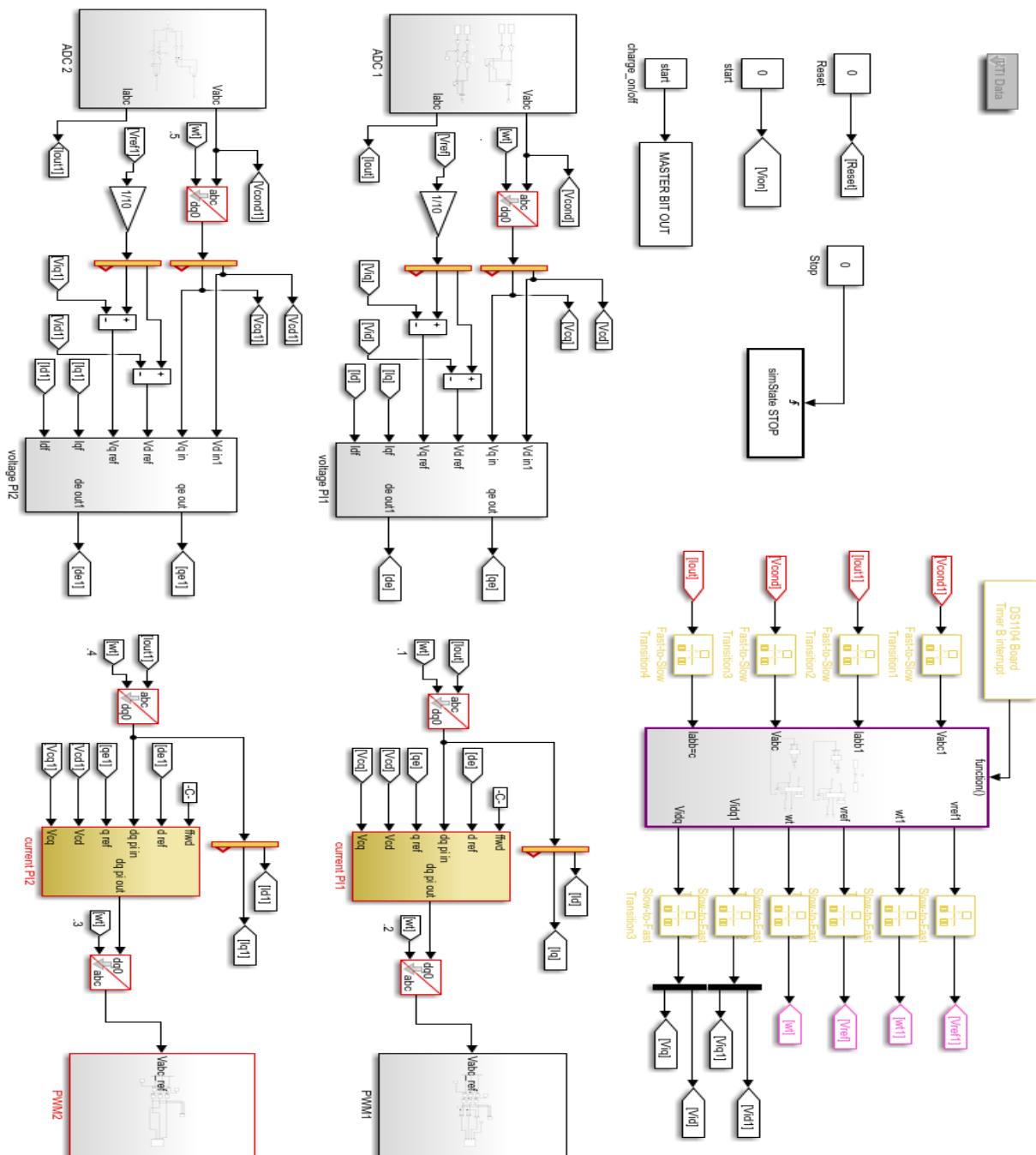
- [97] J. L. Gross, J. Yellen et M. Anderson, *Graph theory and its applications*: Chapman and Hall/CRC, 2018.
- [98] R. Olfati-Saber et R. M. Murray, "Consensus problems in networks of agents with switching topology and time-delays," *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 49, pp. 1520-1533, 2004.
- [99] Z. Lyu, Q. Wei, Y. Zhang, J. Zhao et E. Manla, "Adaptive Virtual Impedance Droop Control Based on Consensus Control of Reactive Current," *Energies*, vol. 11, p. 1801, 2018.
- [100] Z. Qu, *Cooperative control of dynamical systems: applications to autonomous vehicles*: Springer Science & Business Media, 2009.
- [101] H. K. KHALIL, *Nonlinear Systems*: Prentice hall, Upper Saddle River, 2002.
- [102] W. Gu, G. Lou, W. Tan et X. Yuan, "A nonlinear state estimator-based decentralized secondary voltage control scheme for autonomous microgrids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, pp. 4794-4804, 2017.
- [103] Y. Han, X. Ning, P. Yang et L. Xu, "Review of power sharing, voltage restoration and stabilization techniques in hierarchical controlled DC microgrids," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 149202-149223, 2019.
- [104] B. N. Alhasnawi, B. H. Jasim et B. E. Sedhom, "Distributed secondary consensus fault tolerant control method for voltage and frequency restoration and power sharing control in multi-agent microgrid," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 133, p. 107251, 2021/12/01/ 2021.
- [105] M. Chen, X. Xiao et J. M. Guerrero, "Secondary restoration control of islanded microgrids with a decentralized event-triggered strategy," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, pp. 3870-3880, 2017.
- [106] D. P. Spanos, R. Olfati-Saber et R. M. Murray, "DYNAMIC CONSENSUS FOR MOBILE NETWORKS," *IFAC World Congress*, 2005.
- [107] "IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems," dans *IEEE Std 929-2000*, ed, 2000, p. i.
- [108] Karim Belmokhtar, David Durette, Olivier Paré-Lambert et Valéry Bouchard, "Énergie solaire photovoltaïque dans le mix énergétique québécois, Analyse et perspectives," Nergica2021.
- [109] D. López-García, A. Arango-Manrique et S. X. Carvajal-Quintero, "Integration of distributed energy resources in isolated microgrids: the Colombian paradigm," *TecnoLógicas*, vol. 21, pp. 13-30, 2018.
- [110] Ó. Gonzales-Zurita, J.-M. Clairand, E. Peñalvo-López et G. Escrivá-Escrivá, "Review on multi-objective control strategies for distributed generation on inverter-based microgrids," *Energies*, vol. 13, p. 3483, 2020.
- [111] S. B. Siad, A. Malkawi, G. Damm, L. Lopes et L. G. Dol, "Nonlinear control of a DC MicroGrid for the integration of distributed generation based on different time scales," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 111, pp. 93-100, 2019.

- [112] A. Kyritsis, D. Voglitsis, N. Papanikolaou, S. Tselepis, C. Christodoulou, I. Gonos et S. A. Kalogirou, "Evolution of PV systems in Greece and review of applicable solutions for higher penetration levels," *Renewable Energy*, vol. 109, pp. 487-499, 2017.
- [113] S. M. Said, M. Aly, B. Hartmann, A. G. Alharbi et E. M. Ahmed, "SMES-based fuzzy logic approach for enhancing the reliability of microgrids equipped with PV generators," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 92059-92069, 2019.
- [114] T.-T. Ku et C.-S. Li, "Implementation of Battery Energy Storage System for an Island Microgrid with High PV Penetration," *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2021.
- [115] A. Vinayagam, A. A. Alqumsan, K. S. V. Swarna, S. Y. Khoo et A. Stojcevski, "Intelligent control strategy in the islanded network of a solar PV microgrid," *Electric Power Systems Research*, vol. 155, pp. 93-103, 2018/02/01/ 2018.
- [116] D. Xu, Y. Dai, C. Yang et X. Yan, "Adaptive fuzzy sliding mode command-filtered backstepping control for islanded PV microgrid with energy storage system," *Journal of the Franklin Institute*, vol. 356, pp. 1880-1898, 2019/03/01/ 2019.
- [117] Z. Zhao, P. Yang, Y. Wang, Z. Xu et J. M. Guerrero, "Dynamic Characteristics Analysis and Stabilization of PV-Based Multiple Microgrid Clusters," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, pp. 805-818, 2019.
- [118] N. Kaushika, A. Mishra et A. K. Rai, *Solar photovoltaics: technology, system design, reliability and viability*: Springer, 2018.
- [119] A. Mohapatra, B. Nayak, P. Das et K. B. Mohanty, "A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 854-867, 2017/12/01/ 2017.
- [120] H. Shahid, M. Kamran, Z. Mehmood, M. Y. Saleem, M. Mudassar et K. Haider, "Implementation of the novel temperature controller and incremental conductance MPPT algorithm for indoor photovoltaic system," *Solar Energy*, vol. 163, pp. 235-242, 2018/03/15/ 2018.
- [121] A. K. Gupta et R. Saxena, "Review on widely-used MPPT techniques for PV applications," dans *2016 International Conference on Innovation and Challenges in Cyber Security (ICICCS-INBUSH)*, 2016, pp. 270-273.
- [122] N. Karami, N. Moubayed et R. Outbib, "General review and classification of different MPPT Techniques," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, pp. 1-18, 2017/02/01/ 2017.
- [123] J. Macaulay et Z. Zhou, "A Fuzzy Logical-Based Variable Step Size P&O MPPT Algorithm for Photovoltaic System," *Energies*, vol. 11, p. 1340, 2018.
- [124] M. N. Ali, "Improved Design of Artificial Neural Network for MPPT of Grid-Connected PV Systems," dans *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2018, pp. 97-102.
- [125] S. Srinivasan, R. Tiwari, M. Krishnamoorthy, M. P. Lalitha et K. K. Raj, "Neural network based MPPT control with reconfigured quadratic boost converter for fuel

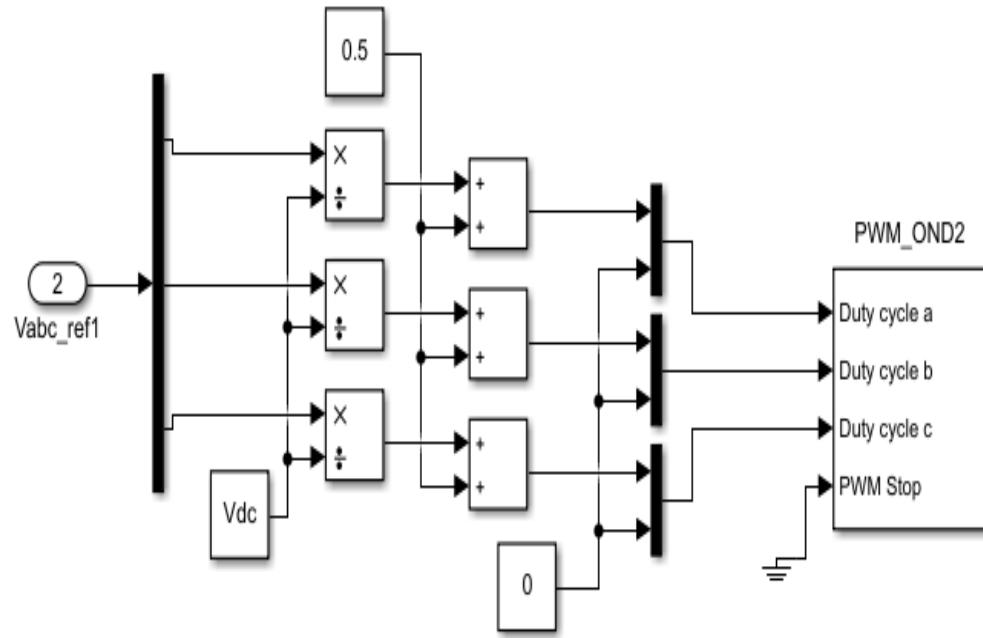
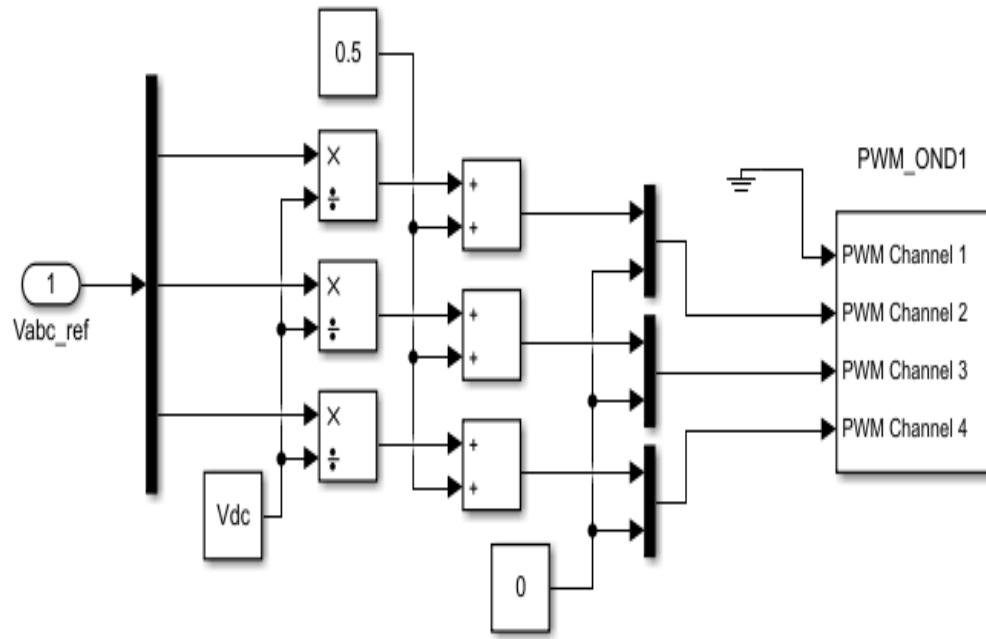
- cell application," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, pp. 6709-6719, 2021/02/03/ 2021.
- [126] I. Mahendravarman, S. Elankurisil, M. Venkateshkumar, A. Ragavendiran et N. Chin, "Artificial intelligent controller-based power quality improvement for microgrid integration of photovoltaic system using new cascade multilevel inverter," *Soft Computing*, vol. 24, pp. 18909-18926, 2020.
 - [127] F. Zhao, N. Li, Z. Yin et X. Tang, "Small-signal modeling and stability analysis of DC microgrid with multiple type of loads," dans *2014 International Conference on Power System Technology*, 2014, pp. 3309-3315.
 - [128] M. Rasheduzzaman, J. A. Mueller et J. W. Kimball, "Reduced-Order Small-Signal Model of Microgrid Systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, pp. 1292-1305, 2015.
 - [129] J. A. Mueller, "Small-signal modeling of grid-supporting inverters in droop controlled microgrids," Thèse de Master, Missouri University of Science and Technology, 2014.
 - [130] Z. Li, K. W. Chan, J. Hu et J. M. Guerrero, "Adaptive Droop Control Using Adaptive Virtual Impedance for Microgrids with Variable PV Outputs and Load Demands," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, pp. 1-1, 2020.
 - [131] "Control Integrated PPower System (CIPOST™) IKCM30F60GD ", Infineon, Ed., ed, 2017.
 - [132] "DS1104 R&D Controller Board Hardware Installation and Configuration," A. T. Group, Ed., ed, 2004
 - [133] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, M. Castilla et L. G. d. Vicuna, "Control Strategy for Flexible Microgrid Based on Parallel Line-Interactive UPS Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, pp. 726-736, 2009.
 - [134] "IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems," *IEEE Std 929-2000*, p. i, 2000.

Annexe A – Modèle Simulink de simulation du microréseau

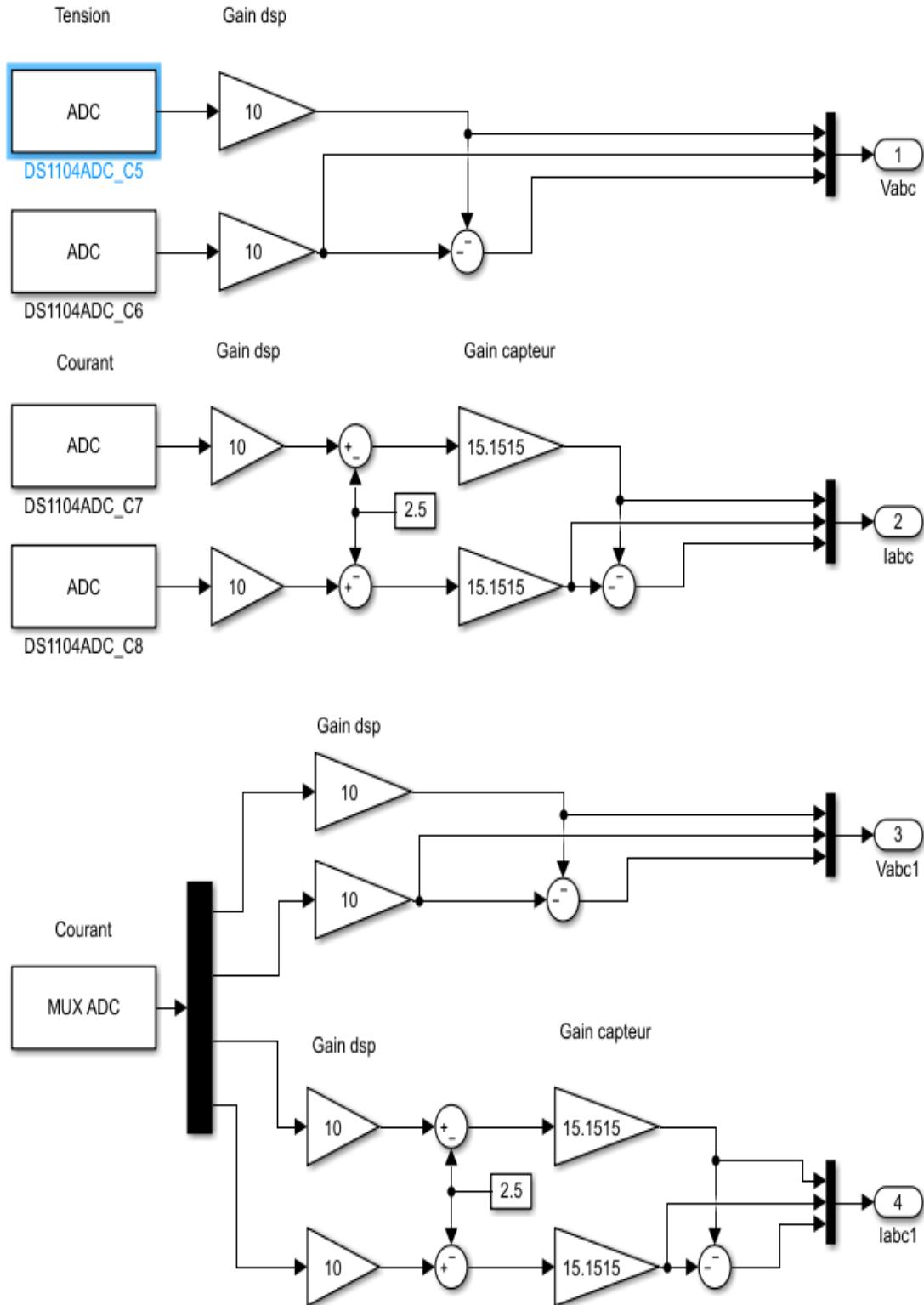
-Modèle SIMULINK complet des deux onduleurs



- Sortie PWM (à partir du panneau CP1104)

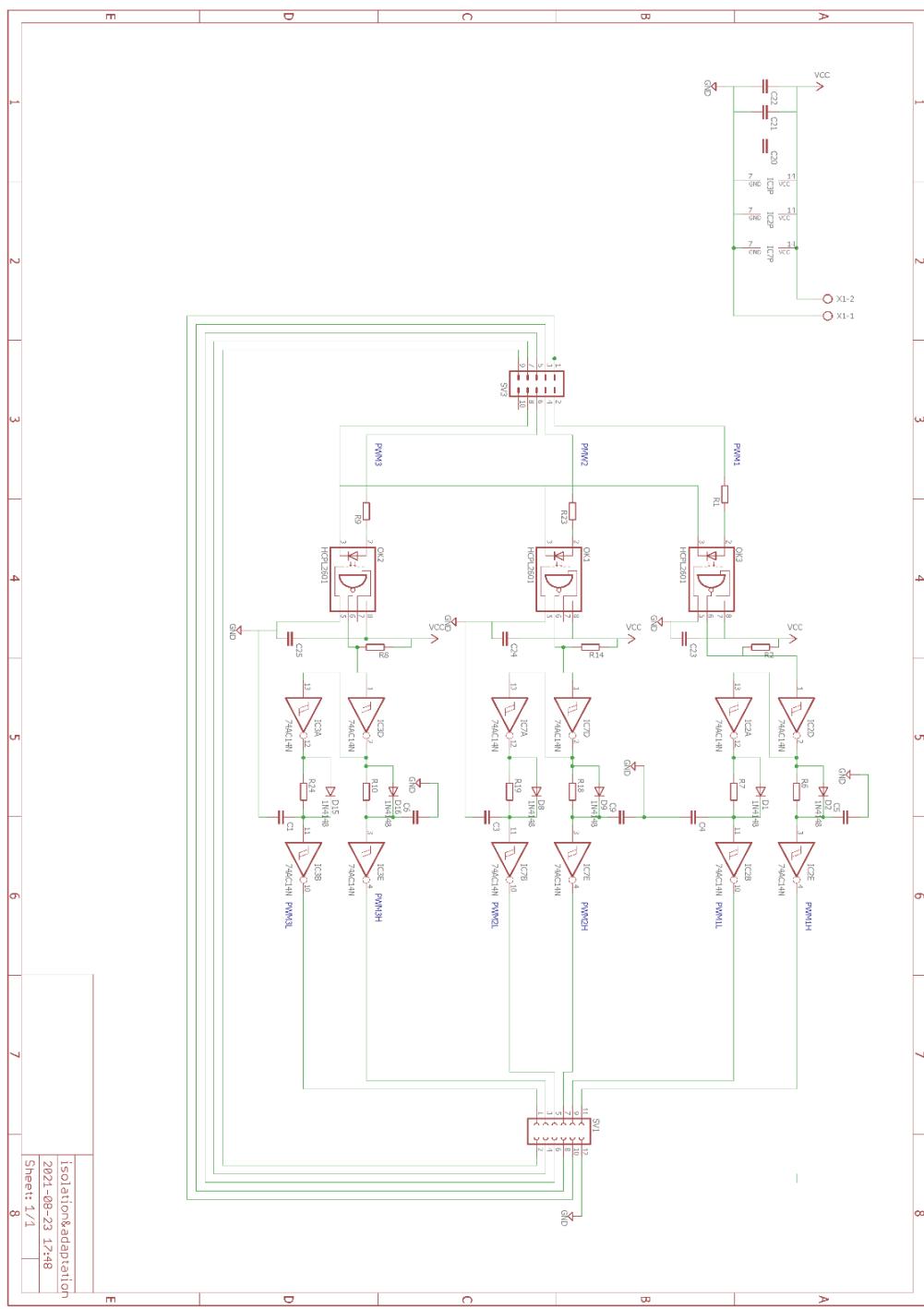


- Entrées ADC (à partir du panneau CP1104)

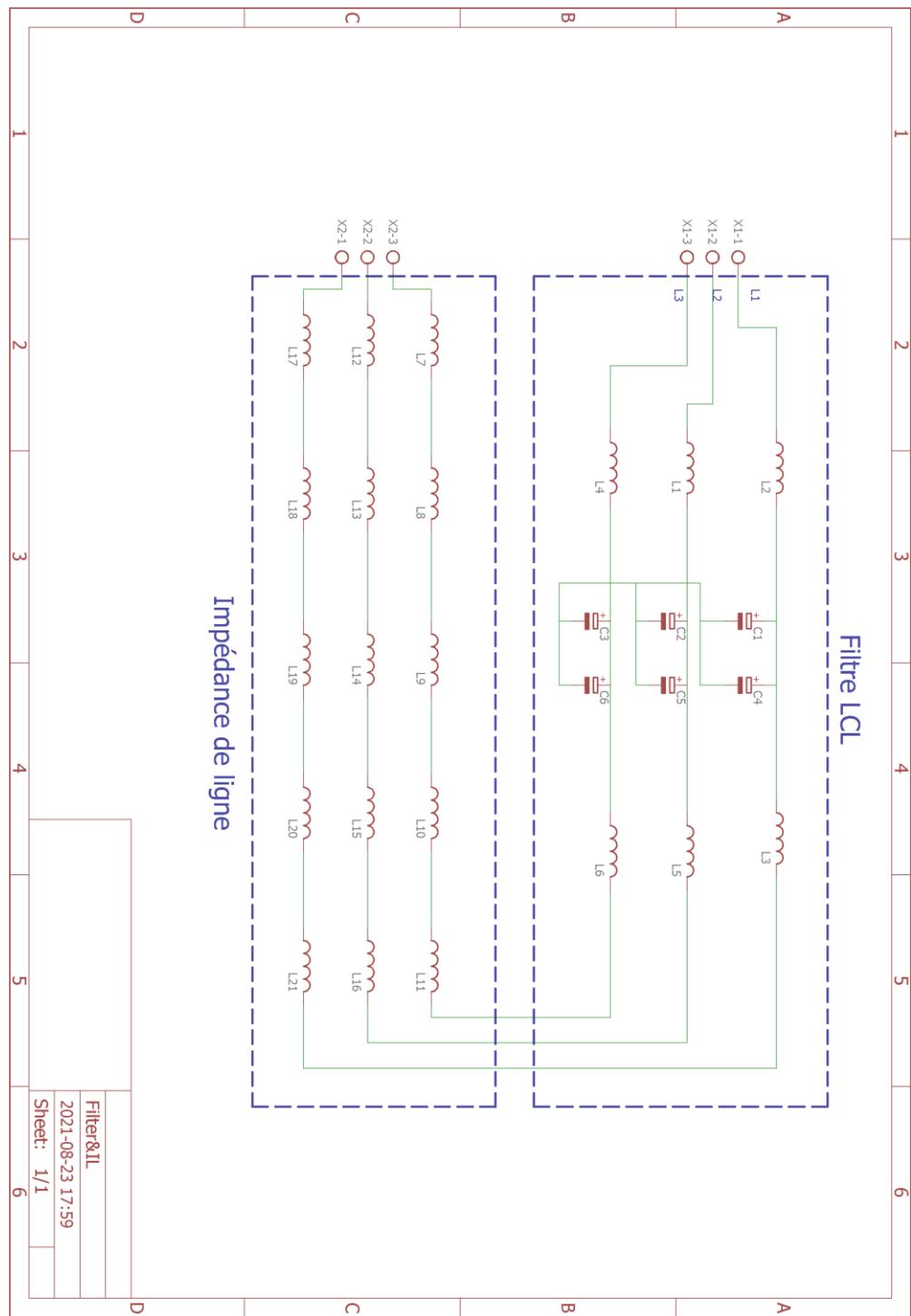


Annexe A – Schémas électriques du prototype réalisé

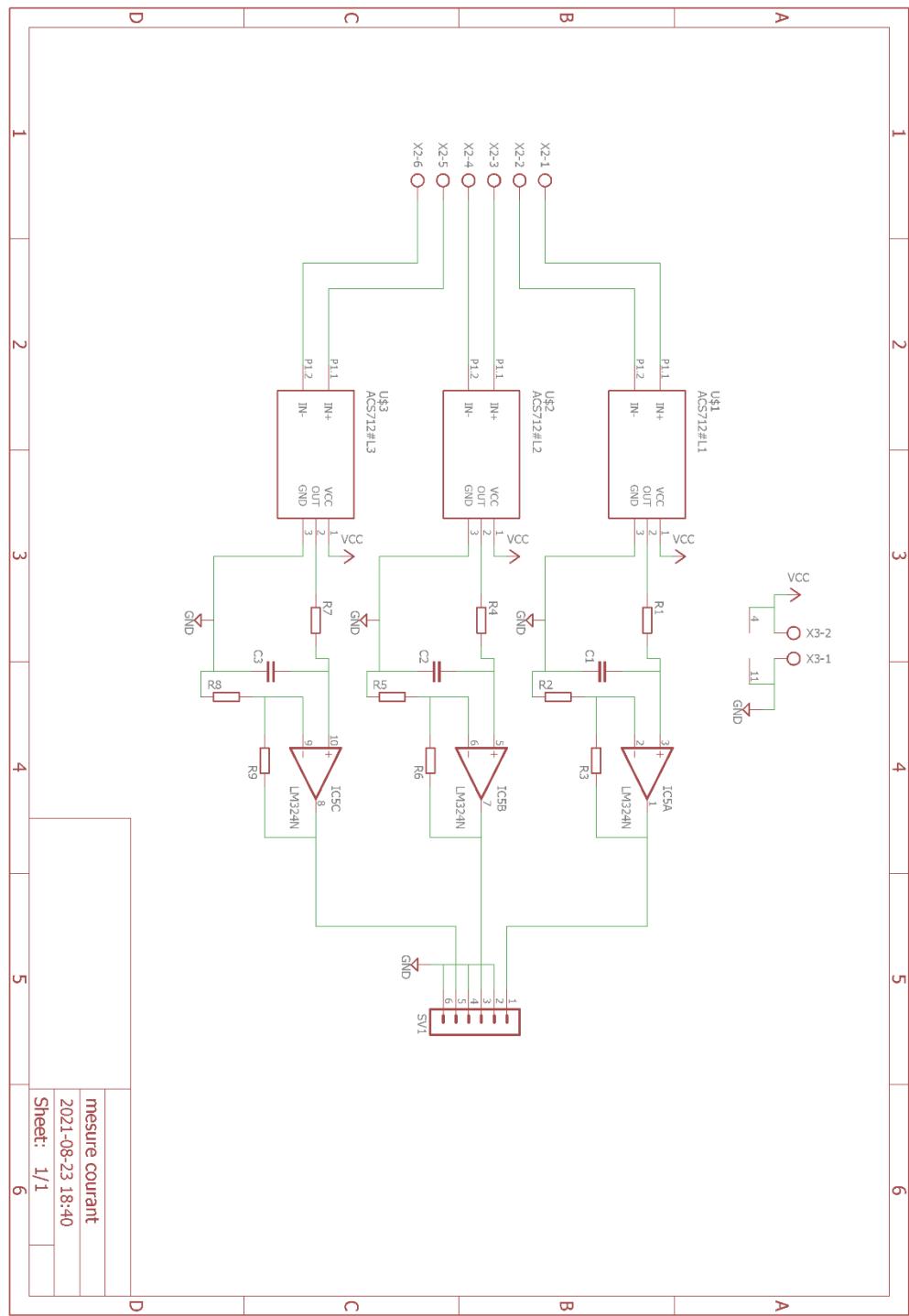
-Circuit d'isolation et d'adaptation des signaux



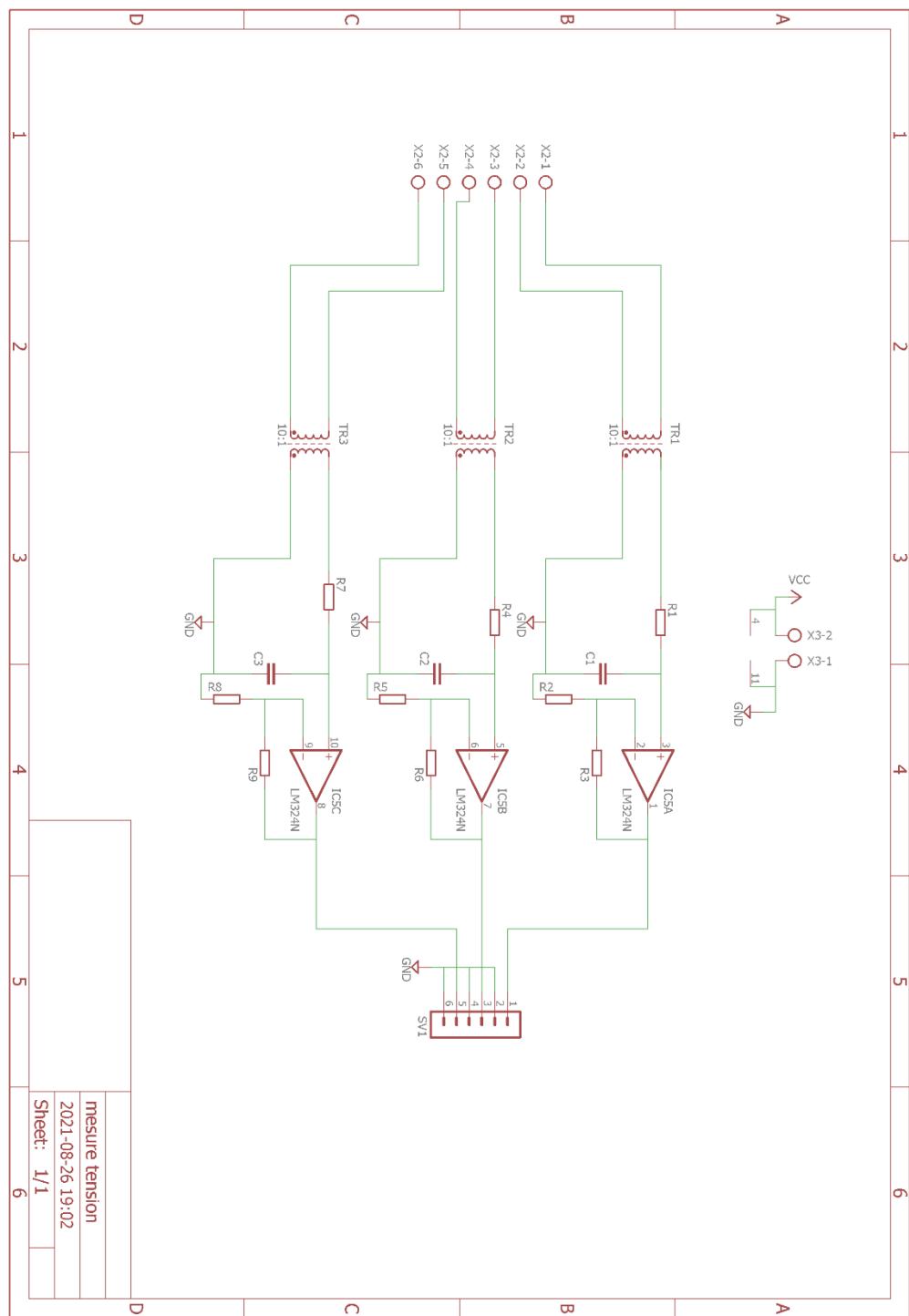
-Filtre de sortie et impédances de lignes



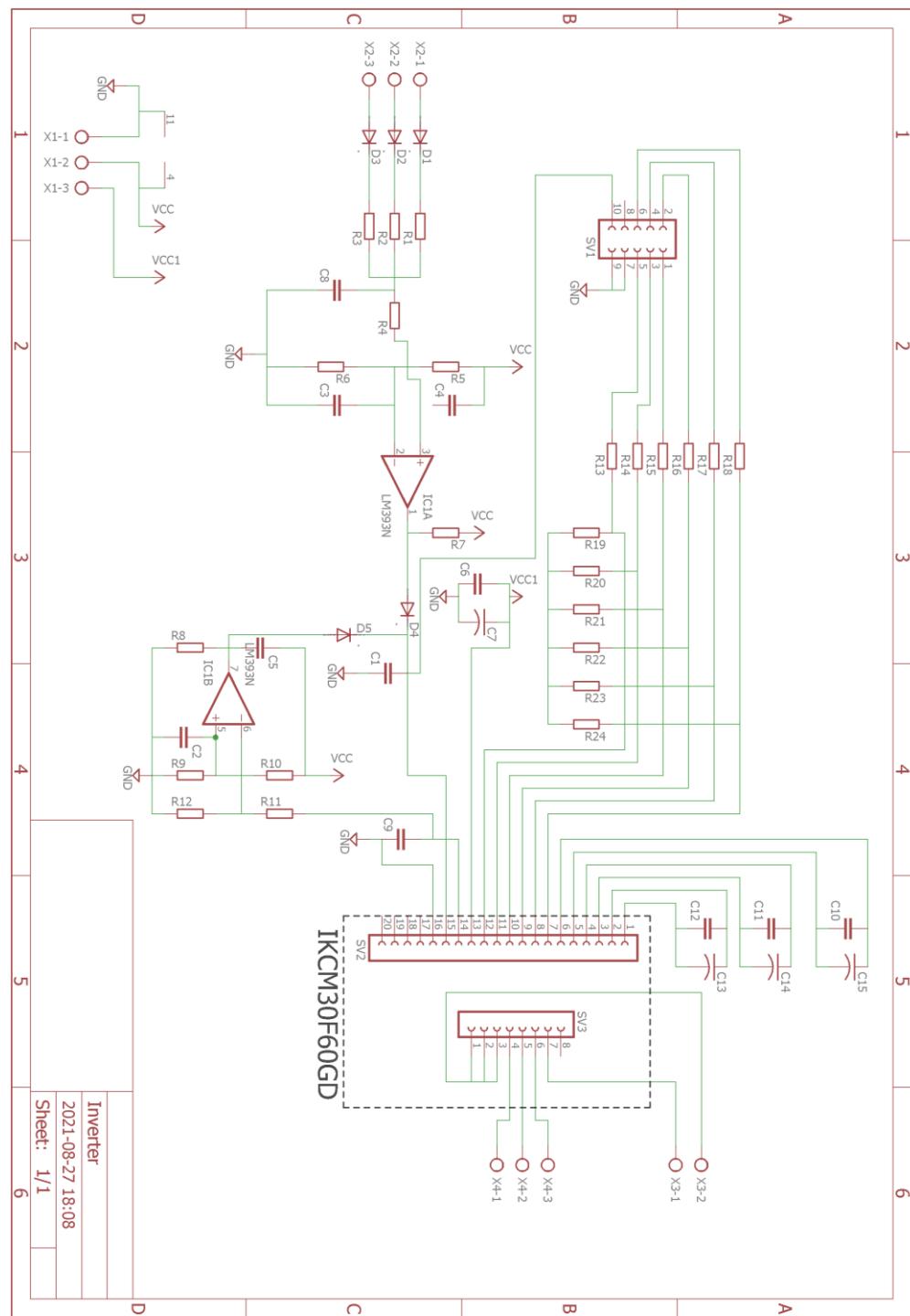
-Circuit de mesure des courants



-Circuit de mesure des tensions



- Circuit de l'onduleur IKCM30F60GD



Inverter
2021-08-27 18:08
Sheet: 1/1