



HAL
open science

Stratégies de gestion d'énergie appliquées aux micro-réseaux intégrant des unités de stockage d'énergie décentralisées

Sidlawende Ouoba

► **To cite this version:**

Sidlawende Ouoba. Stratégies de gestion d'énergie appliquées aux micro-réseaux intégrant des unités de stockage d'énergie décentralisées. Energie électrique. Nantes Université, 2023. Français. NNT : 2023NANU4067 . tel-04691651

HAL Id: tel-04691651

<https://theses.hal.science/tel-04691651v1>

Submitted on 9 Sep 2024

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THESE DE DOCTORAT

NANTES UNIVERSITE

ECOLE DOCTORALE N° 641

*Mathématiques et Sciences et Technologies du numérique,
de l'Information et de la Communication*

Spécialité : *Génie Electrique*

Par

« **Sidlawendé Valère M. OUOBA** »

« **Stratégies de gestion d'énergie appliquées aux micro-réseaux
intégrant des unités de stockage d'énergie décentralisées** »

Thèse présentée et soutenue à « Saint-Nazaire », le « 08 Décembre 2023 »

Unité de recherche : Institut de Recherche en Energie Electrique Nantes Atlantique (IREENA)

Rapporteurs avant soutenance :

Alexandre De BERNARDINIS Professeur des Universités, Université de Lorraine, LMOPS

Ilhem SLAMA-BELKHODJA Professeur, ENIT, Université de Tunis El Manar, LSE

Composition du Jury :

Président : Seddik BACHA

Professeur des Universités, Université Grenoble Alpes, G2ELAB

Examineurs : Chakib BOUALLOU

Professeur des Universités, MINES ParisTech, CES

Serge PIERFEDERICI

Professeur des Universités, Université de Lorraine, LEMTA

Dir. de thèse : Mohamed MACHMOUM

Professeur des Universités, Nantes Université, IREENA

Co-Dir de thèse : Azeddine HOUARI

Maître de Conférences HDR, Nantes Université, IREENA

Remerciements

Les travaux présentés dans ce mémoire de thèse ont été entièrement menés au sein de l'Institut de Recherche en Énergie Électrique Nantes Atlantique (IREENA) de Nantes Université. Mes remerciements vont tout d'abord au Ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation (MESRI), qui a subventionné ce projet de recherche, et au laboratoire IREENA pour leur accueil, leur hospitalité tout au long de ces trois années et pour le financement de tous mes déplacements aux différentes conférences.

Je tiens à adresser mes remerciements à mon directeur de thèse, Mohamed MACHMOUM, et à mon co-directeur, Azeddine HOUARI, pour leur disponibilité, leur écoute, leurs conseils avisés, leurs idées brillantes, les nombreuses discussions enrichissantes que nous avons eues, leur confiance et leur sympathie tout au long de ma thèse. Ce fut un réel plaisir de travailler avec vous et je vous en remercie sincèrement.

Je remercie tous les membres du jury d'avoir accepté d'examiner ma thèse et de s'être déplacés pour ma soutenance. Merci à Alexandre DE BERNARDINIS et Ilhem SLAMA-BELKHODJA, rapporteurs de cette thèse, pour les commentaires constructifs dans vos rapports et le jour de la soutenance. Mes remerciements vont à également Chakib BOUALLOU, Seddik BACHA et Serge PIERFEDERICI, examinateurs de cette thèse, pour leurs remarques constructives. Vos précieuses suggestions, votre expertise et vos remarques m'ont aidé à prendre du recul par rapport à mon travail et m'ont ouvert de nombreuses perspectives de recherche. Je remercie à nouveau Serge PIERFEDERICI pour m'avoir fait découvrir le monde merveilleux des micro-réseaux et de m'avoir inspiré à me lancer dans cette aventure.

Je tiens à remercier Jean-Christophe Olivier et Anthony Roy qui m'ont apporté leur expertise dans la dernière partie de ma thèse. Un grand merci à Anthony pour la relecture du dernier chapitre de ma thèse. Merci également à Jean-Paul GAUBERT, membre de mon Comité de Suivi Individuel, pour ses conseils pertinents et ses commentaires constructifs. Merci à Salvy, avec qui j'ai pu faire mes premiers pas dans l'enseignement. Merci pour ton grand humour et ta gentillesse.

Merci à tous ceux qui ont assisté à ma soutenance. J'ai été très heureux de célébrer avec vous mes premiers moments en tant que Docteur de Nantes Université. Je tiens aussi à remercier Franck, Hamza, Mohammed, Christine et Perrine pour leur support technique et administratif et leur aide au cours de ces dernières années. Je remercie tous les membres du laboratoire

IREENA, Didier, Abdelhakim, Guillaume, Gérard, Mourad, Nadia, Fouad, Nicolas BERNARD, Nicolas BRACIKOWSKI, François, Ildar, Seydali, pour leur accueil chaleureux. Merci également à Laurette pour sa présence et sa bonne humeur à l'accueil du CRTT.

Naturellement, je tiens à remercier mes amis docteurs, futurs docteurs et ingénieurs du CRTT. Merci à Christophe, Ousmane, Anthony, Hamza, Nidhal, Corentin, Julien, Joris, Ryad, Ayoub, Ming, Jérémy, Hakim, Kevin, Solène, Elodie, Hugo, Haje, Mouna, Nouhaila, Haniyeh, Yared, Yassine, Raymonda, Jihane, Michel, Youen, Alexia, Tasrine, Visakha, Jordan ... Un grand merci pour les discussions fructueuses que nous avons eues pendant nos longues pauses, ainsi que pour votre enthousiasme et votre énergie. Merci également pour les afterworks au BK et à la Baleine, pour les virées au BTS (merci Haje !) et pour les soirées enrichissantes. Je vous remercie d'avoir rendu ces trois dernières années exceptionnelles et vous souhaite à tous beaucoup de succès dans vos carrières respectives.

Enfin, je tiens à remercier les membres de ma famille et de ma grande famille qui m'ont toujours soutenue. En particulier, mon petit frère Glovice, ma petite sœur Dorcas et ma Tante Emilienne pour leur soutien moral indéfectible jusqu'au dernier jour. Merci pour vos encouragements et vos prières. Mais surtout, merci Tante Emilienne, notre ange gardien, sans qui toute cette aventure n'aurait pas été possible. Je voudrais terminer ces pages en remerciant ma mère Flora. Merci de continuer à veiller sur nous.

Sommaire

Glossaire.....	4
Introduction générale.....	5
1. Chapitre 1 : Etat de l'art.....	11
1.1 Introduction	12
1.2 Contrôle hiérarchique des micro-réseaux autonomes.....	14
1.3 Contrôle primaire.....	15
1.3.1 Contrôle « Droop » classique	16
1.3.2 Méthodes avancées.....	17
1.4 Contrôle secondaire	19
1.4.1 Contrôle secondaire décentralisé (CSDE).....	20
1.4.2 Contrôle secondaire centralisé (CSCE).....	21
1.4.3 Contrôle secondaire distribué (CSDI)	23
1.5 Positionnement des travaux de thèse	26
1.6 Conclusion.....	28
2. Chapitre 2 : Contrôle secondaire distribué pour le partage de puissance des unités de stockage d'énergie décentralisées	30
2.1 Introduction	31
2.2 Description du système micro-réseau étudié	33
2.3 Contrôle coopératif basé sur du Système Multi-Agents (MAS).....	35
2.3.1 Contrôle par consensus.....	36
2.3.2 Algorithme du consensus moyen	37
2.4 Stratégie de partage de puissance basée sur la méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance Virtuelle (AFDPV).....	38
2.4.1 Synthèse de la stratégie AFDPV	38
2.4.2 Dimensionnement des paramètres du contrôle AFDPV	41
2.5 Stratégie de partage de puissance basée sur la méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance de Référence (AFDPR)	46
2.5.1 Synthèse de la stratégie AFDPR	47
2.5.2 Dimensionnement des paramètres du contrôle.....	49
2.6 Résultats de simulation.....	51
2.6.1 Validation préliminaire des méthodes AFDPV et AFDPR proposées.....	52
2.6.2 Performances en mode de fonctionnement normal	55

2.6.3	Performances en mode de fonctionnement critique	59
2.7	Validation expérimentale des méthodes AFDPV et AFDPR proposées	64
2.7.1	Vérification de la capacité de Plug and Play	67
2.7.2	Impact du délai de communication	69
2.7.3	Influence de l'intégration d'une batterie de seconde vie.....	75
2.8	Conclusion	77
3.	Chapitre 3 : Modélisation et étude de stabilité des micro-réseaux AC insulaires avec un contrôle secondaire distribué	80
3.1	Introduction	81
3.2	Modélisation d'un système micro-réseau autonome en vue de l'analyse de la stabilité	82
3.2.1	Modèle d'état du système.....	82
3.2.2	Validation du modèle d'état développé pour un micro-réseau comportant trois unités de stockage d'énergie décentralisées.....	88
3.3	Etude de la stabilité.....	91
3.3.1	Influence des paramètres du contrôle AFDPV sur la stabilité du MG.....	93
3.3.2	Influence du délai de communication sur la stabilité du MG	98
3.3.3	Influence des lignes électriques sur la stabilité du MG.....	99
3.3.4	Influence de la charge CPL sur la stabilité du MG	101
3.4	Conclusion	104
4.	Chapitre 4 : Contrôle coopératif pour la minimisation du coût de production d'énergie des micro-réseaux AC autonomes.....	106
4.1	Introduction	107
4.2	Modélisation de la dégradation des unités de stockage d'énergie	108
4.2.1	Etat de l'art sur la modélisation de la dégradation des organes de stockages pour la gestion d'énergie	108
4.2.2	Modèle de dégradation des unités de stockage d'énergie (batteries Lithium-ions)	109
4.3	Formulation du problème de la minimisation du coût de production global du Microgrid.....	111
4.4	Stratégie de gestion de puissance pour la minimisation du coût de production globale du micro-réseau	113
4.4.1	Stratégie de dispatching économique basé sur le consensus (DEC)	113
4.4.2	Conception des paramètres de la stratégie DEC	117
4.5	Résultats de simulation de la stratégie DEC.....	118
4.5.1	Validation préliminaire et comparaison	120

4.5.2	Performances en mode de fonctionnement normal	125
4.5.3	Performances en mode de fonctionnement critique	133
4.6	Résultats expérimentaux de la stratégie DEC.....	137
4.7	Conclusion	141
Conclusion générale et perspectives.....		142
Conclusion générale		142
Contributions scientifiques		143
Perspectives		145
Liste des publications		147
Nomenclature		148
Liste des figures		151
Liste des tableaux		155
Bibliographie.....		156

Glossaire

Grandeur	Désignation
A	Matrice adjacente
AC	Courant alternatif
AFDPV	Adaptative en fréquence de droop basée sur une puissance virtuelle
AFDPR	Adaptative en fréquence de droop basée sur une puissance de référence
CPL	Charge à puissance constante
D	Matrice diagonle
DC	Courant continu
DEC	Dispatching économique basée sur le consensus
DESU	Unité de stockage décentralisée
DG	Générateur distribué
EnR	Energie renouvelable
f	Fréquence
MAS	Système multi-agents
MG	Micro-réseau (Microgrid)
MG-DESU	Micro-réseau avec plusieurs DESUs
PV	Photovoltaïque
RES	Source d'énergie renouvelable
SoC	Etat de charge de la batterie
SoH	Etat de santé de la batterie
TGC	Coût globale de production d'énergie du micro-réseau
V	Amplitude de la tension
VSI	Onduleur à source de tension

Introduction générale

Le changement climatique a déjà des répercussions sur l'accès à l'eau (sécheresse) et à la nourriture (réduction de la croissance de la productivité agricole), sur la santé (augmentation des épidémies, hausse de la mortalité liée aux canicules) et sur l'activité économique. Pour limiter les effets de ce phénomène, l'Union Européenne s'est engagée à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, dans le but de plafonner le réchauffement climatique à 1,5°C, objectif fixé par le Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC). La réalisation de l'objectif de zéro émission nette de CO₂ à l'échelle mondiale en 2050, nécessite un certain nombre d'actions dans le secteur de l'énergie, telles que la décarbonation totale de la production d'énergie et la réduction de la consommation d'énergie dans tous les secteurs (bâtiments, transports, industrie) à travers l'amélioration de l'efficacité énergétique. Une solution prometteuse pour répondre aux nombreuses exigences environnementales, technico-économiques et de sécurité énergétique de la transition énergétique consiste à recourir aux micro-réseaux ou Microgrids (MG).

Le département de l'énergie des États-Unis définit les MGs comme un groupe de charges interconnectées et de sources d'énergie distribuées avec des limites électriques clairement définies, agissant comme une entité unique, contrôlable et capable de fonctionner avec ou sans (autonome) connexion au réseau principal [1]. En effet, les micro-réseaux constituent des réseaux électriques décentralisés et intelligents qui possèdent l'avantage d'être flexibles, d'améliorer l'utilisation locale des sources d'énergie renouvelables (RESs) et de réduire les pertes d'énergie dues au transport de l'énergie (consommation et production très proches). Les MGs permettent aussi de diminuer les coûts de production de l'énergie, d'améliorer la fiabilité et la résilience du réseau et d'avoir des émissions de gaz à effet de serre très faibles, voire nulles.

Cependant, l'utilisation des MGs restent de nos jours, sujets à de nombreuses préoccupations où des problèmes de qualité de l'énergie, et de stabilité peuvent apparaître et mettre en défaut leur intégrité. Le recours aux unités de stockage d'énergie (ESU) dans les MGs permet de résoudre les problèmes d'intermittence des RESs et constitue une solution attrayante pour améliorer la fiabilité du MG et la qualité de l'onde. Les ESUs contribuent également à assurer la stabilité du micro-réseau et à compenser les variations de l'amplitude de la fréquence et de la tension (f & V) du MG. L'émergence des véhicules électriques, des stations de recharge et l'intégration d'énergies renouvelables (EnR) de plus en plus décentralisées sur le MG ont contribué au déploiement d'unités de stockage d'énergie décentralisées (DESU) sur l'ensemble

du réseau. Grâce à leur nature décentralisée, les DESUs sont plus proches des consommateurs (charge) et sont plus efficaces et flexibles, en particulier lorsqu'elles sont associées à des sources d'énergie renouvelables décentralisées [2]. Néanmoins, les organes de stockage d'énergie sont sujet au vieillissement nécessitant leur remplacement et leur dégradation est très fortement liée à leur usage. Le coût des batteries est actuellement assez élevé, il est donc primordial de les utiliser efficacement et de façon optimale pour éviter leur détérioration rapide et étendre leur durée de vie. Dans le but de garantir le meilleur fonctionnement possible du MG avec plusieurs DESUs (MG-DESU), des techniques innovantes de contrôle et de gestion de l'énergie, doivent être développées pour une exploitation efficace et judicieuse des DESUs, pour garantir la qualité de l'énergie et la stabilité des MG-DESUs.

Cette thèse s'inscrit dans la continuité de travaux de thèse menés au sein du laboratoire IREENA sur la thématique des MGs. Ces travaux englobent ceux de Nidhal KHEFIFI [3] où des stratégies de commandes « primaires » ont été développées pour garantir la stabilité et l'équirépartition de puissance des MGs AC et ceux de Christophe RAMALINGOM [4] où des contrôles primaires ont été élaborés pour la stabilisation des MGs DC à bord des avions. Des stratégies de commande tertiaire axées sur des considérations technico-économiques ont également été explorées dans les thèses de Anthony ROY [5] et de Rémy VINCENT [6]. Au niveau national, nous pouvons citer les travaux de thèse d'Hassan MOUSSA [7] et Youssef HENNANE [8] sur la stabilisation et l'équirépartition de la puissance des MGs AC menés aux laboratoires GREEN et LEMTA, de Daniela Yassuda YAMASHITA [9] sur la gestion d'énergie des micro-réseaux pour les bâtiments réalisés au laboratoire LIAS. Il convient aussi de mentionner le travail de thèse de Quang Linh LAM [10] sur la stabilisation en tension et en fréquence des MGs AC menés dans les laboratoires G2Elab et GIPSA-lab et de Ebrahim ROKROK [11] sur le contrôle en grid-forming pour les convertisseurs d'électronique de puissance effectués au laboratoire L2EP. Compte tenu de l'émergence du stockage d'énergie décentralisé dans les micro-réseaux ces dernières années, nous proposons dans ce travail de thèse d'étudier l'alimentation de micro-réseaux AC autonomes avec du stockage d'énergie décentralisé. Pour que ces nouveaux systèmes MG à production d'énergie décentralisée puissent être déployés dans le futur, plusieurs aspects techniques et économiques doivent être pris en compte dans leur contrôle.

Ainsi, l'objectif de nos travaux de thèse sera donc de développer des techniques de commandes « secondaires » pour pallier les différentes limites du réglage primaire des MG-DESU AC autonomes. Nous nous focaliserons donc sur le développement de nouvelles

commandes secondaires coopératives (distribuées) prenant en compte l'état des sources d'énergie et des unités de stockage comme l'état de charge (SoC) et le coût de production des batteries, ainsi que l'efficacité intrinsèque et la dynamique de chaque générateur distribué (DG). Ces commandes coopératives développées permettront d'éviter une dégradation inégale des DESUs, d'étendre leur durée de vie, de réduire la charge de maintenance grâce à des stratégies d'équilibrage du SoC des batteries et de minimiser le coût global de la production d'énergie des MG-DESU grâce à une stratégie de dispatching économique. Outre les objectifs d'exploitation optimale des DESUs, des algorithmes coopératifs seront mis en œuvre pour corriger les déviations de fréquence et de tension des DGs engendrées par le contrôle primaire, tout en garantissant la stabilité du système MG-DESU. Les performances de toutes les stratégies de contrôle développées dans cette thèse seront validées par simulation sous MATLAB/Simulink puis expérimentalement sur une plateforme PHIL (Power Hardware In-the-Loop), pour différents scénarios de fonctionnement du MG-DESU. Cette thèse est donc divisée en quatre chapitres (Fig. 1.1) qui abordent les aspects technologiques (stabilisation en tension et en fréquence, restauration de l'amplitude de la tension et de la fréquence des DGs et gestion optimale des DESUs du MG-DESU) susmentionnés :

Chapitre 1 : Une synthèse bibliographique des solutions qui ont été développées au fil des années pour répondre au mieux aux exigences des micro-réseaux AC autonomes comportant de multiples organes de stockage (stabilisation en tension et en fréquence du réseau et gestion optimale des DESUs), est proposée. L'état de l'art du contrôle hiérarchique des MG-DESU et les techniques employées dans les deux premiers niveaux de contrôle (primaire et secondaire) sont présentés. Les avantages et les limites des solutions existantes sont clairement définis, nous permettant ainsi de positionner les objectifs de nos travaux de thèse ainsi que l'approche scientifique employée pour atteindre ces objectifs.

Chapitre 2 : Deux (02) stratégies de contrôle secondaire coopératif, sont proposées. Ces stratégies visent l'équilibrage du SoC des DESUs en assurant une répartition de puissance en fonction de leurs SoCs. Ceci permet de réduire le nombre de cycles de charge/décharge et d'éviter les dégradations inégales, donc d'étendre la durée de vie des DESUs et de réduire la charge de la maintenance. La première stratégie, méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance Virtuelle (AFDPV), utilise une puissance virtuelle calculée à l'aide de l'algorithme du consensus moyen et d'un régulateur proportionnel intégral (PI), est développée et employée pour le partage de puissance des DESUs. Le contrôle par consensus est utilisé pour corriger les déviations de la tension et fréquence des DGs. La deuxième stratégie développée,

méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance de Référence (AFDPR), assure l'égalisation des SoCs grâce à une puissance de référence calculée exclusivement avec l'algorithme du consensus moyen. Les références de puissance déterminées par l'algorithme, stabilisent les fréquences des DGs à la fréquence nominale du MG. Ainsi, la fréquence des DGs est instantanément restaurée à la valeur nominale sans aucun contrôle supplémentaire. L'efficacité des deux méthodes proposées sera vérifiée à travers des résultats de simulation sous MATLAB/Simulink, et aussi expérimentalement à l'aide d'un banc micro-réseau.

Chapitre 3 : Une modélisation du système micro-réseau ainsi que la validation de ce modèle pour un MG comportant trois unités de stockage d'énergie décentralisées similaire à la plateforme expérimentale est réalisée. Ensuite, une étude de stabilité petit signal est réalisée pour d'une part, évaluer l'influence des paramètres de contrôle et du délai de communication sur la stabilité locale du système, et d'autre part, pour déterminer les limites de stabilité des méthodes de gestion de puissance proposées dans le Chapitre 2 par rapport aux éléments passifs (lignes électriques, charges, etc.) du MG-DESU.

Chapitre 4 : Un contrôle de dispatching économique basé sur le consensus (DEC) est développé et utilisé pour la minimisation du coût total de production d'énergie (TGC) des micro-réseaux AC comportant des unités de stockage d'énergie décentralisées différentes. L'algorithme de consensus de la méthode DEC proposée, repose sur le principe des coûts incrémentaux égaux pour minimiser le TGC du MG. Le coût incrémental (ou marginal) est utilisé comme valeur du consensus avec un feedback sur la différence entre la production et la demande d'énergie afin d'assurer l'équilibre entre la demande et la production. La correction des déviations de fréquence et de tension des DGs causées par le réglage du primaire sera également prise en compte dans le contrôle proposé. Des simulations sous Matlab/Simulink et des tests expérimentaux, ont été effectués pour prouver l'efficacité et les apports de la méthode de dispatching économique proposée.

Finalement, ce manuscrit se termine par une conclusion résumant nos principales contributions scientifiques et les perspectives que nous envisageons pour ce travail de thèse.

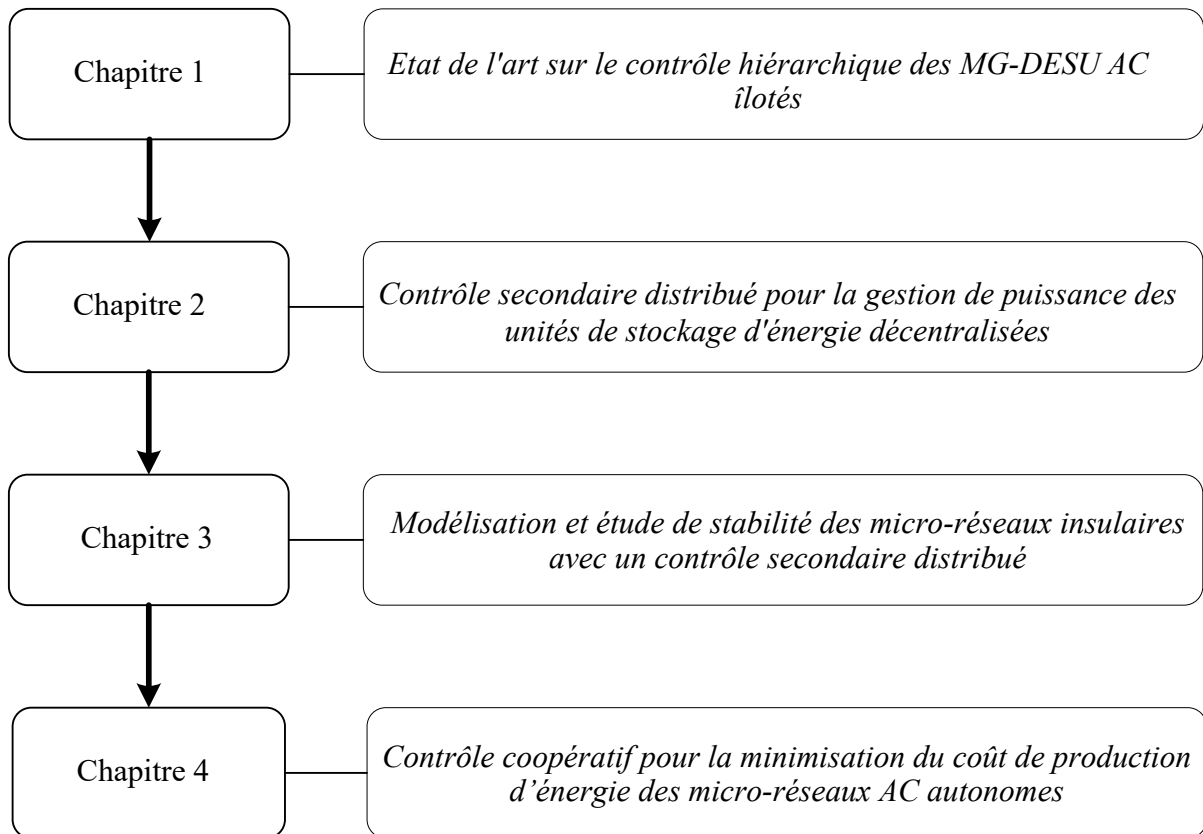


Fig. 1.1 : Plan du manuscrit des travaux de thèse.

Chapitre 1 :

Etat de l'art.

1. Chapitre 1 : Etat de l'art

Sommaire chapitre 1 :

1.1	Introduction	12
1.2	Contrôle hiérarchique des micro-réseaux autonomes.....	14
1.3	Contrôle primaire.....	15
1.3.1	Contrôle « Droop » classique	16
1.3.2	Méthodes avancées.....	17
1.4	Contrôle secondaire	19
1.4.1	Contrôle secondaire décentralisé (CSDE).....	20
1.4.2	Contrôle secondaire centralisé (CSCE).....	21
1.4.3	Contrôle secondaire distribué (CSDI)	23
1.5	Positionnement des travaux de thèse	26
1.6	Conclusion	28

1.1 Introduction

L'intérêt pour l'intégration des unités de stockage d'énergie décentralisées (DESUs) dans les réseaux électriques intelligents (smartgrids) ne cesse de croître. Ceci s'explique par les multiples avantages offerts par les DESUs, tels que la régulation de la fréquence et de la tension du réseau autonome, l'utilisation efficace des sources d'énergie renouvelables (RESs), les économies de coûts, la minimisation des émissions des gaz à effet de serre, l'écêtement et le déplacement des pics de consommation et l'amélioration de la qualité de l'énergie [2], [12]. En effet, plusieurs projets intégrant des DESUs tels que le projet américain AURORA, financé par le département américain de l'énergie, le projet asiatique ACCESS, lancé par l'Autorité de Singapour ou les projets européens tels que Grid4EU (Nice Grid) en France et 24MW/48MWh aux Pays-Bas ont vu le jour et démontrent l'efficacité et l'intérêt des DESUs dans le fonctionnement des réseaux électriques intelligents. Aussi, des entreprises comme Google, installent des unités de stockage d'énergie à proximité de leurs sites afin de minimiser leur impact carbone et de disposer de sources d'énergie de secours. Par conséquent, l'incorporation des DESUs à des RESs devient une approche très intéressante pour améliorer le fonctionnement, la stabilité, la résilience et la qualité de l'énergie des micro-réseaux (MG) AC insulaires [13]. Les batteries représentent la technologie de stockage d'énergie la plus utilisée dans les micro-réseaux grâce à leur durabilité et leur coût attractif [14]. Cependant, ces composants sont sujet au vieillissement nécessitant leur remplacement et leur dégradation est très fortement liée à leur usage. Le coût des batteries restant actuellement assez élevé [15], il est donc important d'exploiter de façon optimale les DESUs pour éviter leur dégradation rapide et prolonger leur durée de vie. En plus du pilotage optimal des DESUs, des exigences telles que la gestion de l'énergie, la qualité de la tension, le partage de la puissance, la stabilité du MG, doivent être prises en compte [16].

Afin de répondre à ces différents enjeux, ce chapitre propose une synthèse bibliographique des solutions qui ont été développées au fil des années afin de répondre au mieux aux exigences (stabilité, qualité de l'énergie, gestion optimale des DESUs etc.) des MG-DESUs AC, illustrés sur la Fig. 1.2. Les stratégies de contrôle des micro-réseaux proposées dans la littérature suivent généralement une certaine hiérarchie de contrôle subdivisée en trois (03) niveaux de contrôle : le contrôle primaire, le contrôle secondaire et le contrôle tertiaire. Le principal avantage de cette structure de contrôle hiérarchique est qu'elle permet de gérer de multiples objectifs qui sont parfois contradictoires et qui ne se situent pas sur la même échelle de temps [9].

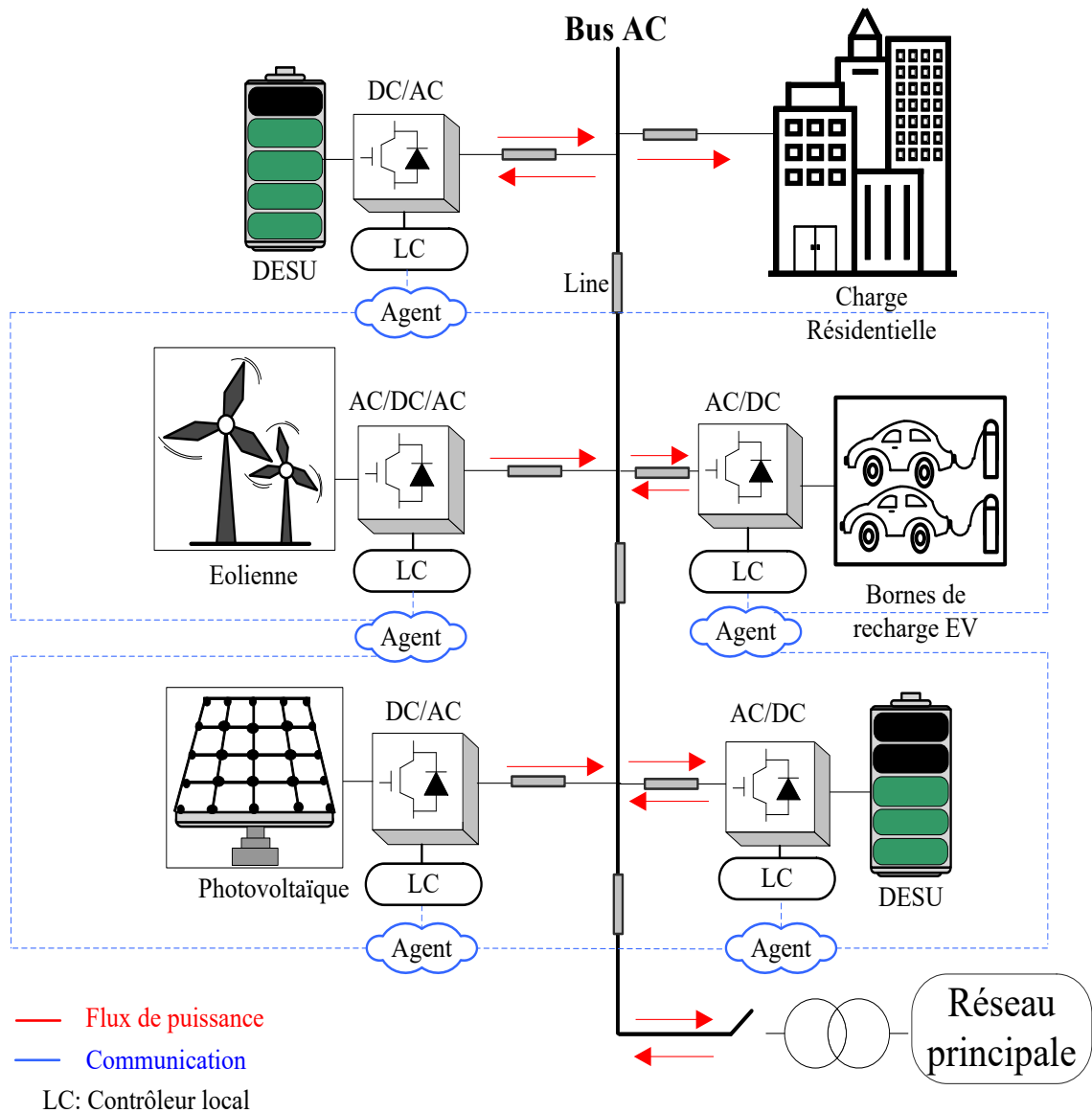


Fig. 1.2 : Configuration typique d'un MG-DESUs.

Dans la suite de ce chapitre, le contrôle hiérarchique des MG-DESUs est d'abord présenté dans la section 1.2. Ensuite, le contrôle primaire et secondaire ainsi que les différentes méthodes de contrôle qui y sont utilisées sont respectivement détaillés dans les sections 1.3 et 1.4. Après, dans la section 1.5, nous précisons le positionnement scientifique et les objectifs des travaux de thèse par rapport à l'état de l'art. Enfin, la section 1.6 clôt le présent chapitre.

1.2 Contrôle hiérarchique des micro-réseaux autonomes

Dans [17], un contrôle hiérarchique des micro-réseaux, dérivant de la norme ISA 95 et des normes et réglementations électriques, a été proposé pour fournir aux systèmes micro-réseaux la flexibilité et l'intelligence nécessaires pour répondre au mieux à leurs besoins (stabilisation, gestion du flux d'énergie etc.). Le principal avantage du contrôle hiérarchique est sa capacité à gérer une multitude d'objectifs parfois conflictuels et qui ne s'inscrivent pas dans la même échelle de temps. Le contrôle hiérarchique illustré à la Fig. 1.3, est en général structuré en trois (03) niveaux de contrôle dont les objectifs et les échelles de temps diffèrent. Chaque niveau de contrôle fournit des commandes au niveau de contrôle inférieur. En ce sens, il est nécessaire de veiller à ce que les signaux de commande et de référence d'un niveau supérieur vers les niveaux inférieurs aient un faible impact sur la stabilité et la robustesse du MG. Ainsi, la bande passante est appelée à diminuer au fur et à mesure que le niveau de contrôle augmente.

D'abord, nous avons le niveau de contrôle primaire. Ce contrôle est essentiellement consacré à la stabilisation rapide de la fréquence et de la tension (f & V) des DGs et au partage de la puissance active et réactive, etc. Le contrôle primaire est le plus bas niveau et le plus rapide des contrôles hiérarchiques (de la milliseconde à la seconde) et est généralement réalisé sans infrastructure de communication.

Ensuite, le second niveau de contrôle, est celui du réglage secondaire qui est axé sur l'élimination des déviations des tensions et fréquences des DGs de leurs valeurs nominales causées par le contrôle primaire, la gestion de puissance des DESUs pour éviter leur dégradation rapide et pour minimiser le coût global de production d'énergie du MG, la synchronisation du MG au réseau principal avant la connexion, l'amélioration de la qualité de l'énergie etc. Ce niveau de contrôle peut être réalisé avec ou sans l'aide d'un réseau de communication. Les objectifs du niveau de contrôle secondaire sont généralement atteints dans un délai de quelques secondes à quelques minutes.

Finalement, le réglage tertiaire, qui est le plus haut niveau et le plus lent des contrôles hiérarchiques des MGs (quelques minutes à plusieurs jours). Le contrôle tertiaire est chargé de la gestion du flux de puissance entre le Microgrid et les systèmes électriques externes de distribution, de satisfaire le partage de la puissance entre la consommation et la génération en prenant en considération l'aspect économique et les prévisions météorologiques [18]. Le contrôle tertiaire a aussi pour objectif l'optimisation, la gestion et la planification de l'énergie

entre le MG et le réseau principale [19]. L'infrastructure du réseau de communication pour ce niveau de contrôle est indispensable.

Dans la suite de ce chapitre, nous examinerons plus attentivement les deux premiers niveaux de contrôle hiérarchique (contrôle primaire et secondaire) des MGs, qui font l'objet d'étude de cette thèse ainsi que les différentes solutions proposées dans la littérature pour chaque niveau de contrôle.

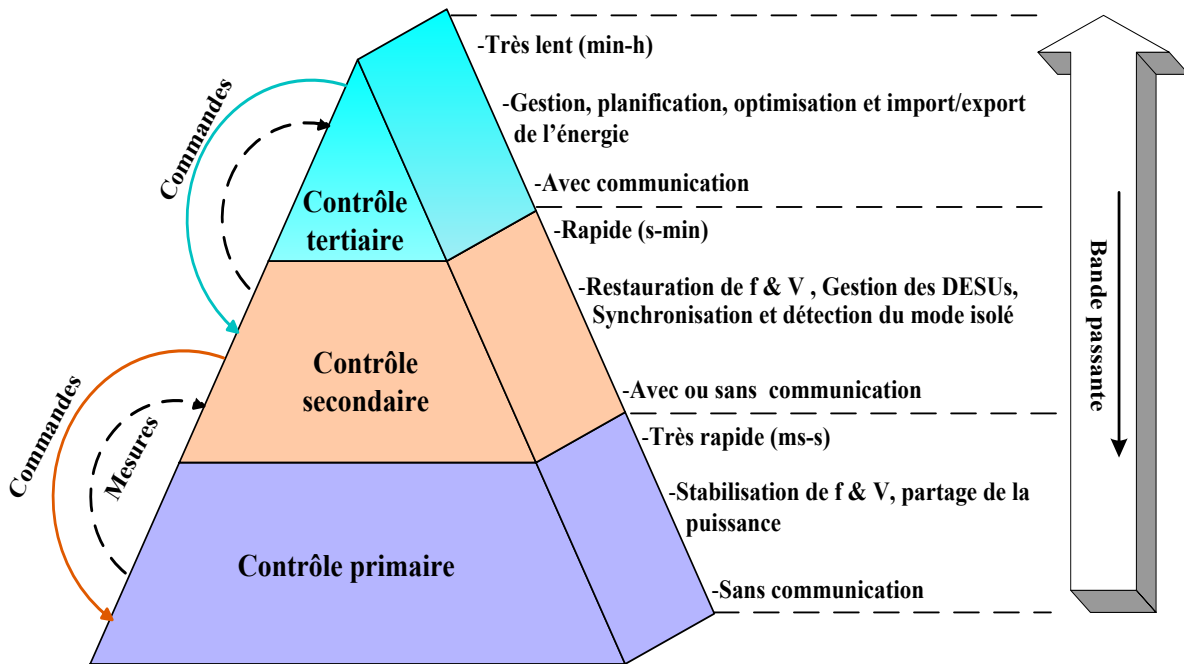


Fig. 1.3 : Contrôle hiérarchique des MG-DESU AC

1.3 Contrôle primaire

Ce premier niveau de contrôle est essentiellement dédié à la stabilisation de la fréquence et de la tension des DGs et du partage de la puissance active et réactive [16], [19]. C'est le plus rapide des contrôles hiérarchiques (de l'ordre de la milliseconde à la seconde) et doit réussir à stabiliser le MG le plus rapidement possible en tension et en fréquence si un événement intervient (connexion ou déconnexion de DG, variation de charges etc.). Le contrôle primaire du MG est généralement réalisé sans infrastructure de communication et est essentiel, compte tenu de la faible inertie des DGs, qui entraîne d'importantes fluctuations de fréquence. Au fil des années, plusieurs méthodes ont été développées afin d'assurer le contrôle primaire des MGs. La plus connue et la plus utilisée est le contrôle droop ou statisme, permettant de stabiliser la tension et la fréquence des DGs en agissant sur leur puissance réactive et active respectivement. En plus du statisme, des méthodes avancées telles que la méthode de l'impédance virtuelle, des puissances virtuelles, de la technique de contrôle-commande « modulaire » basée sur la

passivité avec interconnexion et assignation de l'amortissement (IDA-PBC) développé dans la thèse de Nidhal KHEFIFI [3], sont aussi utilisées dans le réglage primaire en complément au contrôle droop spécialement dans le partage proportionnel des puissances actives et réactives des DGs [20] ou encore pour éliminer les courants de circulation entre DGs.

1.3.1 Contrôle « Droop » classique

Le contrôle droop conventionnel est le plus utilisé pour le réglage primaire des MGs AC. Ce contrôle imite le fonctionnement des machines synchrones et régule la tension de sortie en agissant sur la puissance réactive ($Q - V$) et la fréquence en jouant sur la puissance active ($P - \omega$) des DGs. Le contrôle droop conventionnel assimile l'impédance de sortie des DGs à une impédance purement inductive, en raison de son impédance de ligne et de son filtre à grande inductance [18]. Les équations du contrôle droop conventionnel sont les suivantes :

$$\omega_i = \omega_n - m_i(P_i - P_{in}) \quad (1.1)$$

$$V_i = V_n - n_i(Q_i - Q_{in}) \quad (1.2)$$

avec $\omega_n, V_n, m_i = \frac{\Delta\omega}{P_{in}}, n_i = \frac{\Delta V}{Q_{in}}, P_i, Q_i, P_{in}, Q_{in}$ sont respectivement la fréquence nominale, la tension nominale du MG, le coefficient ou gain de statisme de la fréquence, le coefficient de statisme de la tension, la puissance active du DG_i , la puissance réactive du DG_i , la puissance active nominale ou maximale du DG_i et la puissance réactive nominale ou maximale du DG_i . $\Delta\omega$ et ΔV représentent respectivement l'écart maximal de la fréquence et de la tension par rapport à la valeur nominale. Le schéma bloc et les droites caractéristiques du contrôle droop sont représentés respectivement sur les Fig. 1.4 et Fig. 1.5.

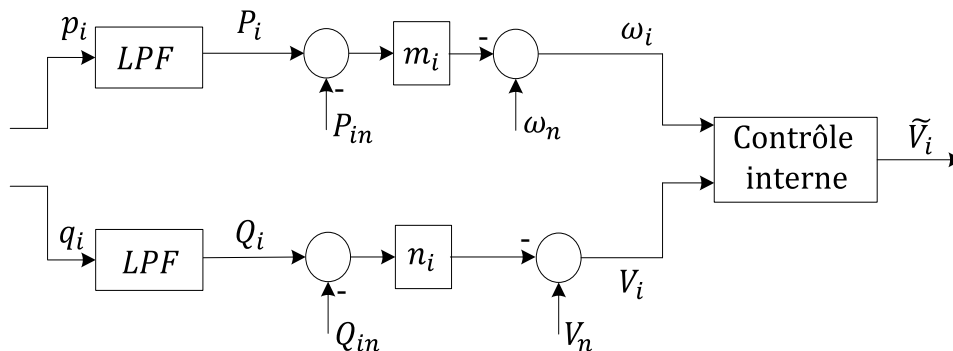


Fig. 1.4 : Schéma bloc du contrôle droop conventionnel.

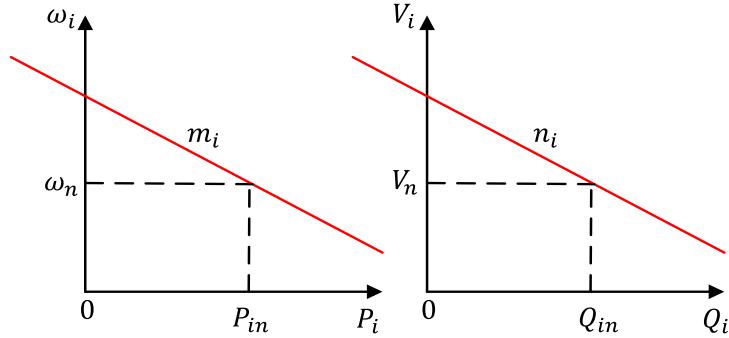


Fig. 1.5 : Caractéristiques du contrôle droop conventionnel.

Le principal avantage du statisme est sa capacité à garantir un partage proportionnel de la puissance active entre les DGs sans réseau de communication. Cette absence de communication permet de renforcer la fiabilité du micro-réseau. Cependant, le contrôle droop présente également des inconvénients comme des temps de réponse lents, des écarts d'amplitude et de fréquence de la tension, une forte corrélation entre la puissance réactive et la tension et l'incapacité de partager la puissance réactive des DGs. Par ailleurs, la méthode conventionnelle du statisme n'est pas en mesure de garantir la stabilité du micro-réseau et le partage de la puissance lorsque les impédances de sortie des DG deviennent résistives, situation qui peut se produire en basse tension. Afin de pallier les inconvénients du contrôle droop conventionnel, plusieurs méthodes améliorées ou avancées ont été développées et sont présentées dans la suite de ce document.

1.3.2 Méthodes avancées

Pour assurer le partage proportionnel de la puissance réactive, résoudre le problème de couplage entre la puissance active et réactive et conserver l'effet inductif du contrôle droop, les méthodes basées sur l'impédance virtuelle [21], [22] sont utilisées. Ces méthodes introduisent une impédance de sortie virtuelle ($Z_v(s)$) dans le statisme par le biais d'une boucle de contrôle rapide qui émule l'impédance de la ligne. L'équation de la méthode de l'impédance virtuelle est la suivante :

$$V_c = \tilde{V}_i - Z_v(s)i_L \quad (1.3)$$

où \tilde{V}_i est la tension de référence du contrôle droop conventionnel et i_L est le courant de ligne. La Fig. 1.6 montre le schéma fonctionnel de la méthode de l'impédance virtuelle pour un DG.

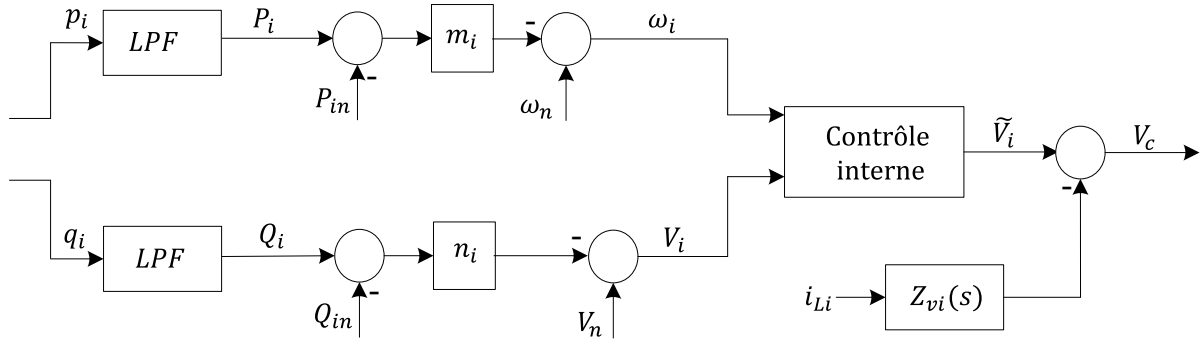


Fig. 1.6 : Schéma bloc de la méthode de l'impédance virtuelle.

La méthode de l'impédance virtuelle offre plusieurs avantages si ses paramètres sont correctement dimensionnés. En effet, elle réduit les pics de courant lors de la connexion d'un DG et améliore le partage de la puissance réactive. Cependant, elle peut aussi accroître l'erreur de partage de la puissance réactive et même conduire à l'instabilité du système MG si l'impédance virtuelle est mal dimensionnée. La méthode de l'impédance virtuelle entraîne également une chute de tension, et il est difficile de dimensionner l'impédance virtuelle pour découpler la puissance active et réactive, et garantir la stabilité du système. Une autre méthode permettant de faire abstraction du couplage entre la puissance active et réactive est celle des puissances virtuelles. La méthode conventionnelle consiste à découpler la puissance active et réactive par rotation de la puissance avec l'angle de l'impédance de la ligne [23]. Cependant, la méthode classique de puissance virtuelle ne permet pas de partager équitablement les puissances actives et réactives si les déphasages des lignes sont différents. Pour surmonter ce problème, la méthode des puissances virtuelles unifiées proposée dans [24], fixe le même déphasage de ligne pour tous les DG afin d'assurer la meilleure stabilité possible du MG. Dans les travaux de thèse de Nidhal KHEFIFI [3], une technique de contrôle "modulaire" basée sur la passivité avec interconnexion et affectation de l'amortissement a été développée pour découpler la puissance active et réactive, dans le but de surmonter les limitations présentées par les contrôles droop conventionnels en termes de partage de la puissance réactive. La méthode proposée garantit la régulation de la tension du bus AC de chaque générateur et le partage de la puissance entre les DGs, tout en minimisant les courants de circulation et en garantissant un fonctionnement flexible en mode "plug and play". Récemment, dans la thèse de Youssef HENNANE [8], une stratégie de contrôle droop non linéaire a été proposée pour le partage de la puissance active et réactive des DGs et leur synchronisation avec le MG avant la connexion, réduisant ainsi les pics de courant pendant le "plug and play".

Bien que les différentes méthodes de contrôle primaire décrites ci-dessus permettent de partager plus équitablement la puissance active et réactive et de garantir la stabilité du MG, il n'en reste pas moins que toutes ces méthodes dérivent du statisme, qui force la tension et la fréquence des DGs à dévier de leurs valeurs nominales. De plus, des facteurs tels que la gestion DESU sont pratiquement inexistantes à ce niveau de contrôle. D'où la nécessité d'un niveau de contrôle supérieur pour compenser les limites du niveau primaire. Cette situation mène au deuxième niveau de contrôle hiérarchique, le contrôle secondaire, dont le rôle est de restaurer la fréquence et la tension des DGs à leurs valeurs nominales et d'assurer une gestion optimale des organes de stockage décentralisés. Le Tableau 1.1 résume les avantages et les limites des contrôles primaires classiques et avancés.

Tableau 1.1 : Avantages et inconvénients des contrôles primaires.

Contrôle primaire	Avantages	Limites
Classique	<ul style="list-style-type: none"> -Sans communication -Fiable -Equirépartition de P 	<ul style="list-style-type: none"> -Pas d'équirépartition de Q -Couplage entre P et Q -Déviations de f & V
Avancés	<ul style="list-style-type: none"> -Equirépartition de Q -Découplage de P et Q -Réduit les pics de courant lors de la connexion des DGs -Supprime les courants de circulation entre DGs 	<ul style="list-style-type: none"> -Dimensionnement des paramètres de contrôle -Chute de tension -Nécessite souvent des informations sur les éléments passifs du MG -Déviations de f & V

1.4 Contrôle secondaire

Le rôle du contrôle secondaire est de compléter le contrôle primaire, en lui transmettant des ordres de commande supplémentaires. Les techniques du contrôle secondaire assurent la gestion des unités de stockage décentralisées du réseau afin d'éviter leur détérioration rapide, le dispatching économique pour minimiser le coût d'exploitation global du MG, la restauration des tensions et des fréquences des DGs à leurs valeurs nominales [18], [19], [25]. Il permet également d'assurer la coordination entre les RESs et les DESUs et la synchronisation du MG avec le réseau principal avant la connexion. Le contrôle secondaire peut être implémenté avec ou sans infrastructure de communication. En fonction de l'architecture et de la typologie de

l'infrastructure de communication utilisée, les techniques développées pour le contrôle secondaire peuvent être classifiées en trois (03) grandes catégories [26], [27]. D'abord, le contrôle secondaire décentralisé, dans lequel, les techniques de contrôle secondaire sont appliquées sans l'utilisation d'un réseau de communication. Ensuite, le contrôle secondaire centralisé, où un organe central de contrôle du MG (MGCC) génère les signaux de contrôle appropriés sur la base des données reçues des DGs et les transmet au contrôle primaire local de ces derniers. Enfin, le contrôle secondaire distribué ou coopératif, basé sur la théorie des graphes, consiste en une communication à faible signal entre les DGs (agents) qui travaillent ensemble pour réaliser les objectifs du réglage secondaire. Ces trois catégories de contrôle secondaire et les techniques utilisées dans chacune d'elles sont présentées dans les sous-sections suivantes.

1.4.1 Contrôle secondaire décentralisé (CSDE)

Le CSDE permet de réaliser certains objectifs du contrôle secondaire sans avoir besoin d'une infrastructure de communication, comme l'illustre la Fig. 1.7. Dans cette architecture, l'interaction entre les générateurs distribués est négligée et le contrôle est basé uniquement sur les données locales de chaque DG.

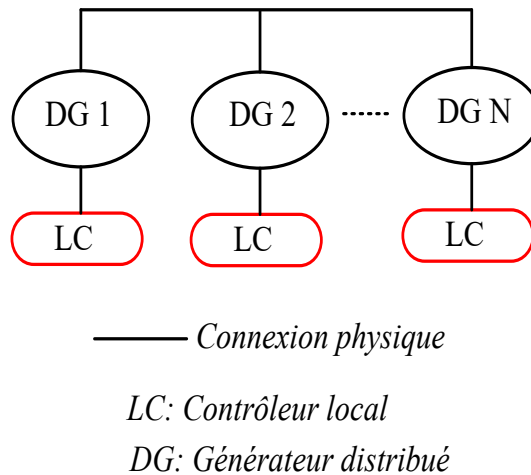


Fig. 1.7 : Architecture du contrôle secondaire décentralisé.

Plusieurs techniques de contrôle secondaire décentralisé ont été proposées dans la littérature pour les micro-réseaux dotés de DESUs. Dans [28], la méthode SSDC (Smooth Switching Droop Control) est proposée pour la gestion coordonnée des RESs et des DESUs afin d'éviter la surcharge ou la décharge profonde des DESUs. Cette méthode utilise un interrupteur pour changer de mode de fonctionnement en ajustant les coefficients des équations de statisme en

fonction de l'état de charge des batteries ou de la fréquence du MG. Cependant, les fréquences et tensions des DGs ne sont restaurées à leurs valeurs nominales et aucune stratégie de gestion de puissance n'est appliquée aux DESUs. La méthode du Washout Filter Based Power Sharing (WFBPS) proposée dans [29] est utilisée pour corriger les déviations de f & V . Néanmoins, cette méthode modifie la réponse transitoire du système. Dans [30], une méthode de droop basée sur les coûts est utilisée pour assurer une répartition économique dans les MGs insulaires. L'auteur profite du fait que la fréquence soit une variable commune dans le MG pour appliquer le principe des coûts incrémentaux égaux et réduire le coût global de production (TGC) du réseau. Toutefois, la restauration de la fréquence et de la tension des DGs n'a pas été analysée.

Comme on peut le constater, les techniques de contrôle secondaire décentralisé ne peuvent atteindre qu'un nombre très limité d'objectifs. Cela est dû à l'absence de réseau de communication, qui empêche d'avoir une vision globale du MG et de mettre en œuvre des algorithmes de contrôle complexes à objectifs multiples.

Remarque : Il est toutefois important de noter que même si le CSDE est réalisé sans réseau de communication, ce dernier sera indispensable pour d'autres fonctionnalités, comme le contrôle tertiaire du MG.

1.4.2 Contrôle secondaire centralisé (CSCE)

La Fig. 1.8 représente l'architecture du contrôle secondaire centralisé. Dans le contrôle secondaire centralisé, tous les DGs envoient les informations fournies par les capteurs locaux au contrôleur central du MG (MGCC) [31]–[33], qui génère à son tour, tous les signaux de contrôle appropriés sur la base des données reçues et les transmet au contrôle primaire local des DGs. Contrairement au CSDE, le CSCE permet la mise en œuvre d'algorithmes complexes et multi-objectifs grâce à un réseau de communication à large bande passante et à un puissant calculateur (MGCC).

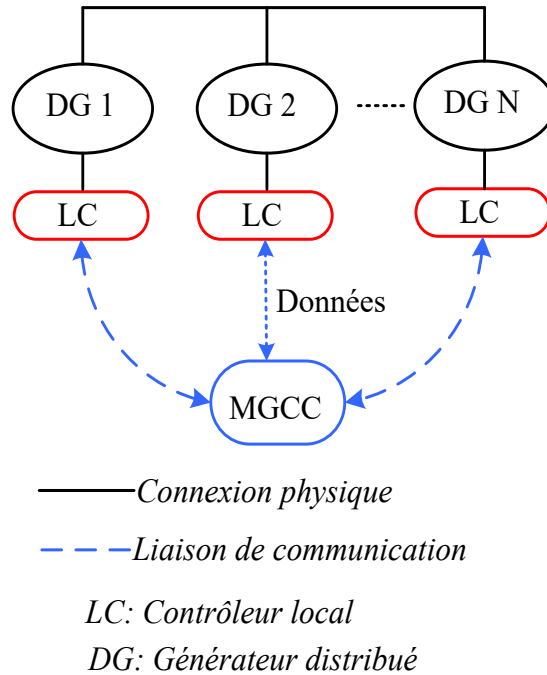


Fig. 1.8 : Architecture du contrôle secondaire centralisé.

La référence [34] présente une architecture de contrôle centralisée utilisée pour coordonner les RESs et les DESUs d'un MG AC autonome. Les algorithmes appliqués dans le MGCC de cette méthode sont responsables de trois (03) tâches. Tout d'abord, l'égalisation des SoC des batteries, qui réduit le nombre de cycles de charge/décharge, évite une dégradation inégale et prolonge donc la durée de vie des DESUs. La deuxième tâche consiste à limiter la puissance des RESs lorsque les batteries sont complètement chargées, afin d'éviter de les surcharger. Enfin, la dernière tâche consiste à déconnecter la charge si les SoCs des DESUs tombent en dessous de 30 %, afin d'éviter de trop décharger la batterie et d'affecter la stabilité du MG. La charge est à nouveau connectée une fois que les SoCs des batteries atteignent 60%. Cette méthode présente l'avantage de prendre en compte la gestion optimale des DESUs pour étendre leur durée de vie. Le désavantage de cette méthode est la déconnexion forcée de la charge lorsque les batteries ont un faible niveau de charge. En effet, durant la recharge des batteries, la charge est à l'arrêt. Par ailleurs, aucune donnée sur les variations de l'amplitude de la fréquence et de la tension du DG n'a été fournie.

Bien que simple à mettre en œuvre, le contrôle secondaire centralisé présente un inconvénient inhérent au point de défaillance unique, c'est-à-dire qu'une défaillance du MGCC met fin à toute action du contrôle secondaire pour toutes les unités de production décentralisées [17]. Par conséquent, cette architecture de contrôle est peu fiable face aux défaillances et aux

cyberattaques. De plus, elle est coûteuse (coût du MGCC) et peu flexible. En effet, l'ajout d'une unité DG au réseau nécessite la mise à jour de l'algorithme du MGCC. Afin de réduire le coût de l'infrastructure de communication et d'accroître la résilience et la robustesse des stratégies de contrôle secondaire, l'architecture de contrôle secondaire distribué a été largement utilisée dans la littérature.

1.4.3 Contrôle secondaire distribué (CSDI)

Contrairement au CSCE, le CSDI ne dispose pas d'organe de contrôle central. L'architecture du CSDI est basée sur un réseau de systèmes multi-agents (MAS) fondé sur la théorie des graphes, dans lequel les agents (DGs) échangent des informations entre eux et travaillent de manière coopérative pour atteindre un certain nombre d'objectifs communs, comme indiqué sur la Fig. 1.9. Ainsi, dans cette approche, chaque DG remplit ses objectifs en exploitant ses informations locales et celles qui lui sont transmises par ses voisins. Le CSDI permet le déploiement d'algorithmes complexes et multi-objectifs sur un réseau de communication à faible bande passante. L'absence de MGCC garantit la robustesse de cette architecture contre les défaillances et la sécurité contre les cyberattaques. Ces avantages expliquent le fait que cette architecture soit largement utilisée pour le contrôle des MG-DESU.

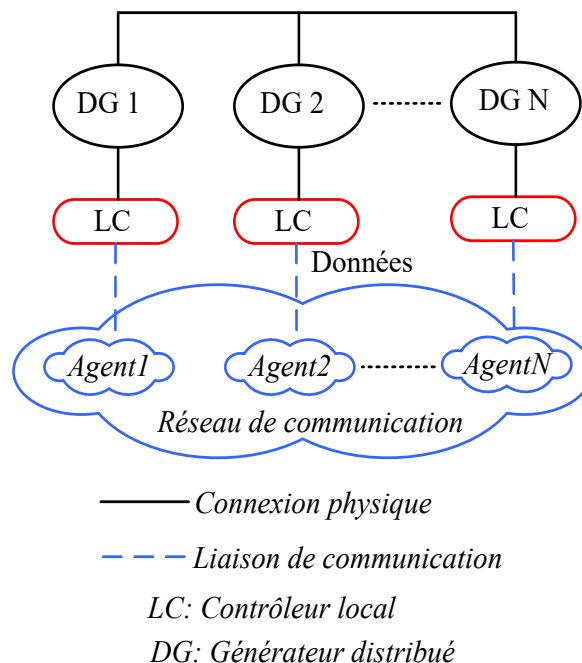


Fig. 1.9 : Architecture du contrôle secondaire distribué.

Dans la littérature, plusieurs techniques de contrôle secondaire ont été proposées pour les MG-DESU autonomes. Dans [2], un système multi-agents (MAS) basé sur le contrôle distribué

est utilisé pour l'égalisation des SoCs des batteries sans l'ajout d'un intégrateur local dans la loi de contrôle. Les fréquences des DGs sont restaurées à leurs valeurs nominales après l'équilibrage du SoC. Cela peut entraîner une déviation considérable de la fréquence pendant le processus d'équilibrage du SoC si un changement soudain se produit dans le système MG, comme une variation significative de la charge ou une connexion/déconnexion d'une unité DG. En outre, la régulation de la tension des DGs n'est pas étudiée dans [2]. Les auteurs de [15] ont réalisé un contrôle d'équilibrage du SoC des DESUs dans une architecture de contrôle distribuée en introduisant un régulateur proportionnel intégral (PI) dans l'équation $P - \omega$ de contrôle du statisme. Dans ce contrôle, l'intégrale est annulée lorsque les erreurs entre les SoCs des DESUs deviennent faibles. Néanmoins, la restauration de la fréquence et de la tension des DG n'est pas abordée dans cette étude.

Dans [35] et [36], un système multi-agent (MAS) basé sur un algorithme de consensus est utilisé pour réaliser l'égalisation du SoC, la restauration de f & V grâce à un contrôle intégral. Toutefois, le contrôle de l'équilibrage du SoC en mode de charge n'est pas étudié dans [36] puisqu'il n'est pas effectué par le contrôle secondaire, mais par le contrôle tertiaire. La référence [37] a utilisé un contrôle distribué basé sur une méthode adaptative du gain en fréquence du statisme pour égaliser le SoC des DESUs tout en assurant la restauration de f & V . Dans cette technique, à l'aide d'un régulateur PI, l'auteur peut amener l'unité DG à fournir plus ou moins de puissance au MG en modifiant la valeur du gain de statisme de la fréquence. Cependant, la modification du gain de statisme de la fréquence pour assurer l'équilibrage du SoC peut engendrer des problèmes de stabilité. Une méthode adaptative basée sur une résistance virtuelle est utilisée dans [38] pour équilibrer le taux de décharge des DESUs par le biais d'un contrôleur PID, dans une architecture de contrôle distribué. En ajustant la résistance virtuelle, cette méthode équilibre les SoCs des DESUs qui possèdent différentes capacités. En revanche, la restauration de la fréquence et tension du MG n'a pas été étudiée. Un contrôle par mode glissant est utilisé pour un contrôle robuste de l'équilibrage du SoC dans [39] à l'aide d'un contrôle intégral. La fréquence et la tension des DGs sont ramenées à leurs valeurs nominales. Dans [40], une stratégie de contrôle distribuée déclenchée par des événements est présentée pour assurer l'égalisation du SoC des DESUs en régulant des résistances virtuelles. Ce contrôle présente l'avantage de réduire l'utilisation des ressources du réseau de communication. Néanmoins, la régulation des tensions et des fréquences des DGs n'est pas abordée dans [40]. Dans [41]–[45], une méthode de dispatching économique basée sur du MAS est utilisée pour minimiser le coût global de production d'énergie du micro-réseau. Le principe des coûts

incrémentaux égaux est appliqué dans ces techniques pour minimiser le TGC du MG en utilisant le coût incrémental du DG comme valeur du consensus. Toutefois, les tensions des DGs ne sont pas restaurées dans [41], [42] et [43]. Dans [44], les déviations des fréquences des DGs ne sont pas corrigés. Et, dans [45], la restauration de f & V n'a pas été analysée.

Le contrôle secondaire distribué présente l'avantage d'être fiable, flexible, moins sensible aux cyberattaques et permet de réduire le coût de l'infrastructure de communication. Cependant, le CSDI a aussi ses inconvénients, notamment les retards de transmission ou la perte de données, qui peuvent affecter le contrôle du MG. Le Tableau 1.2 récapitule les avantages et limites des trois (03) architectures du contrôle secondaire.

Tableau 1.2 : Avantages et inconvénients des différentes architectures du contrôle secondaire.

Contrôle secondaire	Avantages	Limites
Décentralisé	<ul style="list-style-type: none"> -Pas de réseau de communication -Pas de délai de transmission -Fiable 	<ul style="list-style-type: none"> -Affecte le temps de réponse du MG -Difficile d'implémenter des algorithmes multi-objectifs -Manque de flexibilité -Pas de vision globale du MG-DESUs
Centralisé	<ul style="list-style-type: none"> -Facile à implémenter -Vision globale sur le MG-DESUs -Implémentation d'algorithmes complexes et multi-objectifs -Facilité d'interconnexion avec d'autres MGs 	<ul style="list-style-type: none"> -Point de défaut unique (MGCC) -Sensible aux cyberattaques -Coût du réseau de communication élevé -Retard de transmission des données -Pertes de données
Distribué	<ul style="list-style-type: none"> -Implémentation d'algorithmes complexes et multi-objectifs -Réduction du coût du réseau de communication -Fiable et flexible -Moins sensible aux cyberattaques 	<ul style="list-style-type: none"> -Temps de retard de transmission -Pertes de données -Pas de vision globale du MG-DESUs

1.5 Positionnement des travaux de thèse

Au vu de l'état de l'art proposé, il apparaît que les techniques d'égalisation du SoC des batteries et de dispatching économique sont largement utilisées pour la gestion des puissances des DESUs dans les MG-DESU. Cependant, dans la plupart des stratégies d'équilibrage des SoCs et de dispatching économique susmentionnées, la restauration des tensions et des fréquences des DGs est soit ignorée, soit incomplète, soit non intégrée aux boucles de contrôle. Cela peut engendrer d'importants écarts de tension et de fréquence lors des impacts de charge ou lors de la connexion/déconnexion de DGs, ce qui peut conduire à l'instabilité du MG. Cette restauration est encore plus nécessaire pour la boucle de contrôle de la fréquence, puisque les techniques d'égalisation du SoC et de dispatching économique affectent directement les puissances actives des DGs donc la fréquence du MG. Par conséquent, des méthodes efficaces sont nécessaires pour assurer une gestion optimale et intelligente de la puissance des unités DESUs tout en maintenant les tensions et les fréquences des DGs à leurs valeurs nominales. Les principaux objectifs de ces travaux de thèse sont les suivants :

- Assurer la stabilité du MG autonome et développer des techniques de contrôle secondaire distribué en vue de restaurer les décalages de fréquence et de l'amplitude de la tension engendrés par le contrôle primaire et par les techniques de gestion de la puissance active des DGs du niveau secondaire.
- Développer de nouvelles commandes secondaires coopératives (distribuées) pour les MG-DESUs AC autonomes pour éviter les dégradations inégales des DESUs, étendre leur durée de vie et réduire la charge de la maintenance.
- Développer des techniques de dispatching économique pour la minimisation du coût global de production d'énergie du MG-DESUs insulaire en tenant compte du vieillissement des batteries.
- Coordonner les flux de puissance entre les sources d'énergie renouvelables et les unités de stockage d'énergie.

Ainsi, les travaux que nous présenterons dans ce document diffèrent des études existantes à plusieurs égards. D'abord, dans le Chapitre 2, deux (02) méthodes d'égalisation du SoC basées sur du système multi-agents (contrôle AFDPV et AFDPR) sont étudiées et proposées pour les MGs autonomes possédant des DESUs identiques assurant une meilleure utilisation des unités de stockage décentralisées. Contrairement aux solutions proposées dans la littérature, les méthodes d'égalisation du SoC proposées garantissent une répartition précise de la puissance

des unités DESUs en fonction de leur SoC en mode de charge et en mode de décharge, ainsi que la restauration de la tension et de la fréquence des DGs à leurs valeurs nominales. Les performances des deux stratégies de contrôle proposées ont été validées par simulation sous MATLAB/Simulink et sur un dispositif expérimental en temps réel et ce pour différents scénarios de fonctionnement du MG-DESUs. Ensuite, dans le Chapitre 3, une modélisation et une étude de stabilité petit-signal sont menées sur le système MG-DESUs entier pour valider la stabilité et la robustesse du système avec les paramètres de contrôle choisis. Enfin, une stratégie de dispatching économique basée sur du système multi-agents (contrôle DEC) est proposée, dans le Chapitre 4, pour les MGs autonomes possédant des unités DESUs différentes afin de minimiser le coût global de production d'énergie du micro-réseau. En comparaison avec les méthodes existantes, les fonctions de coût utilisées pour la répartition optimale de la puissance des DGs résultent d'un modèle de vieillissement de batterie. Par ailleurs, les déviations de tension et de fréquence des DGs sont corrigées dans le contrôle DEC proposé. L'efficacité de la méthode proposée a été validée par simulation dans MATLAB/Simulink et expérimentalement sur un dispositif expérimental en temps réel dans divers types de scénarios de fonctionnement du MG-DESUs. La Fig. 1.10 montre le plan et l'approche scientifique qui a été adoptée dans le cadre de ce travail de thèse.

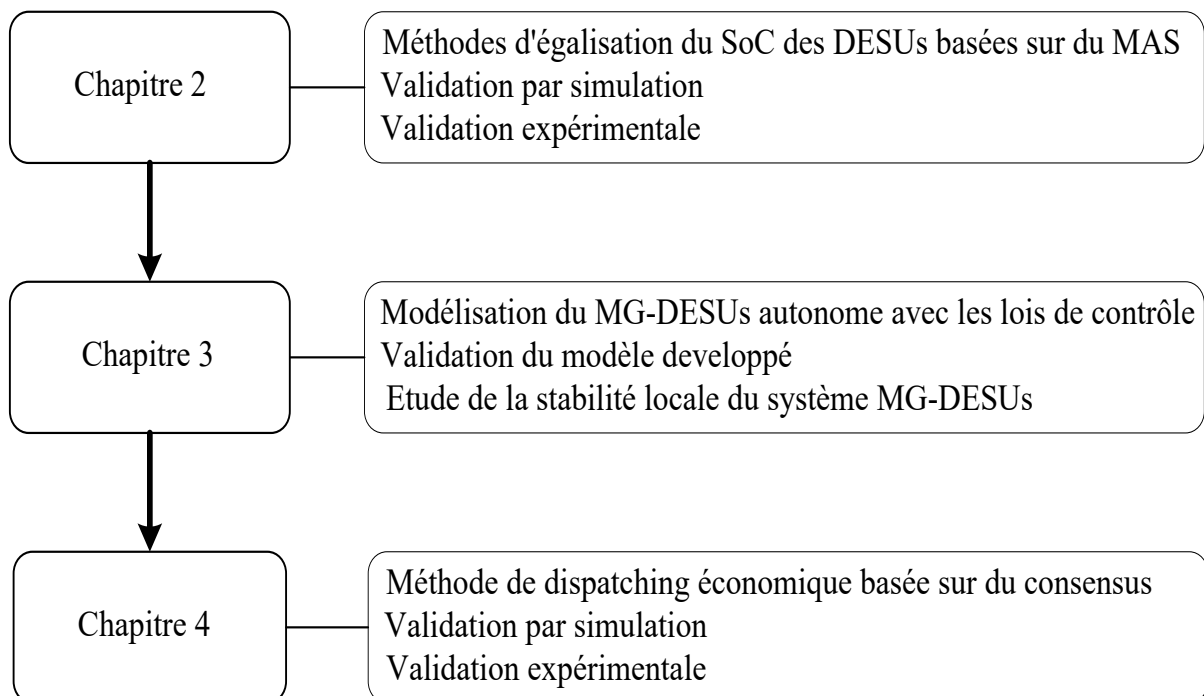


Fig. 1.10 : Plan des travaux de thèse.

1.6 Conclusion

Les MG-DESUs représentent une approche prometteuse pour améliorer considérablement la fiabilité, la flexibilité et la qualité de l'énergie, permettant ainsi de répondre efficacement aux exigences énergétiques, économiques et environnementales des réseaux électriques intelligents. Ce chapitre présente l'état de l'art sur le contrôle hiérarchique des MG-DESUs. Les solutions existantes pour les deux premiers niveaux de contrôle (primaire et secondaire) sont présentées, ainsi que leurs limites.

Les limitations et faiblesses relevées lors d'une étude approfondie de la littérature nous ont permis de mieux positionner nos travaux et de définir les principaux objectifs de la thèse. Dans la suite de ce document, deux techniques de contrôle secondaire distribué (AFDPV et AFDPR) seront présentées pour prolonger la durée de vie des batteries et réduire leurs coûts d'exploitation dans les micro-réseaux AC insulaires

Chapitre 2 :

Contrôle secondaire distribué pour le partage de puissance des unités de stockage d'énergie décentralisées

2. Chapitre 2 : Contrôle secondaire distribué pour le partage de puissance des unités de stockage d'énergie décentralisées

Sommaire chapitre 2 :

2.1	Introduction	31
2.2	Description du système micro-réseau étudié	33
2.3	Contrôle coopératif basé sur du Système Multi-Agents (MAS).....	35
2.3.1	Contrôle par consensus.....	36
2.3.2	Algorithme du consensus moyen	37
2.4	Stratégie de partage de puissance basée sur la méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance Virtuelle (AFDPV).....	38
2.4.1	Synthèse de la stratégie AFDPV	38
2.4.2	Dimensionnement des paramètres du contrôle AFDPV	41
2.5	Stratégie de partage de puissance basée sur la méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance de Référence (AFDPR)	46
2.5.1	Synthèse de la stratégie AFDPR	47
2.5.2	Dimensionnement des paramètres du contrôle.....	49
2.6	Résultats de simulation.....	51
2.6.1	Validation préliminaire des méthodes AFDPV et AFDPR proposées	52
2.6.2	Performances en mode de fonctionnement normal	55
2.6.3	Performances en mode de fonctionnement critique	59
2.7	Validation expérimentale des méthodes AFDPV et AFDPR proposées	64
2.7.1	Vérification de la capacité de Plug and Play	67
2.7.2	Impact du délai de communication	69
2.7.3	Influence de l'intégration d'une batterie de seconde vie.....	75
2.8	Conclusion.....	77

2.1 Introduction

Les contrôles conventionnels de partage de puissance comme la commande du statisme (ou droop contrôle) ne sont pas adaptés au contrôle des unités de stockage d'énergie décentralisées (DESUs). En effet, ces stratégies ne prennent pas en compte l'état de charge (SoC) des DESUs dans la répartition des flux de puissance. Le SoC des DESUs étant un des paramètres affectant leur dégradation, les stratégies conventionnelles entraînent de grandes dégradations inégales qui alourdissent le coût de maintenance et augmentent également le nombre de cycles de charge/décharge des DESUs causant ainsi leur vieillissement prématuré. Deux (02) stratégies de contrôle secondaire coopératif de gestion de puissance, adaptées aux DESUs, sont proposées dans ce chapitre. Ces stratégies équilibrent les SoCs des DESUs en assurant une répartition de puissance en fonction de leurs SoCs, permettant de réduire le nombre de cycles de charge/décharge, d'éviter les surcharges, les décharges profondes et les dégradations inégales, donc d'étendre la durée de vie des DESUs et par conséquent de réduire la charge de la maintenance. En outre, les stratégies de gestion développées assurent une utilisation optimale des batteries seconde vie, car elles sont naturellement moins sollicitées en raison de la diminution de leur capacité, comme nous le montrerons dans la section 2.7.3. En plus de l'égalisation des SoCs, ces stratégies assurent une restauration de la tension et fréquence des Générateurs Distribués (DGs) aux valeurs nominales du micro-réseau (MG) contribuant ainsi à sa stabilisation. Les deux contrôles sont implémentés dans une architecture de contrôle coopératif distribué basé sur du Système Multi-Agents (MAS) où l'échange d'informations se fait uniquement entre les unités DGs par le biais d'un réseau de communication à faible bande passante.

Dans ce chapitre, le système micro-réseau étudié est d'abord présenté dans la section 2.2. Le contrôle coopératif basé sur du MAS ainsi que les algorithmes du consensus et consensus moyen sont développés dans la section 2.3. Ensuite, dans la section 2.4, la première stratégie de contrôle, la méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance Virtuelle (AFDPV), est employée pour le partage de puissance des DESUs. Elle utilise une puissance virtuelle calculée à l'aide de l'algorithme du consensus moyen et d'un régulateur Proportionnel Intégral (PI) pour assurer l'égalisation du SoC des DESUs. Le contrôle par consensus est utilisé pour corriger les déviations de la fréquence et de l'amplitude de la tension des DGs.

Dans l'optique de réduire l'ordre du système MG et de faciliter la conception des paramètres de contrôle, la deuxième stratégie, la méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance de Référence (AFDPR), a été développée dans la section 2.5. Elle assure l'égalisation

des SoCs grâce à une puissance de référence calculée exclusivement avec l'algorithme du consensus moyen. Les références de puissance déterminées par l'algorithme, stabilisent les fréquences des DGs à la fréquence nominale du MG. Ainsi, la fréquence des DGs est instantanément restaurée à la valeur nominale sans aucun contrôle supplémentaire pour sa restauration. Seule l'amplitude de la tension des DGs est restaurée en appliquant le contrôle par consensus.

L'efficacité des deux méthodes proposées est d'abord vérifiée à travers des résultats de simulation sous MATLAB/Simulink dans la section 2.6, et validée expérimentalement à l'aide d'un banc micro-réseau, développé au sein de notre laboratoire, dans la section 2.7. Enfin, la section 2.8 conclut ce chapitre.

2.2 Description du système micro-réseau étudié

Le schéma général du système MG étudié dans ce chapitre est présenté dans la Fig. 2.1. Ce système illustre un MG-DESU maillé constitué d'une source d'énergie renouvelable (photovoltaïque) et de trois (03) batteries lithium-ion interconnectées à travers des onduleurs. Ces sources (DGs) alimentent quatre (04) charges locales dont une charge à puissance fixe (CPL 1), une charge à puissance variable (CPL 2), une charge résistive R et une charge RL. La CPL 1 possède une puissance active et réactive constante. La CPL 2 a une puissance réactive fixe mais une puissance active variable dont le profil représente la consommation électrique typique journalière de la France sur 24 h et est reporté dans la Fig. 2.2 (a). Le profil de la source EnR (photovoltaïque) pour une journée de fonctionnement est illustré dans la Fig. 2.2 (b)

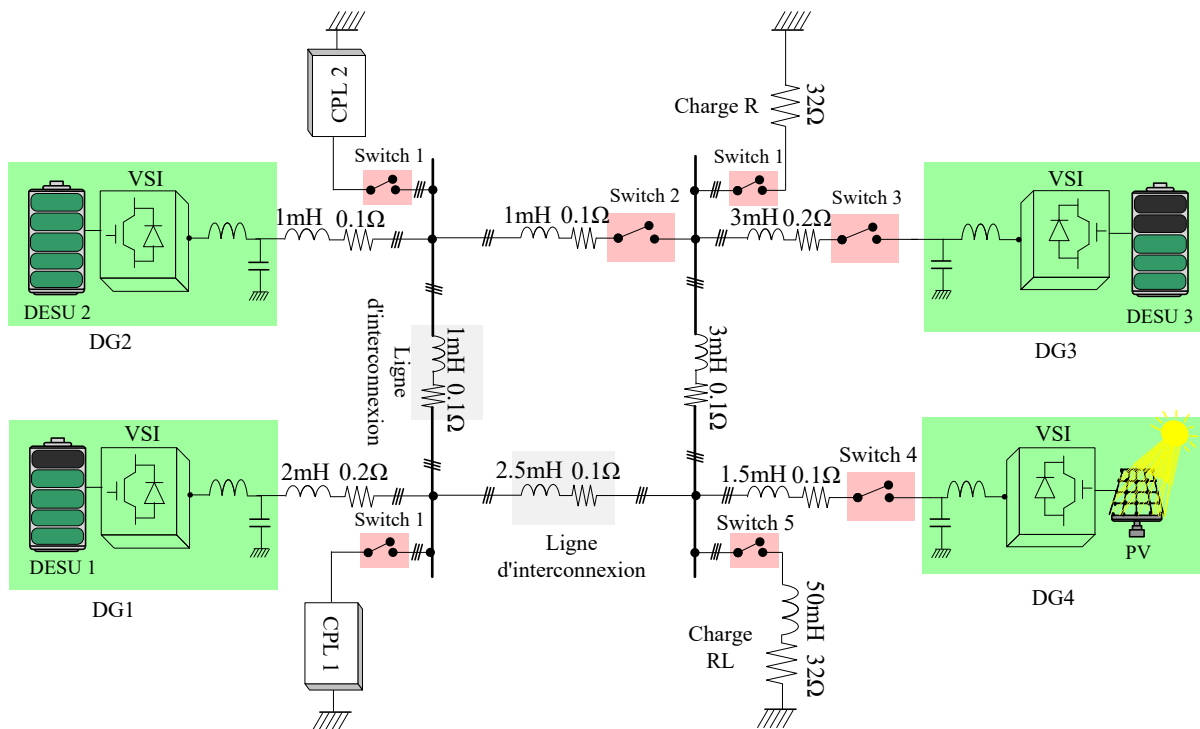


Fig. 2.1 : Schéma général du système MG étudié

Remarque : Le switch 1 de la Fig. 2.1 permet la déconnexion/reconnexion de la CPL 1, de la CPL 2 et de la charge résistive (R).

Les onduleurs du système sont contrôlés en tension (Voltage Source Inverter (VSI) ou grid-forming en terme anglo-saxon) et sont modélisés par des filtres du second ordre, puisque le contrôle interne des onduleurs possède une dynamique rapide par rapport à celle du contrôle primaire. Par conséquent, les tensions de sortie des onduleurs dans le repère de Park (V_{dqi})

suivent parfaitement leurs références (V_{dqi}^*) délivrées par le niveau primaire. Le contrôle interne des onduleurs est illustré dans la Fig. 2.3 et peut être décrit comme suit [46] :

$$\frac{V_{dqi}}{V_{dqi}^*} = \frac{\omega_0}{s^2 + 2\xi_0\omega_0s + \omega_0^2} \quad (2.1)$$

avec ω_0 : fréquence de coupure du régulateur interne ; ξ_0 : amortissement du régulateur interne.

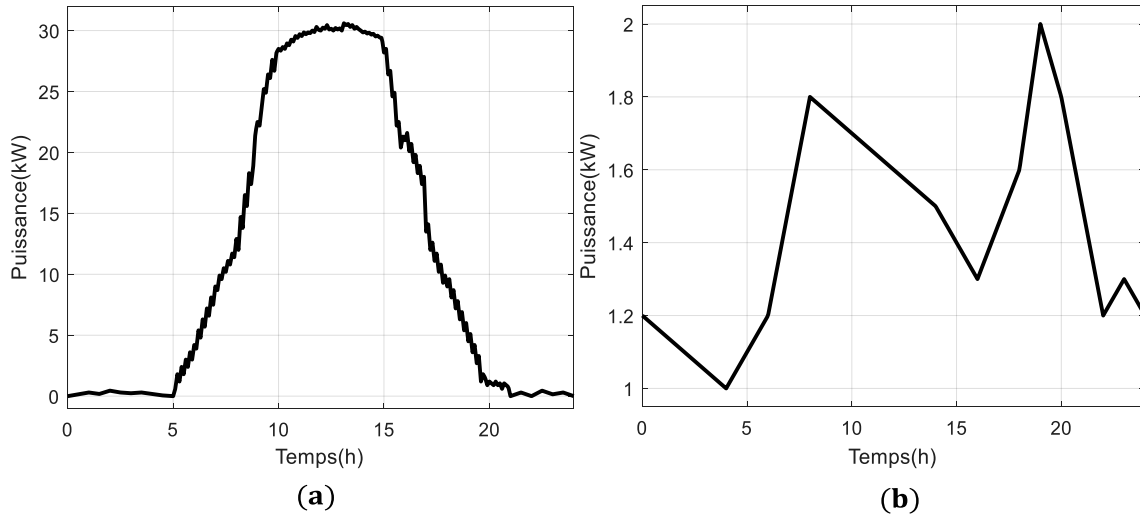


Fig. 2.2: (a) profil de puissance du PV ; (b) profil de puissance de la CPL 2

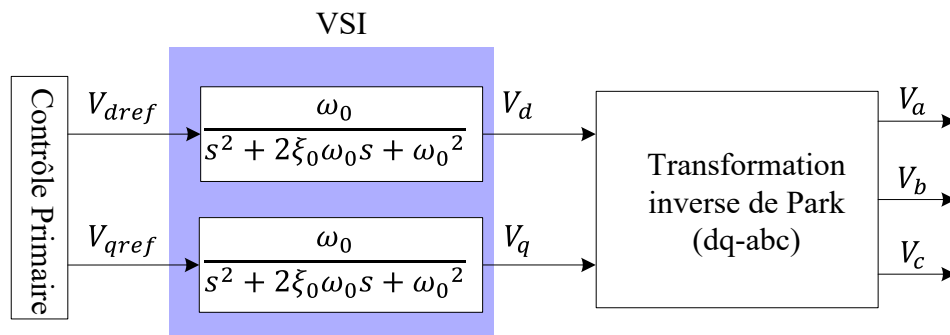


Fig. 2.3. Contrôle interne des onduleurs de tension

L'objectif principal des méthodes proposées étant l'égalisation des SoCs des batteries, seuls leurs SoCs sont modélisés. Les algorithmes utilisés pour l'estimation du SoC des batteries lithium-ion peuvent être classés en trois (03) catégories : les méthodes de mesure directe, les méthodes basées sur les données et les méthodes basées sur des modèles. D'abord, les méthodes de mesure directe qui incluent la méthode de la tension en circuit ouvert (open-circuit voltage), la méthode du comptage coulomb ou d'intégration des ampères-heures (coulomb counting) [2], etc. Ces méthodes ont l'avantage d'être facile à implémenter, adaptées au contrôle en temps réel et possèdent un faible coût de calcul. Cependant, elles nécessitent une grande précision de la

valeur initiale du SoC et pourraient entraîner des erreurs significatives en raison de l'accumulation d'erreurs sur une longue période. Ensuite, les stratégies basées sur les données [47], [48] qui sont développées avec des algorithmes d'apprentissage automatique (machine learning) et d'intelligence artificielle. Bien que ces stratégies soient flexibles et possèdent de bonnes performances, elles ont un coût de calcul élevé, et leurs précisions dépendent de la qualité et de la quantité des données utilisées. Enfin, le filtre de Kalman et ses variantes non linéaires [49], [50] sont les principaux algorithmes des techniques basées sur des modèles. Ces techniques ne conduisent pas à une accumulation d'erreurs sur une longue période mais nécessitent une haute précision du modèle et du capteur.

Dans notre étude, la méthode du comptage coulomb est utilisée pour l'estimation du SoC des DESUs pour sa simplicité et pour son adaptation au contrôle en temps réel. Aussi, la valeur initiale du SoC sera fixée et non estimée et les tests seront effectués se feront sur de courtes périodes, ce qui permettra d'estimer le SoC de la batterie avec une grande précision. En omettant les pertes dans l'onduleur du $DESU_i$ (la puissance de sortie de l'onduleur et la puissance d'entrée sont égales), la méthode du comptage coulomb peut être décrite comme suit :

$$SoC_i = SoC_{i_init} - \mu_i \int P_i dt \quad (2.2)$$

$$\mu_i = \frac{1}{C_{batt_i} * V_{batt_i}} \quad (2.3)$$

SoC_{i_init} , C_{batt_i} , V_{batt_i} et P_i représentent respectivement, le SoC initial, la capacité nominale, la tension et la puissance du $DESU_i$. Dans ce qui suit, le contrôle coopératif, basé sur du système multi-agents (MAS), est présenté.

2.3 Contrôle coopératif basé sur du Système Multi-Agents (MAS)

Le contrôle distribué est largement utilisé dans les MGs, notamment pour le contrôle secondaire. Il s'agit d'une approche prometteuse pour améliorer la fiabilité, la stabilité et les performances des MGs [9], [26]. Inspirés des mouvements collectifs synchronisés des groupes sociaux d'animaux de la nature, ce contrôle est basé sur un réseau de MAS basé sur la théorie des graphes, où les agents (DGs) échangent des informations entre eux et travaillent de façon coopérative pour atteindre un certain nombre d'objectifs. Ainsi, le réseau de MAS peut être exprimé par un graphe $G = (V, E)$, avec $V = \{v_1, v_2, \dots, v_N\}$, l'ensemble des N nœuds ou N agents et $E \subseteq V \times V$, l'ensemble des arcs. Les éléments de E sont notés (v_i, v_j) et représentent les arcs du nœud v_i au nœud v_j et sont représentés par des flèches à sens unique ou double selon

le flux de données entre les deux agents (unidirectionnel ou bidirectionnel) comme représenté sur la Fig. 2.4. Chaque arc (v_i, v_j) est associé à un poids a_{ij} généralement fixé à 1 si v_i reçoit des informations de v_j sinon $a_{ij} = 0$. Cependant, pour les graphes fortement connectés (où il existe une liaison de communication entre chaque agent), les méthodes Metropolis et Metropolis moyenne [51] sont utilisées car elles garantissent la stabilité du système et s'adaptent à tout changement de la configuration du système. La matrice Adjacence est alors définie comme suit : $A=[a_{ij}]$; La matrice Diagonale est décrite comme suit : $D=\text{diag}\{d_i\}$, $d_i=\sum_{j=1}^N a_{ij}$ et la matrice Laplacienne du graphe est déterminée comme suit : $L=[l_{ij}]=D-A$. Pour un graphe G non orienté (tous les arcs sont bidirectionnels), $\sum_{j=1}^N l_{ij} = 0$. Cette propriété de la matrice Laplacienne est très importante et permettra de montrer la convergence des algorithmes du consensus et du consensus moyen. Dans la suite, les algorithmes du consensus et du consensus moyen qui sont des contrôles MAS utilisés pour la gestion de la puissance des DESUs sont introduits.

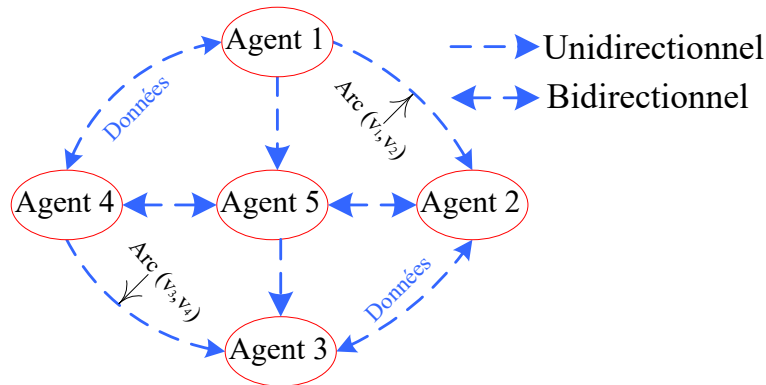


Fig. 2.4 : Graphe représentatif avec cinq agents

2.3.1 Contrôle par consensus

L'algorithme de consensus permet aux DGs d'avoir un accord commun entre eux pour qu'ensemble, leurs états (x_i) convergent vers la même valeur de consensus (x_0) , grâce à des informations échangées entre chaque DG et ses voisins. Le protocole dynamique global du consensus est représenté comme suit :

$$\dot{X} = K(-LX + B(X_0 - X)) \quad (2.4)$$

$X = [x_1, \dots, x_N]^t$ et représente l'état x_i de l'agent i ou du DG $_i$; $X_0 = [x_{01}, \dots, x_{0N}]^t$ et x_0 est la valeur de consensus ; $B=\text{diag}\{b_i\}$ est la matrice d'épinglage (pinning matrix) avec $b_i = 1$ si l'agent i a accès à la valeur de consensus, sinon $b_i = 0$. K est le gain du consensus et sa conception est expliquée dans la section 2.4.2. En régime permanent, (2.4) devient :

$$-LX + B(X_0 - X) = 0 \quad (2.5)$$

Or, pour un graphe non orienté, les états des DGs étant identiques en régime permanent ($x_1 = x_2 = \dots = x_N$) et comme $\sum_{j=1}^N l_{ij} = 0, -LX=0$. Aussi, en prenant le DG_1 comme l'agent possédant la valeur de consensus ($b_1 = 1$), (2.5) implique :

$$B(X_0 - X) = 0 \Rightarrow x_1 = x_0 = x_2 = \dots = x_N \quad (2.6)$$

L'équation (2.6) montre bien que le contrôle consensus assure effectivement la convergence des états x_i des DG_i à la valeur de consensus x_0 .

2.3.2 Algorithme du consensus moyen

Dans la méthode du consensus moyen, chaque DG_i estime sa valeur locale (x_i) et l'envoie à ses voisins par le biais d'un réseau de communication petit signal. Ainsi, la moyenne (x_{i_mean}) des informations reçues est estimée localement au sein de chaque DG_i . Le protocole dynamique global du consensus moyen est illustré dans (2.7) dans le domaine discret et dans (2.8) dans le domaine continu [2].

$$\begin{cases} x_{i_mean}[k+1] = x_i[k] + K_{mean} \sum_{\substack{j \in N_i \\ j \neq i}} \beta_{ij}[k+1] \\ \beta_{ij}[k+1] = \beta_{ij}[k] + x_{j_mean}[k] - x_{i_mean}[k] \end{cases} \quad (2.7)$$

$$\dot{X}_{mean} = -K_{mean}LX_{mean} + \dot{X} \quad (2.8)$$

k correspond à l'itération ; $X = [x_1, \dots, x_N]^t$ et x_i est la valeur locale du DG_i ; $X_{mean} = [x_{1_mean}, \dots, x_{N_mean}]^t$ et x_{i_mean} représente la moyenne des x_i estimée localement par le DG_i et K_{mean} est le gain du consensus moyen (les détails de son dimensionnement sont donnés dans la section 2.4.2). Pour un graphe non orienté, en régime permanent, la matrice Laplacienne conduit toute condition initiale à un consensus, et conserve la somme des états initiaux [52]:

$$x_{i_mean} = x_{j_mean} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_{i_mean_init} \quad (2.9)$$

Or initialement :

$$x_{i_mean_init} = x_i \Rightarrow x_{i_mean} = x_{j_mean} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.10)$$

$\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$ représentant la valeur moyenne des x_i , l'algorithme de consensus moyen permet d'évaluer efficacement la moyenne des x_i au niveau de chaque agent.

2.4 Stratégie de partage de puissance basée sur la méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance Virtuelle (AFDPV)

La stratégie AFDPV est introduite dans cette section pour assurer l'équilibrage du SoC des DESUs et la restauration des tensions et fréquences des DGs. Cette stratégie utilise une puissance active virtuelle dans l'équation de fréquence de la commande du statisme pour égaliser les SoCs des batteries. La puissance virtuelle est calculée grâce à un régulateur PI et à la moyenne des SoCs des DESUs estimée localement avec l'algorithme de consensus moyen assurant la convergence des SoCs à la valeur moyenne. Outre la synchronisation des SoCs, les tensions et fréquences des DGs sont restaurées à la valeur nominale en appliquant l'algorithme de consensus.

2.4.1 Synthèse de la stratégie AFDPV

Conventionnellement, le contrôle droop est utilisé pour le partage de la puissance dans le MG. Ce contrôle contraint les DGs à fournir des puissances au MG proportionnellement à leurs puissances nominales ou maximales. Les équations du contrôle droop sont représentées comme suit :

$$\omega_i = \omega_n - m_i(P_i - P_{in}) \quad (2.11)$$

$$V_i = V_n - n_i(Q_i - Q_{in}) \quad (2.12)$$

avec ω_n , V_n , $m_i = \frac{\Delta\omega}{P_{in}}$, $n_i = \frac{\Delta V}{Q_{in}}$, P_i , Q_i , P_{in} , Q_{in} sont respectivement la fréquence nominale, la tension nominale du MG, le coefficient de statisme de la fréquence, le coefficient de statisme de la tension, la puissance active du DG_i , la puissance réactive du DG_i , la puissance active nominale ou maximale du DG_i et la puissance réactive nominale ou maximale du DG_i . $\Delta\omega$ et ΔV représentent respectivement l'écart maximal de la fréquence et de la tension par rapport à la valeur nominale (ω_n et V_n). Cette stratégie n'est pas adaptée aux MGs comportant plusieurs DESUs, car une batterie avec un SoC faible fournirait plus de puissance au MG qu'une batterie avec un SoC plus élevé en mode de décharge. Ce qui entraînerait des problèmes de décharges profondes et donc la dégradation rapide des batteries.

Le principe de base de la stratégie d'égalisation des SoCs est de garantir que le DESU, avec le SoC le plus élevé (respectivement le plus bas), fournisse plus (respectivement moins) de

puissance en mode de décharge. En mode de charge, cette technique fait en sorte que la batterie avec le SoC le plus élevé (respectivement le plus bas) reçoive moins (respectivement plus) de puissance en modifiant la fréquence du DG comme illustrer dans Fig. 2.5.

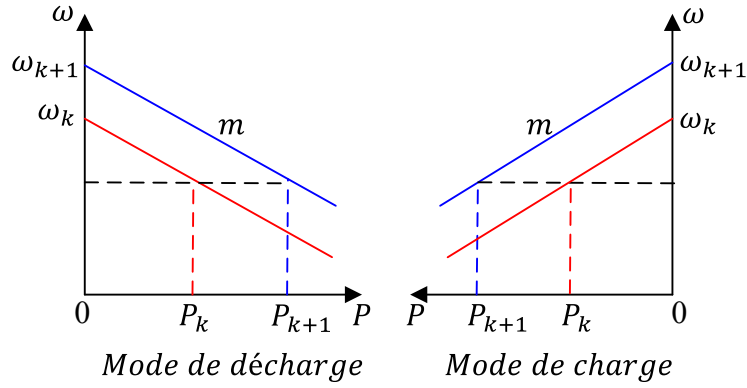


Fig. 2.5 : Principe d'égalisation des SoCs

La fréquence du DG est modifiée grâce à une puissance virtuelle introduite dans l'équation de régulation de la fréquence du droop comme montré dans (2.13).

$$\omega_i = \omega_n - m_i(P_i - P_{in} + P_{iSoC}) \quad (2.13)$$

P_{iSoC} représente la puissance virtuelle et est calculée grâce à un régulateur PI:

$$\begin{cases} P_{iSoC} = K_{pSoC}\Delta SoC_i + K_{iSoC} \int \Delta SoC_i dt \\ \Delta SoC_i = (SoC_{i_mean} - SoC_i) \end{cases} \quad (2.14)$$

K_{pSoC} : gain proportionnel du PI ; K_{iSoC} : gain intégral du PI ; SoC_i : SoC du $DESU_i$ en % et N : nombre de DESUs. SoC_{i_mean} représente le SoC moyen des DESUs et est déterminé localement au niveau de chaque DG par l'algorithme du consensus moyen défini dans la section 2.3.2 :

$$\begin{cases} SoC_{i_mean}[k+1] = SoC_i[k] + K_{mean} \sum_{\substack{j \in N_i \\ j \neq i}} \beta_{ij}[k+1] \\ \beta_{ij}[k+1] = \beta_{ij}[k] + SoC_{j_mean}[k] - SoC_{i_mean}[k] \end{cases} \quad (2.15)$$

En adaptant la fréquence des DGs via la puissance virtuelle (P_{iSoC}), chaque DESU fournit une puissance en fonction de son SoC, ce qui aboutit à une synchronisation de leurs SoCs. Cependant, le contrôle de l'équilibrage du SoC affecte directement la fréquence du DG. Son impact, couplé aux déviations déjà générées par le statisme, peuvent conduire à de grandes déviations de la fréquence et tension pendant les impacts de charge ou lors de la

connexion/déconnexion de DG, pouvant entraîner l'instabilité du micro-réseau, d'où la nécessité de corriger ces déviations. Pour assurer l'équilibrage du SoC tout en maintenant les fréquences et tensions des DGs dans les limites acceptables de la norme EN 50160 ($\pm 1\%$ de la valeur nominale pour la fréquence et $\pm 10\%$ de la valeur nominale pour l'amplitude de la tension), les équations dynamiques globales de la méthode AFDPV proposée sont les suivantes :

$$\omega_i = \omega_n - m_i(P_i - P_{in} + P_{iSoC}) + x_{\omega i} \quad (2.16)$$

$$V_i = V_n - n_i(Q_i - Q_{in}) + x_{v i} \quad (2.17)$$

Les éléments de compensation ($x_{\omega i}$ et $x_{v i}$) sont employés dans (2.16) et (2.17), pour maintenir la tension et la fréquence des DGs aux valeurs nominales de fréquence et de tension (ω_n et V_n). Cela permet de corriger les déviations et de stabiliser le MG. Les compensateurs de fréquence ($x_{\omega i}$) et de tension ($x_{v i}$) sont calculés en utilisant le contrôle par consensus, défini dans la section 2.3.1 :

$$\dot{X}_\omega = K_\omega(-LW + B(W_n - W)) \quad (2.18)$$

$$\dot{X}_v = K_v(-LV + B(\bar{V}_n - V)) \quad (2.19)$$

$X_v = [x_{v1}, \dots, x_{vN}]^t$; $V = [V_1, \dots, V_N]^t$; $\bar{V}_n = [V_{n1}, \dots, V_{nN}]^t$; $X_\omega = [x_{\omega1}, \dots, x_{\omega N}]^t$;
 $W = [\omega_1, \dots, \omega_N]^t$; $W_n = [\omega_{n1}, \dots, \omega_{nN}]^t$. K_v et K_ω sont les gains du contrôle par consensus de la tension et de la fréquence respectivement. Le schéma global de contrôle de la méthode AFDPV pour une unité DESU est présenté dans la Fig. 2.6. Rappelons que la stratégie AFDPV assure l'équilibrage du SoC des DESUs mais aussi la stabilisation du MG en fréquence et en tension.

Remarque : La stratégie AFDPV assure la synchronisation du SoC des DESUs en mode de charge et en mode de décharge sans détection du changement de mode (détection du passage mode de décharge en mode de charge et vice-versa).

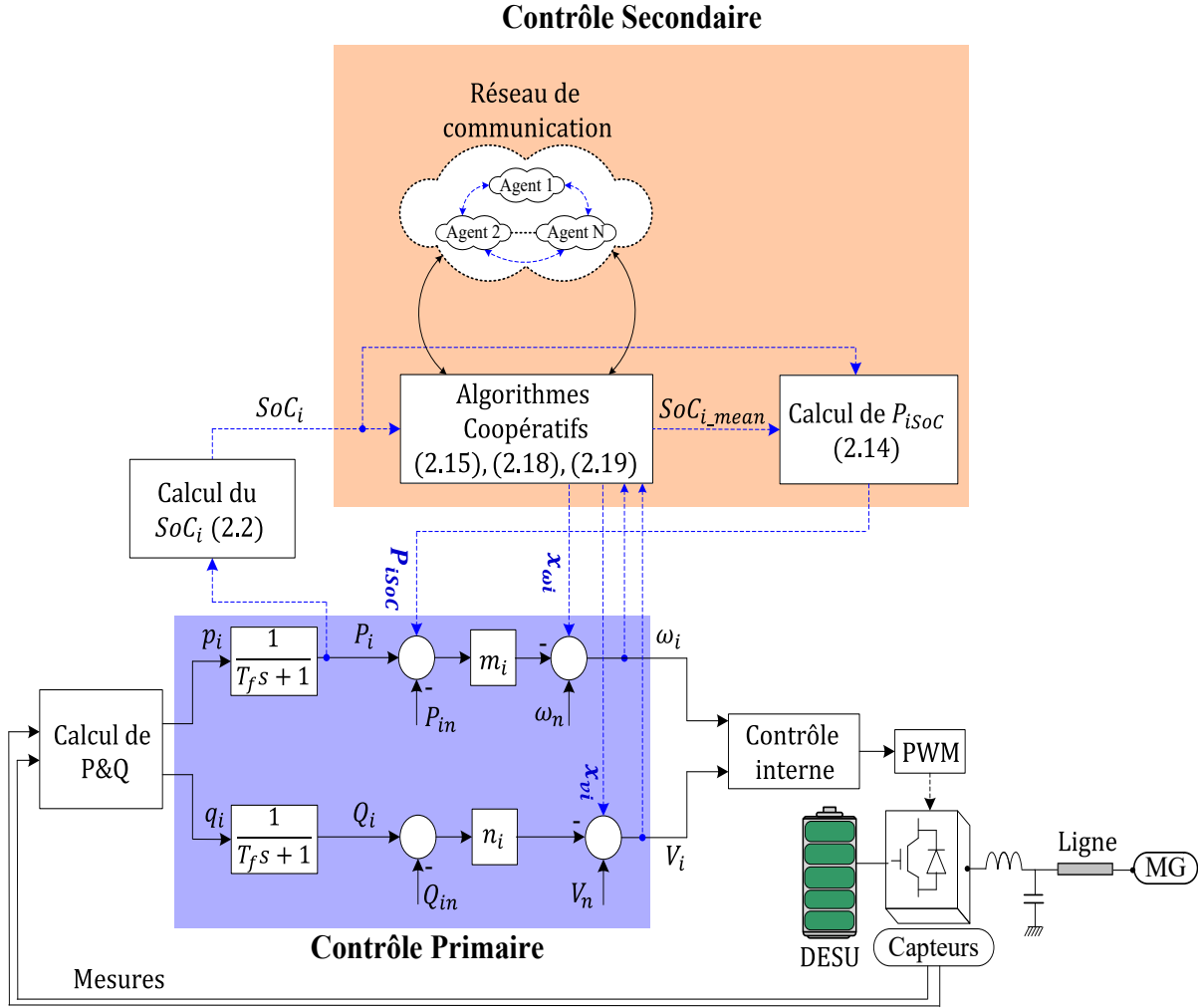


Fig. 2.6: Schéma de contrôle global de la stratégie AFDPV pour une unité DG

2.4.2 Dimensionnement des paramètres du contrôle AFDPV

Cette section est consacrée à la sélection des paramètres du contrôle AFDPV : K_{mean} , K_{pSoC} , K_{iSoC} , K_v et K_ω afin d'assurer sa robustesse, sa stabilité et celle du MG-DESU.

- **Dimensionnement de K_{mean}**

La valeur de K_{mean} dépend de la topologie du réseau de communication entre les agents. Elle est fixée en fonction de la vitesse de convergence de l'algorithme du consensus moyen et de sa stabilité. Une grande valeur de K_{mean} augmente la vitesse de convergence de l'algorithme, mais peut également conduire à son instabilité si le gain de consensus choisi est trop grand. Pour garantir la stabilité de l'algorithme, K_{mean} doit respecter la condition suivante :

$$0 < K_{mean} < \frac{2}{\max(\lambda_L)} \quad (2.20)$$

Les λ_L représentent les valeurs propres de la matrice Laplacienne (L). Le réseau de communication entre les trois (03) DESUs du système étudié est représenté dans la Fig. 2.7. Le DESU 1 est considéré dans ce cas comme l'agent possédant l'information sur la tension et fréquence la nominale. La matrice adjacente, diagonale, Laplacienne et d'épinglage du réseau de communication sont définies comme suit :

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 0 \end{pmatrix}; D = \begin{pmatrix} 2 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 \\ 0 & 0 & 2 \end{pmatrix}; L = \begin{pmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{pmatrix} \text{ et } B = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}.$$

Par conséquent pour le système d'étude choisi : $\max(\lambda_L) = 3 \Rightarrow 0 < K_{mean} < \frac{2}{3}$

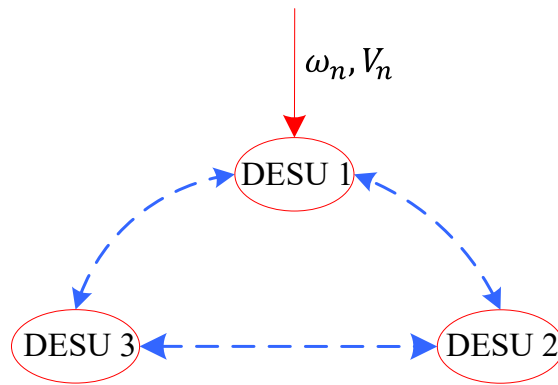


Fig. 2.7. Graphe reliant les 03 DESUs

Afin d'analyser l'influence de K_{mean} sur la convergence de l'algorithme du consensus moyen, sa convergence avec différentes valeurs de K_{mean} est étudiée. Les SoCs initiaux des 03 DESUs sont fixés à 80, 50 et 20%, respectivement. Les résultats obtenus sont représentés dans la Fig. 2.8 et montrent que la vitesse de convergence du consensus moyen augmente lorsque la valeur de K_{mean} augmente. Cependant, des oscillations apparaissent lorsque K_{mean} approche de la limite de la stabilité ($K_{mean}=0.66$) et l'algorithme diverge lorsque K_{mean} dépasse la valeur limite $\frac{2}{3}$. La dynamique des SoCs étant très lente, la valeur du K_{mean} peut être choisie assez petite et est fixée à 0.1 pour notre cas d'étude ($K_{mean}=0.1$).

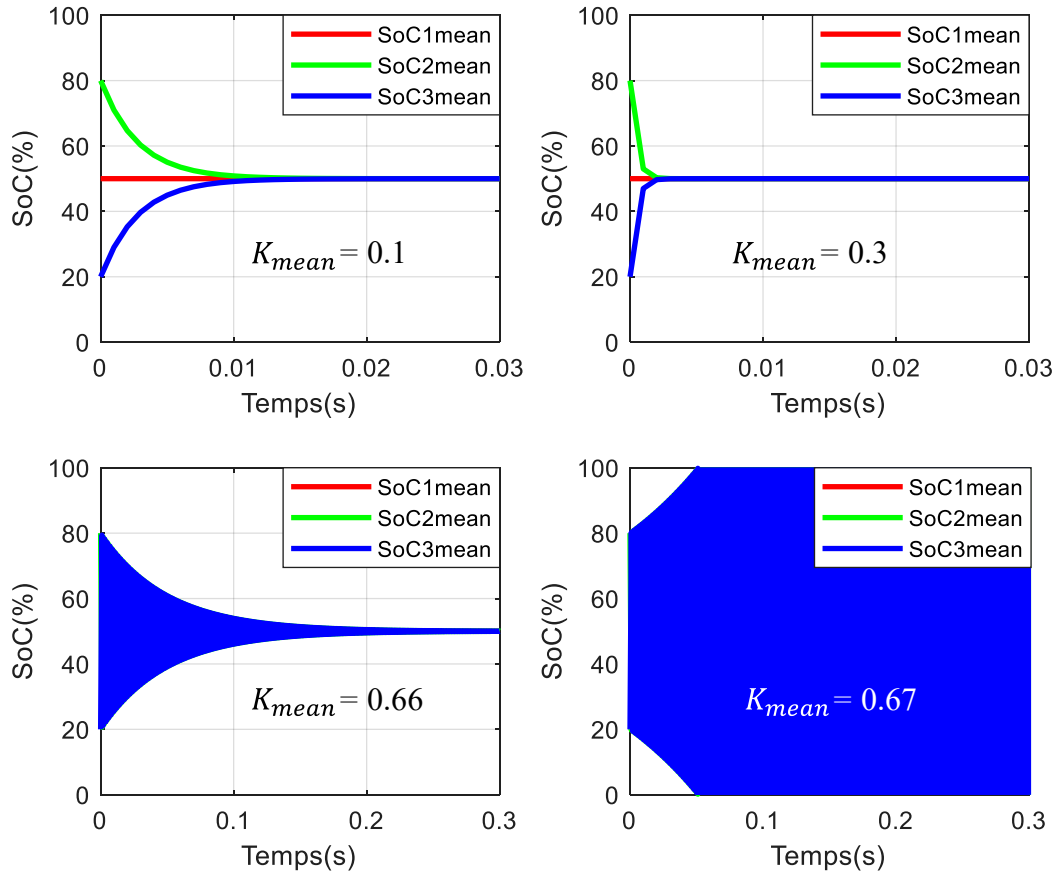


Fig. 2.8. Influence de K_{mean} sur l'algorithme du consensus moyen.

- Dimensionnement de K_{pSoC} et K_{iSoC}

Les valeurs de K_{pSoC} et K_{iSoC} du régulateur PI doivent être choisies pour assurer une bonne performance du contrôle d'égalisation du SoC et aussi garantir la stabilité du système en évitant les interactions possibles entre les deux niveaux de contrôles (primaire et secondaire). En se référant aux équations (2.2), (2.13) et (2.14), le modèle moyen de la boucle du contrôle d'égalisation du SoC est présenté dans la Fig. 2.9. Ainsi, la fonction de transfert en boucle fermée du contrôle se présente comme suit :

$$G(s) = \frac{\mu_i(K_{pSoC}s + K_{iSoC})}{\mu_i(K_{pSoC}s + K_{iSoC}) + (T_f s + 1)s^2} \quad (2.21)$$

T_f est la constante de temps de filtrage des puissances actives et réactives des DGs.

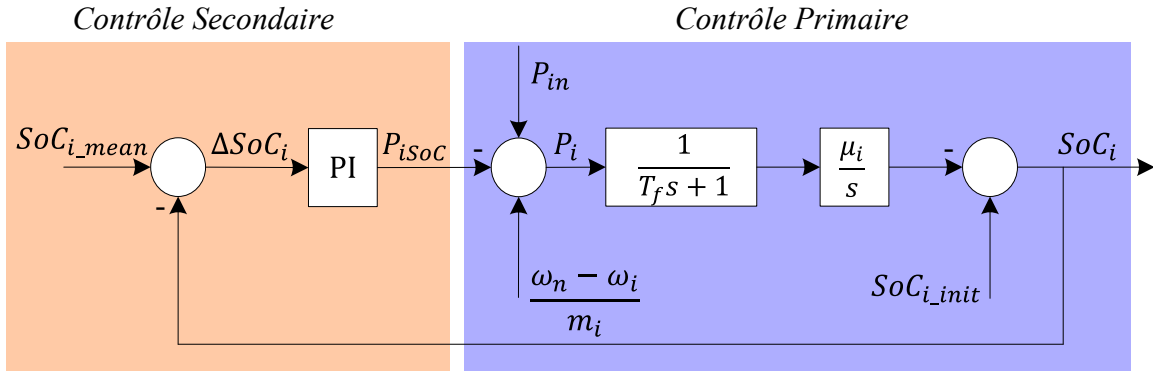


Fig. 2.9 : Modèle moyen de la boucle d'égalisation du SoC.

En se basant sur (2.21), l'équation caractéristique de cette boucle est donnée par :

$$s^3 + \frac{1}{T_f} s^2 + \frac{\mu_i K_{pSoC}}{T_f} s + \frac{\mu_i K_{iSoC}}{T_f} = 0 \quad (2.22)$$

Cette équation caractéristique peut aussi se mettre sous la forme :

$$(s - p)(s^2 + 2\xi_c \omega_c s + \omega_c^2) = 0 \quad (2.23)$$

avec ξ_c , ω_c et p représentant, respectivement, l'amortissement du système, la pulsation du système, et la valeur réelle d'un des pôles du système. En procédant par identification, les expressions des paramètres du correcteur (K_{pSoC} et K_{iSoC}) sont les suivantes :

$$\begin{cases} K_{pSoC} = T_f \frac{(\omega_c^2 - 2\xi_c \omega_c p)}{\mu_i} \\ K_{iSoC} = -T_f \frac{\omega_c^2 p}{\mu_i} \end{cases} \quad (2.24)$$

Le contrôle du SoC des batteries étant un processus très lent, la pulsation ω_c est fixée à 0.001 rad/s (pour un temps de réponse à 6000 s), ξ_c à 1 et p à -200. En utilisant ces données, nous obtenons, $K_{pSoC} = 2000$ et $K_{iSoC} = 1$. Ce qui correspond à la réponse du système en boucle fermé représentée dans la Fig. 2.10, pour $P_{in} = 10$ kW et $\omega_i = \omega_n$.

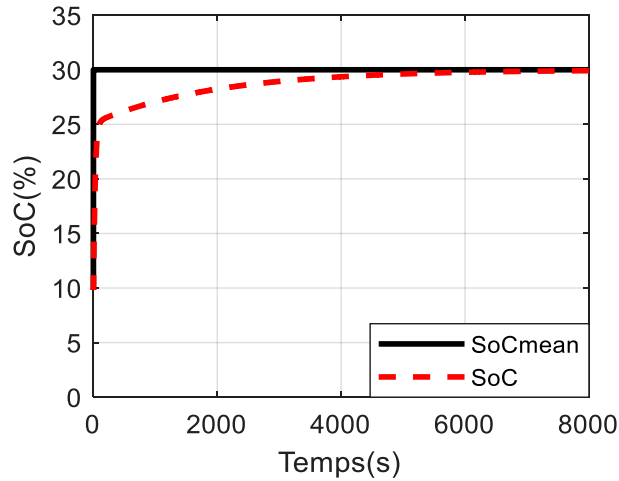


Fig. 2.10 : Réponse du système en boucle fermée.

Remarque : $\omega_c = 10^{-3} \text{rad/s} \ll \omega_f$ fixée à 10 rad/s dans notre étude, ce qui évitera toutes interactions entre le contrôle primaire et le contrôle secondaire.

- **Dimensionnement de K_ω et K_v**

Au même titre que les paramètres du régulateur PI, les gains du consensus K_ω et K_v doivent être sélectionnés pour assurer une bonne performance de la restauration de la fréquence et de la tension du DG tout en évitant les éventuelles interactions entre le contrôle primaire et secondaire. Les équations (2.18) et (2.19) peuvent se mettre sous la forme suivante :

$$\dot{X}_\omega = -K_\omega(L + B)X_\omega + M(L + B)(P - P_n) - LW_n \quad (2.25)$$

$$\dot{X}_v = -K_v(L + B)X_v + N(L + B)(Q - Q_n) - L\bar{V}_n \quad (2.26)$$

avec $M = [m_1, \dots, m_N]^t$; $P = [P_1, \dots, P_N]^t$; $P_n = [P_{1n}, \dots, P_{Nn}]^t$; $N = [n_1, \dots, n_N]^t$;
 $Q = [Q_1, \dots, Q_N]^t$; $Q_n = [Q_{1n}, \dots, Q_{Nn}]^t$.

Les matrices d'état des deux contrôles sont identifiées dans (2.27) et (2.28). Les valeurs propres de A_ω et A_v doivent être étudiées pour différentes valeurs de K_ω et K_v afin d'obtenir des dynamiques lentes par rapport à celle du primaire.

$$A_\omega = -K_\omega(L + B) \quad (2.27)$$

$$A_v = -K_v(L + B) \quad (2.28)$$

Pour le système d'étude représenté dans la Fig. 2.7, les valeurs de $K_{\omega}=5$ et $K_v=5$ ont été choisies afin d'obtenir une dynamique inférieure à 1 rad/s et un amortissement des pôles compris entre 0.7 et 1, pour les boucles de restauration de la fréquence et de la tension.

Dans la stratégie AFDPV, deux (02) intégrales locales sont introduites dans la boucle de contrôle de la fréquence pour chaque DG afin d'assurer la synchronisation du SoC et la restauration de la fréquence. Cela augmente l'ordre du système et peut rendre le dimensionnement des paramètres de contrôle de l'AFDPV plus complexe lorsque le nombre de DESU du MG est élevé ou augmente avec l'expansion du micro-réseau (ajout de nouveaux générateurs décentralisés). En outre, les paramètres du contrôleur PI (K_{pSoC} et K_{iSoC}) dépendent du système (μ_i) et ne seront pas applicables à un autre système MG possédant des paramètres différents. Dans ce qui suit, la stratégie adaptative en fréquence du Droop basée sur une puissance de référence (AFDPR) permettant de se défaire des deux intégrales locales de la boucle de contrôle de la fréquence et dont les paramètres de contrôles ne dépendent pas du système MG est développée pour la gestion de la puissance des DESUs.

2.5 Stratégie de partage de puissance basée sur la méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance de Référence (AFDPR)

Dans cette section, la stratégie AFDPR est utilisée pour assurer un partage efficace de la puissance des DESUs dans les micro-réseaux insulaires (isolés). La méthode proposée permet d'équilibrer les SoCs des DESUs et de restaurer la fréquence dans des conditions d'exploitation contraignantes avec de très bonnes performances sans l'introduction d'une intégrale locale. Tout comme la stratégie AFDPV, la méthode AFDPR permet une meilleure exploitation des batteries, conduisant à une meilleure durée de vie de ces éléments. Fonctionnellement, la stratégie AFDPR utilise des références de puissance active qui sont envoyées au niveau primaire pour réaliser la synchronisation du SoC des DESUs. Chaque DESU fournit une puissance au MG-DESU en fonction de son coefficient de participation (K_{iref}), qui est déterminé par un algorithme de consensus dynamique moyen modifié. En plus, les références de puissance active calculées stabilisent la fréquence des DGs à la fréquence nominale du MG. Ainsi, la fréquence des DGs est automatiquement restaurée à sa valeur nominale et ceci sans aucun contrôle supplémentaire. Seul le contrôle de la restauration de la tension des DGs est appliqué en utilisant l'algorithme de consensus alors que dans la stratégie AFDPV, la restauration de la tension et de la fréquence est effectuée avec l'algorithme de consensus.

2.5.1 Synthèse de la stratégie AFDPR

Dans l'optique de réduire l'ordre du système MG et de faciliter le dimensionnement des paramètres de contrôle, la stratégie AFDPR est proposée pour la gestion de puissance des DESUs. Le principe de base de la méthode AFDPR est similaire à celui de la méthode AFDPV présentée dans la section 2.4.1. L'équation dynamique globale de la méthode AFDPR pour le contrôle de la fréquence d'une unité DG est reportée dans (2.29). Les puissances actives de référence (P_{iref}) sont introduites pour égaliser les SoCs des DESUs et sont calculées comme indiquées dans (2.30) grâce au coefficient de participation (K_{iref}) du DESU_i qui dépend de son état de charge. Ce coefficient de participation est évalué dans (2.31).

$$\omega_i = \omega_n - m_i(P_i - P_{iref}) \quad (2.29)$$

$$P_{iref} = K_{iref}P_{it} \quad (2.30)$$

$$K_{iref} = \frac{SoC_{im}}{SoC_{imt}} \quad (2.31)$$

avec $0 \leq K_{iref} \leq 1$, $P_{iref} \leq P_{in}$, $\sum_{i=1}^N K_{iref} = 1$ et $\sum_{i=1}^N P_{iref} = P_{it}$. P_{it} est la puissance totale des DESUs. K_{iref} est le coefficient de participation du DESU_i. SoC_{im} et SoC_{imt} représentent respectivement les SoC_i modifiés du DESU_i et le total des SoC_{im} de tous les DESUs du MG et sont évalués dans (2.32) et (2.33). N correspond au nombre de DESUs du MG.

$$SoC_{im} = \alpha_{SoC} SoC_i^{k_s \sigma_i} \quad (2.32)$$

$$SoC_{imt} = \sum_{i=1}^N SoC_{im} \quad (2.33)$$

$k_s \geq 1$ représente le coefficient de convergence de l'équilibrage du SoC. Plus k_s est grand, plus les SoCs des batteries convergent rapidement vers la même valeur. $\sigma_i = -1$ en mode de charge et $\sigma_i = 1$ en mode de décharge.

Remarque : SoC_{im} est mis à 0, si le DG_i est déconnecté du réseau. Cela donne un facteur de participation du DESU $K_{iref} = 0 \Rightarrow P_{iref} = 0$. Aussi, le SoC_{im} est une variable qui est fonction du SoC_i mais qui n'a aucune signification physique.

Afin d'évaluer SoC_{imt} et P_{it} localement au niveau de chaque DG, l'algorithme du consensus moyen modifié proposé décrit dans (2.34) est utilisé. Le coefficient α_{SoC} définit dans (2.35) est introduit dans (2.32) pour faciliter la convergence de l'algorithme du consensus moyen modifié

lors des changements de mode (passage du mode de charge en mode de décharge ou réciproquement), en maintenant SoC_{imt} autour de la même valeur en mode de charge et de décharge.

$$\begin{cases} x_{it}[k+1] = N(x_i[k] + K_{mean} \sum_{\substack{j \in N_i \\ j \neq i}} \beta_{ij}[k+1]) \\ \beta_{ij}[k+1] = \beta_{ij}[k] + x_{j_mean}[k] - x_{i_mean}[k] \end{cases} \quad (2.34)$$

$$\alpha_{SoC} = 10^{-n_s \sigma_i} \quad (2.35)$$

où n_s représente un coefficient qui dépend du coefficient de convergence de l'équilibrage du SoC (k_s) et doit être choisi pour maintenir SoC_{imt} autour de la même valeur en mode de charge et de décharge. x_{it} peut être remplacé dans notre cas d'étude par SoC_{imt} et P_{it} .

Du point de vue des services de restauration de l'amplitude de la fréquence et de la tension des DGs, la stratégie AFDPR permet :

- Une restauration automatique de la fréquence des DGs puisque le contrôle secondaire fournit au niveau primaire les références de puissance active appropriées ($P_i = P_{iref}$) qui stabilisent la fréquence des DGs à la valeur nominale ($\omega_i = \omega_n$). Par conséquent, que ce soit en présence de variations soudaines de la charge, le contrôle permet de rejeter rapidement les perturbations avec un impact atténué sur la fréquence.
- La régulation de la tension des DGs qui est réalisée au moyen du contrôle par consensus. L'équation dynamique globale de la méthode AFDPR pour le contrôle de la tension d'une unité DG est identique à celle de la stratégie AFDPV et est rappelée dans (2.36).

$$V_i = V_n - n_i(Q_i - Q_{in}) + x_{vi} \quad (2.36)$$

Le schéma global de contrôle de la stratégie AFDPR pour une unité DESU est présenté à la Fig. 2.11. Dans la suite, la conception des paramètres du contrôle AFDPR est détaillée.

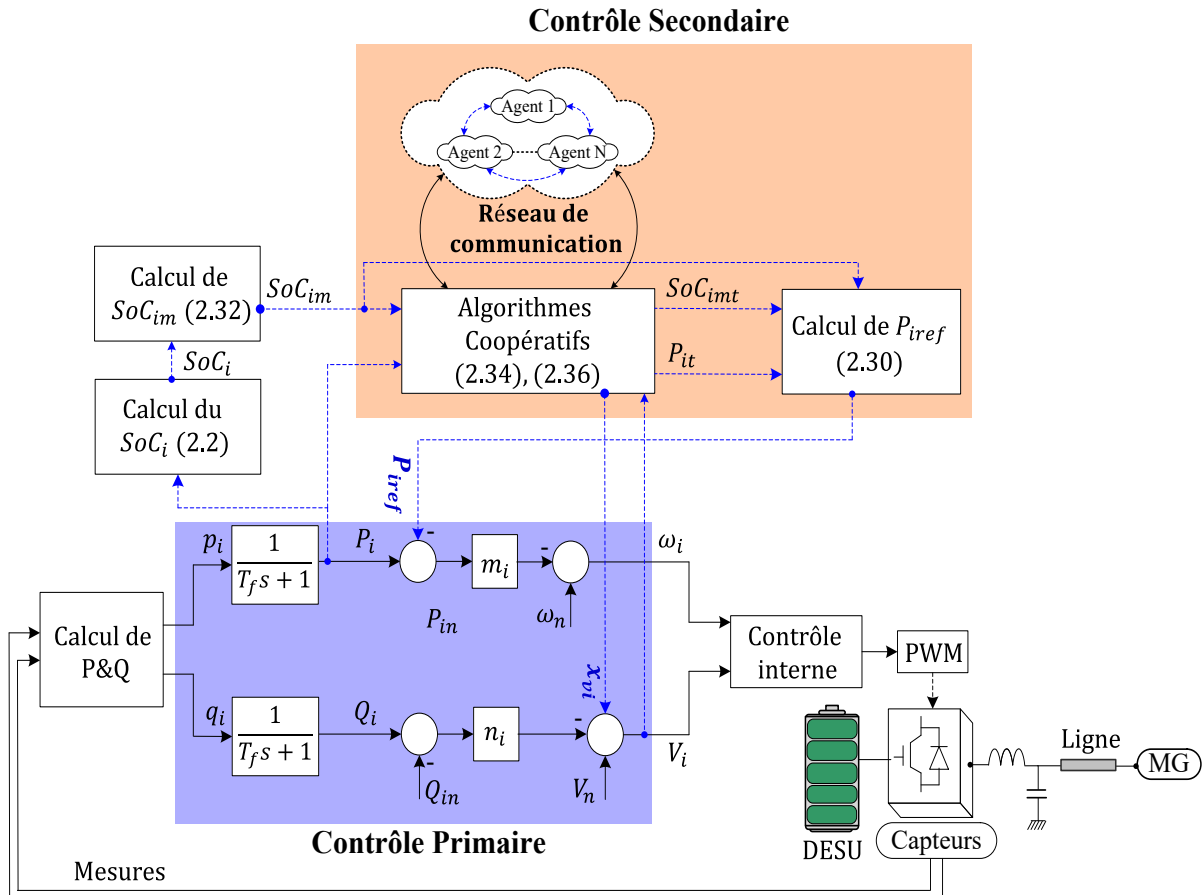


Fig. 2.11. Schéma de contrôle global de la stratégie AFDPR pour une unité DESU.

2.5.2 Dimensionnement des paramètres du contrôle

Cette section est consacrée à la conception des paramètres du contrôle AFDPR (K_{mean} , K_v , k_s et n_s). Le dimensionnement de K_{mean} et K_v ayant déjà été traité dans la section 2.4.2, seules les conceptions de k_s et n_s seront traitées dans cette partie.

Le premier paramètre à choisir est le coefficient de convergence d'équilibrage du SoC (k_s) qui déterminera la vitesse de convergence des SoCs des batteries vers la même valeur. Plus k_s est élevé, plus les batteries convergeront rapidement vers le même état de charge. Nous conseillons un $k_s = 5$ qui donne de très bons résultats en termes de vitesse de convergence de l'équilibrage des SoCs. Cependant, une valeur plus élevée du coefficient k_s pourra être choisie tant que le calculateur local du DG est assez puissant pour calculer le SoC_{im} . Contrairement à la méthode AFDPV, la stratégie AFDPR évite systématiquement de charger une batterie tout en déchargeant une autre, car $K_{iref} \leq 1$. Quelle que soit la valeur de k_s , le risque qu'une batterie se décharge pour en charger une autre, afin d'équilibrer les SoCs, ne se présentera jamais comme démontré dans la section 2.6.3 avec le test à puissance de charge nulle.

Le deuxième paramètre n_s dépend de k_s . Le rôle de ce coefficient est de maintenir la valeur de SoC_{im} autour de la même valeur en mode de charge et en mode de décharge grâce au coefficient α_{SOC} . En effet, en mode de charge, les valeurs de SoC_{im} deviennent très petites alors qu'en mode de décharge, leurs valeurs deviennent plus grandes. Par conséquent, cela rendra complexe la convergence de l'algorithme de consensus moyen modifié et fera apparaître des erreurs sur le calcul des puissances de référence. Pour éviter la divergence de l'algorithme de consensus pour l'évaluation de SoC_{imt} lors du changement de mode, le coefficient n_s doit être choisi de telle sorte que la valeur maximale de SoC_{im} en mode de charge soit proche de la valeur maximale SoC_{im} en mode de décharge. En supposant que les SoCs des DESUs soient limités entre 20 et 80% pour éviter les décharges profondes et les surcharges et en considérant $k_s=5$, les valeurs maximales de SoC_{im} dans les deux modes de fonctionnement sont les suivantes :

En mode de charge : $SoC_{im_max} = 20^{-5} = 3.1250e - 07$;

En mode de décharge : $SoC_{im_max} = 80^5 = 3.2768e + 09$.

On peut remarquer qu'il existe une très grande différence entre les valeurs maximales de SoC_{im} en mode de charge et en mode de décharge. Le passage brutal lors du changement de mode entrainera l'instabilité du système MG, d'où la nécessité d'appliquer le coefficient α_{SOC} à SoC_{im} . En appliquant le coefficient α_{SOC} avec $n_s=8$, les valeurs maximales de SoC_{im} dans les deux modes de fonctionnement, deviennent :

En mode de charge : $SoC_{im_max} = 10^8 * 20^{-5} = 31.25$;

En mode de décharge : $SoC_{im_max} = 10^{-8} * 80^5 = 32.768$.

Avec $n_s=8$, on s'assure que les valeurs de SoC_{im} restent proches en mode de charge et en mode de décharge afin de faciliter la convergence de l'algorithme de consensus moyen modifié pour la détermination locale de SoC_{imt} lors du changement de mode.

On notera que les paramètres du contrôle AFDPR dépendent uniquement de la topologie du réseau de communication entre les DGs et non des paramètres du système MG-DESU. Par conséquent, une nouvelle conception des paramètres de contrôle proposés n'est pas nécessaire lorsque la taille de la MG augmente, tant que nous gardons la même topologie de communication pour les agents et que le coefficient K_{mean} respecte la condition établie dans l'équation (2.20).

2.6 Résultats de simulation

Dans l'optique de valider les deux (02) stratégies de gestion de puissance proposées pour les DESUs, une simulation sous MATLAB/Simulink est réalisée sur le système MG présenté à la Fig. 2.1. Les paramètres du système MG sont reportés dans le Tableau 2.1. L'efficacité des stratégies proposées est démontrée pour deux modes de fonctionnement du MG-DESU. Les deux stratégies sont d'abord validées puis comparées à une autre méthode de la littérature afin de montrer l'apport des stratégies proposées. Ensuite, les performances des méthodes en mode de fonctionnement normal du MG (impacts de charges, connexion/déconnexion de DG (Plug & Play) et changement de topologie du MG) sont étudiées. Enfin, la résilience des stratégies lors des modes de fonctionnement critique du MG (défaut de communication et puissance de charge nulle) est analysée.

Tableau 2.1 : Paramètres du système MG

Item	Symbole	Valeur
Puissance maximale DG1	P_{1n}, Q_{1n}	10 kW, 6 kVAR
Puissance maximale DG2	P_{2n}, Q_{2n}	8.5 kW, 3 kVAR
Puissance maximale DG3	P_{3n}, Q_{3n}	7 kW, 2 kVAR
Puissance maximale DG4	P_{4n}, Q_{4n}	32 kW, 8 kVAR
Puissance CPL 1	P_{CPL1}, Q_{CPL1}	2 kW, 1.5 kVAR
Puissance CPL 2	P_{CPL2}, Q_{CPL2}	1.2~2 kW, 1.8 kVAR
Capacité des DESUs	C_{batt}	100 Ah
Tension des DESUs	V_{batt}	500 V
Fréquence/tension du MG	f_n/V_n	50 Hz/230 V
Fréquence de coupure du VSI	ω_0	1000 rad/s
Fréquence du filtre	ω_f	10 rad/s
Déviations maximale de f & V	$\Delta\omega/\Delta V$	0.5 rad s ⁻¹ /5 V
Gains du régulateur PI	K_{pSoC}, K_{iSoC}	2000, 1
Gains du consensus	K_ω, K_v	5, 5
Gain du consensus moyen	K_{mean}	0.1

2.6.1 Validation préliminaire des méthodes AFDPV et AFDPR proposées

Le premier test est réalisé pour montrer l'efficacité des deux méthodes proposées, confirmer leur aptitude à équilibrer les SoCs des DESUs et à restaurer les tensions et fréquences des DGs. Pour montrer les apports des stratégies proposées, une comparaison est faite avec la méthode d'équilibrage du SoC utilisée dans [2]. Cette dernière a la particularité d'égaliser les SoCs sans introduire d'intégral supplémentaire dans la boucle de contrôle de la fréquence. Pour ce test, le DG4 est déconnecté du MG (switch 4 ouvert), seules les batteries assurent l'alimentation des charges comme illustré dans la Fig. 2.12.

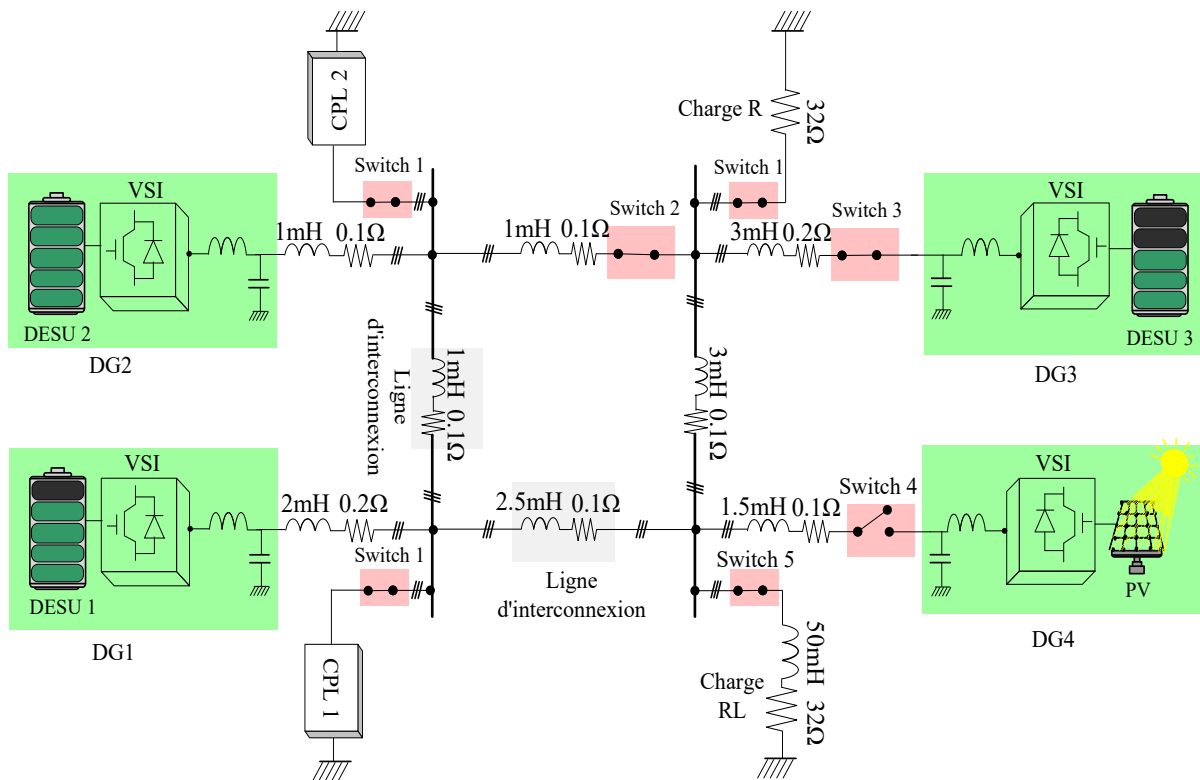


Fig. 2.12 : Configuration du système MG pour le test de validation.

Les SoCs des DESU 1, 2 et 3 sont fixés initialement à 80%, 75% et 71%, respectivement. Entre 0 h 00 min et 1 h 00 min, le système MG fonctionne uniquement avec le contrôle droop (contrôle primaire) puis à 1 h 00 min, les 03 stratégies d'équilibrage du SoC sont activées. Les résultats obtenus sont représentés dans la Fig. 2.13. A gauche, sont représentés, les résultats obtenus avec la méthode AFDPV, au milieu, ceux obtenus avec la stratégie AFDPV et à droite, les résultats issus de la méthode proposée par [2]. On peut noter qu'entre 0 h 00 min et 1 h 00 min, la puissance est répartie proportionnellement entre les DGs en fonction de leurs puissances maximales, ce qui correspond au principe du statisme. On remarque aussi, toujours entre 0 et 1 h, des déviations de fréquence et tension des DGs engendrées par le statisme. A 1 h 00 min,

lorsque les stratégies sont activées, chaque DESU fournit une puissance en fonction de son SoC (Fig. 2.13 (d), (e) et (f)) ce qui aboutit à une synchronisation des SoCs des DESUs (Fig. 2.13 (a), (b) et (c)). Cependant, une erreur statique entre les SoCs ($\Delta\text{SoC}=1.5$) est observée dans les résultats de [2] (Fig. 2.13 (c)). Cette erreur s'explique par l'absence de l'action intégrale dans la boucle de contrôle du SoC. Dans la méthode AFDPV, l'erreur statique observée dans [2] est éliminée avec l'action intégrale (Fig. 2.11 (b)) tandis que dans la stratégie AFDPR, cette erreur est éliminée sans l'introduction de l'intégral (Fig. 2.13 (a)). La capacité des DESUs étant identiques, leurs puissances convergent également vers la même valeur, comme le montrent les Fig. 2.13 (d), (e) et (f). De plus, comme illustré dans la Fig. 2.13 (i) et (l), les tensions et fréquences des DGs ne sont pas régulées à leurs valeurs nominales et varient en fonction des variations de la charge (CPL 2) pour la méthode utilisée dans [2]. En effet, dans [2], les tensions des DGs en régime permanent sont imposées par le contrôle droop et les fréquences des DGs en régime permanent sont liées à la puissance active des DGs, à la valeur de fluctuation maximale autorisée de la fréquence ($\Delta\omega$) et à l'erreur entre les SoCs des DESUs. En revanche, pour les stratégies AFDPR et AFDPV, les fréquences (Fig. 2.13 (g) et (h)) et tensions (Fig. 2.13 (j) et (k)) des DGs sont parfaitement régulées à leurs valeurs nominales en dépit des variations de la charge. Le Tableau 2.2 compare les 03 stratégies d'équilibrage du SoC. Il convient aussi de mentionner que le démarrage de la stratégie AFDPR reste assez doux comparé à la méthode AFDPV et celle de [2].

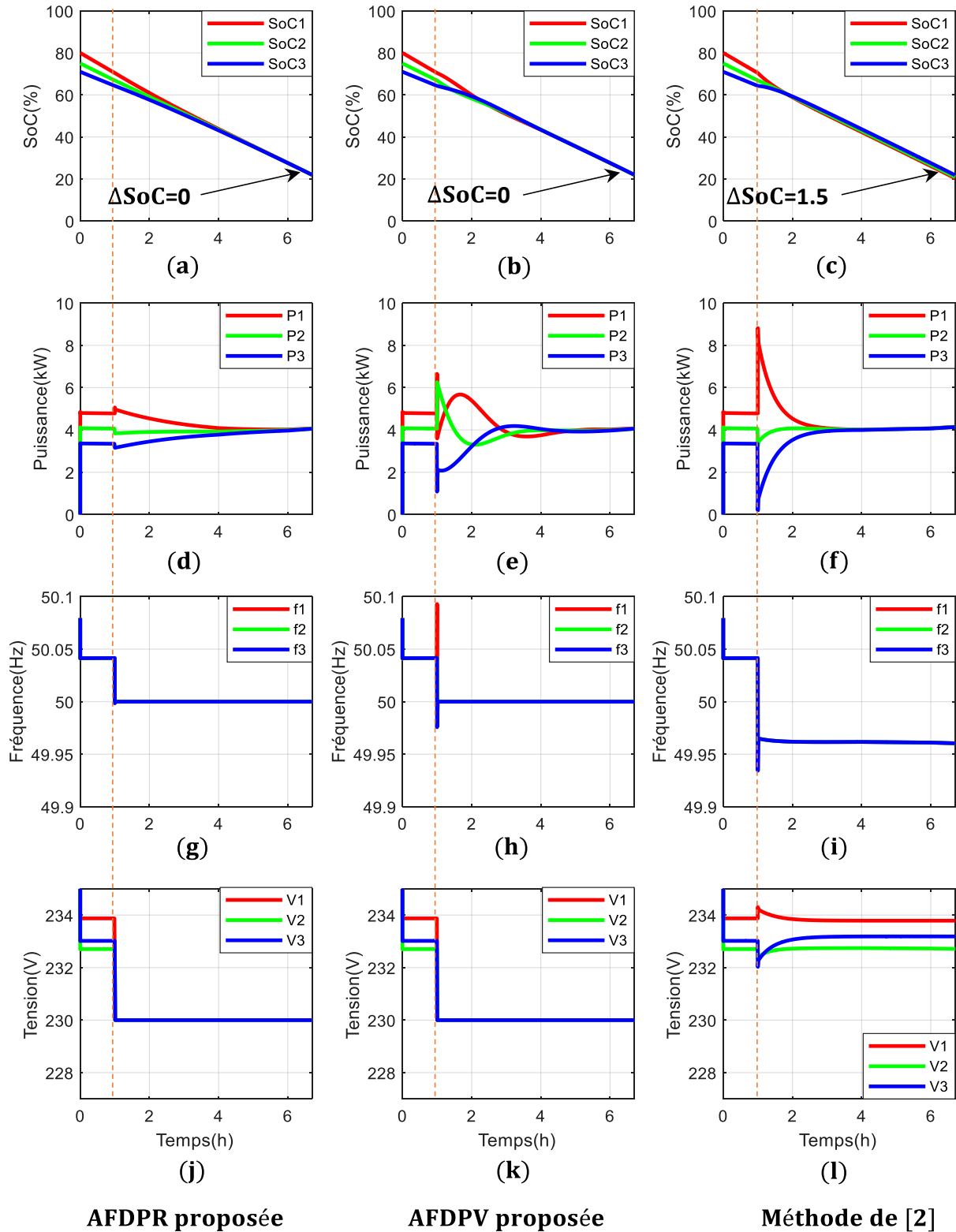


Fig. 2.13 : Validation des stratégies AFDPR, AFDPV et comparaison avec la méthode utilisée dans [2], activation des 03 stratégies à 1 h 00 min : (a), (b) et (c) SoC des DESUs ; (d), (e) et (f) Puissance actives des DGs ; (g), (h) et (i) Fréquences des DGs ; (j), (k) et (l) Tensions des DGs.

Tableau 2.2 : Comparaison entre les 03 méthodes de gestion de puissance

Stratégies de gestion de la puissance	Performances d'équilibrage du SoC	Restauration de la fréquence et tension
AFDPR	Haut	Haut
AFDPV	Haut	Haut
[2]	Moyen	Faible

2.6.2 Performances en mode de fonctionnement normal

Dans l'optique d'évaluer les performances des deux stratégies proposées en mode de fonctionnement normal du MG, le DG4 est initialement connecté au MG comme montré dans la Fig. 2.14. Premièrement, pour valider la capacité de « plug and play », le DG 3 est déconnecté du MG à 0 h 50 min, et reconnecté à 1 h 05 min. Deuxièmement, pour évaluer la robustesse des méthodes proposées face aux impacts de charge, la charge RL est déconnectée à 6 h puis reconnectée à 6 h 30 min. Enfin, la robustesse face au changement de mode du MG est étudiée en ouvrant le switch 2 à 11 h.

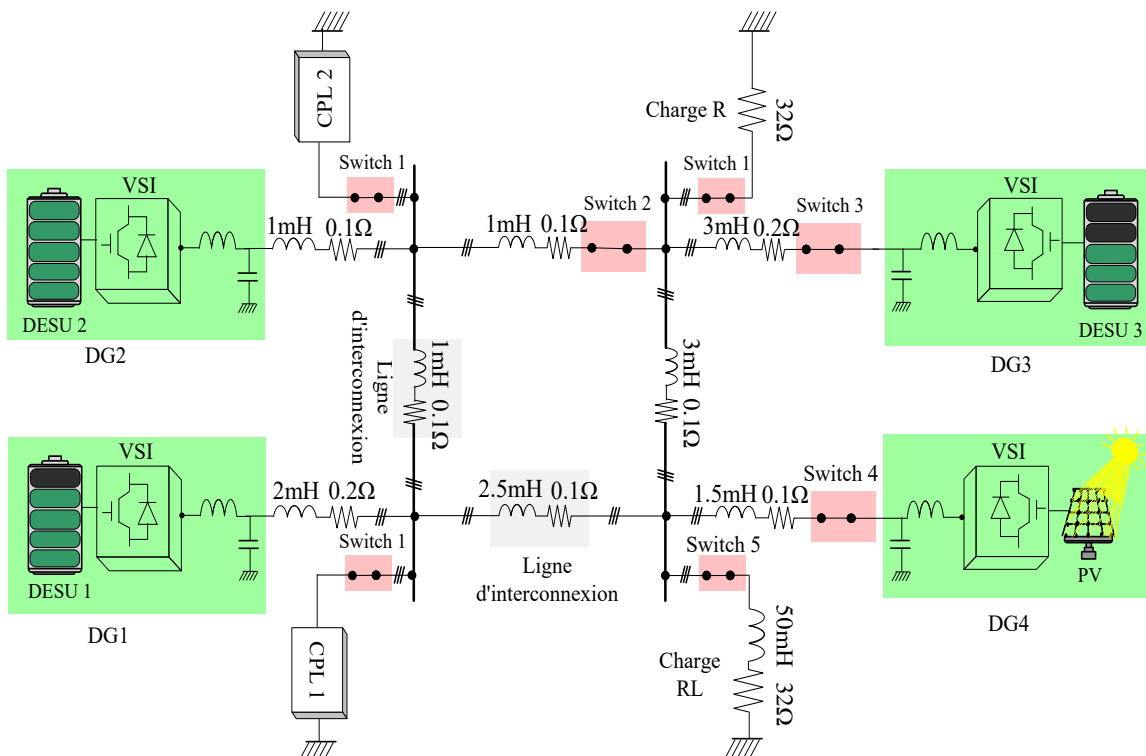


Fig. 2.14 : Configuration du système MG pour la validation des méthodes AFDPV et AFDPR proposées en mode de fonctionnement normal.

Ce qui fait passer le MG d'une topologie maillée à une topologie radiale. Le switch 2 est refermé à 11 h 30 min, ramenant le MG à une topologie maillée. Les SoCs des DESU 1, 2 et 3 sont fixés initialement à 80%, 75% et 71%, respectivement et les deux stratégies sont activées à 0 h 00 min. Les résultats obtenus sont reportés dans la Fig. 2.15. A gauche, sont reportés, les résultats obtenus avec la stratégie AFDPR, et à droite ceux de la méthode AFDPV.

Entre 0 h 00 min et 0 h 50 min, tous les DGs sont connectés au réseau. Les SoCs des DESUs convergent vers la même valeur et les DESUs fournissent des puissances en fonction de leurs SoCs dans les deux (02) stratégies (Fig. 2.15 (a) et (b)). Cependant, à 0 h 50 min, le DESU 3 est déconnecté du MG. Le DESU 3 ne partage aucune puissance avec le MG-DESU ($P_3=0$ voir Fig. 2.15 (c) et (d)) et le SoC du DESS 3 reste figer à 66% pour le contrôle AFDPR (Fig. 2.15 (a)) et à 68% pour l'AFDPV (Fig. 2.15 (b)). L'équilibrage du SoC est assuré uniquement entre les DESU 1 et 2 jusqu'à ce que le DESU 3 soit reconnecté au MG à 1 h 05 min et recommence à fournir de la puissance au MG. Le SoC du DESS 3 converge alors vers la même valeur que les DESU 1 et 2, entraînant ainsi une égalisation des SoCs à 4 h 09 min pour la méthode AFDPR (Fig. 2.15 (a)) et à 3 h 55 min pour la stratégie AFDPV (Fig. 2.15 (b)). Il convient également de mentionner que la tension et la fréquence des DGs (Fig. 2.15 (e) et (g) pour l'AFDPR et Fig. 2.15 (f) et (h) pour l'AFDPV) restent à leurs valeurs nominales après la déconnexion ou la connexion du DESS 3, bien que de petites fluctuations soient perceptibles.

A 6 h 00 min, la charge RL est déconnectée du MG (switch 5 ouvert). Chaque DESU fournit moins de puissance (Fig. 2.15 (c) et (d)) au MG tout en assurant l'équilibrage du SoC. Les SoCs des DESUs diminuent lentement (Fig. 2.15 (a) et (b)) en raison de la diminution de la puissance fournit par DESUs. Ensuite, à 6 h 30 min, la charge RL est à nouveau connectée au réseau. La puissance de charge augmente, de même que les puissances des DESUs. De légers pics de tension et de fréquence des DGs apparaissent lors des impacts de charge. Ces pics restent cependant très faibles (0.05 V et 0.005 Hz). La fréquence et la tension des DGs sont maintenues à leurs valeurs nominales malgré les impacts de charge dans les deux stratégies.

A 11 h, le MG bascule de la topologie maillée à la topologie radiale (switch 2 ouvert) puis de la topologie radiale à la topologie maillée à 11 h 30 min. De petits pics de puissances (Fig. 2.15 (b) et (c)), de tension (Fig. 2.15 (g) et (h)) et de fréquence (Fig. 2.15 (e) et (f)) des DGs apparaissent lors des changements de topologie, mais les performances des deux stratégies restent très peu impactées par ces changements de topologie.

Les résultats obtenus avec ces différents scénarios montrent que les stratégies proposées (AFDPR et ADFPV) garantissent une robustesse et des performances élevées dans des conditions de fonctionnement contraignantes telles que des connexions et déconnexions soudaines de DGs et de charges, et des changements brusques de la topologie du réseau MG. On notera aussi que les DESUs sont en mode de décharge entre 0 h 00 min et 9 h 15 min, car la puissance du PV est inférieure à celle des charges, et en mode de charge à partir de 9 h 15 min, lorsque la puissance du PV devient supérieure à celle des charges, la puissance restante étant stockée dans les batteries. Toutefois, les deux stratégies proposées assurent toujours l'égalisation des SoCs et la régulation de la tension et fréquence des DGs, malgré l'injection de puissance variable provenant de sources d'énergie renouvelable dans le MG-DESU.

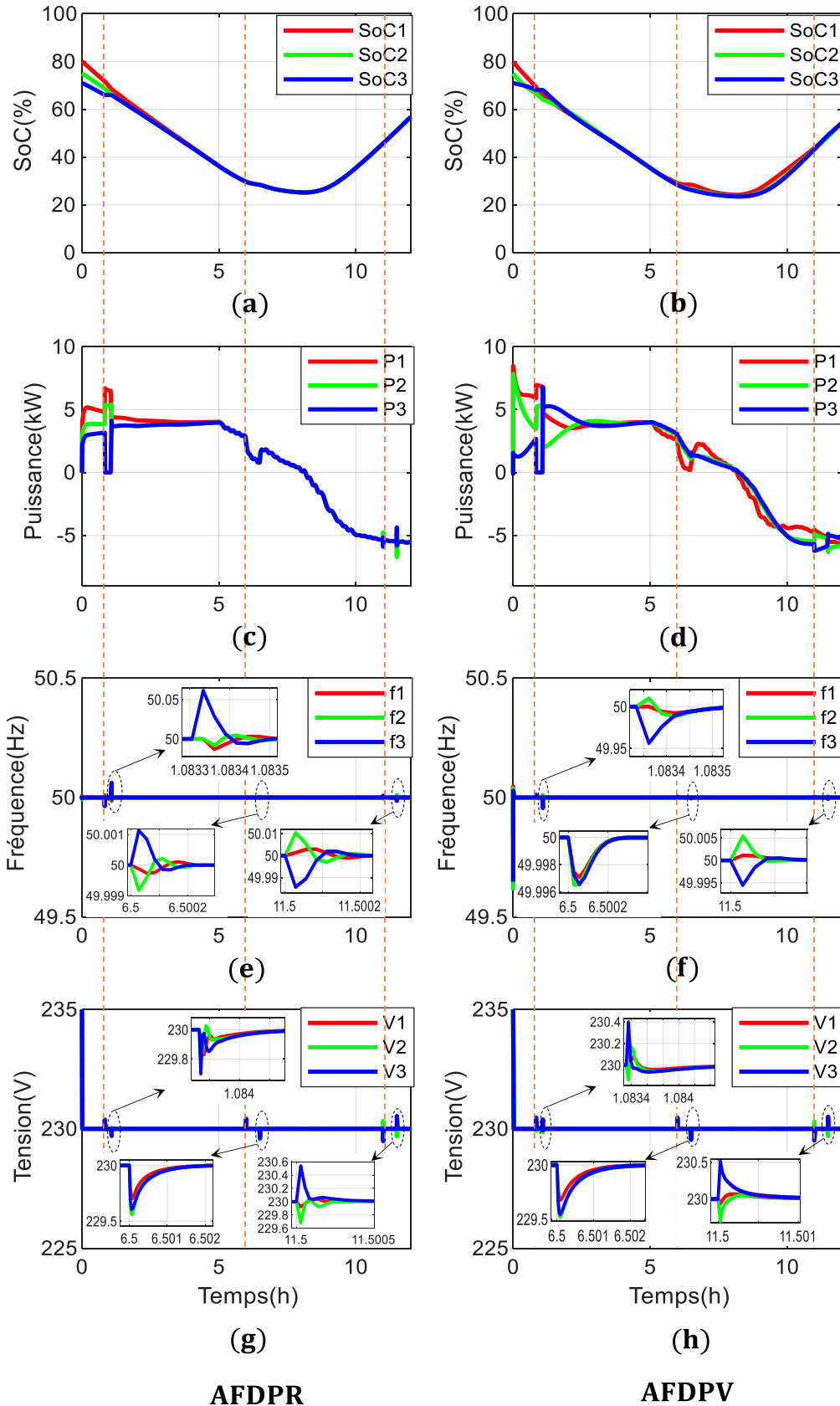


Fig. 2.15: Test de robustesse des stratégies AFDPV et AFDPR (déconnexion DG3 à 1 h et reconnexion à 1 h 20, déconnexion charge RL à 6 h et reconnexion à 6 h 30, déconnexion switch 2 à 11 h et reconnexion à 11 h 30) : (a) et (b) SoC des DESUs ; (c), (d) Puissance actives des DGs ; (e) et (f) Fréquences des DGs ; (g) et (h) Tensions des DGs.

2.6.3 Performances en mode de fonctionnement critique

Cette section est dédiée à l'étude des performances des deux stratégies proposées dans le cadre d'un fonctionnement critique du MG-DESU. Pour ce faire, le DG4 est déconnecté du MG comme montré dans la Fig. 2.12. Les SoCs des DESU 1, 2 et 3 sont initialement fixés à 80%, 75% et 71%, respectivement et les deux stratégies sont activées à 0 h 00 min.

En premier lieu, pour évaluer l'efficacité des méthodes proposées à puissance de charge nulle, toutes les charges sont déconnectées du MG à 1 h 00 min et reconnectées à 3 h 00 min. Le délestage des charges est un scénario utilisé pour éviter les décharges profondes des batteries (lorsque leurs SoCs atteignent une valeur minimale critique, 20% par exemple), quand la production du PV est faible. Les résultats obtenus sont reportés dans la Fig. 2.16. Les résultats de la stratégie AFDPR sont représentés à gauche et ceux obtenus avec la méthode AFDPV sont présentés à droite. On peut voir sur la Fig. 2.16 (b) que l'équilibrage du SoC est réalisé entre 1 h 00 min et 3 h 00 min dans la stratégie AFDPV malgré la puissance de charge nulle. En effet, pour assurer l'égalisation du SoC, le DESU 1 se décharge pour recharger les DESU 2 et 3 (Fig. 2.16 (d)). Cet échange de puissance entre les DESUs à puissance de charge nulle entraîne des pertes de puissance inutiles dans le MG qui doivent être évitées. Cette caractéristique est commune à toutes les stratégies d'égalisation du SoC basées sur des régulateurs P, PI ou PID comme celles utilisées dans [2], [12], [15], [35], [37], [39], [40], [53]. En revanche, dans la méthode AFDPR, comme illustré dans la Fig. 2.16 (c), à puissance de charge nulle entre 1 h 00 min et 3 h 00 min, aucune puissance n'est échangée entre les DESUs et leurs SoCs restent constants (Fig. 2.16 (a)). L'équilibrage du SoC est assuré après la reconnexion des charges au MG (Fig. 2.16 (a)). À l'exception de l'échange de puissance inutile dans la stratégie AFDPV entre 1 h 00 min et 3 h 00 min, les performances des deux stratégies, qu'il s'agisse de l'égalisation des SoCs ou de la restauration de la fréquence (Fig. 2.16 (e) et (f)) et de l'amplitude de la tension des DGs (Fig. 2.16 (g) et (h)), ne sont pas affectées par le délestage des charges et les deux méthodes continuent à fonctionner parfaitement après la reconnexion des charges au MG.

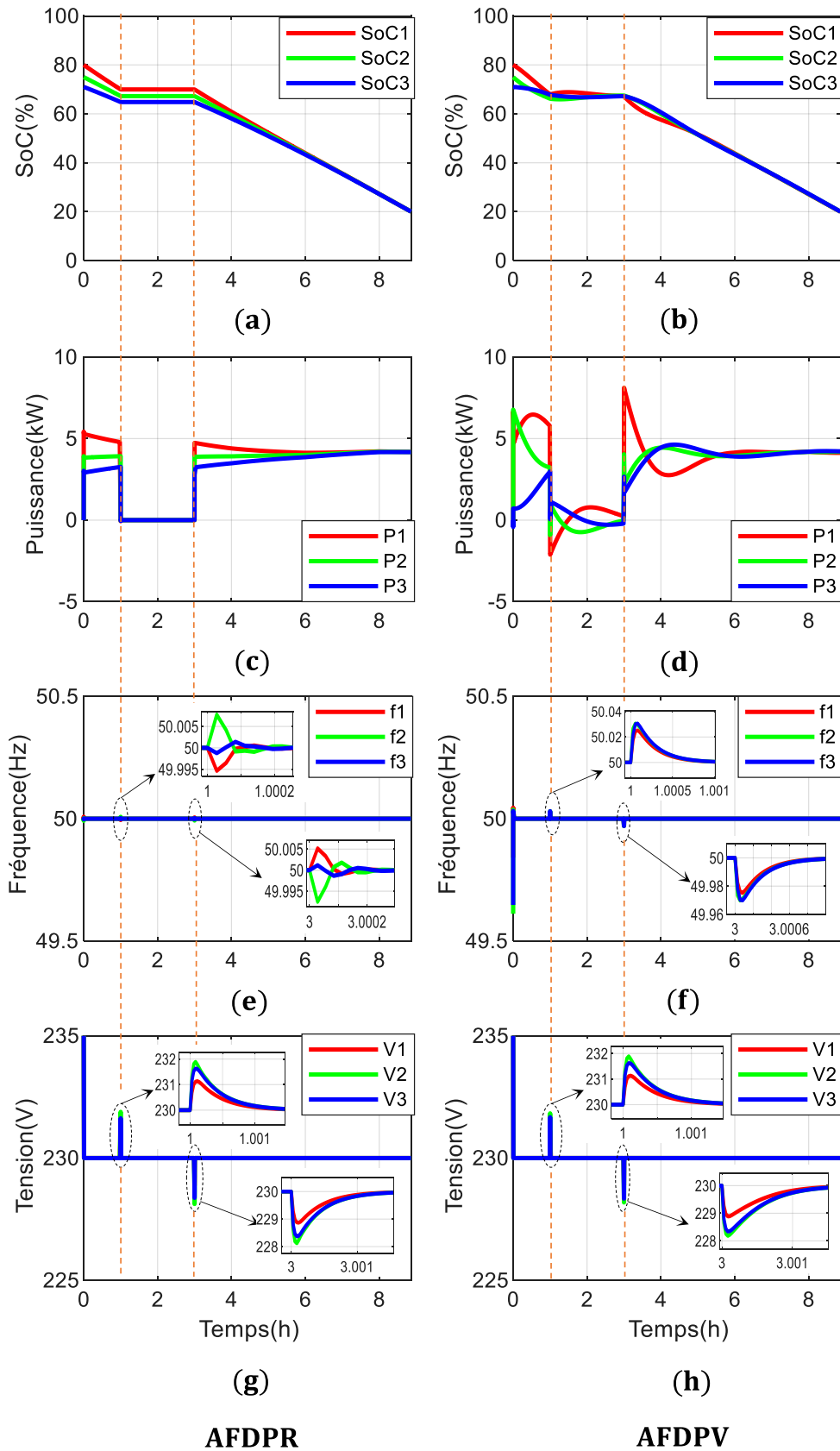


Fig. 2.16 : Résilience en mode de fonctionnement critique, test à puissance de charge nulle (délestage à 1 h 00 min et reconnexion à 3 h 00 min) : (a) et (b) SoC des DESUs ; (c), (d) Puissance actives des DGs ; (e) et (f) Fréquences des DGs ; (g) et (h) Tensions des DGs.

En deuxième lieu, la résilience des méthodes proposées face aux défaillances de communication est analysée. Afin de voir l'impact des défaillances de communication sur les méthodes proposées, une première défaillance du lien de communication entre l'agent 1 et l'agent 2 est simulée à 1 h 00 min puis une autre entre l'agent 2 et l'agent 3 à 2 h 00 min, comme illustré par la Fig. 2.17. À partir de 1 h 00 min, le DESU 1 et 2 ne peuvent plus échanger d'informations ($a_{12}=0$, $a_{21}=0$) et à partir de 2 h 00 min, le DESU 2 n'échange aucune information avec le DESU 1 et 3 ($a_{12}=0$, $a_{21}=0$, $a_{23}=0$, $a_{32}=0$) jusqu'à 3 h 00 min où les deux liens de communication sont rétablis.

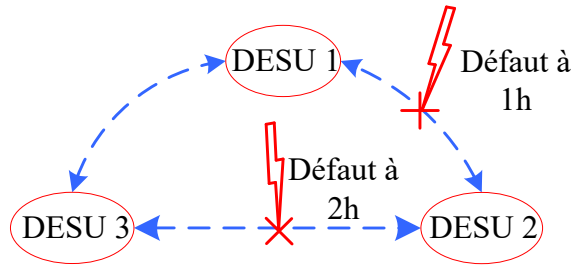


Fig. 2.17 : Défautes de communication entre le DESU 1 et 2 à 1 h 00 min et entre le DESU 2 et 3 à 2 h 00 min.

Les résultats obtenus sont présentés dans la Fig. 2.18. Les résultats de la stratégie AFDPR sont reportés à gauche et ceux obtenus avec la méthode AFDPV sont représentés à droite. On remarque que malgré la défaillance de communication entre le DESU 1 et 2, à 1 h 00 min, que les deux stratégies continuent à fonctionner parfaitement. Cette résilience s'explique par le fait que la matrice Laplacienne du réseau, représentée dans

(2.37) conserve toujours sa propriété $\sum_{j=1}^N l_{ij} = 0$ malgré la défaillance. Par conséquent ni le contrôle par consensus ni celui du consensus moyen ne sont affectés par ce défaut.

$$L_{1h} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{pmatrix} \quad (2.37)$$

Cependant, à 2 h 00 min, lorsque la liaison entre les unités DESU 2 et 3 est aussi rompue, le DESU 2 se retrouve isolé du réseau. On note alors que dans la méthode AFDPR, l'égalisation des SoCs se fait essentiellement entre les DESU 1 et 3 qui finissent par alimenter à elles seules les charges, le DESU 2 ne participant plus au partage de puissance (voir Fig. 2.18 (a) et (c)). En effet, avec cette nouvelle défaillance, la matrice Laplacienne du réseau, présentée dans (2.38), conserve sa propriété $\sum_{j=1}^N l_{ij} = 0$ pour l'agent 1 et 3 (Ligne 1 et 3).

$$L_{2h} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (2.38)$$

Seules les unités DESU 1 et 3 ont accès à la puissance totale fournie aux charges. Elles vont donc commencer à assurer à elles seules l'alimentation du MG en fournissant de la puissance en fonction de leur SoC d'où l'égalisation du SoC entre le DESU 1 et 3. Ceci conduit progressivement à l'annulation de la puissance totale P_{2t} estimée par l'unité DESU 2. Le DESU 2 ne fournit alors aucune puissance au MG-DESU puisque son coefficient de participation $K_{2ref}=0$. Dans la stratégie AFDPV, l'égalisation du SoC est également assurée entre les unités DESU 1 et 3. Cependant, le DESU 2 contribue à l'alimentation de la charge. En effet, dans la méthode AFDPV, avec l'isolation du DESU 2, les DESU 1 et 3 auront accès à la moyenne de leurs SoC respectifs (matrice Laplacienne conservant sa propriété $\sum_{j=1}^N l_{ij} = 0$ pour l'agent 1 et 3) et fourniront de la puissance en conséquence. La puissance fournie par l'unité DESU 2 dépendra de la valeur du SoC moyen estimée par l'unité DESU 2, qui restera proche du SoC_2 ($SoC_{2mean} \approx SoC_2$). Les Fig. 2.18 (a) et (c) montrent que les fréquences des DGs restent à la valeur nominale (50 Hz) entre 2 h 00 min et 3 h 00 min. Ceci est dû au fait que la fréquence soit une variable globale du MG. Comme les fréquences des DG 1 et 3 sont régulées à 50 Hz, la fréquence du DG 3 sera également régulée à la même valeur (50 Hz) en régime permanent. Néanmoins, seules les tensions des DG 1 et 3 sont restaurées à la valeur nominale. En effet, contrairement à la fréquence, la tension n'est pas une variable globale du MG. Ce qui explique la chute de tension du DG 3 observée dans les deux stratégies (Fig. 2.18 (g) et (h)). Une fois la communication rétablie entre les agents 1 et 2 et entre les agents 2 et 3 à 3 h 00 min, les deux stratégies recommencent à fonctionner parfaitement. L'équilibrage du SoC ainsi que la restauration de la tension et fréquence des DGs sont assurés pour les 03 DGs.

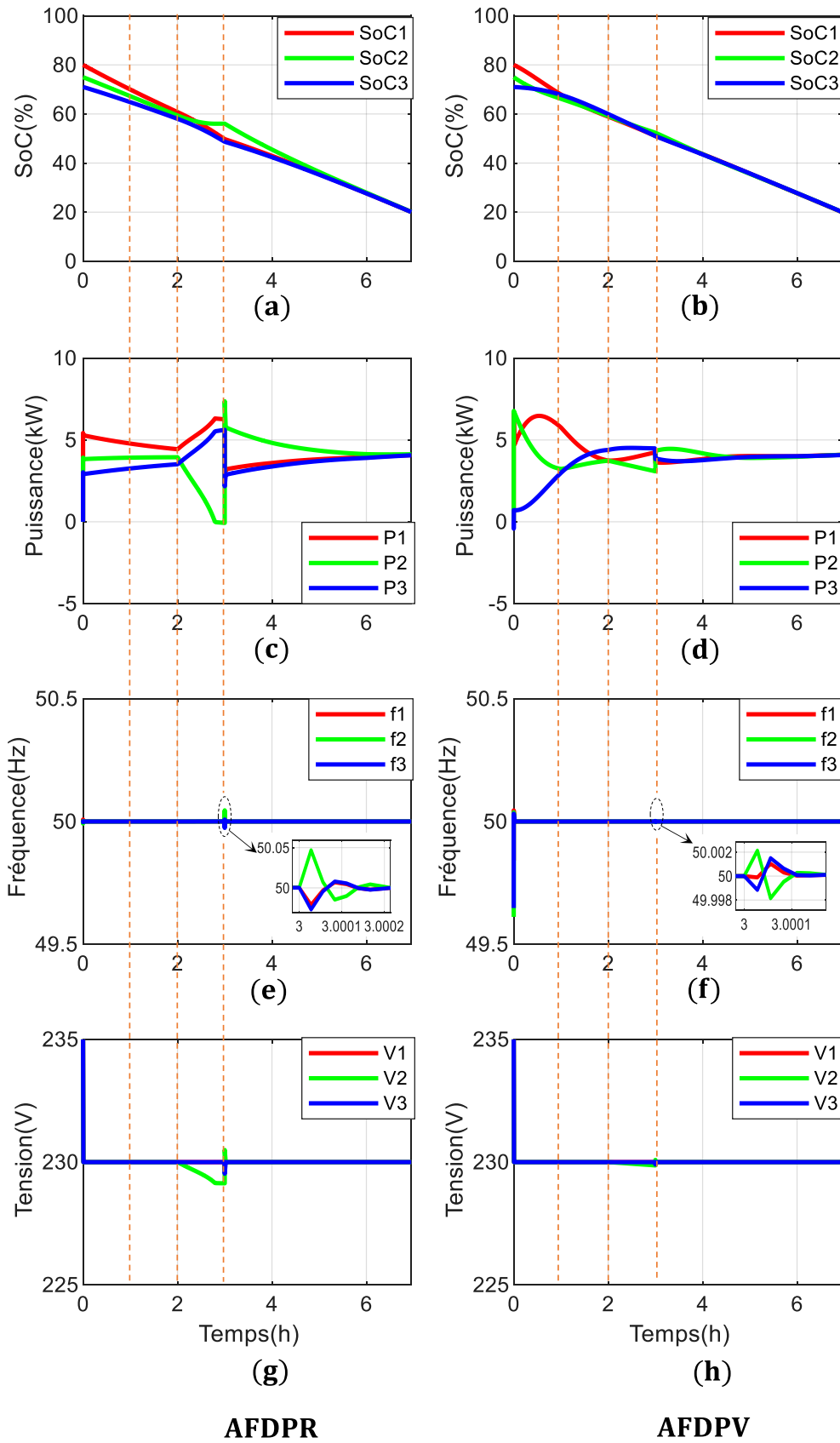


Fig. 2.18 : Résilience en mode de fonctionnement critique : Test avec défauts de communication : (a) et (b) SoC des DESUs ; (c), (d) Puissance actives des DGs ; (e) et (f) Fréquences des DGs ; (g) et (h) Tensions des DGs.

2.7 Validation expérimentale des méthodes AFDPV et AFDPR proposées

Pour valider l'efficacité des techniques proposées pour la gestion de puissance des DESUs dans les MGs, une plateforme expérimentale PHIL (Power Hardware In-the-Loop), illustrée à la Fig. 2.19, a été entièrement développée au sein du laboratoire. Le système se compose d'un émulateur de réseau AC triphasé (Cinergia), d'un système dSPACE avec un controldesk, de deux inductances triphasées (l'une pour représenter les lignes des DGs et l'autre pour les lignes d'interconnexion entre les DGs), d'une charge résistive triphasée, de capteurs de tension et de courant et d'un interrupteur pour simuler la perte d'une unité DG. Chaque phase de la Cinergia est contrôlable indépendamment et représente une unité DG. La source Cinergia est basée sur un convertisseur de puissance back-to-back et est utilisée pour émuler les trois DGs (03 batteries avec leurs onduleurs). Ainsi, le contrôle interne de la tension de chaque unité DG est directement assuré par le contrôleur de la source Cinergia qui amplifie le signal généré par le dSPACE via les entrées analogiques. Les trois générateurs distribués sont connectés à un bus AC via des lignes d'interconnexion (inductances). Une charge résistive est connectée à chaque point de couplage commun (PCC) local. Le diagramme unifilaire du dispositif expérimental PHIL (Power Hardware In-the-Loop) est représenté dans Fig. 2.20. Les SoCs des DESUs sont modélisés dans le dSPACE comme décrit dans la partie 2.2. Les méthodes proposées sont mises en œuvre et compilées de Simulink à dSPACE afin d'assurer le contrôle des unités DGs dans le MG.

Remarque : Le système MG étant monophasé, les composantes d-q des tensions et courants des DGs dans le référentiel de Park sont calculés en utilisant la méthode de génération de signaux orthogonaux basée sur le retard (delay-based orthogonal-signal-generation) [54], [55].

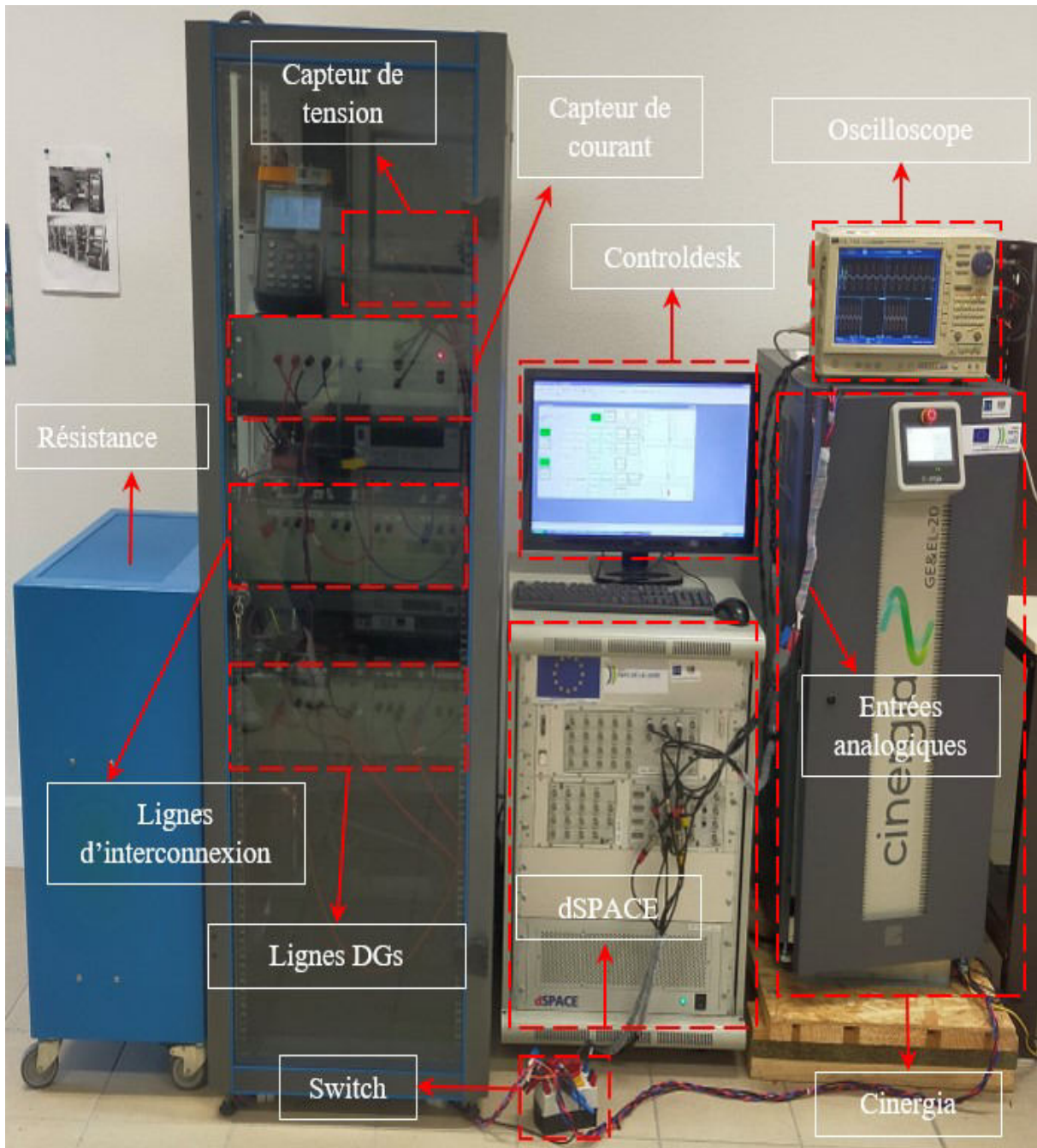


Fig. 2.19 : Plateforme expérimentale micro-réseau

Trois tests sont effectués dans cette section. Le premier test permettra de valider la capacité de « Plug and Play » (connexion/déconnexion de DG) des deux stratégies, le second test a pour objectif d'analyser l'impact des retards de transmission de données sur les deux méthodes proposées et le troisième test de montrer l'efficacité des techniques AFDPV et AFDPR pour l'exploitation des batteries seconde vie. Dans ces trois tests, les SoCs des unités DESU 1, 2 et 3 sont initialement fixés à 80, 75 et 71 %, respectivement. Le temps d'échantillonnage est fixé à $4.95 \cdot 10^{-5}$ s. Les paramètres du système sont représentés dans le Tableau 2.3.

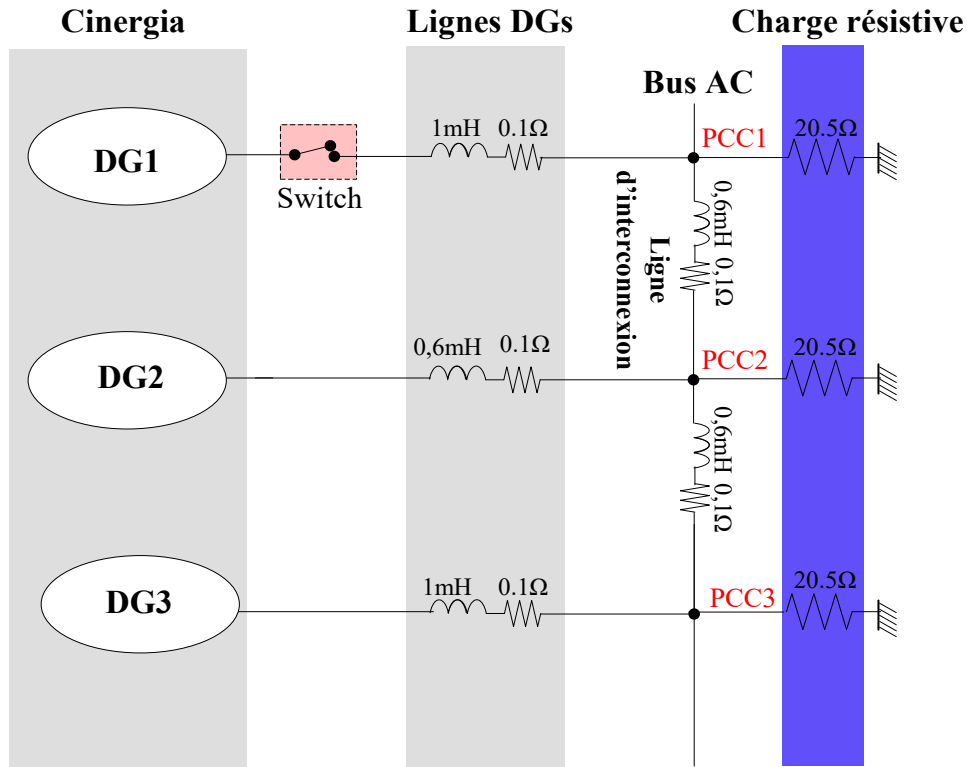


Fig. 2.20 : Diagramme unifilaire du dispositif expérimental

Tableau 2.3 : Paramètres du système expérimental

Item	Symbole	Valeur
Puissance maximale DG1	P_{1n}, Q_{1n}	2000 W, 1200 VAR
Puissance maximale DG2	P_{2n}, Q_{2n}	1700 W, 600 VAR
Puissance maximale DG3	P_{3n}, Q_{3n}	1400 W, 400 VAR
Capacité des DESUs	μ_i	5000 (Ah. V) ⁻¹
Fréquence/tension du MG	f_n/V_n	60 Hz/110 V
Fréquence du filtre	ω_f	10 rad/s
Déviations maximales de f & V	$\Delta\omega/\Delta V$	0.5 rad s ⁻¹ /5 V
Gains du régulateur PI	K_{pSoC}, K_{iSoC}	800, 1
Gains du consensus	K_ω, K_v	5, 5
Gain du consensus moyen	K_{mean}	0.1

Remarque : La plateforme MG expérimentale est une version à l'échelle 1/5 en termes de puissance des DGs du système MG-DESU étudié en simulation. Par ailleurs, compte tenu des limitations de la plateforme expérimentale, les études seront réalisées sur un système MG 110

V/60 Hz. Aussi, les nouveaux paramètres $K_{pSoC} = 800$ et $K_{iSoC} = 1$ ont été déterminés avec $\omega_c = 0.0025$ rad/s $\xi_c = 1$ et $p = -160$.

2.7.1 Vérification de la capacité de Plug and Play

Tout d'abord, la capacité du "Plug and Play" est étudiée en déconnectant le DG 1 à $t=200$ s et en le reconnectant à $t=240$ s via le switch (Fig. 2.20). Les résultats expérimentaux sont représentés sur la Fig. 2.21. A gauche, sont reportés, les résultats expérimentaux obtenus avec la stratégie AFDPR, et à droite ceux de la méthode AFDPV. Les SoCs des DESUs sont illustrés à la Fig. 2.21 (a) et (b). Les puissances actives des DGs sont indiquées à la Fig. 2.21 (c) et (d). Les fréquences et tensions des DGs sont présentées sur les Fig. 2.21 (e), (f) et (g), (h) respectivement. Entre 0 et 240 s, tous les DGs sont reliés au MG. Cependant, à 240 s, le DG 1 est déconnecté du réseau. Par conséquent, l'unité DESU 1 ne fournit aucune puissance $P_1=0$ (Fig. 2.21 (c) et (d)) et le SoC de l'unité DESU 1 reste à 53% pour la méthode AFDPR et à 52% pour le contrôle AFDPV. L'égalisation du SoC est réalisée entre les unités DESU 2 et 3 dans les deux stratégies de gestion, jusqu'à ce que le DG 1 soit à nouveau reconnecté au MG à 240 s. Le SoC de l'unité DESU 1 converge alors vers la même valeur que celui des DESU 1 et 2, ce qui entraîne l'égalisation de leurs SoCs à 400 s (Fig. 2.21 (a)) pour la technique AFDPR et 300 s (Fig. 2.21 (b)) pour celle de l'AFDPV. Puisque tous les DESUs possèdent la même capacité, leurs puissances actives convergent également vers la même valeur, comme le montrent les Fig. 2.21 (c) et (d). Il est important de mentionner que les fréquences et les tensions des DGs ((Fig. 2.21 (e) et (f) ; (g) et (h) respectivement) sont bien régulées et restent à leurs valeurs nominales après la connexion/déconnexion du DG 1, même si de légères fluctuations sont observées lors de sa déconnexion ou reconnexion au MG-DESU, mais elles restent très faibles (0.04 Hz pour la fréquence et 1 V pour la tension). Ce test permet donc de valider expérimentalement la capacité du « Plug and Play » des deux stratégies de gestion de puissance proposées.

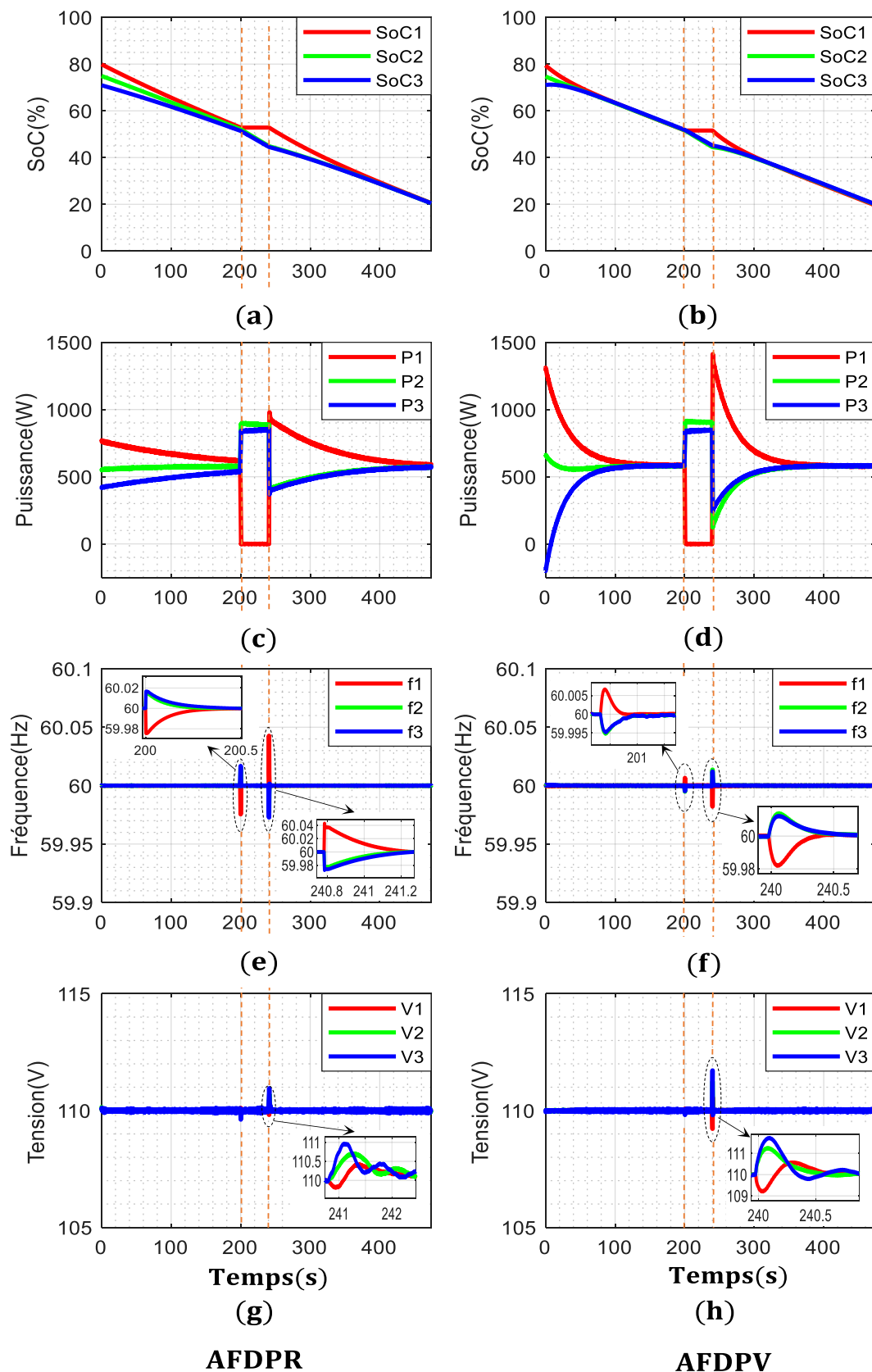


Fig. 2.21 : Capacité du « Plug and Play », déconnexion du DG 1 à 200 s et reconnexion à 240 s : (a) et (b) SoC des DESUs ; (c), (d) Puissance actives des DGs ; (e) et (f) Fréquences des DGs ; (g) et (h) Amplitude de tensions des DGs.

2.7.2 Impact du délai de communication

La résilience des deux stratégies de gestion de puissance face aux retards de communication est testée et analysée. Étant donné que les méthodes proposées reposent sur un réseau de communication pour l'échange d'informations, il y a généralement un retard dans le réseau de communication pouvant affecter les performances des contrôles. L'impact de plusieurs délais de communication constant entre 1 s et 4 s sur les méthodes proposées (équilibre du SoC et restauration de la tension et fréquence) est analysé dans cet essai en utilisant une approximation polynomiale rationnelle du premier ordre présenté dans (2.39) afin de modéliser le délai. Toutes les informations (x_j) reçues par les agents i sont retardées d'une durée t_d (en seconde) représentant le temps de retard de transmission. De plus, pour étudier l'impact du délai de communication sur les contrôles proposés en présence de variations de charge, les trois charges résistives sont augmentées de 20.5Ω à 30Ω à 200 s puis sont ramenées à 20.5Ω à 250 s.

$$x_{j_reçue} = \frac{1}{t_d s + 1} x_{j_envoyée} \quad (2.39)$$

En premier lieu, l'impact du retard sur la méthode AFDPR est étudié. Les Fig. 2.22, Fig. 2.23, Fig. 2.24 et Fig. 2.25 montrent les résultats obtenus avec un retard de 1 s, 2 s, 3 s et 4 s, respectivement. Comme le montrent les Fig. 2.22 (b) et (d), Fig. 2.23 (b) et (d) et Fig. 2.24 (b) et (d), au démarrage, la restauration de la tension et de la fréquence des DGs à leurs valeurs nominales prend plus de temps (45 s, 70 s et 100 s respectivement pour la tension et 10 s, 20 s et 30 s respectivement pour la fréquence) en raison des délais introduits dans le réseau de communication affectant principalement la détermination du coefficient de participation K_{iref} . Cependant, après le démarrage, la fréquence et la tension des DGs sont ramenées à leurs valeurs nominales et le MG reste stable malgré les impacts de charge. Pour les délais allant de 1 s à 3 s, la vitesse de l'équilibrage du SoC n'est pas impactée par le retard et l'égalisation du SoC est réalisée à 300 s, comme illustré dans la Fig. 2.22 (a), Fig. 2.23 (a) et Fig. 2.24 (a). En revanche, avec un retard de 4 s, des oscillations apparaissent sur les puissances actives (Fig. 2.25 (c)), sur les fréquences (Fig. 2.25 (b)) et les tensions des DGs (Fig. 2.25 (d)), s'amplifiant au fur et à mesure avec le temps. Après l'impact de charge à 200 s, le MG devient instable. Cela est dû à l'incapacité de l'algorithme du consensus moyen modifié à déterminer la puissance totale (P_{it}) et le SoC moyen modifié totale (SoC_{imt}) en raison du retard de 4 secondes introduit dans le réseau de communication entraînant l'instabilité du micro-réseau.

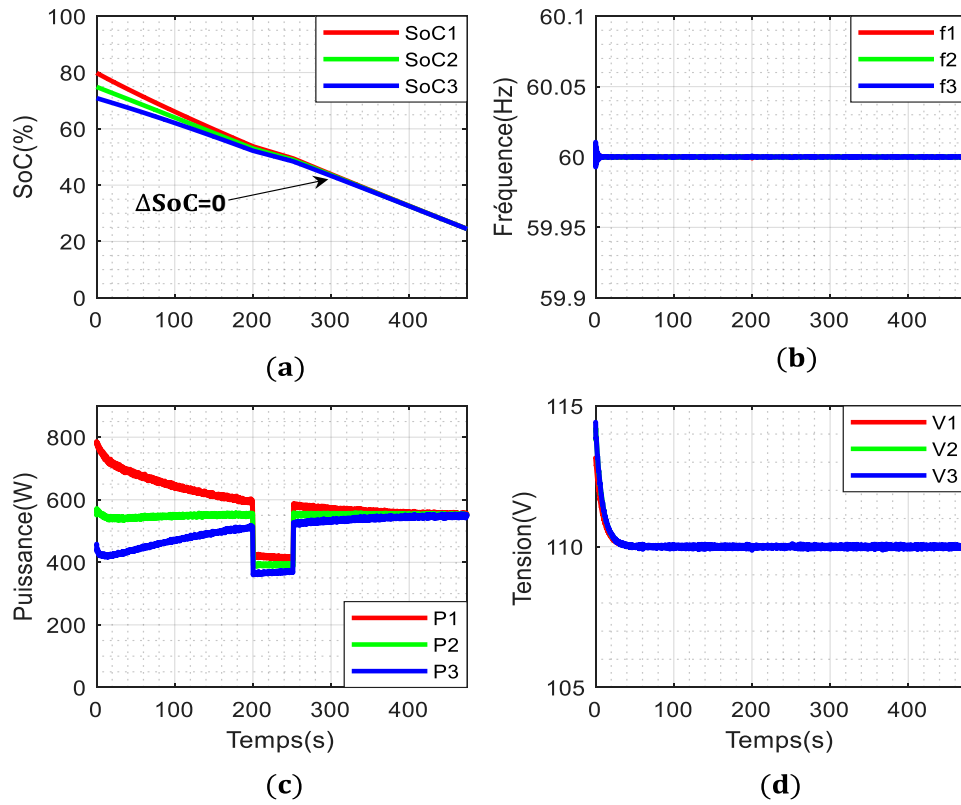


Fig. 2.22 : Stratégie AFDPR, test avec un délai de 1 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.

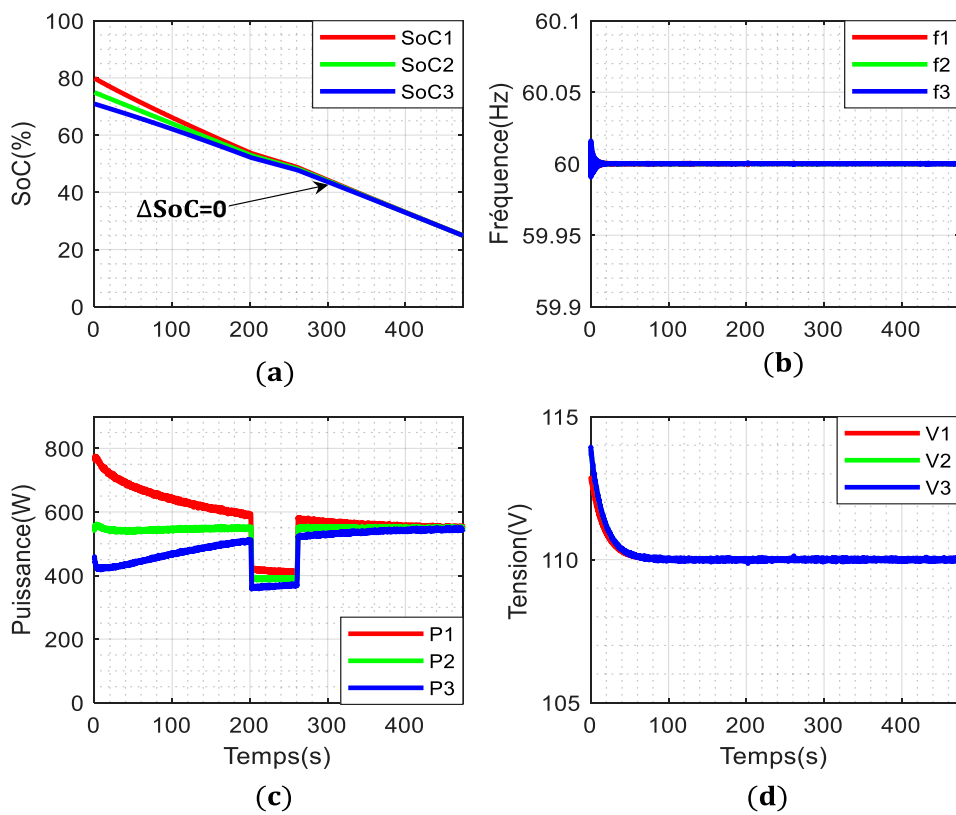


Fig. 2.23 : Stratégie AFDPR, test avec un délai de 2 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.

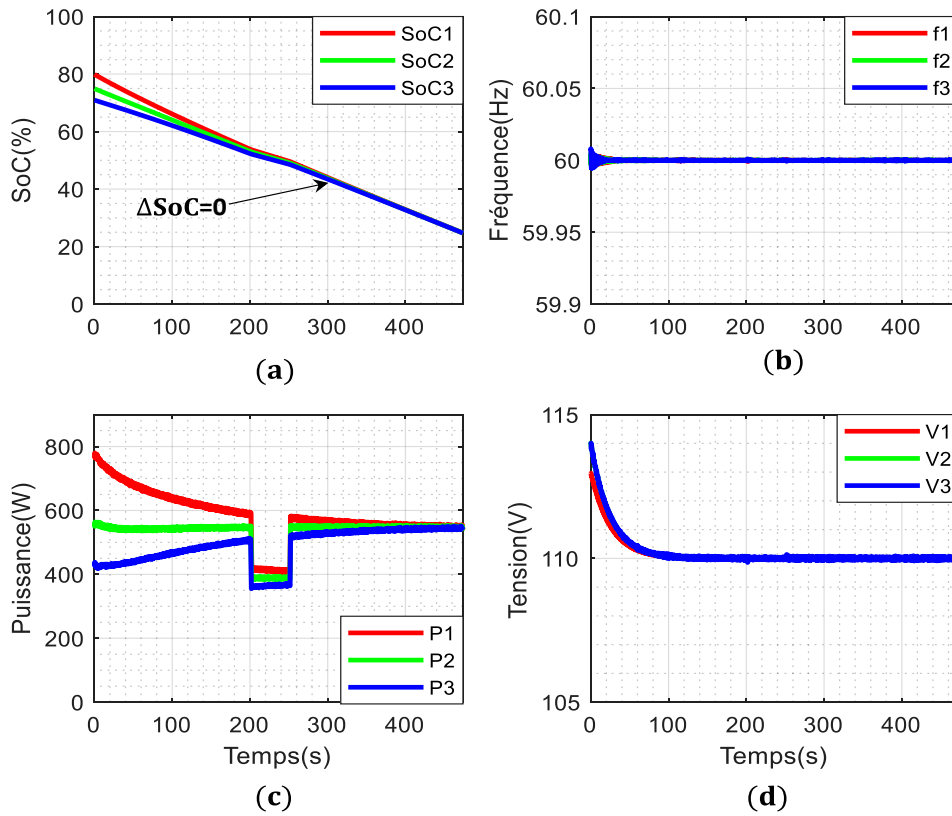


Fig. 2.24 : Stratégie AFDPR, test avec un délai de 3 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.

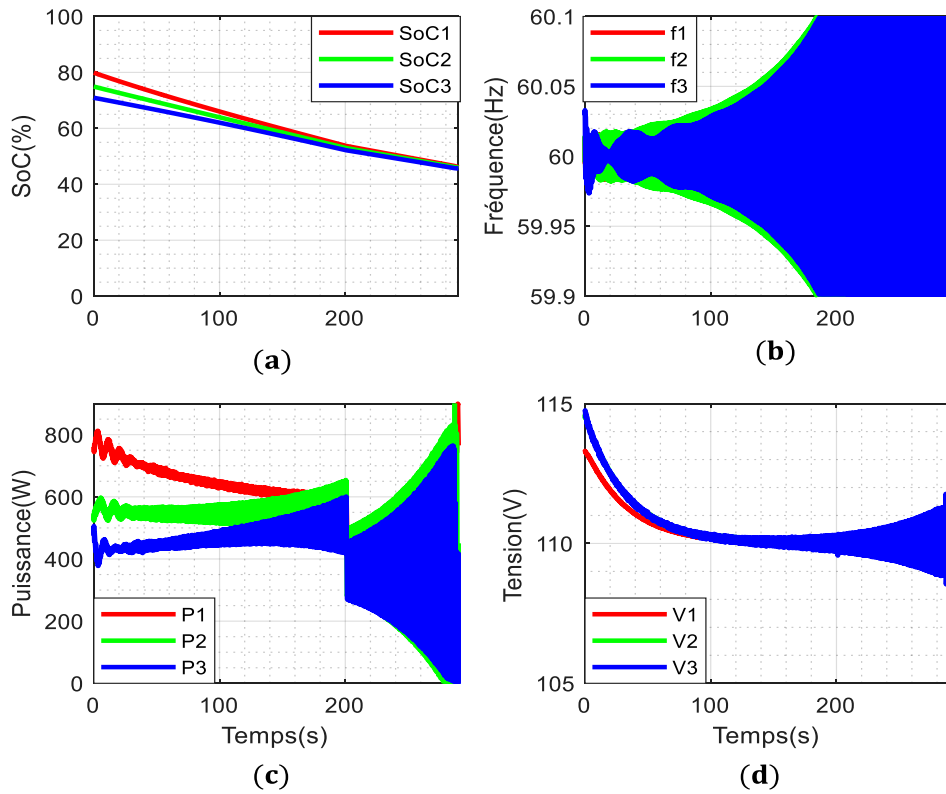


Fig. 2.25 : Stratégie AFDPR, test avec un délai de 4 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.

En deuxième lieu, l'impact du retard sur la méthode AFDPV est étudié. Les Fig. 2.26, Fig. 2.27, Fig. 2.28 et Fig. 2.29, montrent les résultats obtenus avec un retard de 1 s, 2 s, 3 s et 4 s, respectivement. Comme pour le contrôle AFDPR, les fréquences et tensions des DGs mettent beaucoup plus de temps à converger vers leurs valeurs nominales, temps qui augmente avec le délai (voir Fig. 2.26 (b) et (d), Fig. 2.27 (b) et (d), Fig. 2.28 (b) et (d) et Fig. 2.29 (b) et (d)). Contrairement à la méthode AFDPR, le délai introduit dans le réseau de communication impacte la vitesse de convergence des SoCs vers la même valeur, dans la stratégie AFDPV, comme le montrent les Fig. 2.26 (a), Fig. 2.27 (a), Fig. 2.28 (a) et Fig. 2.29 (a). En effet, plus le retard augmente, plus la vitesse de convergence des SoCs diminue jusqu'à ce que l'égalisation du SoC ne soit plus assurée pour le délai de 4 s mais le MG-DESU reste stable. Cela s'explique par le fait que l'algorithme du consensus moyen ne soit plus en mesure de déterminer la moyenne des SoCs pour un délai de 4 s, d'où la perte de synchronisation des SoCs. Au-delà de 4 s de retard, le contrôle du système devient obsolète et les performances du contrôle AFDPV sont fortement dégradées, particulièrement celui du contrôle de l'équilibrage du SoC.

Notons qu'en fonction du système, le délai de communication peut varier dans une large plage. Selon les exigences du département américain de l'énergie (U.S. Department of Energy) en matière de communication pour les technologies de réseaux intelligents, une latence comprise entre 300 ms et 2 s serait nécessaire pour contrôler les ressources énergétiques distribuées dans un micro-réseau en utilisant la technologie ZigBee ou d'autres technologies de mise en réseau domestique (Home Area Networks technologies) [56]. Cependant, le délai moyen des technologies de communication sans fil (WIFI, ZigBee, LTE M2M, etc.) varie entre 10 ms et 300 ms [57]. Les méthodes proposées offrant une résilience et de bonnes performances pour des délais inférieures à 2 s, peuvent donc être implémentées sur les technologies de communication actuellement utilisées dans les micro-réseaux.

Remarque : Le choix des paramètres des deux contrôles de gestion de puissance (K_{mean} , K_{iSoC} , K_{pSoC} , K_v et K_ω) influe énormément sur la résilience des contrôles proposés face au délai. Ce choix peut soit augmenter leur résilience, soit la diminuer. Par exemple, augmenter la valeur de K_{mean} ou diminuer la valeur de K_v rendra le MG instable pour des délais inférieurs à 2 s.

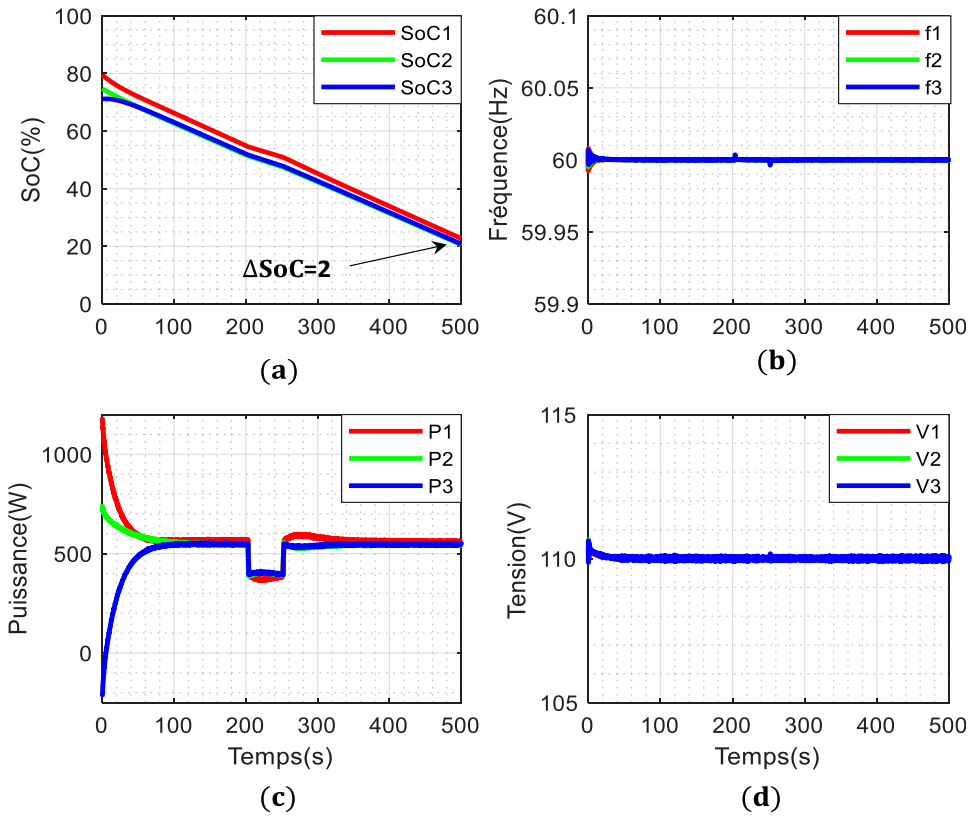


Fig. 2.26 : Stratégie AFDPV, test avec un délai de 1 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance active des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.

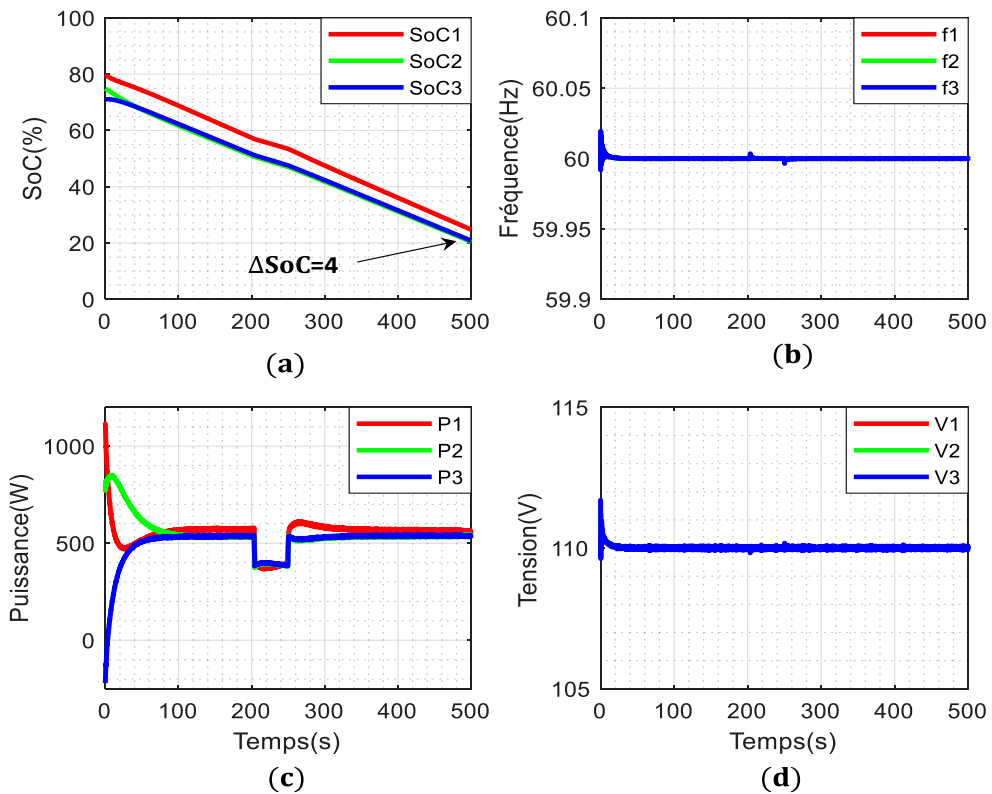


Fig. 2.27 : Stratégie AFDPV, test avec un délai de 2 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance active des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.

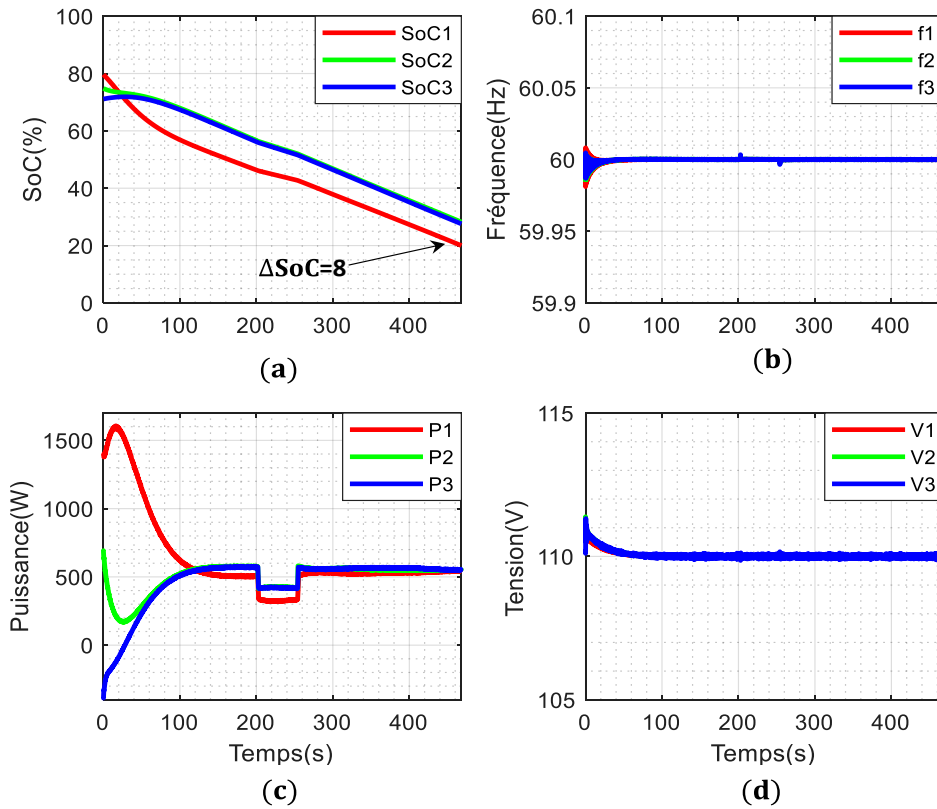


Fig. 2.28 : Stratégie AFDPV, test avec un délai de 3 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.

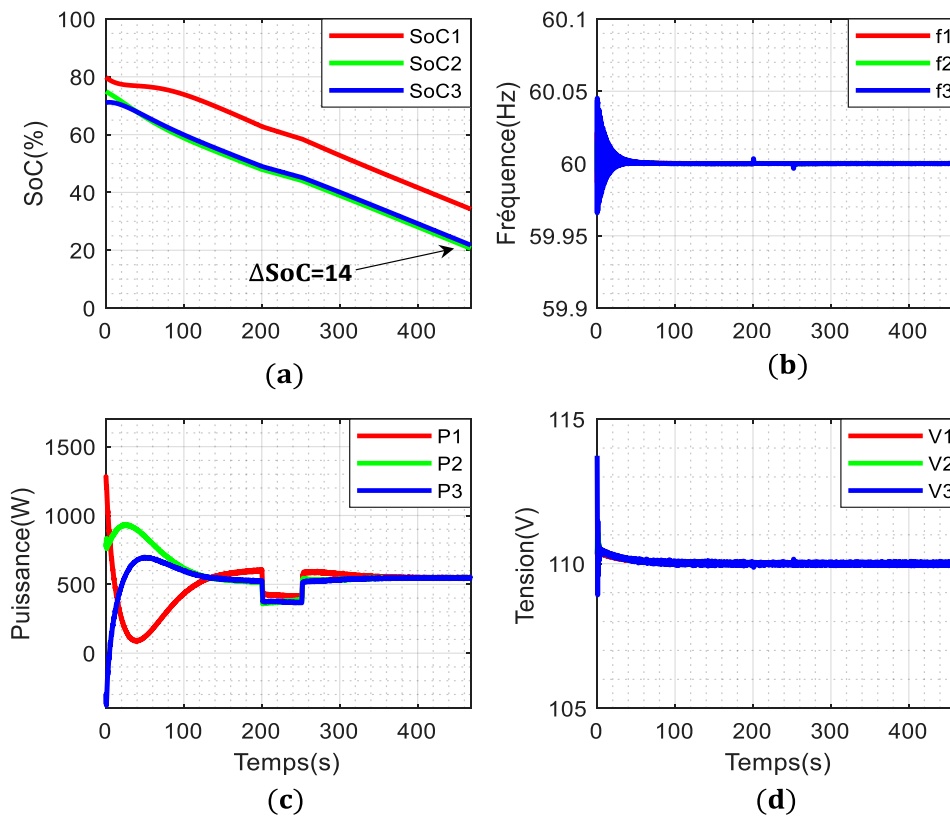


Fig. 2.29 : Stratégie AFDPV, test avec un délai de 4 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.

2.7.3 Influence de l'intégration d'une batterie de seconde vie

Avec l'émergence des véhicules électriques, les batteries de seconde vie sont appelées à jouer un rôle important, notamment dans les applications de réseaux électriques. Les performances des techniques proposées pour l'exploitation de ces batteries de seconde vie sont examinées via ce test. Pour ce faire, la capacité et la puissance maximale du DESU 2 sont réduites de 20 % pour simuler une batterie de seconde vie. Les résultats expérimentaux obtenus sont présentés à la Fig. 2.30. A gauche, sont reportés, les résultats expérimentaux obtenus avec la stratégie AFDPR, et à droite ceux de la méthode AFDPV. Les SoCs des unités DESUs pour les deux stratégies sont illustrés dans la Fig. 2.30 (a) et (b) et montrent que les SoCs des DESUs sont égalisés pour les deux contrôles malgré la différence de leurs capacités. Les fréquences et tensions des DGs sont montrées dans la Fig. 2.30 (e), (f), (g) et (h) et sont restaurées aux valeurs nominales (60 Hz pour la fréquence et 110 V pour la tension). Les puissances actives des DGs sont illustrées à la Fig. 2.30 (c) et (d), et montrent que l'unité DESU 2 est naturellement moins sollicitée que les deux autres batteries dans les deux stratégies de contrôle, en raison de la diminution de sa capacité due au vieillissement. En effet, après égalisation des SoCs de batteries possédant la même tension (V_{batt}), en régime permanent :

$$\frac{P_1}{C_{batt_1}} = \frac{P_2}{C_{batt_2}} = \dots = \frac{P_N}{C_{batt_N}} \quad (2.40)$$

En se référant à (2.40), pour notre cas d'étude, la relation (2.41) est établie et permet de mettre en évidence la sollicitation moindre des batteries de seconde vie par les stratégies AFDPR et AFDPV. L'équation (2.40) montre aussi, qu'en général, pour des batteries ayant des capacités différentes, celle avec la capacité la plus élevée (respectivement la plus faible) fournira plus (respectivement moins) de puissance au MG en appliquant les stratégies de gestion proposées.

$$C_{batt_1} > C_{batt_2} \Rightarrow P_1 > P_2 \quad (2.41)$$

Les méthodes AFDPR et AFDPV permettent une exploitation optimale des batteries seconde vie en limitant systématiquement leur contribution au réseau. Cela permet de ralentir leur dégradation et de prolonger leur durée de vie.

Les scénarios de test réalisés dans cette section 2.7, permettent de valider expérimentalement l'efficacité, la robustesse et la résilience des méthodes AFDPR et AFDPV dans conditions de fonctionnement restrictives comme les impacts de charge, la déconnexion ou connexion de DGs et les retards dans le réseau de communication.

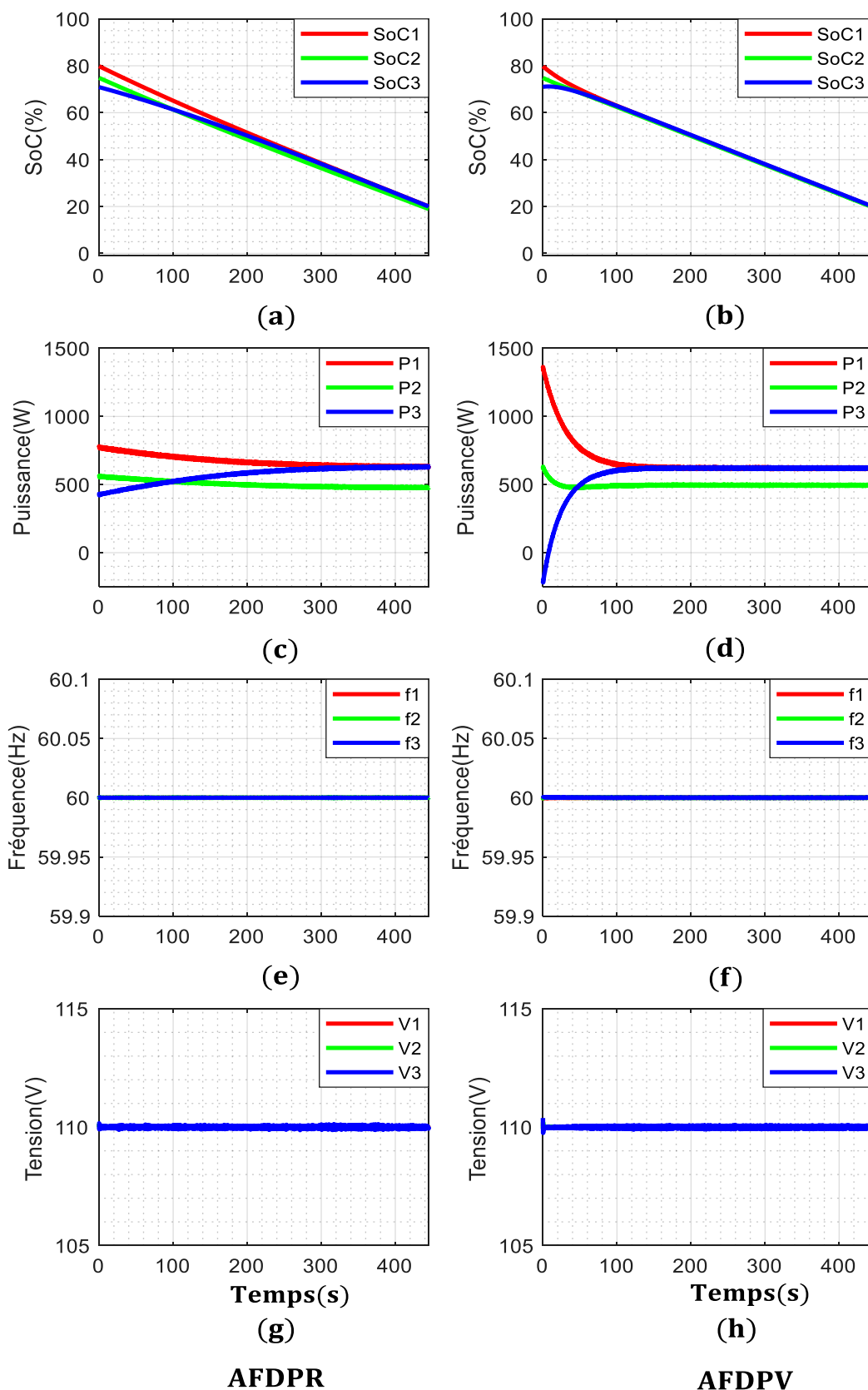


Fig. 2.30 : Exploitation des DESU seconde vie, réduction de 20% de la capacité et puissance maximale du DESU 2 : (a) et (b) SoC des DESUs ; (c), (d) Puissance actives des DGs ; (e) et (f) Fréquences des DGs ; (g) et (h) Tensions des DGs.

2.8 Conclusion

Pour réduire le nombre de cycles de charge/décharge des DESUs et prolonger leur durée de vie tout en maintenant la stabilité du MG, deux stratégies de gestion de puissance basées sur du MAS ont été proposées dans ce chapitre : la méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance Virtuelle (AFDPV) et la méthode Adaptative en Fréquence du Droop basée sur une Puissance de Référence (AFDPR). La stratégie AFDPV assure l'égalisation du SoC grâce à une puissance virtuelle calculée à l'aide de l'algorithme du consensus moyen et d'un régulateur Proportionnel Intégral (PI), et la correction des déviations de la fréquence et de l'amplitude de la tension des DGs grâce au contrôle par consensus. La méthode AFDPR assure l'égalisation des SoCs grâce à une puissance de référence calculée exclusivement avec l'algorithme du consensus moyen. Les références de puissance, déterminées par l'algorithme, stabilisent les fréquences des DGs à la fréquence nominale du MG. Ainsi, la fréquence des DGs est instantanément restaurée à la valeur nominale sans aucun contrôle supplémentaire pour sa restauration permettant de réduire l'ordre du système. Seule l'amplitude de la tension des DGs est restaurée en appliquant le contrôle par consensus. Les contrôles proposés équilibrent les SoCs des DESUs avec un partage précis de la puissance tout en assurant la restauration de la fréquence et de la tension des DGs. Les performances des contrôles distribués proposés sont validées par simulation sous MATLAB/Simulink et sur un dispositif expérimental développé au sein du laboratoire. Les résultats obtenus mettent en exergue les contributions, l'efficacité, la robustesse et la résilience des méthodes de gestion de puissance proposées dans des conditions d'exploitation normales ou contraignantes. Ces résultats permettent aussi une comparaison entre les méthodes AFDPV et AFDPR proposées dans ce chapitre et d'autres stratégies de contrôle coopératif de gestion de puissance des DESUs issues de la littérature qui est représentée dans le Tableau 2.4.

Aussi dans ce chapitre, un dimensionnement des paramètres de contrôle des deux méthodes sont proposées pour assurer leur stabilité et leur robustesse. On constate ainsi que les paramètres du contrôle AFDPR ne dépendent que de l'infrastructure de communication, alors que ceux de la méthode AFDPV dépendent du réseau de communication, et aussi des paramètres du système MG. Bien que, ce prédimensionnement permette de définir les paramètres des stratégies AFDPV et AFDPR, il ne considère pas le système MG en entier et certaines interactions du système sont ignorées. Outre les paramètres de contrôle et le délai de communication, certains éléments passifs du système MG (lignes, charges, etc.) ont une influence sur la stabilité du

micro-réseau. C'est pourquoi dans la suite de ce manuscrit (Chapitre 3), une étude de stabilité a été menée sur le MG entier pour analyser la stabilité locale du système MG-DESU.

Tableau 2.4 : Comparaison des méthodes AFDPR et AFDPV avec des travaux de la littérature

Références	Restauration de la fréquence et tension	Stratégie sans contrôle intégral local	Stratégie fonctionnant en mode de charge et décharge
[2]	Non	Oui	Oui
[37]	Non	Non	Non
[40]	Non	Non	Oui
[38]	Oui	Non	Non
[36]	Oui	Non	Non
AFDPV	Oui	Non	Oui
AFDPR	Oui	Oui	Oui

Chapitre 3 :

Modélisation et étude de stabilité des micro-réseaux insulaires avec un contrôle secondaire distribué

3. Chapitre 3 : Modélisation et étude de stabilité des micro-réseaux AC insulaires avec un contrôle secondaire distribué

Sommaire chapitre 3 :

3.1	Introduction	81
3.2	Modélisation d'un système micro-réseau autonome en vue de l'analyse de la stabilité	82
3.2.1	Modèle d'état du système.....	82
3.2.2	Validation du modèle d'état développé pour un micro-réseau comportant trois unités de stockage d'énergie décentralisées.....	88
3.3	Etude de la stabilité.....	91
3.3.1	Influence des paramètres du contrôle AFDPV sur la stabilité du MG.....	93
3.3.2	Influence du délai de communication sur la stabilité du MG	98
3.3.3	Influence des lignes électriques sur la stabilité du MG.....	99
3.3.4	Influence de la charge CPL sur la stabilité du MG	101
3.4	Conclusion	104

3.1 Introduction

La faible inertie des MGs autonomes basés sur des onduleurs, la présence de certaines charges contraignantes sur le réseau, telles que les charges à puissance constante (CPL), ainsi que les interactions entre le système et les lois de contrôle, rendent la stabilité du fonctionnement des micro-réseaux insulaires particulièrement délicate [3]. Une étude de la stabilité du système doit être effectuée pour analyser et garantir la stabilité, la sécurité et la fiabilité du micro-réseau autonome. Les stratégies d'analyse de stabilité des micro-réseaux insulaires peuvent être subdivisées en deux (02) catégories. D'une part, l'étude de stabilité petit signal [3], [58], [59] qui permet d'étudier la stabilité locale autour d'un point de fonctionnement. La mise en œuvre de ce type d'analyse est certes simple mais sa validité et son efficacité reste limitée au voisinage du point de fonctionnement. Et, d'autre part, l'étude de stabilité large signal [7], [60], [61] dont le domaine de validité et d'efficacité est beaucoup plus large que celui de l'analyse de stabilité petit signal. Cependant, ce type d'analyse est plus complexe à réaliser, en particulier pour les MGs ayant des structures complexes pour lesquelles sa précision sera limitée par le nombre important de non-linéarités du système. Dans la suite des travaux, l'étude de stabilité petit signal a été choisie pour effectuer l'analyse de stabilité en raison de sa simplicité, mais aussi en raison de la complexité et des importantes non-linéarités du système MG étudié. Cette étude de stabilité du MG sera réalisée avec la stratégie AFDPV puisque, contrairement à la stratégie AFDPR, elle possède plusieurs paramètres de contrôle dépendant directement des paramètres du MG-DESU qui peuvent affecter la stabilité du système.

Dans ce chapitre, une modélisation du système micro-réseau est d'abord développée puis validée dans la section 1.2, pour un MG comportant trois unités de stockage d'énergie décentralisées similaire à la plateforme expérimentale. Ensuite, dans la section 3.3, l'étude de la stabilité petit signal du système est réalisée pour d'une part valider la stabilité et la robustesse du système avec les paramètres de contrôle choisis dans le Chapitre 2, et d'autre part, pour déterminer les limites de stabilité des méthodes de gestion proposées sous l'influence du retard dans l'infrastructure de communication, du changement de la structure du MG (influence des lignes électriques) et en présence de charges contraignantes (CPL). Enfin, la section 1.6 conclut ce chapitre.

3.2 Modélisation d'un système micro-réseau autonome en vue de l'analyse de la stabilité

Cette section est consacrée à la modélisation d'état du MG ainsi que de ses lois de contrôle (contrôle primaire et secondaire) en vue d'effectuer une analyse de stabilité à petit signal. Afin de faciliter la modélisation du système et l'analyse de stabilité, les batteries sont supposées posséder la même tension de sortie et la même capacité nominale ($\mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_N = \mu$, voir (2.3)). La modélisation du système se fera en intégrant la stratégie AFDPV développée dans la partie 2. Le schéma général d'un DG alimentant sa charge locale avec les lignes d'interconnexion est présenté dans la Fig. 3.1.

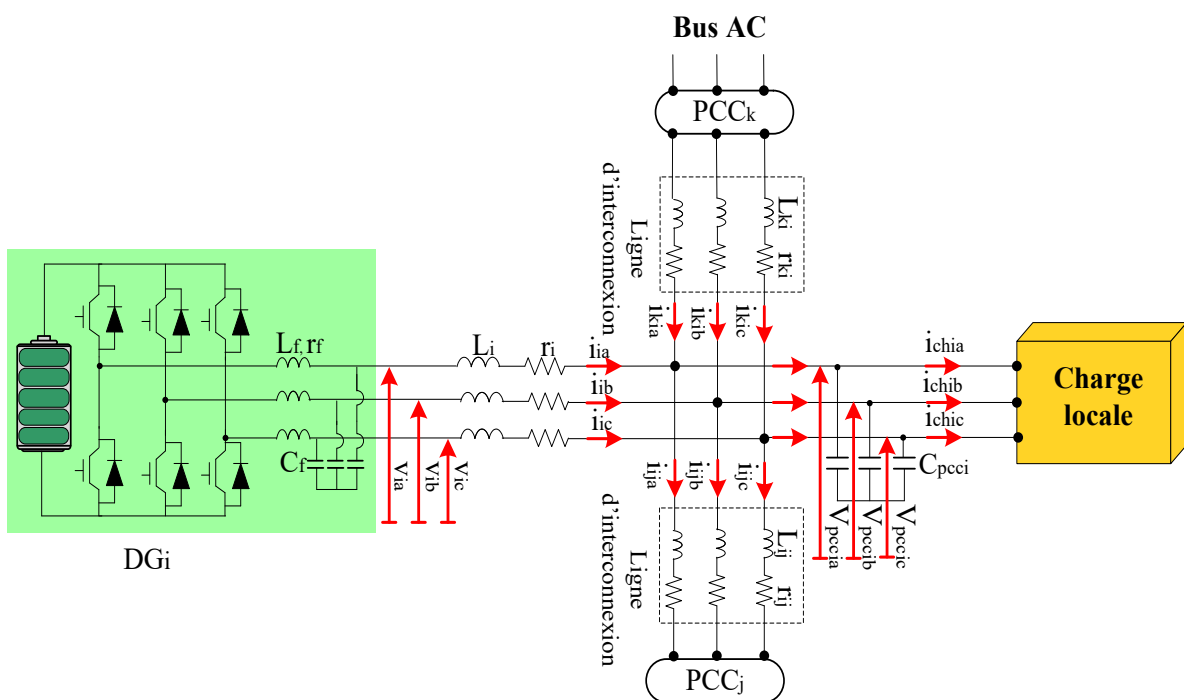


Fig. 3.1 : Schéma général d'un DG

3.2.1 Modèle d'état du système

La modélisation du système se fera dans l'ordre décroissant du contrôle hiérarchique des MGs. Ainsi, nous modéliserons d'abord le contrôle secondaire (stratégie AFDPV) et le contrôle primaire, puis le contrôle interne des onduleurs, ensuite les lignes électriques et les Points de Couplage Commun (PCC) du MG. Enfin, nous présenterons le modèle complet d'un DG du micro-réseau.

- **Contrôle secondaire (stratégie AFDPV)**

En omettant les pertes dans l'onduleur, les états de charge des batteries sont estimés de la façon suivante :

$$SoC_i = SoC_{i_init} - \mu \int P_i dt \quad (3.1)$$

SoC_{i_init} est le SoC initial du $DESU_i$ et P_i la puissance du $DESU_i$. Le SoC moyen (SoC_{mean}) de toutes les batteries du MG-DESU et la différence entre le SoC du $DESU_i$ et le SoC_{mean} (ΔSoC_i) sont déterminés comme suit :

$$SoC_{mean} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N SoC_j \quad (3.2)$$

$$\Delta SoC_i = SoC_{mean} - SoC_i \quad (3.3)$$

N représente le nombre de DESUs du MG. En remplaçant SoC_{mean} par son expression dans (3.3), l'expression de ΔSoC_i devient :

$$\Delta SoC_i = \frac{1}{N} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N SoC_j - SoC_i \quad (3.4)$$

En combinant (3.1) et (3.4), ΔSoC_i peut être exprimé comme suit :

$$\Delta SoC_i = \frac{1}{N} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N (SoC_{j_init} - SoC_{i_init}) + \mu \beta_i \right] \quad (3.5)$$

L'expression de β_i est donnée dans (3.6).

$$\beta_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \int (P_i - P_j) dt \quad (3.6)$$

$$\frac{d}{dt} \beta_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N P_i - P_j \quad (3.7)$$

Posons :

$$\frac{d}{dt} \alpha_i = \Delta SoC_i \quad (3.8)$$

La puissance active virtuelle (P_{iSoC}) du DG_i utilisée pour l'égalisation du SoC des batteries dans la stratégie AFDPV peut alors être déterminée comme suit :

$$P_{iSoC} = K_{pSoC} \dot{\alpha}_i + K_{iSoC} \alpha_i \quad (3.9)$$

K_{pSOC} : gain proportionnel du PI ; K_{iSOC} : gain intégral du PI. Les équations (3.10) et (3.11) représentent respectivement les équations d'états des compensateurs de fréquence et de tension des DGs déterminés grâce au contrôle par consensus pour assurer la restauration de la fréquence et de la tension du DG aux valeurs nominales.

$$\frac{d}{dt} x_{\omega i} = K_{\omega} \left[\sum_{j=1}^N (l_{ij} \omega_j) + b_i (\omega_n - \omega_i) \right] \quad (3.10)$$

$$\frac{d}{dt} x_{vi} = K_v \left[\sum_{j=1}^N (l_{ij} V_j) + b_i (V_n - V_i) \right] \quad (3.11)$$

V_i : amplitude de tension du DG_i ; ω_i : fréquence du DG_i ; V_n : tension nominale du MG ; ω_n : fréquence nominale du MG. K_v et K_{ω} sont les gains du contrôle par consensus de la tension et de la fréquence respectivement. l_{ij} et b_i sont respectivement les éléments de la matrice laplacienne (L) et d'épinglage (B) (voir section 2.3).

- **Contrôle primaire**

Pour chaque DG_i , les puissances actives et réactives sont déterminées par les équations (3.12) et (3.13) après la transformée de Park des tensions et courants de sortie des onduleurs, soit respectivement $V_{dqi}(V_{di}, V_{qi})$ et $I_{dqi}(I_{di}, I_{qi})$.

$$p_i = V_{di} I_{di} + V_{qi} I_{qi} \quad (3.12)$$

$$q_i = V_{qi} I_{di} - V_{di} I_{qi} \quad (3.13)$$

Les puissances actives et réactives instantanées calculées sont filtrées par un filtre passe-bas du premier ordre afin d'obtenir leurs valeurs moyennes P_i et Q_i .

$$P_i = \frac{\omega_f}{\omega_f + s} p_i \quad (3.14)$$

$$Q_i = \frac{\omega_f}{\omega_f + s} q_i \quad (3.15)$$

où $\omega_f = \frac{1}{T_f}$ et représente la fréquence de coupure du filtre passe-bas. T_f est la constante de temps de filtrage des puissances actives et réactives des DGs.

- **Contrôle interne**

Les onduleurs du système sont modélisés par des filtres du second ordre, puisque le contrôle interne des onduleurs possède une dynamique rapide par rapport à celle du contrôle primaire.

Par conséquent, les tensions de sortie des onduleurs (V_{dqi}) suivent parfaitement leurs références (V_{dqi}^*) délivrées par le primaire. Ainsi, le modèle de contrôle interne est décrit de la manière suivante :

$$\frac{V_{dqi}}{V_{dqi}^*} = \frac{\omega_0}{s^2 + 2\xi_0\omega_0s + \omega_0^2} \quad (3.16)$$

avec ω_0 et ξ_0 représentant respectivement, la fréquence de coupure et l' amortissement du contrôle interne.

Dans le but de placer le système MG entier dans un cadre de référence commun (voir Fig. 3.2) pour modéliser correctement les interactions entre les différents DGs du MG, le DG 1 a été choisi comme cadre de référence commun [3], [7], [8]. Par conséquent, toutes les grandeurs électriques (courants et tensions) des autres DGs sont alors placés dans ce référentiel commun (celui du DG 1) par l'application de la transformation suivante :

$$X_{DQi} = T(\delta_i) X_{dqi} \quad (3.17)$$

avec $T(\delta_i) = \begin{pmatrix} \cos(\delta_i) & -\sin(\delta_i) \\ \sin(\delta_i) & \cos(\delta_i) \end{pmatrix}$.

L'axe DQ désigne un cadre de référence homogène tournant à une fréquence $\omega_{com} = \omega_1$. Le terme δ_i représente l'angle de phase du DG_i du cadre de référence par rapport au référentiel commun. δ_i constitue une variable d'état et est déterminée de la façon suivante :

$$\frac{d}{dt} \delta_i = \omega_i - \omega_{com} \quad (3.18)$$

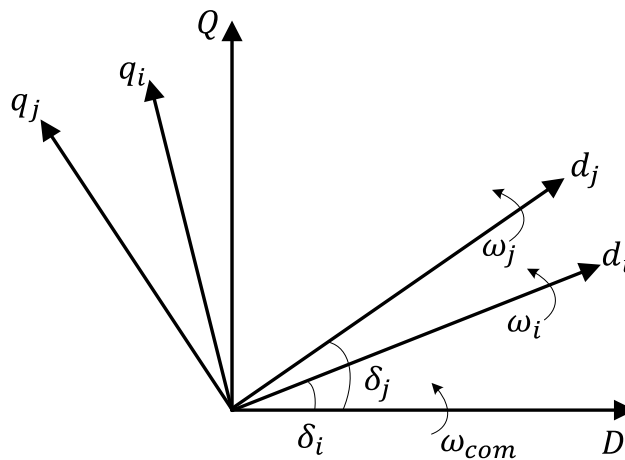


Fig. 3.2 : Transformation dans le cadre de référentiel commun.

En fixant les grandeurs électriques des DGs du MG sur le même référentiel commun, en régime permanent, les fréquences des DGs seront identiques ($\omega_{com} = \omega_1 = \omega_2 = \dots = \omega_N$). Ainsi, les équations d'état de la tension de sortie de l'onduleur du DG_i dans le référentiel commun, sont définies comme suit :

$$\frac{d}{dt}V_{Di} = \gamma_{di} - \delta_i V_{Qi} \quad (3.19)$$

$$\frac{d}{dt}V_{Qi} = \gamma_{qi} - \delta_i V_{Di} \quad (3.20)$$

$$\frac{d}{dt}\gamma_{di} = -2\xi\omega_0\gamma_{di} - \omega_0^2 V_{di} + \omega_0^2 V_{Di}^* - \delta_i \gamma_{qi} \quad (3.21)$$

$$\frac{d}{dt}\gamma_{qi} = -2\xi\omega_0\gamma_{qi} - \omega_0^2 V_{qi} + \omega_0^2 V_{Qi}^* + \delta_i \gamma_{di} \quad (3.22)$$

avec V_{Di}^* et V_{Qi}^* , les références de tension de la commande du droop après le passage au référentiel commun et sont calculées comme suit :

$$V_{Di}^* = 0 \quad (3.23)$$

$$V_{Qi}^* = -\sqrt{3} V_i \quad (3.24)$$

V_i est l'amplitude de la tension délivrée par le contrôle droop.

- **Lignes électriques et Points de Couplage Commun (PCC)**

En tenant compte du référentiel commun et de la structure du DG représentée dans la Fig. 3.1, les équations d'état des lignes connectées à chaque DG sont les suivantes :

$$\frac{d}{dt}I_{Di} = \frac{1}{L_i} [-r_i I_{Di} + V_{Di} - V_{pccDi}] + \omega_{com} I_{Qi} \quad (3.25)$$

$$\frac{d}{dt}I_{Qi} = \frac{1}{L_i} [-r_i I_{Qi} + V_{Qi} - V_{pccQi}] - \omega_{com} I_{Di} \quad (3.26)$$

avec $\omega_{com} = \omega_1$. Aussi, le DG_i est interconnecté à travers des lignes d'interconnexion avec les DG_j (voir Fig. 3.1). Les équations d'état des lignes d'interconnexion entre le DG_i et le DG_j dans le référentiel commun sont les suivantes :

$$\frac{d}{dt}I_{Dij} = \frac{1}{L_{ij}} [-r_{ij} I_{Dij} + V_{pccDi} - V_{pccDj}] + \omega_{com} I_{Qij} \quad (3.27)$$

$$\frac{d}{dt}I_{Qij} = \frac{1}{L_{ij}} [-r_{ij} I_{Qij} + V_{pccQi} - V_{pccQj}] - \omega_{com} I_{Dij} \quad (3.28)$$

Les équations d'états au point de couplage commun (PCC) local de chaque DG_i interconnecté avec le DG_k et DG_j , dans le référentiel commun, sont représentées de la façon suivante :

$$\frac{d}{dt}V_{pccDi} = \frac{1}{C_{pcci}} [I_{Di} + I_{Dki} - I_{Dij} - I_{chDi}] + \omega_{com}V_{pccQi} \quad (3.29)$$

$$\frac{d}{dt}V_{pccQi} = \frac{1}{C_{pcci}} [I_{Qi} + I_{Qki} - I_{Qij} - I_{chQi}] - \omega_{com}V_{pccDi} \quad (3.30)$$

• **Modèle d'état complet du DG**

L'équations d'états d'une unité DG_i dans le référentiel commun sont illustrées dans (3.31). Par la suite, le modèle d'état développé sera validé pour un MG constitué de 03 DESUs alimentant une charge résistive. Le diagramme synoptique du contrôle hiérarchique du DG_i est illustré dans la Fig. 3.3.

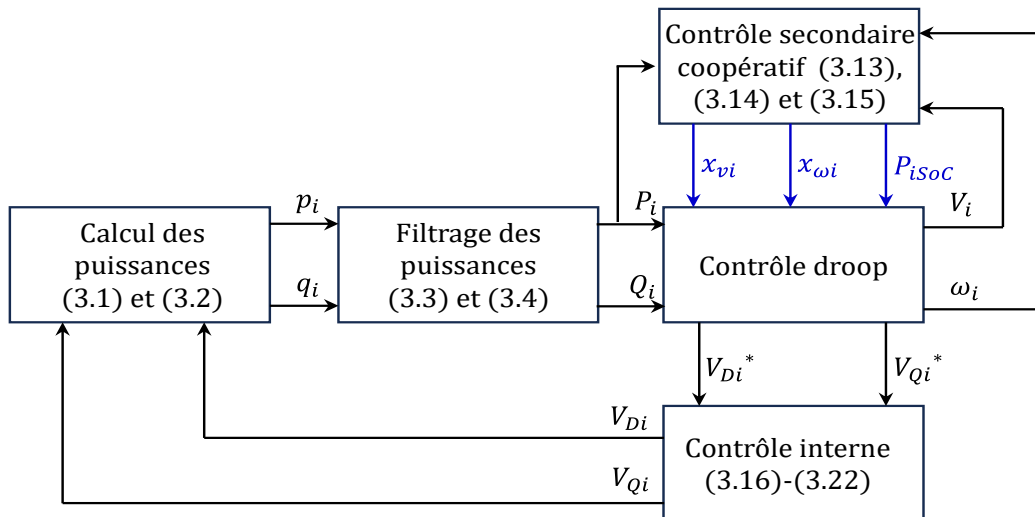


Fig. 3.3 : Diagramme synoptique du contrôle hiérarchique du DG_i .

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \frac{d}{dt} \delta_i = \omega_i - \omega_{com} \\
 \frac{d}{dt} I_{Di} = \frac{1}{L_i} [-r_i I_{Di} + V_{Di} - V_{pccDi}] + \omega_{com} I_{Qi} \\
 \frac{d}{dt} I_{Qi} = \frac{1}{L_i} [-r_i I_{Qi} + V_{Qi} - V_{pccQi}] - \omega_{com} I_{Di} \\
 \frac{d}{dt} I_{Dij} = \frac{1}{L_{ij}} [-r_{ij} I_{Dij} + V_{pccDi} - V_{pccDj}] + \omega_{com} I_{Qij} \\
 \frac{d}{dt} I_{Qij} = \frac{1}{L_{ij}} [-r_{ij} I_{Qij} + V_{pccQi} - V_{pccQj}] - \omega_{com} I_{Dij} \\
 \frac{d}{dt} V_{pccDi} = \frac{1}{C_{pcci}} [I_{Di} + I_{Dki} - I_{Dij} - I_{chDi}] + \omega_{com} V_{pccQi} \\
 \frac{d}{dt} V_{pccQi} = \frac{1}{C_{pccqi}} [I_{Qi} + I_{Qki} - I_{Qij} - I_{chQi}] - \omega_{com} V_{pccDi} \\
 \frac{d}{dt} V_{Di} = \gamma_{di} - \delta_i V_{Qi} \\
 \frac{d}{dt} V_{Qi} = \gamma_{qi} - \delta_i V_{Di} \\
 \frac{d}{dt} \gamma_{di} = -2\xi \omega_0 \gamma_{di} - \omega_0^2 V_{di} + \omega_0^2 V_{Di}^* - \delta_i \gamma_{qi} \\
 \frac{d}{dt} \gamma_{qi} = -2\xi \omega_0 \gamma_{qi} - \omega_0^2 V_{qi} + \omega_0^2 V_{Qi}^* + \delta_i \gamma_{di} \\
 \frac{d}{dt} P_i = \omega_f (V_{Di} I_{Di} + V_{Qi} I_{Qi}) - \omega_f P_i \\
 \frac{d}{dt} Q_i = \omega_f (V_{Qi} I_{Di} - V_{Di} I_{Qi}) - \omega_f Q_i \\
 \frac{d}{dt} \beta_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N P_i - P_j \\
 \frac{d}{dt} \alpha_i = \Delta So C_i \\
 \frac{d}{dt} x_{\omega i} = K_{\omega} \left[\sum_{j=1}^N (l_{ij} \omega_j) + b_i (\omega_n - \omega_i) \right] \\
 \frac{d}{dt} x_{vi} = K_v \left[\sum_{j=1}^N (l_{ij} V_j) + b_i (V_n - V_i) \right]
 \end{array} \right. \quad (3.31)$$

3.2.2 Validation du modèle d'état développé pour un micro-réseau comportant trois unités de stockage d'énergie décentralisées

Pour valider le modèle d'état développé dans la section 3.2.1, ce dernier est comparé au modèle élaboré sous Matlab/Simulink pour un système MG constitué de trois DGs alimentant une charge résistive comme montré dans la Fig. 3.4.

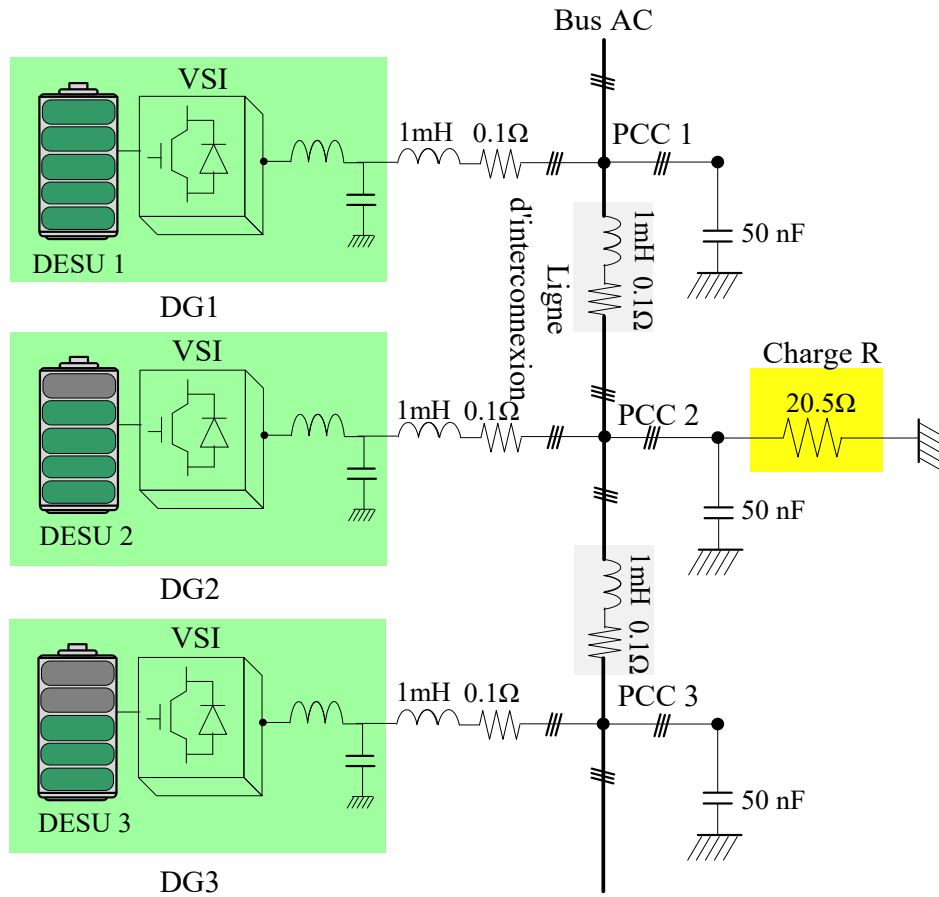


Fig. 3.4. Système MG alimentant une charge résistive pour l'analyse de la stabilité.

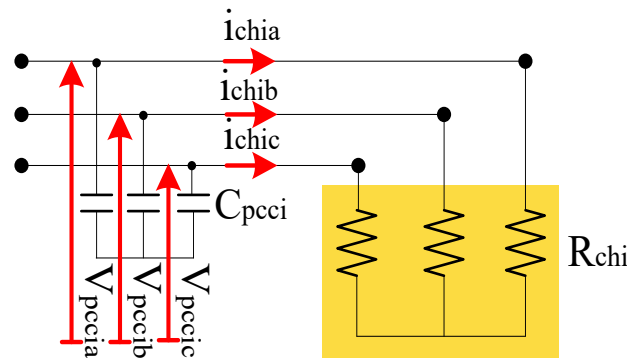


Fig. 3.5 : Charge locale résistive.

En se référant à la Fig. 3.5, les équations d'état d'une charge R_{chi} connectée au PCC i dans le cadre de référentiel commun sont les suivantes :

$$\begin{cases} I_{chDi} = \frac{1}{R_{chi}} V_{pccDi} \\ I_{chQi} = \frac{1}{R_{chi}} V_{pccQi} \end{cases} \quad (3.32)$$

Les paramètres du système MG sont reportés dans le Tableau 3.1. Les SoCs des DESU 1, 2 et 3 sont fixés initialement à 80%, 75% et 71%, respectivement. La stratégie AFDPV est activée dans les deux modèles à 00 h 30 min. Les résultats obtenus sont illustrés dans la Fig. 3.6. Les résultats obtenus avec le modèle d'état sont représentés en traits pleins, et ceux du modèle MATLAB/Simulink en pointillés. Les différences entre le SoC_{mean} et les SoCs des DESUs des deux modèles sont reportées dans la Fig. 3.6 (a). Les fréquences des DGs des deux modèles sont illustrées dans la Fig. 3.6 (b). Les puissances actives des DGs des deux modèles sont présentées dans la Fig. 3.6 (c). Les amplitudes des tensions des DGs des deux modèles sont représentées dans la Fig. 3.6 (d). Les résultats obtenus montrent que les deux modèles ont des dynamiques similaires et sont par conséquent identiques. Cela permet de valider le modèle d'état du système MG étudié qui sera utilisé par la suite pour l'analyse de la stabilité.

Tableau 3.1 : Paramètres du système expérimental

Item	Symbole	Valeur
Puissance maximale DG1	P_{1n}, Q_{1n}	2000 W, 1200 VAR
Puissance maximale DG2	P_{2n}, Q_{2n}	1700 W, 600 VAR
Puissance maximale DG3	P_{3n}, Q_{3n}	1400 W, 400 VAR
Capacité des DESUs	μ	5000 (Ah. V) ⁻¹
Fréquence/tension du MG	f_n/V_n	60 Hz/110 V
Fréquence du filtre	ω_f	10 rad/s
Déviations maximales de f & V	$\Delta\omega/\Delta V$	0.5 rad s ⁻¹ /5 V
Gains du régulateur PI	K_{pSoC}, K_{iSoC}	800, 1
Gains du consensus	K_ω, K_v	5, 5
Gain du consensus moyen	K_{mean}	0.1

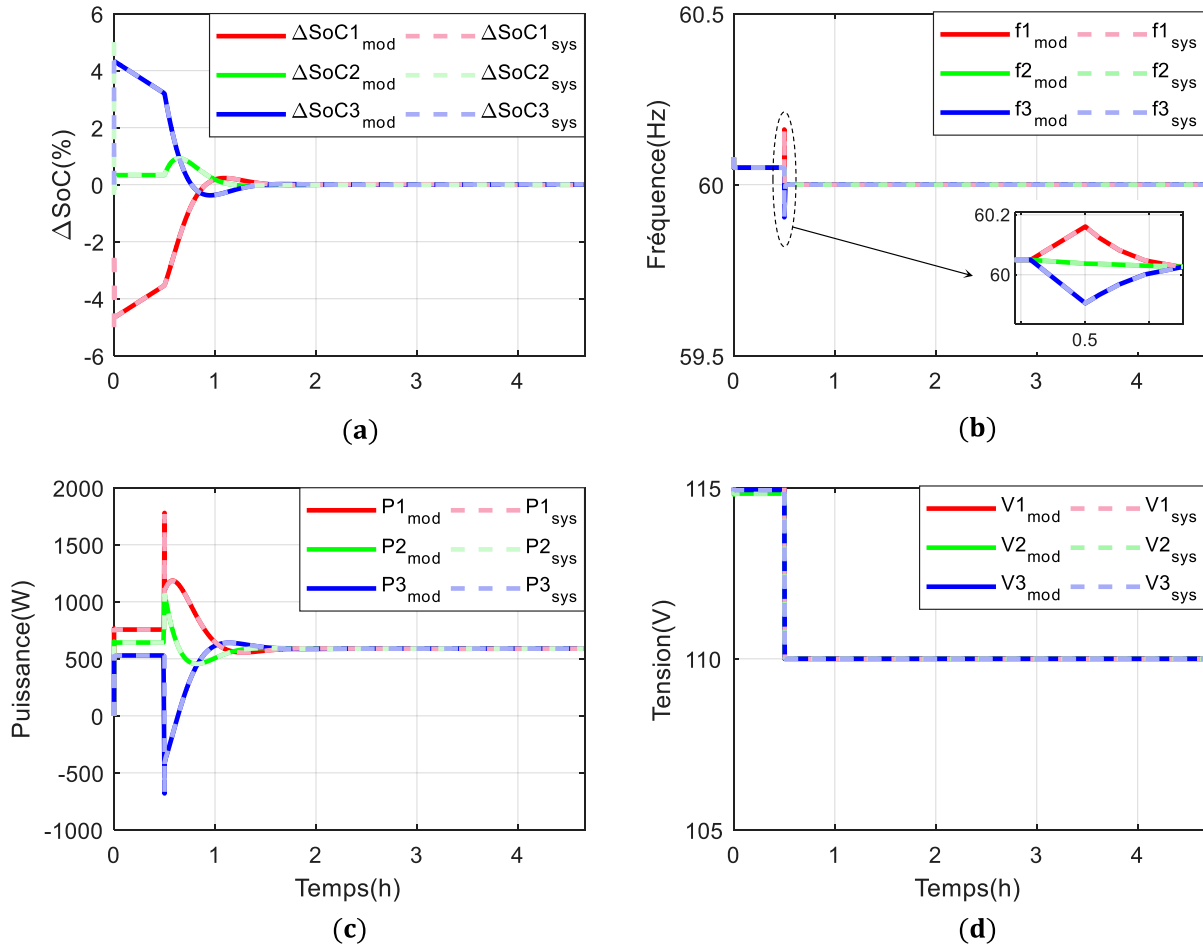


Fig. 3.6. Comparaison entre le modèle d'état et le modèle développé sous Matlab/Simulink : stratégie AFDPV activée à 00 h 30 min.

3.3 Etude de la stabilité

Pour étudier la stabilité locale du système MG-DESU représenté à la Fig. 3.4 et comprendre la dynamique du système, une analyse des valeurs propres est réalisée grâce à la matrice jacobienne calculée au point de fonctionnement avec les paramètres du Tableau 3.1. Conformément aux équations (3.31) et (3.32), le modèle global du système MG étudié peut être exprimé comme suit :

$$\frac{d}{dt}X = A(X)\Delta X \quad (3.33)$$

avec $\Delta X = [\Delta P_1; \Delta P_2; \Delta P_3; \Delta Q_1; \Delta Q_2; \Delta Q_3; \Delta I_{D1}; \Delta I_{D2}; \Delta I_{D3}; \Delta I_{D12}; \Delta I_{D23}; \Delta I_{Q1}; \Delta I_{Q2}; \Delta I_{Q3}; \Delta I_{Q12}; \Delta I_{Q23}; \Delta V_{D1}; \Delta V_{D2}; \Delta V_{D3}; \Delta V_{pccD1}; \Delta V_{pccD2}; \Delta V_{pccD3}; \Delta V_{Q1}; \Delta V_{Q2}; \Delta V_{Q3}; \Delta V_{pccQ1}; \Delta V_{pccQ2}; \Delta V_{pccQ3}; \Delta \gamma_{D1}; \Delta \gamma_{D2}; \Delta \gamma_{D3}; \Delta \gamma_{Q1}; \Delta \gamma_{Q2}; \Delta \gamma_{Q3}; \Delta \delta_2; \Delta \delta_3; \Delta \beta_1; \Delta \beta_2; \Delta \beta_3; \Delta \alpha_1; \Delta \alpha_2; \Delta \alpha_3; \Delta x_{\omega 1}; \Delta x_{\omega 2}; \Delta x_{\omega 3}; \Delta x_{v1}; \Delta x_{v2}; \Delta x_{v3}]$.

Les quarante-huit (48) valeurs propres du système sont indiquées dans la Fig. 3.7 et dans le Tableau 3.2. Les valeurs propres les plus à gauche de l'origine correspondent au contrôle primaire (contrôleur interne et contrôle droop) et les autres représentent le contrôle secondaire (stratégie AFDPV). Dans la suite, l'étude réalisée est entièrement consacrée au comportement des valeurs propres critiques du système (proche de l'origine). Nous examinerons d'abord l'influence des paramètres de contrôle de l'AFDPV, puis du délai de communication, des lignes électriques et enfin de la charge sur la stabilité du MG. Il est important de noter que la désignation des valeurs propres dans la suite de l'étude n'a aucun rapport avec celle du Tableau 3.2, l'étude étant axée sur le comportement des valeurs propres critiques.

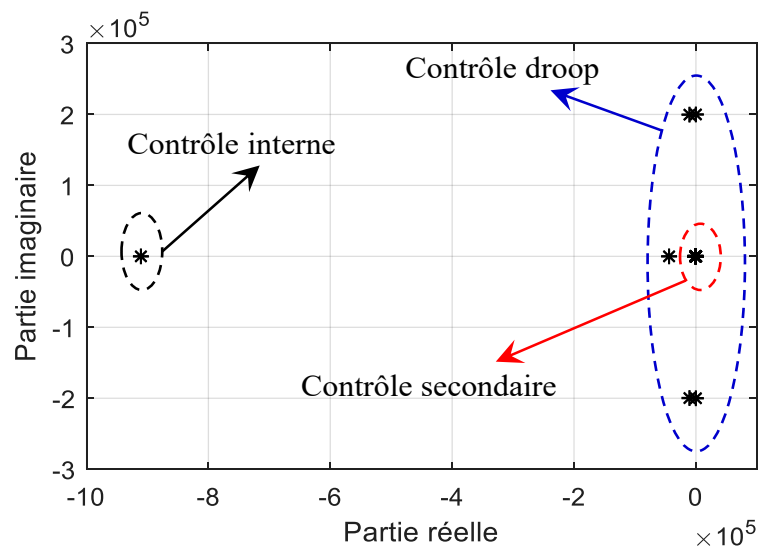


Fig. 3.7. Valeurs propres du système MG

Tableau 3.2 : Valeurs propres du système MG

Valeurs propres	Valeur
$\lambda_{1,2}$	$-9.1073 \cdot 10^5 \pm 3.7699 \cdot 10^2 i$
$\lambda_{3,4}$	$-50 \pm 2.0038 \cdot 10^5 i$
$\lambda_{5,6}$	$-50 \pm 1.9962 \cdot 10^5 i$
$\lambda_{7,8}$	$-1.0525 \cdot 10^4 \pm 2.0010 \cdot 10^5 i$
$\lambda_{9,10}$	$-1.0525 \cdot 10^4 \pm 1.9935 \cdot 10^5 i$
$\lambda_{11,12}$	$-4.4028 \cdot 10^4 \pm 3.7699 \cdot 10^2 i$
$\lambda_{13,14}$	$-86.420 \pm 3.6577 \cdot 10^2 i$
$\lambda_{15,16}$	$-69.795 \pm 3.5572 \cdot 10^2 i$
$\lambda_{17,18}$	$-6.9525 \cdot 10^2 \pm 7.1958 \cdot 10^2 i$

$\lambda_{19,20}$	$-6.9765 \cdot 10^2 \pm 7.1676 \cdot 10^2 i$
$\lambda_{21,22}$	$-7.0000 \cdot 10^2 \pm 7.1414 \cdot 10^2 i$
λ_{23}	-93.2390
λ_{24}	-56.3836
$\lambda_{25,26}$	$-12.5220 \pm 14.5030 i$
$\lambda_{27,28}$	$-14.0367 \pm 10.9301 i$
λ_{29}	-9.9957
λ_{30}	-10.0124
λ_{31}	-4.5580
λ_{32}	-1.7619
λ_{33}	-1.6929
λ_{34}	-1.0141
$\lambda_{35,36}$	$-7.0000 \cdot 10^2 \pm 7.1414 \cdot 10^2 i$
$\lambda_{37,38}$	$-7.0000 \cdot 10^2 \pm 7.1414 \cdot 10^2 i$
$\lambda_{39,40}$	$-7.0000 \cdot 10^2 \pm 7.1414 \cdot 10^2 i$
$\lambda_{41,42}$	$-0.0011 \pm 0.0012 i$
$\lambda_{43,44}$	$-0.0013 \pm 0.0012 i$
$\lambda_{45,46}$	$-7.1669 \cdot 10^{-12} \pm 4.0123 \cdot 10^{-8} i$
λ_{47}	$-1.5696 \cdot 10^{-10}$
λ_{48}	$-1.0639 \cdot 10^{-10}$

3.3.1 Influence des paramètres du contrôle AFDPV sur la stabilité du MG

Dans cette section, l'influence des paramètres du contrôle AFDPV (K_{iSoC} , K_{pSoC} , K_v et K_ω) sur la stabilité du système est étudiée. Premièrement, l'impact du paramètre K_{iSoC} sur la stabilité du système est analysé. La valeur de K_{iSoC} est augmentée de 1 à 15, avec un pas de 0.5. Les valeurs propres obtenues pour chaque valeur de K_{iSoC} sont représentées dans la Fig. 3.8. Nous constatons que lorsque K_{iSoC} augmente, λ_3 , λ_5 et λ_6 s'éloignent de l'origine tandis que λ_4 s'en approche. Cependant, λ_1 et λ_2 qui sont les valeurs propres plus proches de l'origine, s'éloignent de l'axe réel. Ce qui rendra le système oscillant. Augmenter la valeur du paramètre K_{iSoC} aura donc pour conséquence de rendre le système MG plus oscillant comme on peut le voir dans la Fig. 3.9 avec un $K_{iSoC} = 4$. En effet, il est facile de constater que le système est beaucoup plus oscillant avec un $K_{iSoC} = 4$ (Fig. 3.9 (a) et (c)) qu'avec un $K_{iSoC} = 1$ (Fig. 3.9 (b) et (d)).

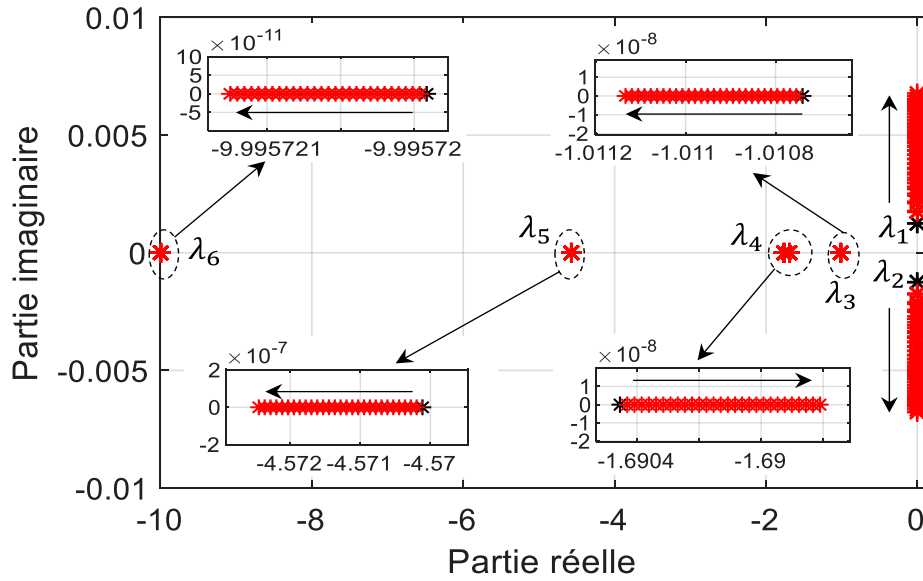


Fig. 3.8: Valeurs propres avec différentes valeurs de K_{iSoC} (variation de K_{iSoC} de 1 à 15 avec un pas de 0.5).

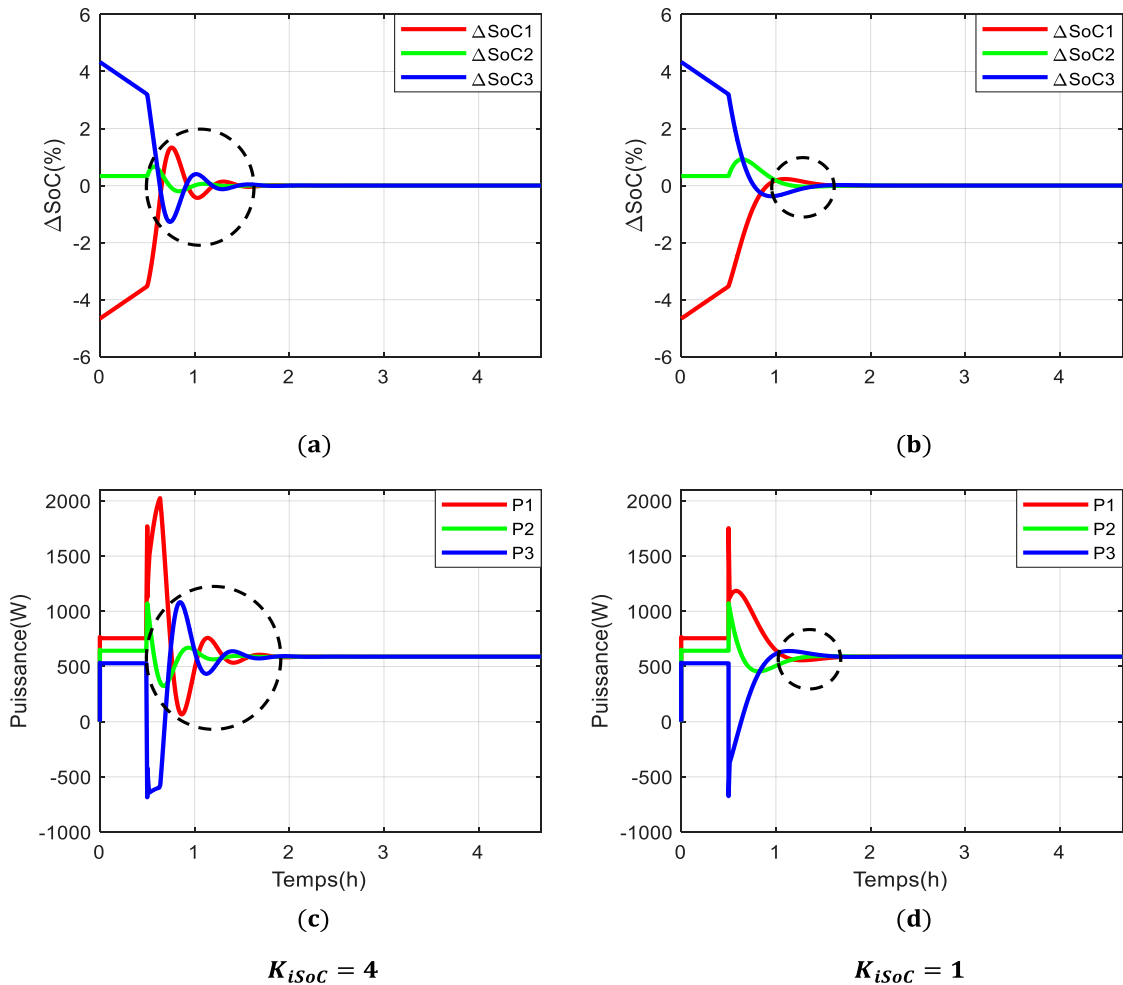


Fig. 3.9 : Influence de la valeur de K_{iSoC} sur le système MG avec $K_{iSoC}=4$ (stratégie AFDPV activée à 00 h 30 min) : (a) et (b) différences entre le SoC_{mean} et les SoCs des DESUs ; (c) et (d) puissances des DESUs.

Deuxièmement, l'effet du paramètre K_{pSOC} sur la stabilité du MG est analysé. La valeur de K_{pSOC} est portée de 800 à 1600, avec un pas de 50. Les trajectoires des valeurs propres obtenues sont illustrées dans la Fig. 3.10. Nous remarquons que lorsque K_{pSOC} augmente, λ_3 , λ_4 et λ_6 se rapprochent de l'origine tandis que λ_5 s'en éloigne. λ_1 et λ_2 se rapprochent de l'axe réel puis une fois sur l'axe réel (avec $K_{pSOC} = 1120$), ces pôles se rapprochent de l'origine. L'augmentation de la valeur de K_{pSOC} a pour effet d'amortir le système. Cependant une grosse valeur de K_{pSOC} pourrait rendre le système instable. Dans le but d'obtenir un système plus amorti et moins oscillant, la valeur de K_{pSOC} est fixée à 1120, valeur à laquelle les pôles λ_1 et λ_2 sont sur l'axe réel. Les résultats acquis sont comparés à ceux obtenus avec $K_{pSOC} = 800$ et sont illustrés dans Fig. 3.11. A gauche sont représentés les résultats obtenus avec $K_{pSOC} = 1120$ et à droite ceux acquis avec $K_{pSOC} = 800$. Ces résultats démontrent que la valeur de $K_{pSOC} = 1120$ permet de réduire l'oscillation du système et de le rendre plus amorti.

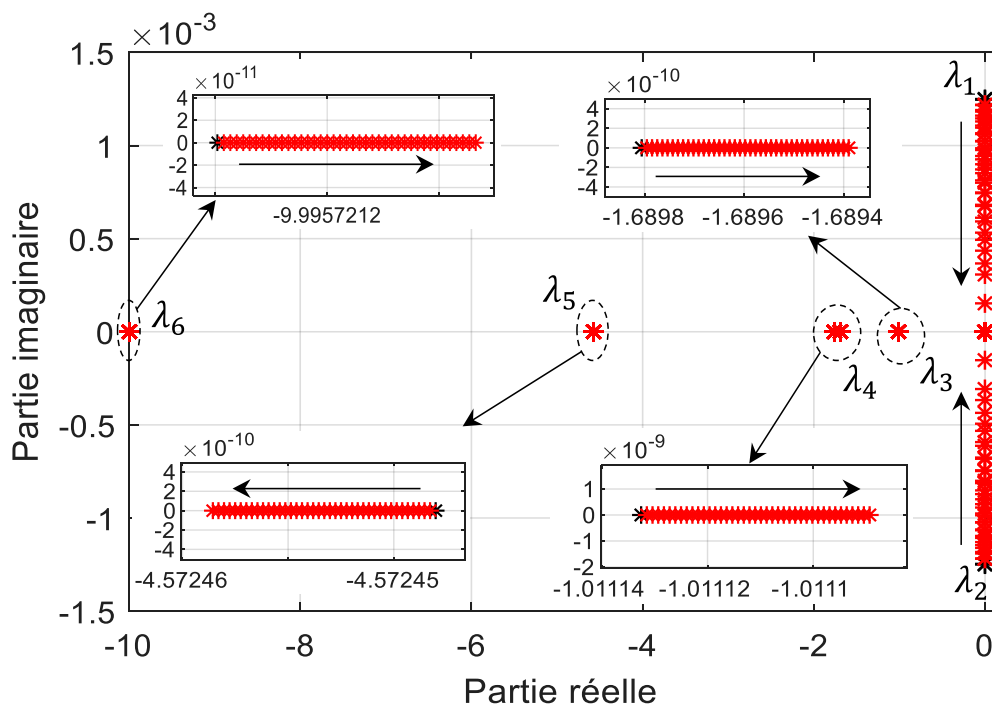


Fig. 3.10 : Valeurs propres avec différentes valeurs de K_{pSOC} (variation de K_{pSOC} de 800 à 1600 avec un pas de 50).

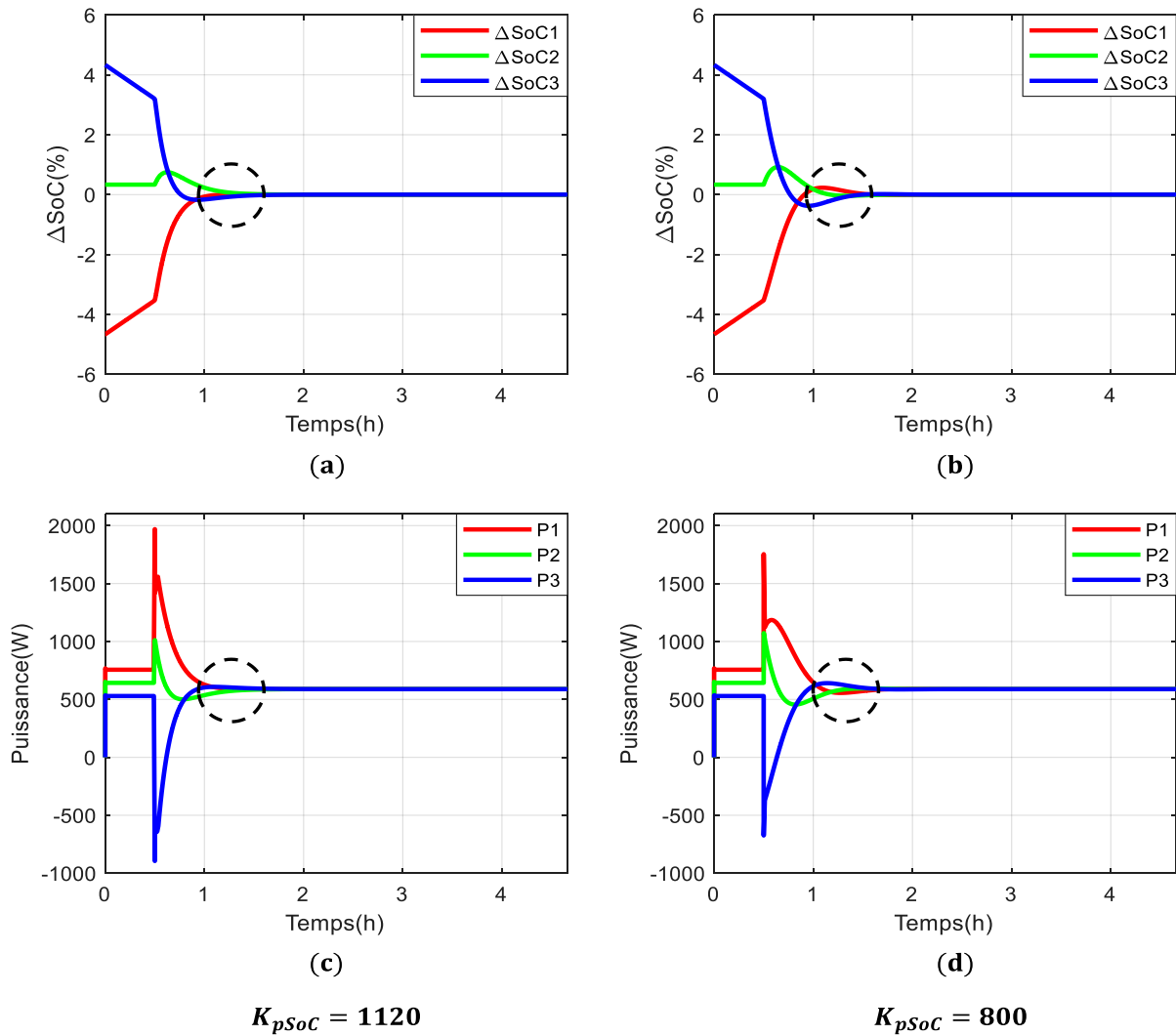


Fig. 3.11 : Influence de la valeur de K_{pSoC} sur le système MG avec $K_{pSoC} = 1120$ (stratégie AFDPV activée à 00 h 30 min) : (a) et (b) différences entre le SoC_{mean} et les SoCs des DESUs ; (c) et (d) puissances des DESUs.

Troisièmement, l'influence du paramètre K_{ω} sur la stabilité du MG est examinée. La valeur de K_{ω} est augmentée de 5 à 20, avec un pas de 0.1. Les valeurs propres obtenues pour chaque valeur de K_{ω} sont représentées dans la Fig. 3.12. Nous constatons que lorsque K_{ω} augmente, λ_3 et λ_4 s'éloignent de l'origine tandis que λ_1 , λ_2 , λ_5 et λ_6 se déplacent vers l'origine. Pour une valeur comprise entre 13.5 et 16.5, λ_4 s'éloigne de l'axe de réel rendant le système oscillant comme montré dans la Fig. 3.13 avec $K_{\omega} = 15$. Augmenter la valeur de K_{ω} jusqu'à un certain niveau n'aura pas de répercussion sur le système. Cependant, une valeur importante pourrait rendre le système oscillant (notamment quand λ_4 s'éloigne de l'axe réel pour $13.5 \leq K_{\omega} \leq 16.5$) ou instable (en particulier si la partie réelle de λ_1 ou λ_2 devient positive).

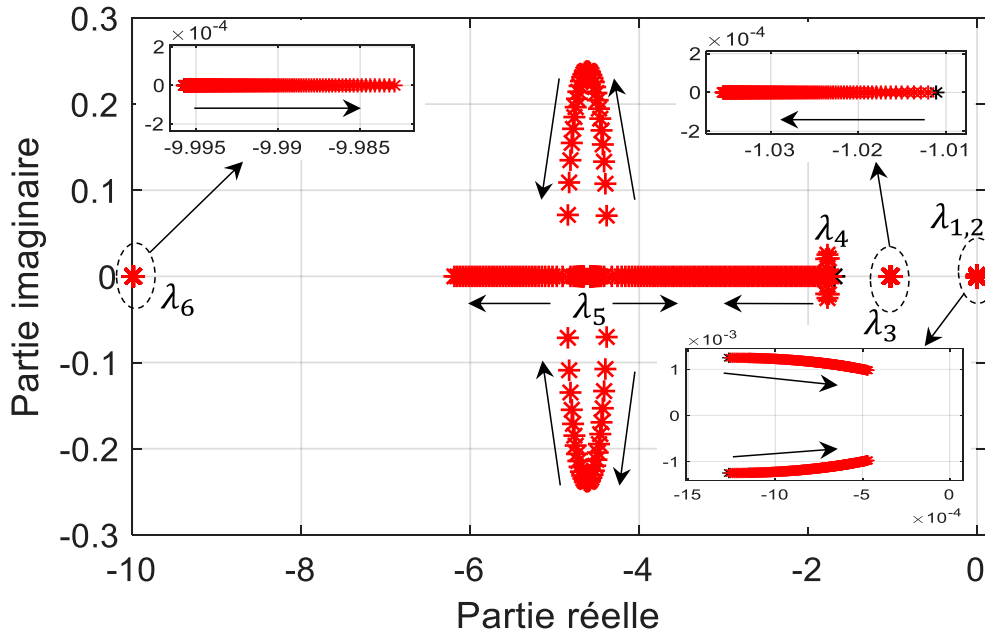


Fig. 3.12 : Valeurs propres avec différentes valeurs de K_ω (variation de K_ω de 5 à 20 avec un pas de 0.1).

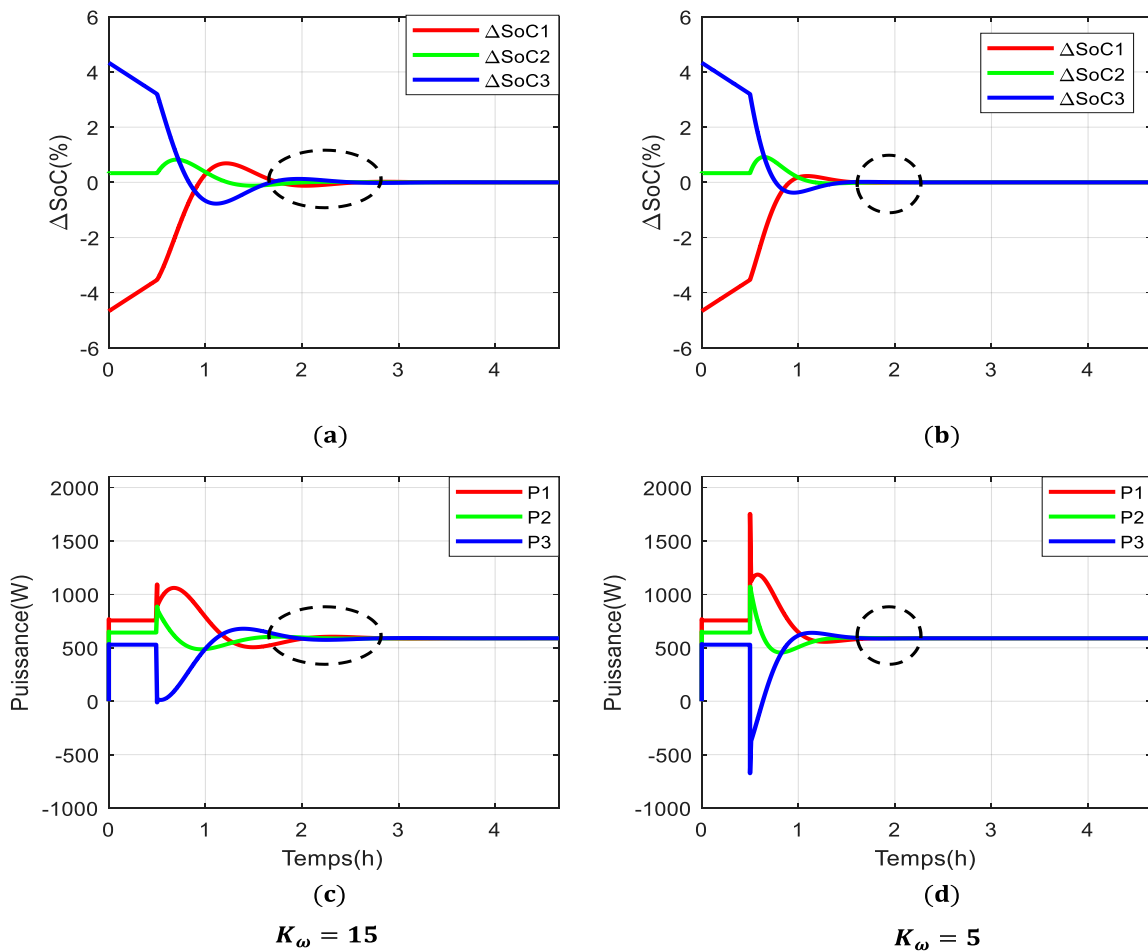


Fig. 3.13 : Influence de la valeur de K_ω sur le système MG avec $K_\omega=15$ (stratégie AFDPV activée à 00 h 30 min) : (a) et (b) différences entre le SoC_{mean} et les SoCs des DESUs ; (c) et (d) puissances des DESUs.

Finalement, l'influence du paramètre K_v sur la stabilité du MG est étudiée. La valeur de K_v est augmentée de 5 à 20, avec un pas de 1. Les valeurs propres obtenues pour chaque valeur de K_v sont reportées dans la Fig. 3.14. Nous observons que quand K_v augmente, λ_3 , λ_4 et λ_5 s'éloignent rapidement de l'origine tandis que λ_6 s'en approche. λ_1 et λ_2 se détachent très légèrement de l'axe réel ce qui contribuera à rendre le système oscillant. Augmenter la valeur de K_v contribuera à stabiliser le système mais pourrait le rendre oscillant pour des valeurs plus importantes.

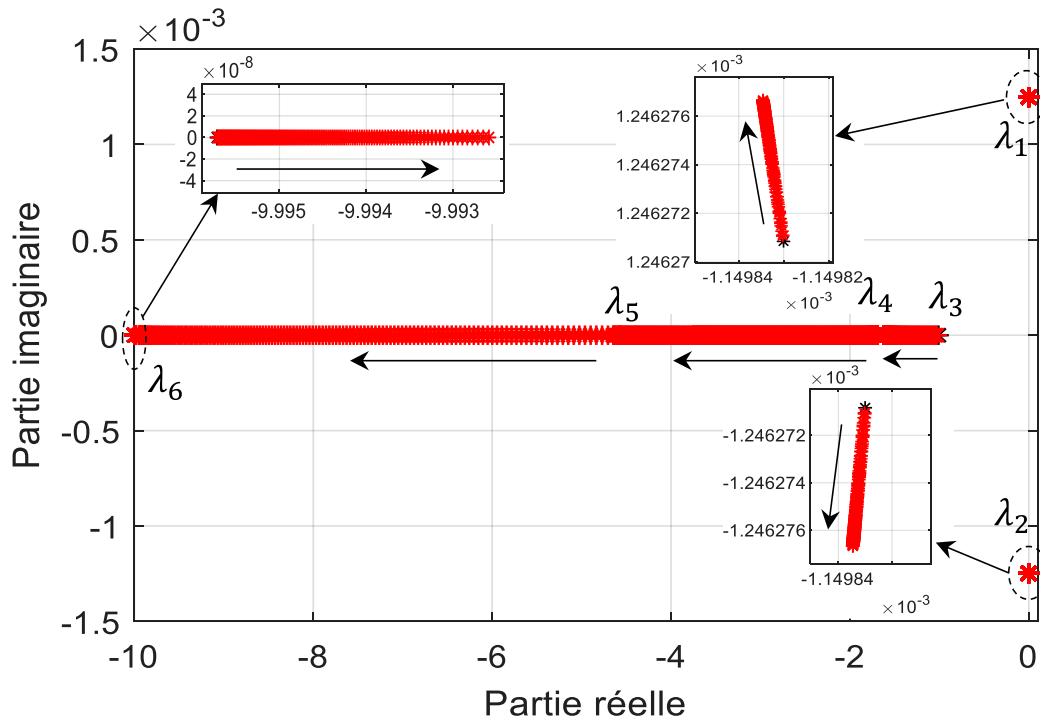


Fig. 3.14: Valeurs propres avec différentes valeurs K_v (variation de K_v de 5 à 20 avec un pas de 0.1).

3.3.2 Influence du délai de communication sur la stabilité du MG

L'effet des délais de communication sur la stabilité du MG est analysé dans cette section. En effet, la méthode AFDPV repose sur une infrastructure de communication où un retard entre l'envoi et la réception d'informations est constaté. Ainsi, pour étudier l'impact du délai de communication sur la stabilité du MG, le délai t_d est introduit dans le modèle de micro-réseau à l'aide d'une approximation polynomiale du premier ordre (voir section 2.7.2). Les équations d'états représentant l'introduction du retard sont présentées dans (3.34).

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} P_{td,i} = \frac{1}{t_d} (P_{td,i} - P_i) \\ \frac{d}{dt} \omega_{td,i} = \frac{1}{t_d} (\omega_{td,i} - \omega_i) \\ \frac{d}{dt} V_{td,i} = \frac{1}{t_d} (V_{td,i} - V_i) \end{cases} \quad (3.34)$$

$P_{td,i}$, $\omega_{td,i}$ et $V_{td,i}$ représentent respectivement la valeur de la puissance, fréquence et tension reçue par les voisins du DG_i . t_d est le délai de communication en secondes. La valeur de t_d est augmentée de 0.3 à 5 s, avec un pas de 0.1. Les valeurs propres du système obtenues pour chaque valeur de t_d sont reportées dans la Fig. 3.15. Nous constatons que lorsque la valeur de t_d augmente, toutes les valeurs propres à l'exception de λ_1 s'approchent rapidement de l'origine sans la dépasser. Le système MG demeure cependant stable pour un délai t_d compris entre 0.3 ms et 5 s. Cela est conforme aux résultats expérimentaux obtenus avec la stratégie AFDPV dans la partie 2.7.2 et permet de valider la robustesse de la stratégie AFDPV face au délai de communication.

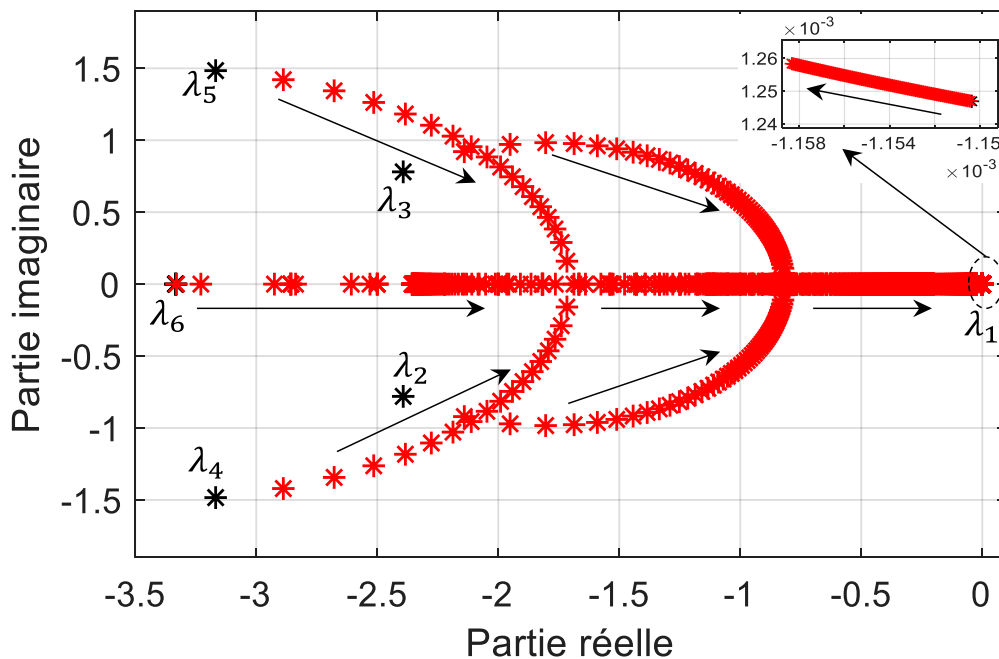


Fig. 3.15 : Valeurs propres avec différentes valeurs t_d (variation de t_d de 0.3 à 5 s avec un pas de 0.1).

3.3.3 Influence des lignes électriques sur la stabilité du MG

Dans cette section, l'influence des paramètres des lignes électriques sur la stabilité du système est étudiée. En effet, les équations de droop utilisées au niveau primaire ont été obtenues en considérant les impédances des lignes des DGs comme étant purement inductives. Cette hypothèse repose sur le fait que les impédances de ligne et les filtres de sortie des DGs

possèdent une grande inductance, rendant leurs impédances de sortie principalement inductives [62]. Cependant, en basse tension, les impédances de sortie des DGs deviennent majoritairement résistives et les inductances des lignes peuvent être négligées devant leurs résistances [63]. Ce changement de la nature des impédances de ligne rend les équations de droop utilisées inexactes et peut aboutir à l'instabilité du système de micro-réseau. Ainsi, pour analyser l'impact des lignes électriques sur la stabilité du MG (en particulier lorsqu'elles deviennent résistives), les valeurs des résistances (r) de toutes les lignes sont augmentées de 0.1 à 3 Ω avec un pas de 0.2 Ω . L'évolution des valeurs propres du MG est illustrée sur la Fig. 3.16 et montre que les pôles $\lambda_3, \lambda_4, \lambda_5$ et λ_6 s'éloignent de l'origine tandis que λ_1 et λ_2 qui sont les pôles dominants du système s'en approche rapidement. La partie réelle de λ_1 et λ_2 devient positive à partir de 2.4 Ω , le système MG devient alors instable à partir de cette valeur. Afin de valider ces résultats, la Fig. 3.17 montre deux tests réalisés en fixant toutes les valeurs des résistances des lignes à 2.2 Ω et à 2.4 Ω . Les résultats présentés dans la Fig. 3.17 montrent que le système MG est à la limite de stabilité avec $r = 2.2 \Omega$ et devient instable lorsque les résistances des lignes électriques atteignent 2.4 Ω . En résumé, les lignes électriques sensiblement résistives n'auront pas d'impact majeur sur les performances du système. En revanche, les lignes fortement résistives pourraient entraîner l'instabilité du micro-réseau.

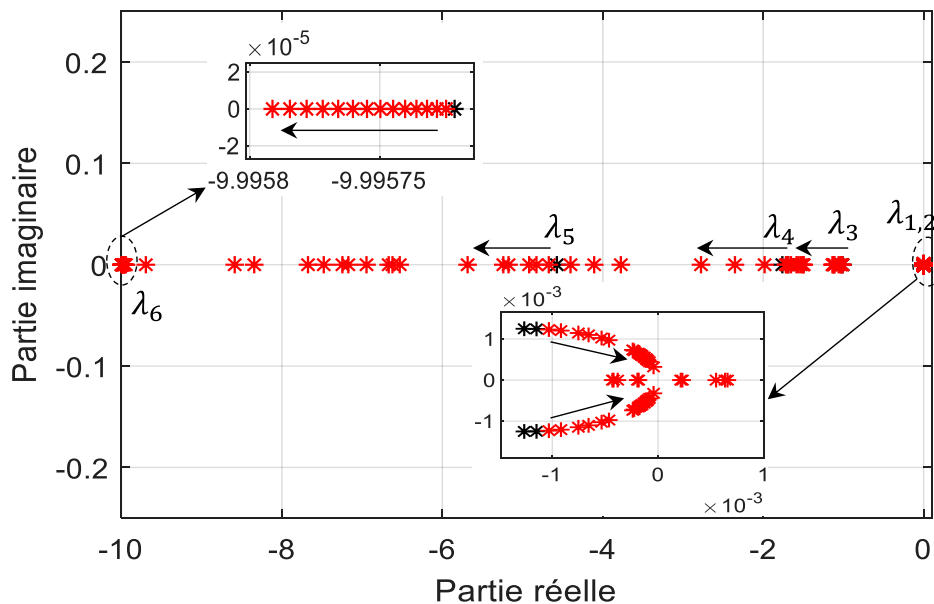


Fig. 3.16 : Valeurs propres avec différentes valeurs des résistances des lignes (variation des résistances de 0.1 à 3 Ω avec un pas de 0.2).

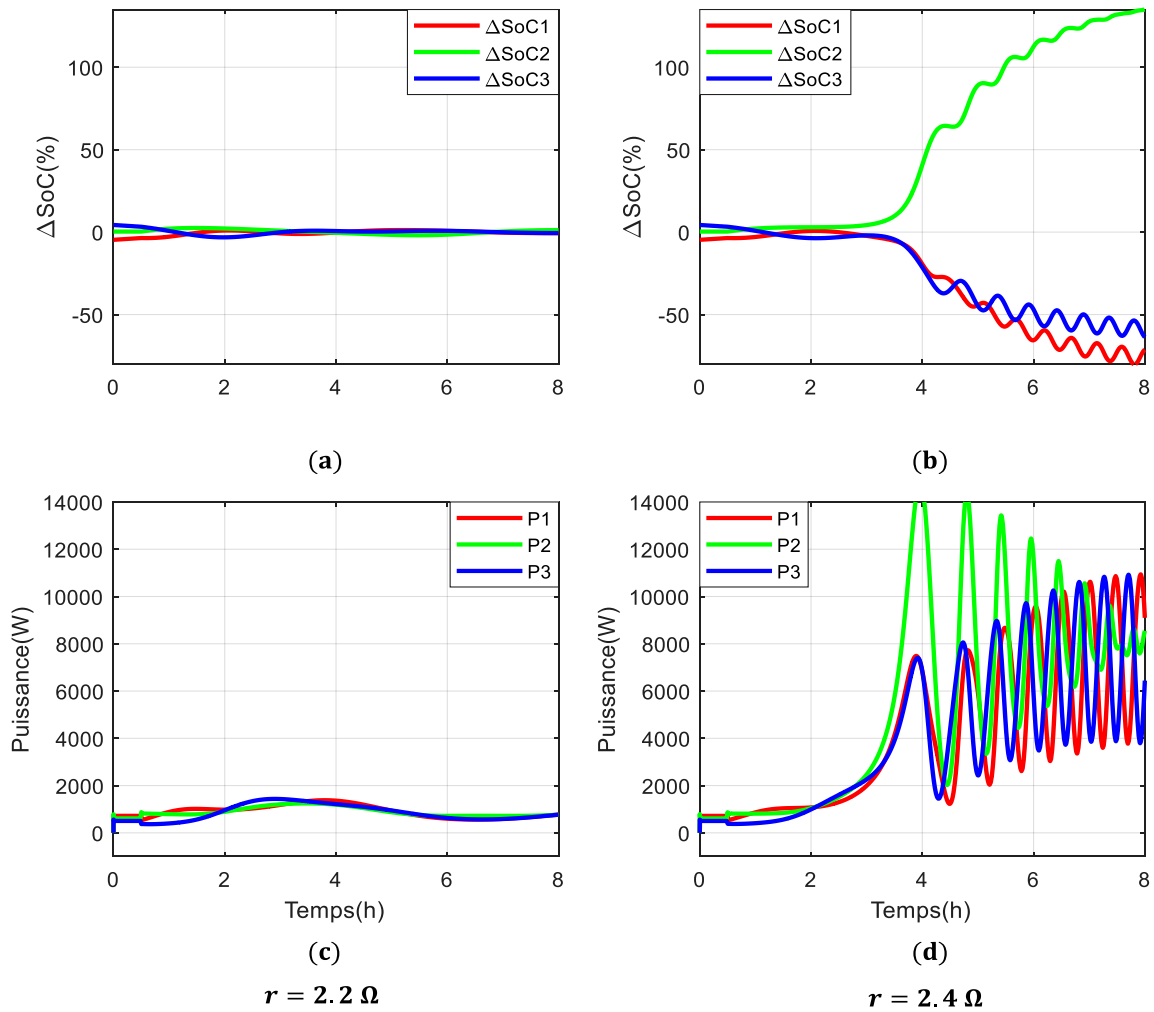


Fig. 3.17 : Influence des lignes électriques sur la stabilité du système MG avec $r = 2.2 \Omega$ et $r = 2.4 \Omega$ (stratégie AFDPV activée à 00 h 30 min) : (a) et (b) différences entre le SoC_{mean} et les SoCs des DESUs ; (c) et (d) puissances des DESUs.

3.3.4 Influence de la charge CPL sur la stabilité du MG

L'impact des charges à puissance constante sur la stabilité du MG est examiné dans cette partie. Dans cette optique, la charge résistive est remplacée par une charge CPL, comme montré dans la Fig. 3.18. Les équations d'états d'une charge CPL locale connectée au PCC i sont représentées dans (3.35) et (3.36).

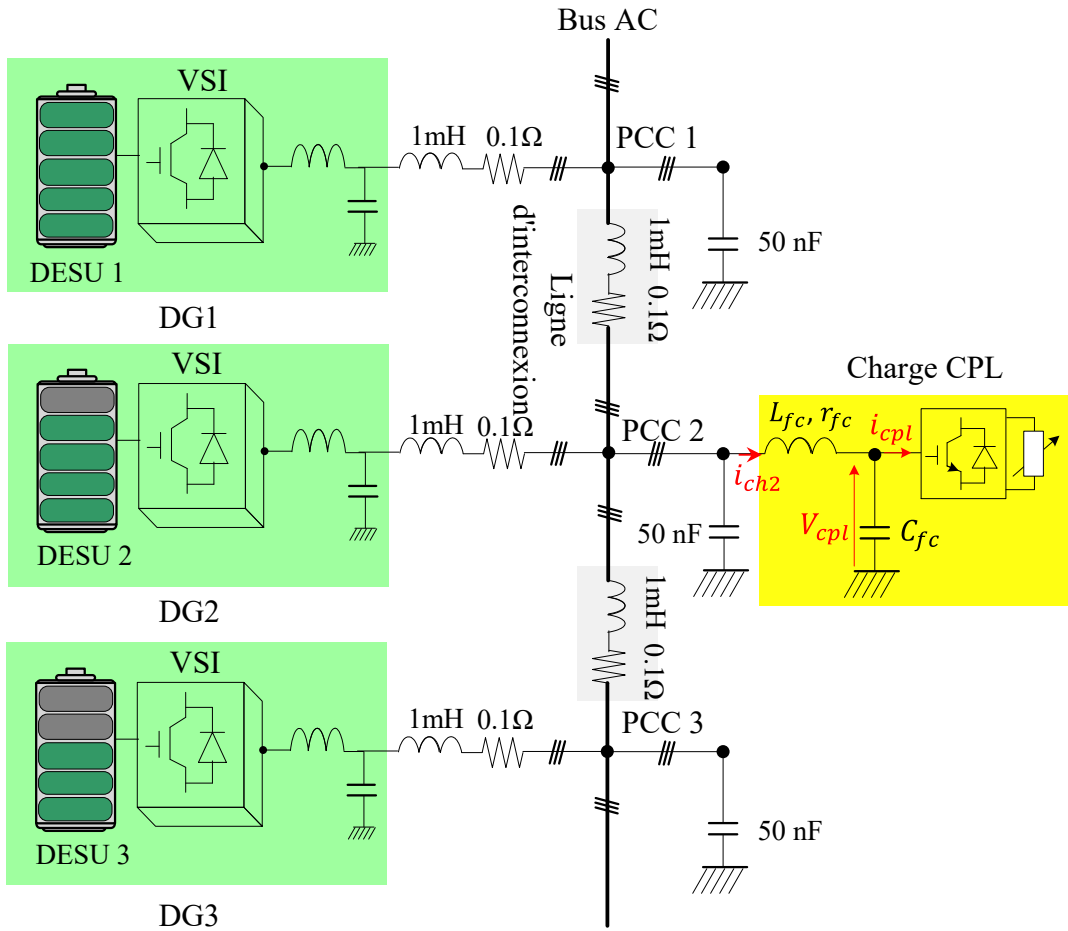


Fig. 3.18 : Système MG alimentant une charge CPL pour l'étude de la stabilité.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d}{dt} I_{chDi} = \frac{1}{L_{fci}} [-r_{fci} I_{chDi} + V_{pccDi} - V_{cplDi}] + \omega_{com} I_{chQi} \\ \frac{d}{dt} I_{chQi} = \frac{1}{L_{fci}} [-r_{fci} I_{chQi} + V_{pccQi} - V_{cplQi}] - \omega_{com} I_{chDi} \\ \frac{d}{dt} V_{cplDi} = \frac{1}{C_{fci}} [I_{chDi} - I_{cplDi}] + \omega_{com} V_{cplQi} \\ \frac{d}{dt} V_{cplQi} = \frac{1}{C_{fci}} [I_{chQi} - I_{cplQi}] - \omega_{com} V_{cplDi} \end{array} \right. \quad (3.35)$$

Les courants (I_{cplDi} et I_{cplQi}) de la charge CPL sont déterminés de la manière suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{cplDi} = \frac{P_{cpli} V_{cplDi} + Q_{cpli} V_{cplQi}}{V_{cplDi}^2 + V_{cplQi}^2} \\ I_{cplQi} = \frac{P_{cpli} V_{cplQi} - Q_{cpli} V_{cplDi}}{V_{cplDi}^2 + V_{cplQi}^2} \end{array} \right. \quad (3.36)$$

Dans le but d'étudier l'impact de la charge CPL sur la stabilité du MG, sa puissance active (P_{cpl}) est variée de 500 à 1000 W avec un pas de 50 W, sa puissance réactive (Q_{cpl}) étant fixée

à 0 VAR. Les valeurs propres du système obtenues pour chaque valeur de P_{cpl} sont illustrées dans la Fig. 3.19. On observe qu'au fur et à mesure que la valeur de P_{cpl} augmente, les valeurs propres λ_{18} et λ_{19} s'éloignent de l'origine tandis que λ_{16} et λ_{17} s'en rapprochent rapidement. Les valeurs propres $\lambda_1, \dots, \lambda_{15}$ sont peu influencées par la variation de P_{cpl} . Le système devient instable pour $P_{cpl} = 600$ W, valeur à laquelle les valeurs propres λ_{16} et λ_{17} deviennent positives. Ce résultat est validé par simulation dans la Fig. 3.20 où nous pouvons observer qu'à partir de 600 W, en plus des fluctuations de puissance des DGs, le système MG décroche et n'arrive plus à alimenter la charge CPL (les puissances des DGs s'annulent).

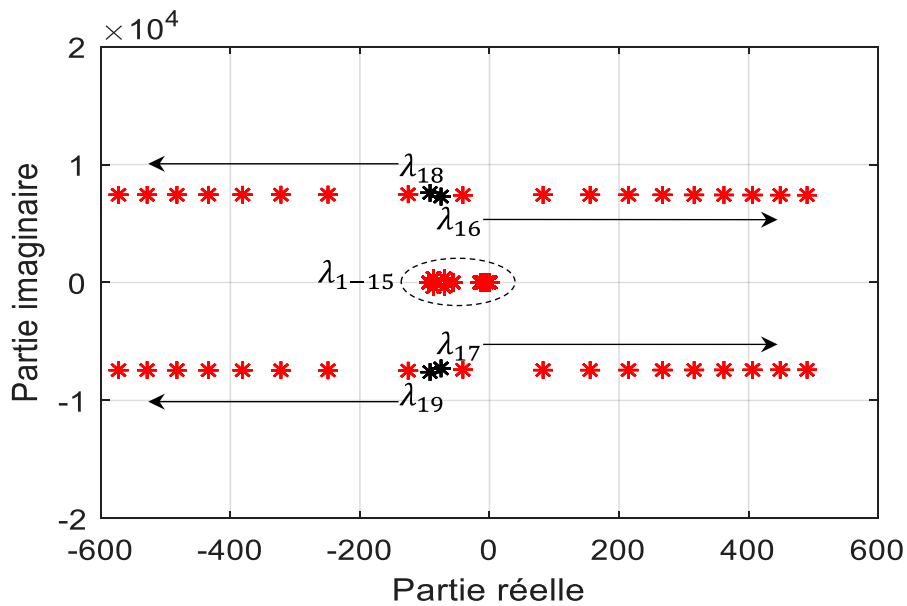


Fig. 3.19 : Valeurs propres avec différentes valeurs de P_{cpl} (variation des résistances de 500 à 1000 W avec un pas de 50 W).

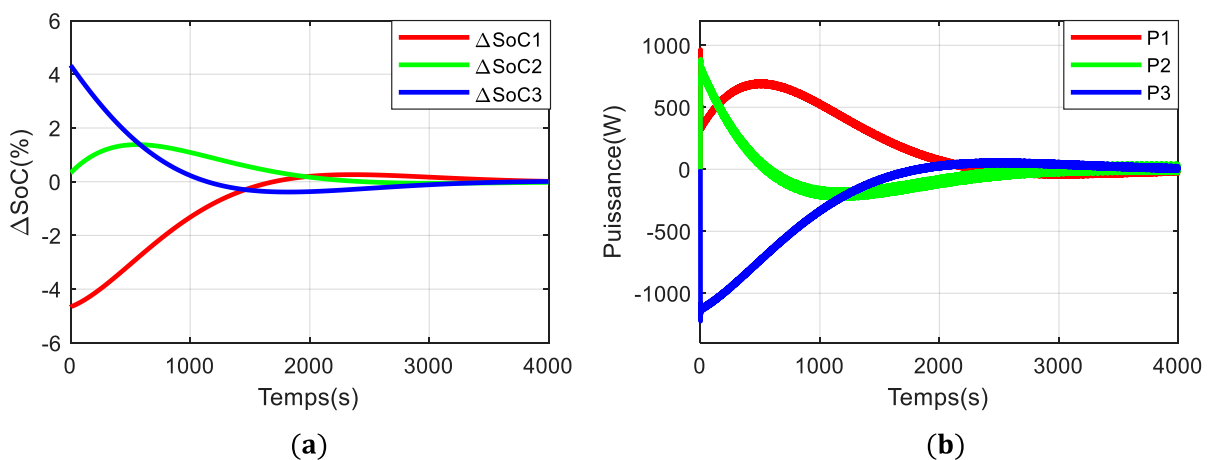


Fig. 3.20 : Influence de la charge CPL sur la stabilité du système MG avec $P_{cpl} = 600$ W (stratégie AFDPV activée à 0 s) : (a) différences entre le SoC_{mean} et les SoCs des DESUs et (b) puissances des DESUs.

3.4 Conclusion

Ce chapitre présente une analyse de stabilité petit signal d'un micro-réseau comprenant trois (03) unités de stockage décentralisées ainsi que de ses lois de contrôles (contrôle primaire et contrôle secondaire distribué ou coopératif) dans le but de valider le dimensionnement des paramètres de contrôle, de même que les résultats obtenus avec les stratégies de gestion de puissance proposées dans la partie 2. Tout d'abord, un modèle d'état du système MG-DESU a été proposé, puis ce modèle a été validé sur la base d'une comparaison avec le système développé sur MATLAB/Simulink. Ensuite, le modèle d'état développé a été utilisé pour l'analyse de la stabilité petit signal du système. Cette analyse a permis, dans un premier temps, de valider la robustesse, la fiabilité et le dimensionnement des paramètres du contrôle AFDPV effectué dans la partie 2 et d'examiner leurs influences sur la stabilité du MG-DESU. Dans un second temps, l'impact du délai de communication sur la stabilité du MG a été analysé et a notamment permis de valider les résultats expérimentaux obtenus dans la section 2.7. Dans un troisième temps, l'effet des lignes électriques (particulièrement lorsque celles-ci deviennent résistives) et de charges contraignantes telles que les CPLs sur la stabilité du système MG a été étudié afin de déterminer les limites de performance de la stratégie AFDPV.

Les méthodes de stratégie de gestion de puissance proposées des DESUs (AFDPV et AFDPR) représentent à court terme l'approche de gestion de puissance la plus prometteuse notamment pour les MGs avec des DESUs identiques et permettent de ralentir le vieillissement des batteries et de réduire le coût de leur exploitation. Cependant pour des MGs avec différents DESUs d'autres facteurs comme le coût de production d'énergie et d'exploitation de chaque DESU doit être considéré afin de minimiser au mieux le coût de production globale (TGC) des micro-réseaux. Dans la suite de ce manuscrit, une stratégie de gestion de puissance est proposée afin de minimiser, à long terme, le coût global de production d'énergie du Microgrid.

Chapitre 4 :

***Contrôle coopératif pour la minimisation du
coût de production d'énergie des micro-
réseaux AC autonomes.***

4. Chapitre 4 : Contrôle coopératif pour la minimisation du coût de production d'énergie des micro-réseaux AC autonomes

Sommaire chapitre 4 :

4.1	Introduction	107
4.2	Modélisation de la dégradation des unités de stockage d'énergie	108
4.2.1	Etat de l'art sur la modélisation de la dégradation des organes de stockages pour la gestion d'énergie	108
4.2.2	Modèle de dégradation des unités de stockage d'énergie (batteries Lithium-ions)	109
4.3	Formulation du problème de la minimisation du coût de production global du Microgrid.....	111
4.4	Stratégie de gestion de puissance pour la minimisation du coût de production globale du micro-réseau	113
4.4.1	Stratégie de dispatching économique basé sur le consensus (DEC)	113
4.4.2	Conception des paramètres de la stratégie DEC	117
4.5	Résultats de simulation de la stratégie DEC.....	118
4.5.1	Validation préliminaire et comparaison	120
4.5.2	Performances en mode de fonctionnement normal	125
4.5.3	Performances en mode de fonctionnement critique	133
4.6	Résultats expérimentaux de la stratégie DEC.....	137
4.7	Conclusion	141

4.1 Introduction

Comme indiqué précédemment, le contrôle droop est généralement utilisé pour assurer un partage proportionnel de la puissance entre les DGs du micro-réseau et n'est pas adapté à un système MG comportant plusieurs unités de stockage décentralisées. Pour pallier ce problème, les deux stratégies de gestion de puissance (AFDPV et AFDPR) des DESUs ont été proposées dans le Chapitre 2. Ces deux méthodes de gestion de la puissance, ainsi que les méthodes d'égalisation du SoC des batteries en général, sont très intéressantes et efficaces pour les MGs présentant des systèmes de stockage identiques. Toutefois, dans le cas d'un système MG comportant différents types de dispositifs de stockage ayant des coûts initiaux différents, donc des coûts de production et des coûts de maintenance différents, une nouvelle approche de contrôle doit être envisagée afin de minimiser à long terme le coût global de production (Total Generation Cost (TGC)) d'énergie du système MG. Dans ce chapitre, un contrôle de Dispatching Economique basé sur le Consensus (DEC) est utilisé pour la minimisation du TGC des micro-réseaux comportant des unités de stockage d'énergie décentralisées qui possèdent des coûts de production différents. L'algorithme de consensus de la méthode DEC proposée, repose sur le principe des coûts incrémentaux égaux pour minimiser le TGC du MG en utilisant le coût incrémental (ou marginal) comme valeur du consensus avec un feedback sur la différence entre la production et la demande d'énergie afin d'assurer l'équilibre entre la demande et la production. Outre la minimisation du TGC du MG, la correction des déviations de fréquence et de tension des DGs causées par le réglage du primaire sera également prise en compte dans le contrôle proposé.

Le reste de ce chapitre est organisé comme suit : la modélisation de la dégradation des DESUs est réalisée dans la section 4.2 pour quantifier la baisse de leur capacité liée à leur exploitation. La section 4.3 est consacrée à la formulation du problème du dispatching économique (ED). Les fonctions de coût des DESUs ainsi que les objectifs de la stratégie proposée seront clairement définis dans cette section. L'algorithme de consensus proposé pour la minimisation du TGC des micro-réseaux sera présenté dans la section 4.4. Dans les sections 4.5 et 4.6, des simulations sous Matlab/Simulink et des tests expérimentaux, respectivement, ont été effectués pour prouver l'efficacité et les apports de la méthode de dispatching économique proposée qui sera comparée à la stratégie AFDPR développée dans le chapitre 2, au contrôle droop classique et la méthode de dispatching économique proposée dans [30]. La section 1.6 clôt le présent chapitre.

4.2 Modélisation de la dégradation des unités de stockage d'énergie

Cette section est consacrée à la modélisation de la dégradation des DESUs. En effet, l'utilisation de la batterie entraîne une détérioration de ses performances, nécessitant son remplacement au bout de quelques années d'exploitation. Les mécanismes de dégradation les plus courants dans une batterie comprennent la formation de couches d'interphase d'électrolyte solide (SEI), la décomposition structurelle de l'électrode positive, le placage du lithium et la fracturation des particules de l'électrode négative [64], [65]. Les paramètres qui influencent principalement sur les mécanismes de dégradation dans la batterie sont la température, l'état de charge (SoC), la profondeur de décharge (DoD), la variation du SoC, le courant C-rate (C-rate current en terme anglo-saxon), le nombre de cycles équivalents complets (nombre de cycles charge/décharge), l'exposition à la tension, le profil du courant et le temps [66], [67]. Ces paramètres provoquent une diminution de la capacité et de la puissance de la batterie (augmentation de la résistance interne), la rendant ainsi inadaptée à certaines applications, ce qui explique la nécessité de la remplacer. La durée de vie des batteries est estimée à l'aide de deux indicateurs qui sont la durée de vie calendaire et celle de cyclage [5]. La durée de vie calendaire représente le nombre d'années de fonctionnement de la batterie avant qu'elle n'atteigne la fin de sa vie (durée du cycle). La durée de vie cyclique correspond au nombre de cycles de charge/décharge avant que le seuil de perte de capacité ou de puissance de la batterie ne soit atteint. Dans la perspective d'estimer l'état de santé des batteries à des fins de gestion de l'énergie, plusieurs modèles dépendant des paramètres responsables de leur détérioration ont été développés et seront présentés dans la section suivante.

4.2.1 Etat de l'art sur la modélisation de la dégradation des organes de stockages pour la gestion d'énergie

Les modèles de dégradation permettant d'estimer la durée de vie des batteries peuvent être classifiés en modèles électrochimiques basés sur la physique et les modèles semi-empiriques. Les modèles électrochimiques [68], décrivent les phénomènes réels de diffusion et de transport des ions lithium à l'intérieur du DESU [69]. Ces modèles, qui fournissent des informations détaillées sur les différents mécanismes de dégradation, ont l'avantage d'être précis et peuvent estimer le vieillissement de la batterie dans diverses conditions de fonctionnement. Dans les travaux de thèse de Jeremy Blanc un modèle électrochimique a été développé permettant un diagnostic rapide de l'état de santé de la batterie [70]. Cette méthode permet un gain de temps et de précision dans la mise à jour des paramètres durant la vie de la batterie. En revanche, les modèles électrochimiques sont complexes à mettre en œuvre (ils requièrent une connaissance

détaillée des mécanismes de dégradation) et nécessitent un temps et une charge de calcul élevés. Cette situation rend ces modèles moins attractifs pour les stratégies de gestion d'énergie des DESUs. Les modèles semi-empiriques sont des modèles phénoménologiques obtenus à partir d'essais expérimentaux réalisés en laboratoire, ce qui rend ces modèles délicats à développer, car ils nécessitent du temps et des installations d'essai coûteuses. Bien que les modèles semi-empiriques soient moins précis que les modèles électrochimiques, ils sont moins complexes, flexibles et ont un faible temps de calcul. Ces modèles conviennent donc aux applications de suivi, d'exploitation et sont faciles à intégrer dans les stratégies de gestion de l'énergie [71]. Plusieurs modèles semi-empiriques de vieillissement des batteries ont été développés dans la littérature et dépendent soit du DoD [72], du SoC/température [65] ou du courant/tension de la batterie [73], [74]. Cependant, certains de ces modèles semi-empiriques ont été développés pour différentes technologies de batteries, notamment ceux des références [65] et [72], qui ont été développés pour les batteries Ni-Cd (nickel-cadmium). Comme les modèles semi-empiriques sont développés pour une technologie de batterie spécifique, ces modèles ne peuvent pas être utilisés dans notre étude. L'objectif de cette étude étant de minimiser le TGC du MG en pilotant la puissance des batteries Li-Ion, le modèle semi-empirique développé pour les batteries Li-Ion, dans la thèse [73] est utilisé pour concevoir la fonction de coût de la batterie et sera décrit dans la section suivante.

4.2.2 Modèle de dégradation des unités de stockage d'énergie (batteries Lithium-ions)

Le modèle de vieillissement des cellules des batteries Li-Ion utilisé dans cette étude est proposé par [73] et est donné par l'équation suivante :

$$h_{cell} = -(\beta_1 + \beta_2 \|I\| + \beta_3 V + \beta_4 \|I\|^2 + \beta_5 V^2 + \beta_6 \|I\|V + \beta_7 V^3) \quad (4.1)$$

avec I : courant la cellule (en A) ; V : tension aux bornes de la cellule (en V) ; h_{cell} dégradation de la cellule ($Ah s^{-1}$) ; β_1 - β_7 : paramètres obtenus après ajustement du modèle. Ce modèle semi-empirique a été développé pour le contrôle des batteries Li-Ion et présente donc l'avantage d'être simple et adapté aux stratégies de gestion d'énergie des DESUs. De plus, ce modèle permet d'estimer le vieillissement de la cellule de la batterie Li-Ion avec seulement sa tension et son courant comme données d'entrée et est de ce fait applicable à de nombreuses applications de contrôle en temps réel.

En considérant que la tension de la cellule de la batterie est fixe et maintenue à sa tension nominale V_{cell} dans les valeurs minimales et maximales typiques de l'état de charge, sa puissance peut être définie comme suit :

$$P_{cell} = I * V_{cell} \quad (4.2)$$

Pour une batterie constituée de n_{cell} cellules montées en série, sa puissance est calculée de la façon suivante :

$$P = n_{cell} * P_{cell} \quad (4.3)$$

En combinant (4.1), (4.2) et (4.3), le modèle de dégradation d'une unité $DESU_i$ peut donc être exprimé de la manière suivante :

$$\dot{h}_i = n_{cell} * \dot{h}_{icell} \quad (4.4)$$

$$\dot{h}_i = a\|P_i\|^2 + b\|P_i\| + c \quad (4.5)$$

avec, P_i : Puissance du $DESU_i$ (en W) ; V_{cell} : tension nominale de la cellule; \dot{h}_i dégradation du $DESU_i$ (en $Ah*s^{-1}$); n_{cell} : nombre de cellule du $DESU_i$; $\beta_1 - \beta_7$: paramètres définis dans [73] et donnés dans le Tableau 4.1; les coefficients a, b et c sont définis comme suit :

$$\begin{cases} a = -\frac{\beta_4}{n_{cell}V_{cell}^2} \\ b = -(\beta_6 + \frac{\beta_2}{V_{cell}}) \\ c = -n_{cell}(\beta_1 + \beta_3V_{cell} + \beta_5V_{cell}^2 + \beta_7V_{cell}^3) \end{cases} \quad (4.6)$$

Tableau 4.1 : Valeurs des paramètres du modèle de vieillissement

Paramètre	Valeur
β_1	$1.1484 \cdot 10^{-7} \text{ Ah s}^{-1}$
β_2	$-3.9984 \cdot 10^{-8} \text{ h s}^{-1}$
β_3	$-1.3158 \cdot 10^{-7} \text{ Ah s}^{-1} \text{ V}^{-1}$
β_4	$-5.5487 \cdot 10^{-10} \text{ h s}^{-1}$
β_5	$4.9680 \cdot 10^{-8} \text{ Ah s}^{-1} \text{ V}^{-2}$
β_6	$1.1166 \cdot 10^{-8} \text{ h s}^{-1} \text{ V}^{-1}$
β_7	$-6.1665 \cdot 10^{-9} \text{ Ah s}^{-1} \text{ V}^{-3}$

Ainsi, nous obtenons le modèle de dégradation (\dot{h}_i) qui est une fonction de la puissance de la batterie. Cette reformulation est très importante, car elle nous permettra de minimiser le coût de production des batteries en contrôlant leurs puissances. La dégradation du $DESU_i$ pour une durée τ (en s), est exprimée par la formule suivante :

$$h_i = \int_0^{\tau} \dot{h}_i(\tau) d\tau \quad (4.7)$$

avec h_i : capacité perdue en Ah pendant le temps de fonctionnement τ . L'état de santé SoH_i du $DESU_i$ en (%) peut alors être estimé par (4.8). Le modèle de vieillissement développé dans cette section sera utilisé dans la section suivante pour construire les fonctions de coût des batteries Li-Ion. Le problème du dispatching économique sera également abordé.

$$SoH_i = SoH_{i_init} - \frac{100 * h_i}{C_{batt_i}} \quad (4.8)$$

Remarque : Il est important de rappeler que l'objectif n'est pas de disposer d'un modèle précis du vieillissement des batteries. En effet, comme indiqué plus haut, les modèles semi-empiriques sont modérément précis, mais sont plus adaptés aux stratégies de contrôle. Aussi, compte tenu du fait que les modèles semi-empiriques sont fortement liés à la technologie de batterie utilisée dans leur construction, nous utiliserons les mêmes caractéristiques de cellule de batterie que celles employées dans [73].

4.3 Formulation du problème de la minimisation du coût de production global du Microgrid

Dans cette section, avant de formuler le problème du dispatching économique, le modèle de vieillissement défini en (4.7) est utilisé pour construire la fonction de coût du DG. En effet, connaissant le prix initial de la batterie et en considérant que la batterie sera remplacée lorsqu'elle aura atteint 60 % de sa capacité initiale [75], le coût (en euro/seconde (€/s)) de la perte de capacité (en Ah) peut être exprimé comme suit :

$$\begin{cases} Cf_i(P_i) = \frac{Prix_i * \dot{h}_i}{0.4 * C_{batt_i}} \\ Cf_i(P_i) = d_i(a\|P_i\|^2 + b\|P_i\| + c) \\ d_i = \frac{Prix_i}{0.4 * C_{batt_i}} \end{cases} \quad (4.9)$$

avec $Cf_i(P_i)$, la fonction coût du DG_i ; $Prix_i$, le coût initial du $DESU_i$ et P_i , la puissance active du DG_i . Ainsi, le coût de production d'énergie (CF_i en €) du DG_i pour une durée τ (en s), est exprimée par la formule suivante :

$$CF_i = d_i * h_i \quad (4.10)$$

La fonction coût définie en (4.9) permet de déterminer le coût de la production d'énergie de la batterie Li-Ion en tenant compte de son prix d'investissement initial et de son remplacement en fin de vie. Notons que la fonction coût obtenue est une fonction quadratique qui est la forme généralement utilisée pour représenter la fonction coût des unités DGs dans la littérature [41], [42], [44]. De plus, cette fonction dépend essentiellement de la puissance fournie/absorbée par la batterie.

L'objectif du dispatching économique est de minimiser le coût global de la production d'énergie du MG (la somme des fonctions coûts des DGs) tout en maintenant l'équilibre entre la production (DGs) et la demande (charges) et il peut être exprimé par :

$$\begin{cases} \min(\sum_{i=1}^N Cf_i(P_i)) \\ \sum_{i=1}^N P_i = P_{ch} + P_{loss} \\ P_i^{min} \leq P_i \leq P_i^{max} \end{cases} \quad (4.11)$$

P_i^{min} représente la puissance active minimale du DG_i et P_i^{max} , sa puissance active maximale. P_{ch} , représente la puissance totale de la charge et P_{loss} , la puissance perdue dans le MG. Dans notre approche, les pertes sont supposées faibles et donc négligeables. Le coût incrémental d'une unité DG_i est calculé comme suit [44]:

$$\begin{cases} \lambda_i = \frac{\partial Cf_i(P_i)}{\partial P_i} \\ \lambda_i = d_i(2aP_i + b) \end{cases} \quad (4.12)$$

Une solution au problème du dispatching économique est le principe des coûts incrémentaux égaux qui stipule que le coût global de production du MG est minimisé si tous les DGs du MG possèdent le même coût incrémental, c'est-à-dire $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \dots = \lambda_N = \lambda_{opt}$ avec λ_{opt} , le coût incrémental optimal du micro-réseau. Par ailleurs, compte tenu des limites de génération

des DGs (P_i^{max} et P_i^{min}), le principe des coûts incrémentaux égaux se présente de la manière suivante :

$$\begin{cases} \lambda_i = \frac{\partial C f_i(P_i)}{\partial P_i} = \lambda_{opt} \Rightarrow P_i^{min} < P_i < P_i^{max} \\ \lambda_i = \frac{\partial C f_i(P_i)}{\partial P_i} < \lambda_{opt} \Rightarrow P_i = P_i^{max} \\ \lambda_i = \frac{\partial C f_i(P_i)}{\partial P_i} > \lambda_{opt} \Rightarrow P_i = P_i^{min} \end{cases} \quad (4.13)$$

Généralement, le coût incrémental optimal du MG est obtenu par l'intermédiaire de l'organe central de contrôle du MG (MGCC) en utilisant une architecture de contrôle centralisé. Puisque cette architecture manque considérablement de fiabilité et de flexibilité (voir Chapitre 1), l'architecture de contrôle distribué basé sur le consensus est utilisée dans notre étude, pour résoudre le problème du dispatching économique.

4.4 Stratégie de gestion de puissance pour la minimisation du coût de production globale du micro-réseau

Dans cette section, la stratégie de dispatching économique basée sur le consensus (DEC) est utilisée pour un partage optimal de la puissance des DESUs en fonction de leurs coûts de production, dans les micro-réseaux autonomes. La méthode proposée permet de minimiser le TGC des MGs et de restaurer la fréquence des DGs. La méthode DEC permet une exploitation optimale des batteries, conduisant à la réduction du coût de production d'énergie dans le MG. Fonctionnellement, la stratégie DEC détermine et transmet les références de puissance optimale qui sont envoyées au niveau de contrôle inférieur du DG. Chaque DG fournit alors, une puissance active au MG en fonction de son coût de production. En plus, les puissances optimales calculées avec le contrôle DEC, stabilisent les fréquences des DGs à la fréquence nominale du MG. Ainsi, les fréquences des DGs sont automatiquement restaurées à sa valeur nominale et ceci sans aucun contrôle supplémentaire. Seul le contrôle de la restauration de la tension des DGs est appliqué au niveau secondaire en utilisant l'algorithme de consensus.

Remarque : Afin de tirer le maximum de puissance des sources d'énergie renouvelables, la production d'énergie photovoltaïque (PV) et éolienne, ainsi que la production de puissance réactive, ne sont pas imposées par la stratégie DEC.

4.4.1 Stratégie de dispatching économique basé sur le consensus (DEC)

L'algorithme de consensus, utilisé pour calculer les références de puissance optimale des DESUs en tenant compte des contraintes de production des DGs, est le suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda_i(k+1) = \sum_{j \in \mathcal{N}_i} a_{ij} \lambda_j(k) + K_D P_{Di}(k) \\ P_{iopt}(k+1) = \begin{cases} P_i^{min}, \lambda_i(k+1) < \lambda_i^{min} \\ \frac{\lambda_i(k+1) - b}{2a_i}, \lambda_i^{min} \leq \lambda_i(k+1) \leq \lambda_i^{max} \\ P_i^{max}, \lambda_i(k+1) > \lambda_i^{max} \end{cases} \\ P_{Di}(k+1) = \sum_{j \in \mathcal{N}_i} a_{ij} P_{Dj}(k) - [P_{iopt}(k+1) - P_{iopt}(k)] \end{array} \right. \quad (4.14)$$

avec $\lambda_i(k)$, $P_i(k)$, le coût incrémental et la puissance optimale du DG_i respectivement à l'itération k ; $P_{Di}(k)$ représente la différence de puissance entre la puissance de la charge et la puissance produite par le DG_i . K_D , est le coefficient de consensus du dispatching économique. Le réseau de communication du système d'étude (Fig. 2.7) étant déjà fortement connecté (il existe une liaison de communication entre chaque agent), la matrice Adjacente $A = [a_{ij}]$ utilisée dans la stratégie DEC, est déterminée par la méthode proposée dans [42] qui assure une convergence rapide de l'algorithme de consensus tout en garantissant sa stabilité :

$$a_{ij} = \begin{cases} \frac{1}{\max|\mathcal{N}_i| + 1}, & j \in \mathcal{N}_i \\ 1 - \sum_{j \in \mathcal{N}_i} \frac{1}{\max|\mathcal{N}_i| + 1}, & i = j \\ 0, & \text{sinon} \end{cases} \quad (4.15)$$

$\mathcal{N}_i = \{j \mid (i, j) \in E\}$ et $|\mathcal{N}_i|$, représentent respectivement, l'ensemble des agents j voisins de l'agent i et le cardinal de l'ensemble \mathcal{N}_i . La topologie de communication associée au micro-réseau est illustrée dans la Fig. 2.7. En appliquant la définition susmentionnée, la matrice A correspondante au protocole du réseau de communication du système d'étude est la suivante :

$$A = \begin{pmatrix} \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{pmatrix} \quad (4.16)$$

La convergence de l'algorithme de consensus défini dans (4.14) a déjà été démontrée dans [42], [76] et ne sera pas traité dans ce manuscrit. Pour mieux appréhender l'algorithme de consensus

proposé, l'organigramme de la Fig. 4.1 montre concrètement le processus de détermination des puissances optimales des DGs.

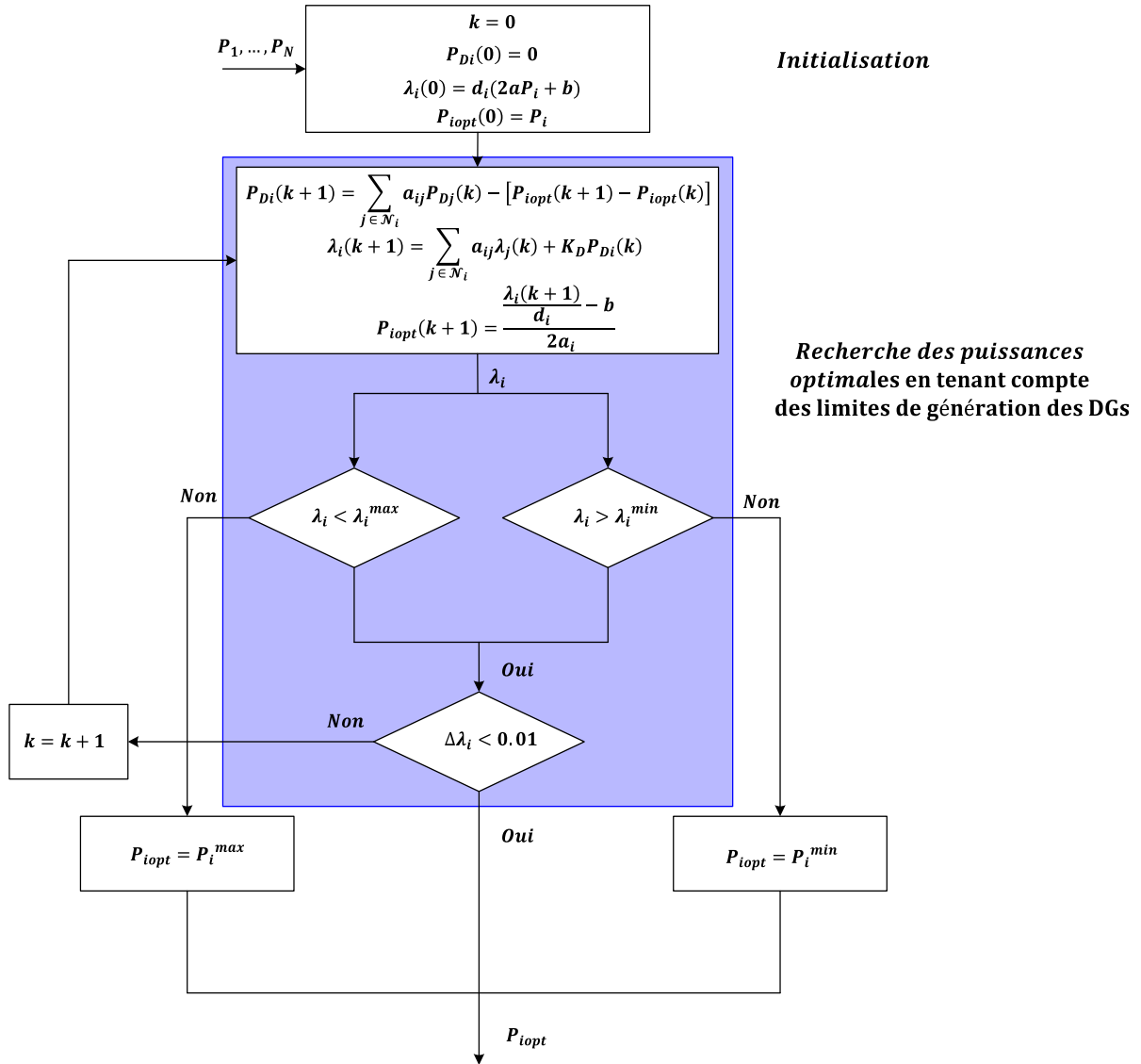


Fig. 4.1 : Organigramme de l'algorithme de consensus du contrôle DEC

Après l'obtention des puissances optimales (P_{iopt}) des DGs, celles-ci sont envoyées au contrôle droop. Ainsi, l'équation dynamique globale de la stratégie de dispatching économique proposée est présentée comme suit :

$$\omega_i = \omega_n - m_i(P_i - P_{iopt}) \quad (4.17)$$

avec ω_n , $m_i = \frac{\Delta\omega}{P_{in}}$, P_i et P_{in} sont respectivement la fréquence nominale du MG, le coefficient de droop de la fréquence, la puissance active du DG_i et la puissance active maximale/nominale du DG_i . $\Delta\omega$, représente l'écart maximal de la fréquence du DG_i . Une stabilisation de la fréquence DG_i est obtenue automatiquement dans le système étudié, puisque la stratégie DEC

fournit au niveau primaire les références de puissance active appropriées ($P_i = P_{i,opt}$) qui stabilisent la fréquence du DG à la valeur nominale f_n . Par conséquent, que ce soit en présence de fluctuations soudaines de la charge, la méthode proposée permet de rejeter rapidement les perturbations tout en réduisant les effets sur la fréquence.

La régulation de la tension des DGs est réalisée au moyen d'un contrôle par consensus, dont le principe a été détaillé dans la section 2.3.1. Les équations du contrôle secondaire basé sur le consensus pour assurer la restauration de la tension des DGs sont conçues comme suit :

$$\dot{X}_v = K_v(-LV + B(\bar{V}_n - V)) \quad (4.18)$$

$X_v = [x_{v1}, \dots, x_{vN}]^t$; $V = [V_1, \dots, V_N]^t$; $\bar{V}_n = [V_{n1}, \dots, V_{nN}]^t$. K_v , est le gain du contrôle par consensus de la tension. Le schéma global de contrôle de la méthode DEC pour une unité DG est présenté dans la Fig. 4.2. Dans la suite, la conception des paramètres du contrôle DEC est détaillée.

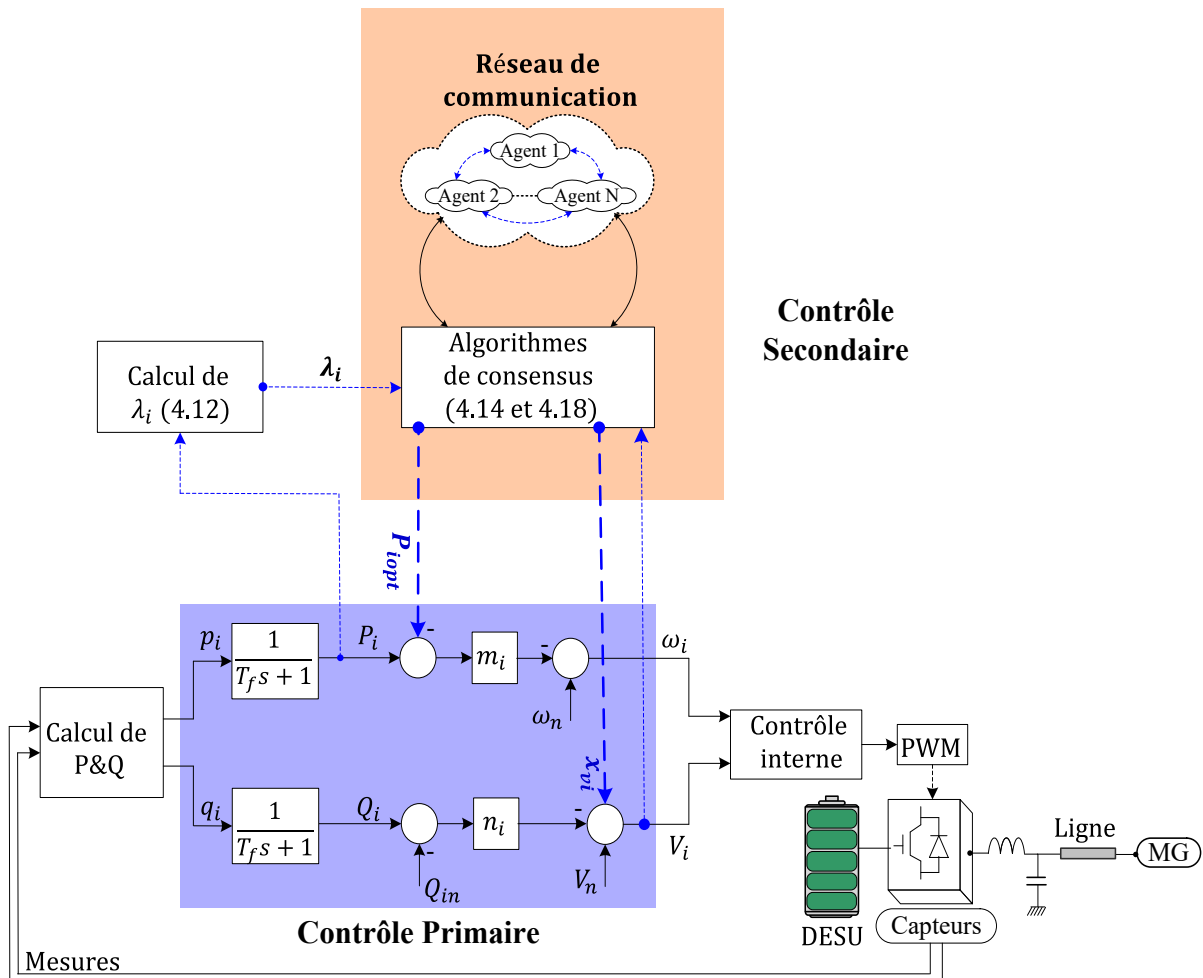


Fig. 4.2 : Schéma de contrôle global de la stratégie DEC pour une unité DG.

Remarque : Le contrôle utilisé dans [77] est utilisé dans cette étude pour maintenir les SoCs des DESU entre le SoC_{max} fixé à 80 % et le SoC_{min} fixé à 20 %. Ce contrôle assure l'écrêtage de la puissance des RESs (lorsque les SoCs des batteries atteignent le SoC_{max}) pour éviter la surcharge, et le délestage des charges (lorsque les SoCs des batteries atteignent le SoC_{min}) pour éviter la décharge profonde. La limitation du SoC des DESUs entre le SoC_{min} et le SoC_{max} permet d'éviter une détérioration prématurée de la batterie.

4.4.2 Conception des paramètres de la stratégie DEC

Cette section est consacrée à la conception des paramètres du contrôle DEC (K_D et K_v). Le dimensionnement de K_v ayant déjà été traité dans la section 2.4.2, seule la conception de K_D sera traitée dans cette partie. Afin de garantir la convergence de l'algorithme de consensus du dispatching économique, le coefficient de consensus du dispatching économique (K_D) doit être sélectionné suffisamment petit. Afin d'analyser l'influence de K_D sur la convergence de l'algorithme du DEC, sa convergence avec différentes valeurs de K_D est étudiée dans la Fig. 4.3. Les puissances initiales des trois (03) DESUs sont fixées à 4 kW, 3 kW et 2 kW, respectivement pour une puissance totale de charge de 9 kW (représentant approximativement la puissance de charge totale du système MG étudié). Les prix initiaux des trois (03) batteries et les autres paramètres nécessaires au calcul du coût incrémental sont indiqués dans le Tableau 4.2. Les résultats de la Fig. 4.3 montrent que la vitesse de convergence du consensus moyen augmente lorsque la valeur de K_D augmente (Fig. 4.3 (a) et (b)). Néanmoins, on observe des oscillations lorsque K_D s'approche de la limite de stabilité ($K_D=6.10^{-9}$) et l'algorithme diverge lorsque K_D atteint la valeur 9.10^{-9} . Le dimensionnement de K_D nécessite la connaissance de certains paramètres des batteries (prix initiaux, capacités nominales, etc.) de manière à garantir la convergence de l'algorithme du dispatching économique. La valeur $K_D=2.10^{-9}$ est retenue pour notre cas d'étude.

Remarque : Seuls les paramètres des batteries (prix initiaux, capacités nominales, etc.) ont un impact sur la convergence de l'algorithme de dispatching économique. La puissance de la charge requise n'a pratiquement aucun effet sur sa convergence, comme le démontrent les résultats obtenus dans les sections 4.5 et 4.6, avec les variations de puissance de la charge.

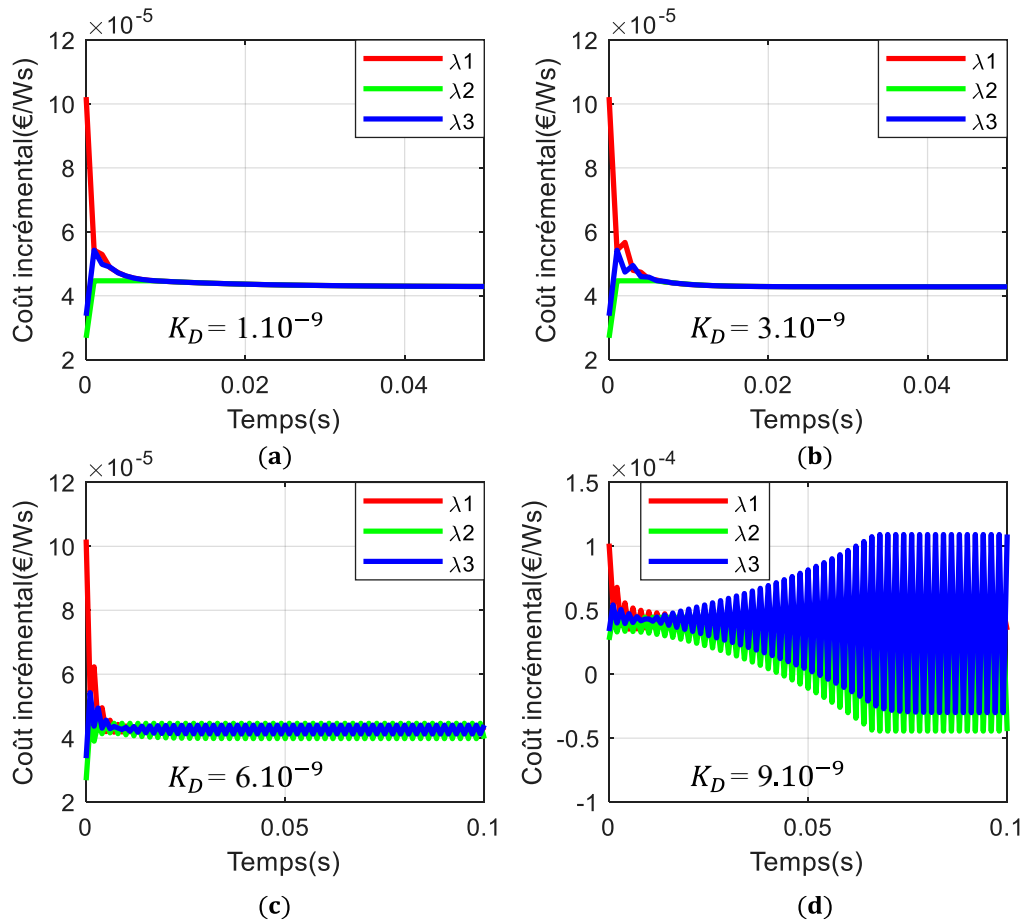


Fig. 4.3 : Influence de K_D sur de l'algorithme de consensus du dispatching économique.

4.5 Résultats de simulation de la stratégie DEC

Pour valider l'efficacité de la stratégie DEC proposée, une simulation sous MATLAB/Simulink est réalisée sur le système MG maillé illustré sur la Fig. 4.4, qui est similaire à celui étudié dans le Chapitre 2 (voir partie 2.2). Le profil de puissance pour une journée de fonctionnement, de la source d'énergie renouvelable (photovoltaïque et éolienne) est illustré dans la Fig. 4.5. Le profil de puissance de la CPL 2 est le même que celui de la Fig. 2.2 (b). Les paramètres du système MG-DESU sont reportés dans le Tableau 4.2. Les SoCs des DESU 1, 2 et 3 sont fixés initialement à 75%, 80% et 77%, respectivement. Les SoHs initiaux des DESUs sont fixés à 98%. En premier lieu, pour valider l'efficacité du contrôle DEC proposé, une comparaison a été effectuée avec la stratégie AFDPR développée au Chapitre 2 et le contrôle droop conventionnel. Cette comparaison est effectuée sur 24 heures de fonctionnement, puis sur 14 jours de fonctionnement, afin de voir les économies réalisées en appliquant la stratégie de dispatching économique proposée. En deuxième lieu, les performances de la méthode DEC en mode de fonctionnement normal du MG (impacts de charges, de changements de topologie du MG et du retard dans le réseau de communication)

sont étudiées. En dernier lieu, les performances du contrôle DEC en mode de fonctionnement critique du MG (puissance de charge nulle et défauts dans le réseau de communication) sont analysées.

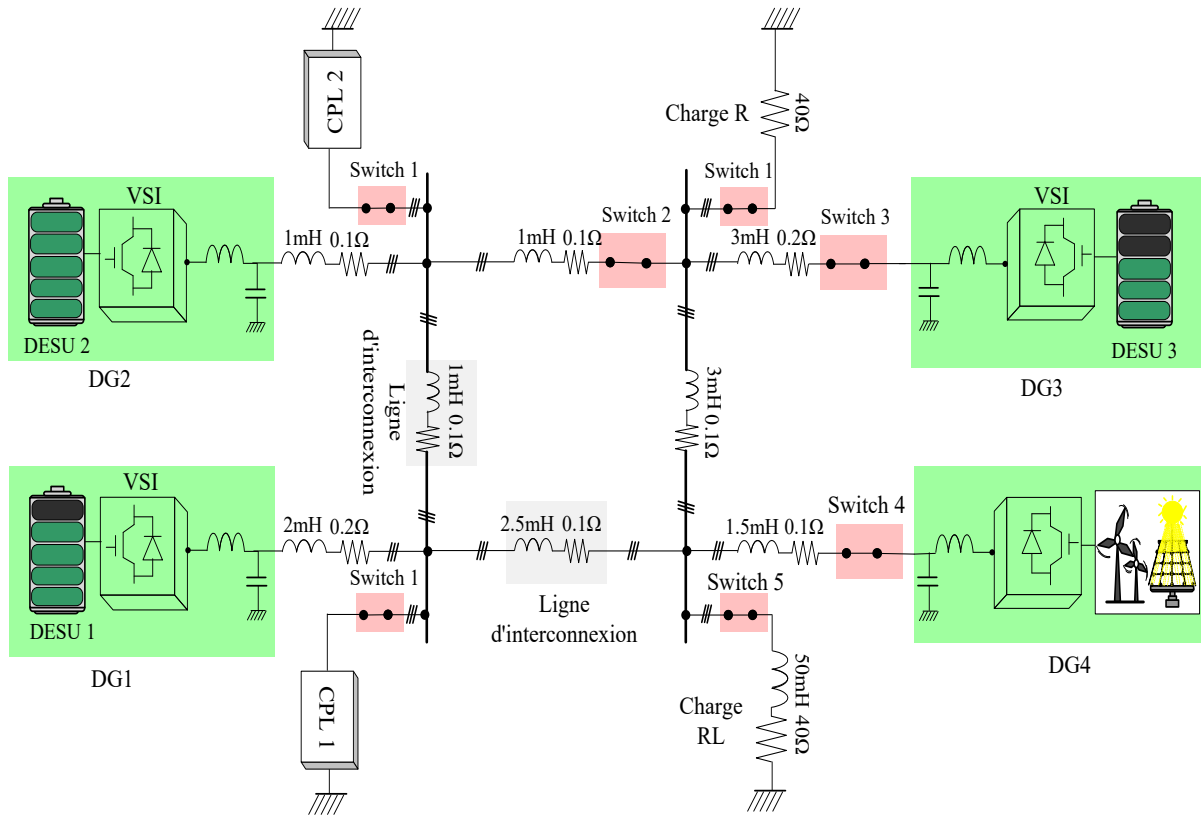


Fig. 4.4 : Schéma général du système MG maillé étudié pour la validation du contrôle DEC

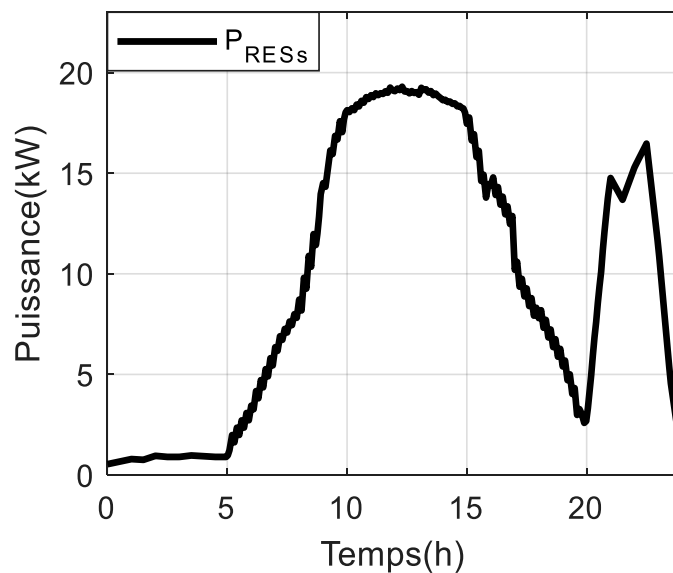


Fig. 4.5 : Profil de puissance des RESs

Tableau 4.2 : Paramètres du système MG étudié

Item	Symbole	Valeur
Puissance maximale DG1	P_{1n}, Q_{1n}	8 kW, 6 kVAR
Puissance maximale DG2	P_{2n}, Q_{2n}	5 kW, 3 kVAR
Puissance maximale DG3	P_{3n}, Q_{3n}	6.5 kW, 2 kVAR
Puissance maximale DG4	P_{4n}, Q_{4n}	25 kW, 8 kVAR
Puissance CPL 1	P_{CPL1}, Q_{CPL1}	1 kW, 1.5 kVAR
Puissance CPL 2	P_{CPL2}, Q_{CPL2}	1.2~2 kW, 1.8 kVAR
Capacité DESU 1	C_{batt_1}	250 Ah
Capacité DESU 2	C_{batt_2}	200 Ah
Capacité DESU 3	C_{batt_3}	220 Ah
Tension nominale cellule	V_{cell}	3.3 V
Tension nominale DESUs	V_{batt}	650 V
Nombre de cellules	n_{cell}	200
Prix DESU 1	$Prix_1$	25 000 €
Prix DESU 2	$Prix_2$	7 000 €
Prix DESU 3	$Prix_3$	14 500 €
Fréquence/tension du MG	f_n/V_n	50 Hz/230 V
Fréquence de coupure VSI	ω_0	1000 rad/s
Fréquence du filtre	ω_f	10 rad/s
Déviations maximale de f & V	$\Delta\omega/\Delta V$	0.5 rad s ⁻¹ /5 V
Gains du consensus	K_v	5
Gain du consensus moyen	K_{mean}	0.1
Coefficients de convergence	k_s, n_s	5, 8
Gain du DEC	K_D	2.10 ⁻⁹

4.5.1 Validation préliminaire et comparaison

Le premier test est conçu pour montrer l'efficacité de la méthode de dispatching économique proposée pour minimiser le coût de production global du MG tout en maintenant les fréquences et tensions des DGs dans les limites acceptables de la norme EN 50160 ($\pm 1\%$ de la valeur nominale pour la fréquence et $\pm 10\%$ de la valeur nominale pour l'amplitude de la tension). Pour démontrer les avantages de la stratégie proposée, une comparaison est faite avec la méthode

AFDPR et le contrôle droop classique. Pour cet essai, toutes les charges ainsi que tous les DGs sont connectés au MG, comme présenté sur la Fig. 4.4. Toutes les stratégies sont activées à 0 h 00 min.

Dans un premier temps, afin de mieux appréhender les contributions du contrôle DEC, les résultats obtenus pour 24 heures de fonctionnement du micro-réseau sont reportés sur la Fig. 4.6 et Fig. 4.7. Sur la Fig. 4.6, à gauche, sont représentés, les résultats obtenus avec la méthode DEC, au milieu, ceux obtenus avec la stratégie AFDPR et à droite, les résultats issus du contrôle droop. Notons que pour le contrôle droop, les tensions (Fig. 4.6 (i)) et les fréquences (Fig. 4.6 (l)) des DGs ne sont pas régulées à leurs valeurs nominales et varient en fonction des variations de puissance des RESs et de la charge. Par ailleurs, pour les stratégies DEC et AFDPR, les fréquences (Fig. 4.6 (g) et (h)) et les tensions (Fig. 4.6 (j) et (k)) des DGs sont parfaitement régulées à leurs valeurs nominales, malgré les variations de puissance de la charge et des RESs. Les SoCs des DESUs pour la stratégie AFDPR (Fig. 4.6 (b)) sont égalisés, alors que dans les contrôles DEC et droop, les SoCs des batteries ne sont pas synchronisés. En effet, dans la stratégie AFDPR, chaque unité DESU fournit de la puissance en fonction de son SoC (Fig. 4.6 (e)), tandis que dans le contrôle droop, le partage de puissance entre les DGs se fait proportionnellement à leurs puissances maximales (Fig. 4.6 (f)). Dans le contrôle DEC, cette répartition de puissance repose sur le coût de production des DESUs. Ainsi, l'unité DESU 1 étant la plus chère, elle fournit moins de puissance au MG que l'unité DESU 2, qui fournit la plus grande puissance au micro-réseau parce qu'elle est plus économique. Cette répartition en fonction du coût de production des unités DESUs minimise le coût de production global du MG, comme présenté sur la Fig. 4.7 sur laquelle l'évolution du TGC du micro-réseau est illustrée pour les trois stratégies de gestion. On constate que le TGC de la stratégie DEC est bien minimisé et qu'il est inférieur à celui du contrôle droop et de la stratégie AFDPR. De plus, notons que des trois stratégies, le contrôle droop est le moins rentable, avec un TGC maximum de 10.93 €/h, contre 9.43 €/h pour l'AFDPR et 7.74 €/h pour le DEC. Le Tableau 4.3 présente les TGC du MG obtenus pour 24 heures de fonctionnement pour les trois (03) contrôles et les bénéfices réalisés sur une journée avec le contrôle DEC. Ainsi, pour 24 heures de fonctionnement, le contrôle DEC permet d'économiser 22 € par rapport à la stratégie AFDPR, et 40.54 € par rapport au contrôle du statisme (droop).

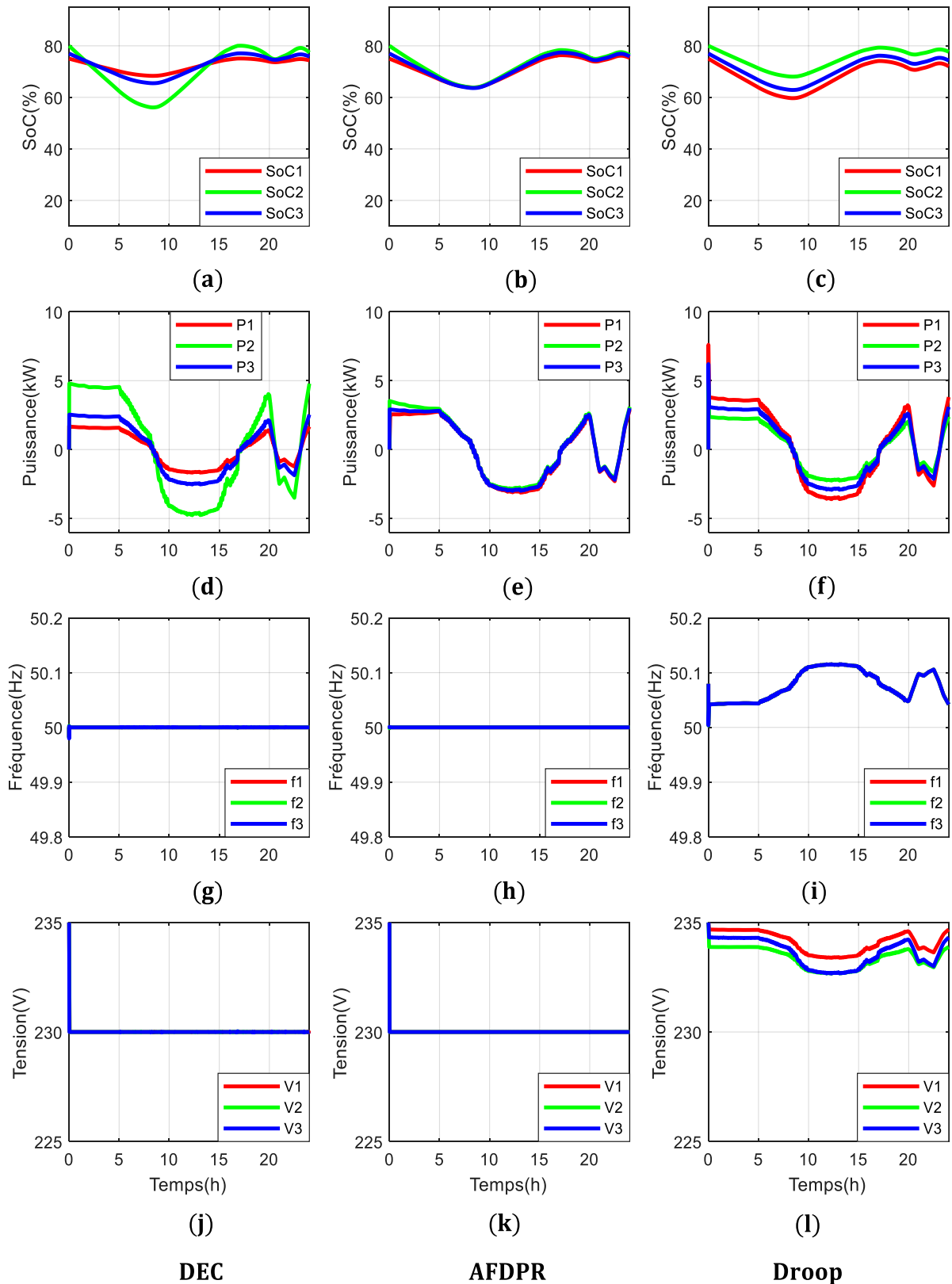


Fig. 4.6 : Validation de la stratégie DEC et comparaison avec la méthode AFDPR et du contrôle droop, activation des 03 stratégies à 0 h 00 min : (a), (b) et (c) SoC des DESUs ; (d), (e) et (f) puissances actives des DGs ; (g), (h) et (i) fréquences des DGs ; (j), (k) et (l) amplitudes de tension des DGs.

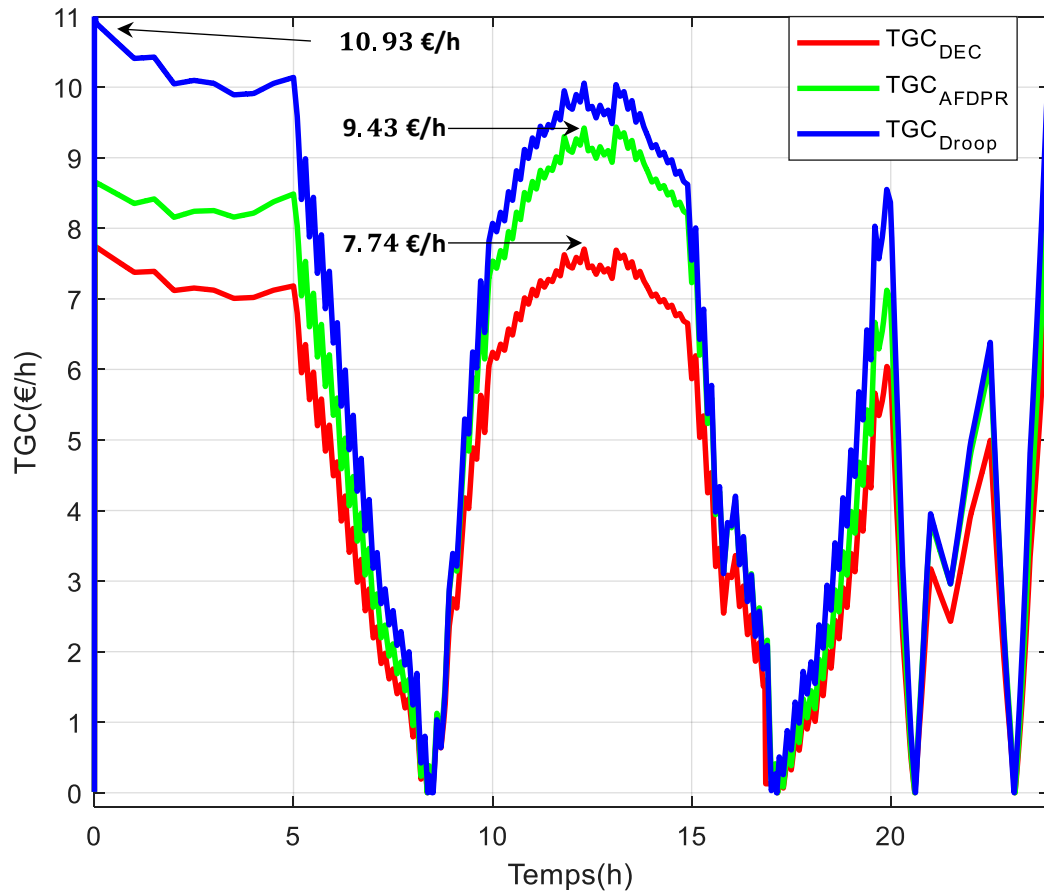


Fig. 4.7: Coût de production global du MG pour les 03 stratégies de gestion pour 24 heures de fonctionnement

Tableau 4.3 : Coût de production global du MG pour 24 heures de fonctionnement

Stratégies de gestion de la puissance	TGC du MG pour 24h de fonctionnement	Gains réalisés avec le contrôle DEC
DEC	113.59 €	<div style="border-top: 1px solid black; border-bottom: 1px solid black; height: 100%; width: 100%;"></div>
AFDPR	135.59 €	
Droop	154.13 €	

Dans un deuxième temps, les TGC pour 14 jours de fonctionnement avec les 03 contrôles, en répétant les mêmes profils de puissance des RESs et CPL 2 toutes les 24 heures, sont illustrés dans la Fig. 4.8. Le Tableau 4.4 présente les TGC du MG obtenus ainsi que les bénéfices réalisés sur les 14 jours avec le contrôle DEC. Ainsi, pour 14 jours de fonctionnement du MG, le contrôle DEC permet d'économiser 328.40 € par rapport à la stratégie AFDPR, et 565.20 € par rapport au contrôle du statisme. Notons également que des trois stratégies, la stratégie AFDPR est celle qui limite la dégradation inégale entre les DESUs, comme le montre la Fig. 4.9 montrant l'évolution des SoHs des DESUs pour les 14 jours de fonctionnement du MG. La

méthode DEC est celle qui crée la dégradation la plus inégale entre les batteries, puisque la participation des DESUs dépend de leurs coûts d'investissement.

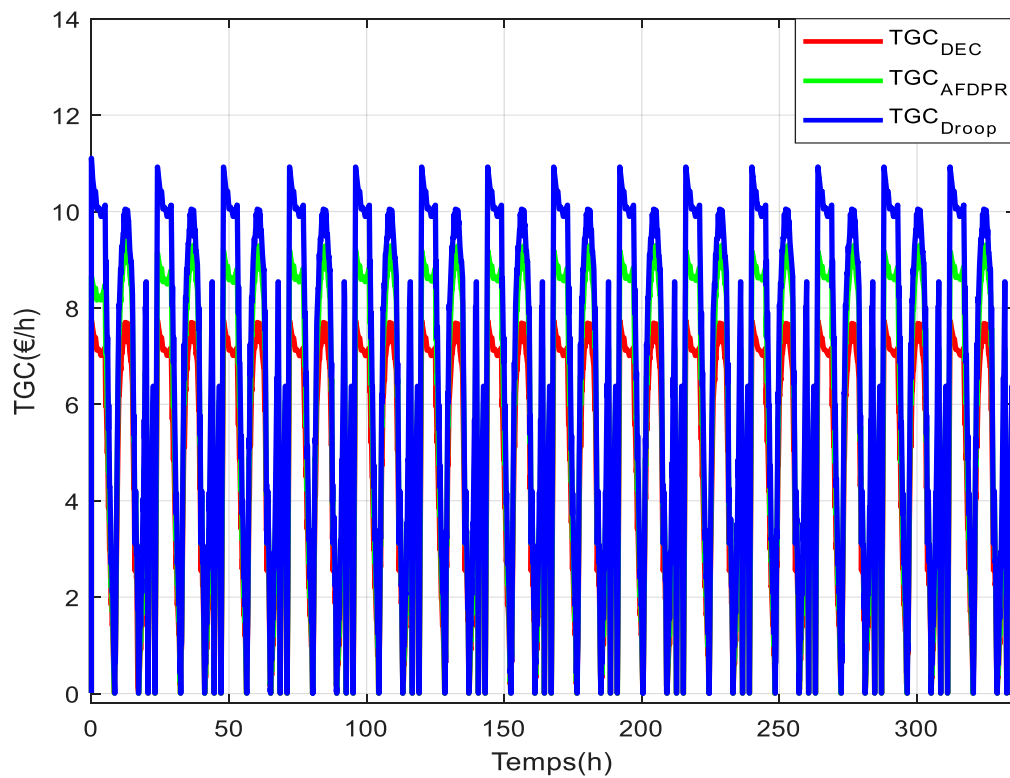


Fig. 4.8 : Coût de production global du MG pour les 03 stratégies de gestion pour 14 jours de fonctionnement.

Tableau 4.4 : Coût de production global du MG pour 14 jours de fonctionnement

Stratégies de gestion de la puissance	TGC du MG pour 30 jours de fonctionnement	Gains réalisés avec le contrôle DEC
DEC	1592.50 €	328.40 € 565.20 €
AFDPR	1920.90 €	
Droop	2157.70 €	

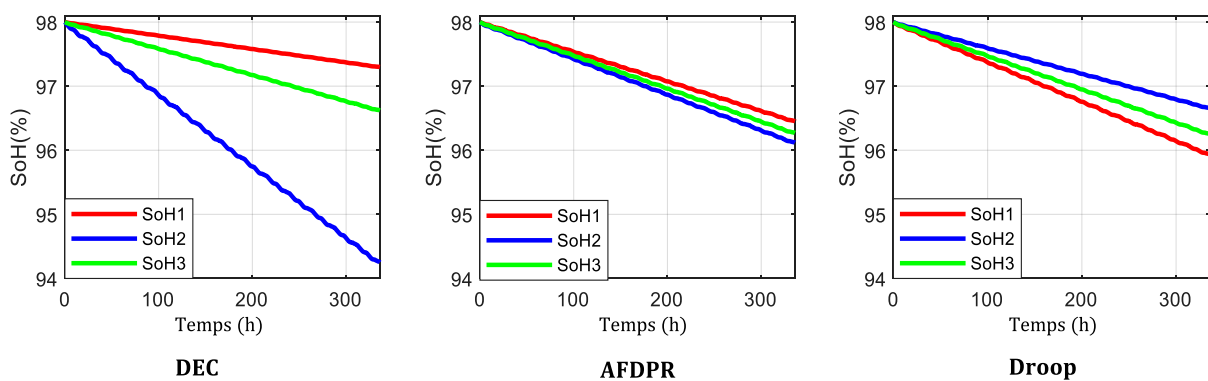


Fig. 4.9 : SoHs des DESUs pour les 03 stratégies de gestion pour 14 jours de fonctionnement.

4.5.2 Performances en mode de fonctionnement normal

En premier lieu, dans l'optique d'évaluer les performances de la stratégie proposée en mode de fonctionnement normal du MG, tous les DGs et charges sont connectés au MG à $t=0$ h comme montré dans la Fig. 4.4. Premièrement, pour analyser la gestion des contraintes de production des DGs par la méthode DEC, la puissance de la CPL 1 passe de 1 kW à 2 kW à 1 h 00 min puis de 2 kW à 1 kW à 2 h 00 min. Deuxièmement, pour évaluer la robustesse du contrôle face aux impacts de charge, la charge RL est déconnectée à 4 h 00 min puis reconnectée à 5 h 00 min. Enfin, la robustesse de la méthode face au changement de mode du MG est étudiée en ouvrant le switch 2 à 7 h 00 min. Le MG passe ainsi d'une topologie maillée à une topologie radiale. Le switch 2 est refermé à 8 h 00 min, ramenant le MG à une topologie maillée. Les SoCs des DESUs 1, 2 et 3 sont fixés initialement à 75%, 80% et 77%, respectivement et la stratégie DEC est activée à $t=0$ h. Les résultats obtenus sont présentés sur la Fig. 4.10. Les SoCs des DESUs sont illustrés sur la Fig. 4.10 (a). Les fréquences et tensions des DGs sont reportées sur la Fig. 4.10 (b) et (d), respectivement. Les puissances des DGs sont présentées dans la Fig. 4.10 (c). Le TGC du micro-réseau et les coûts incrémentaux des DGs sont indiqués à la Fig. 4.10 (e) et (f), respectivement. Entre 0 et 1 h 00 min, les DGs fournissent des puissances en fonction de leurs coûts de fonctionnement (Fig. 4.10 (c)). Cependant, à 1 h 00 min, la puissance de la CPL 2 passe de 1 kW à 2 kW, augmentant ainsi la demande en puissance de la charge et le TGC du MG (Fig. 4.10 (e)). La Fig. 4.10 (f) montre que le principe des coûts incrémentaux égaux n'est respecté qu'entre le DG 1 et le DG 3, après l'augmentation de la puissance de la CPL 2. En effet, lorsque la puissance de la charge augmente, la puissance du DG 2 atteint sa valeur limite de 5 kW. Les DG 1 et 3 produisent alors le reste de la puissance demandée en fonction de leur coût de production. Ainsi, comme le principe du coût incrémental égal est respecté entre les deux DGs, l'unité DESU 1, plus coûteuse, fournit moins de puissance que l'unité DESU 3, moins onéreuse. À 2 h 00 min, la puissance de la CPL 2 passe de 2 kW à 1 kW. La demande de la charge diminue, la puissance du DG 2 baisse et le principe d'égalité des coûts incrémentaux est assuré entre les 03 DGs, qui alimentent le micro-réseau en fonction de leur coût de production. Le DG 2 ne dépasse pas ses plages de fonctionnement, même dans les réponses transitoires. Il convient également de mentionner que la tension et la fréquence des DGs (Fig. 4.10 (b) et (d)) restent à leurs valeurs nominales après augmentation ou diminution de la puissance active de la CPL 2, bien que de petites fluctuations soient perceptibles. A 4 h 00 min, la charge RL est déconnectée du MG. Chaque DESU fournit moins de puissance (Fig. 4.10 (c)) au réseau, toujours sur la base de leur coût de fonctionnement afin de minimiser le

TGC du MG (principe du coût incrémental respecté entre DGs dans la Fig. 4.10 (f)) qui baisse avec la diminution de la charge (Fig. 4.10 (e)). Ensuite, à 5 h 00 min, la charge RL est à nouveau connectée au réseau. La puissance de charge augmente, de même que les puissances des DGs et le TGC du micro-réseau. La stratégie DEC demeure opérationnelle. De légers pics de tension (Fig. 4.10 (d)) et de fréquence (Fig. 4.10 (c)) des DGs apparaissent lors des impacts de charge. Ces pics restent cependant très faibles (0.2 V et 0.005 Hz). La fréquence et la tension des DGs sont maintenues à leurs valeurs nominales malgré les impacts de charge. A 7 h 00 min, le MG bascule de la topologie maillée à la topologie radiale (switch 2 ouvert) puis de la topologie radiale à la topologie maillée à 8 h 00 min. De petits pics de puissances (Fig. 4.10 (c)), de tension (Fig. 4.10 (d)) et de fréquence (Fig. 4.10 (b)) des DGs apparaissent lors des changements de topologie, mais les performances de la stratégie de dispatching économique restent très peu impactées par ces changements de topologie.

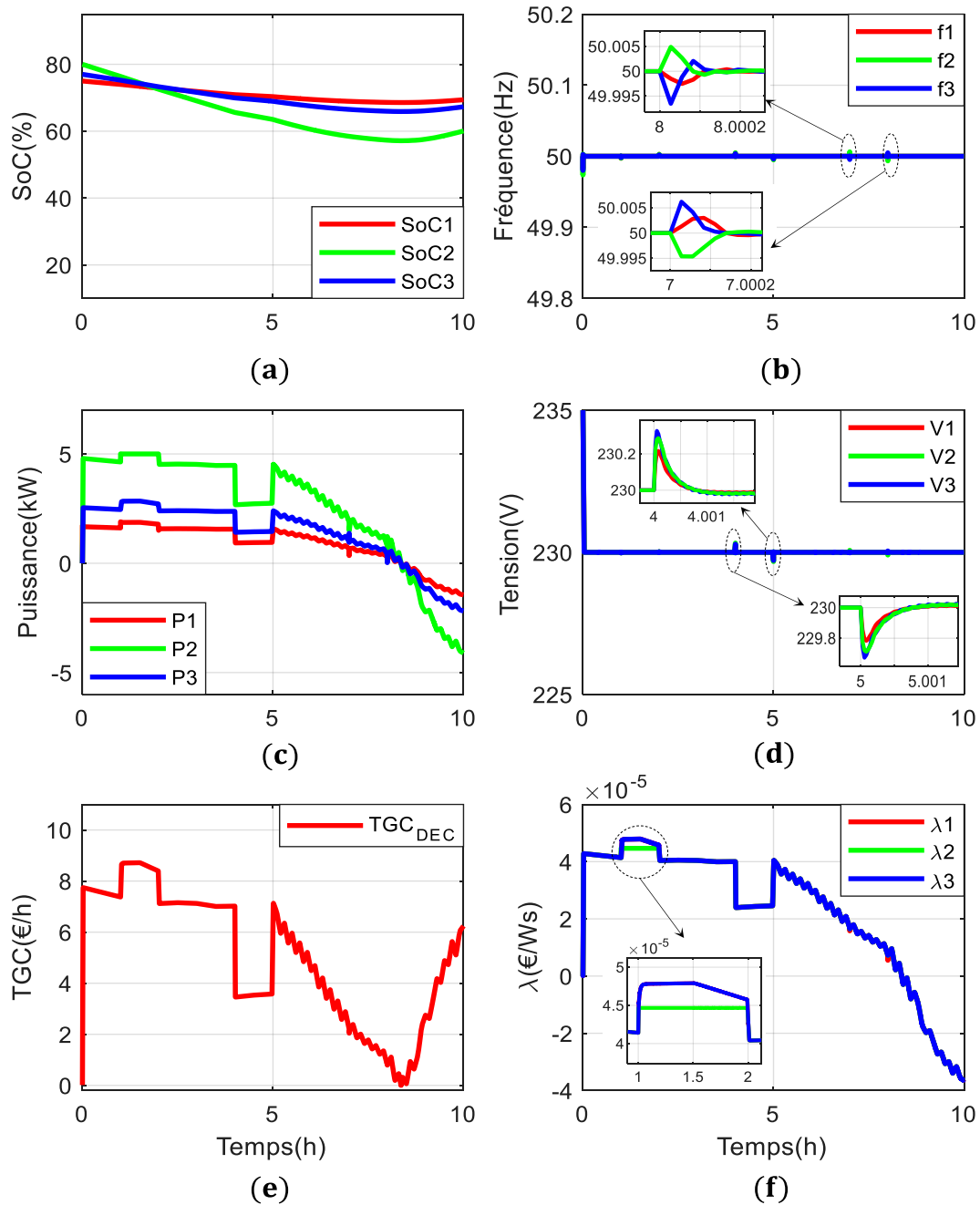


Fig. 4.10 : Test de robustesse de la stratégie DEC (puissance CPL 1, 2 kW entre 1 h 00 min et 2 h 00 min, déconnexion switch 2 à 4 h et reconnexion à 5 h, déconnexion charge RL à 7 h et reconnexion à 8 h 00) : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.

Les résultats obtenus avec ces différents scénarios valident la prise en compte par la stratégie de dispatching économique des contraintes de production des DGs, et montrent également que la méthode proposée garantit une robustesse et une bonne performance dans des conditions d'exploitation contraignantes telles que les connexions et déconnexions soudaines de charges, et les changements soudains de topologie du micro-réseau.

En second lieu, la résilience de la stratégie de dispatching économique face aux retards de communication est analysée. A cette fin, le DG4 est déconnecté du MG comme indiqué sur la Fig. 4.11 et le puissance active de la CPL 1 est fixée à 500 W. L'impact de plusieurs délais de communication constant entre 1 s et 4 s sur la méthode proposée (algorithme du DEC et restauration de la tension) est étudié dans cet essai en utilisant une approximation polynomiale rationnelle du premier ordre présentée dans (2.7.2) afin de modéliser le délai. De plus, pour étudier l'impact du délai de communication sur le contrôle DEC en présence de variations de charge, la charge RL est déconnecté à 2 h 00 min puis reconnectée à 3 h 00 min. Les SoCs des DESUs 1, 2 et 3 sont fixés initialement à 75%, 80% et 77%, respectivement et la stratégie DEC est activée à 0 h 00 min. Les Fig. 4.12, Fig. 4.13, Fig. 4.14 et Fig. 4.15 montrent les résultats obtenus avec un retard de 1 s, 2 s, 3 s et 4 s, respectivement. Il convient de noter que les fréquences des DGs sont maintenues à la valeur nominale, quel que soit le délai introduit dans le réseau de communication (voir Fig. 4.12 (b), Fig. 4.13 (b), Fig. 4.14 (b) et Fig. 4.15 (b)).

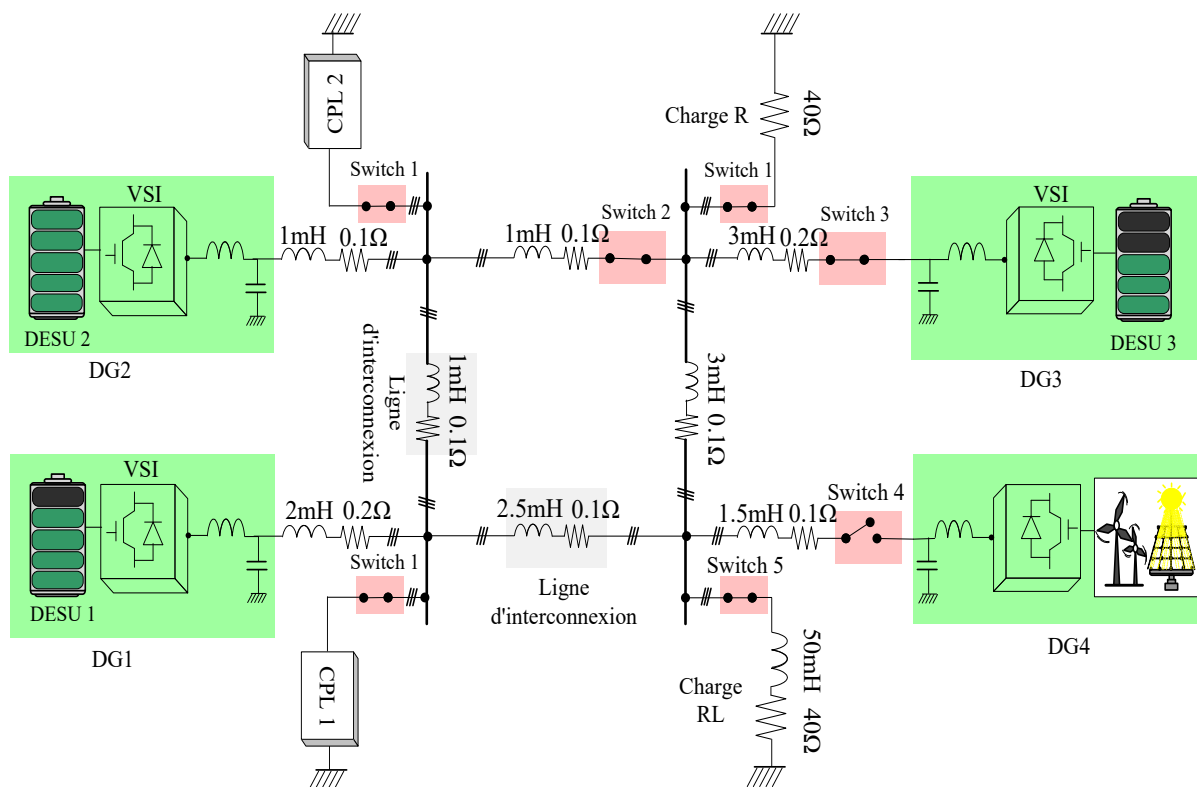


Fig. 4.11 : Schéma général du système MG maillé étudié pour les tests avec délai de communication.

Cependant, comme le montrent les Fig. 4.12 (d), Fig. 4.13 (d), Fig. 4.14 (d) et Fig. 4.15 (d), au démarrage, la restauration de la tension des DGs à la valeur nominale prend de plus en plus de temps (7 min, 14 min, 22 min et 29 min respectivement pour 1 s, 2 s, 3 s et 4 s de délai) en

raison des délais introduits dans le réseau de communication affectant principalement la détermination du compensateur de tension x_{vi} . Cependant, après le démarrage, les tensions des DGs sont maintenues à la valeur nominale et le MG reste stable malgré les impacts de charge. Par ailleurs, lorsque le délai augmente, la détermination du coût incrémental optimal et de la puissance optimale nécessite plus de temps. Aussi, ce phénomène engendre des oscillations du coût incrémental (Fig. 4.12 (f), Fig. 4.13 (f), Fig. 4.14 (f) et Fig. 4.15 (f)) et de la puissance active des DGs (Fig. 4.12 (c), Fig. 4.13 (c), Fig. 4.14 (c) et Fig. 4.15 (c)) lors des impacts de charge, oscillations qui deviennent plus importantes à mesure que le délai augmente. En outre, il convient de noter que le délai de communication affecte très peu le TGC du MG (voir Fig. 4.12 (e), Fig. 4.13 (e), Fig. 4.14 (e) et Fig. 4.15 (e)). La méthode proposée garantit une bonne résilience et de très bonnes performances pour des retards de communication atteignant 4 s. Le contrôle DEC répond donc aux exigences du département américain de l'énergie en matière de communication pour les technologies de réseaux intelligents (smartgrids), et il peut être implémenté en toute sécurité sur les technologies de communication actuellement utilisées dans les micro-réseaux.

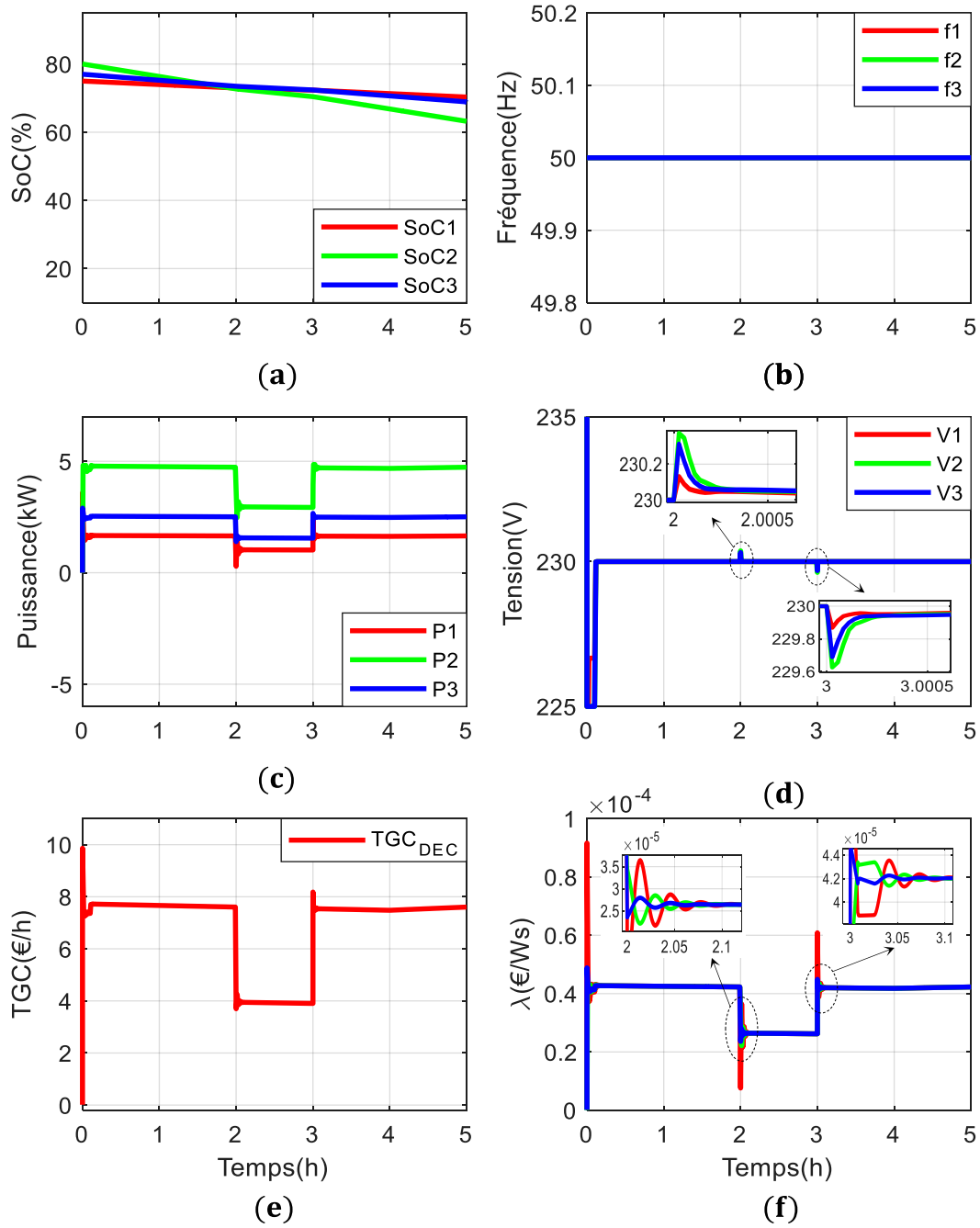


Fig. 4.12 : Stratégie DEC, test avec un délai de 1 s : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.

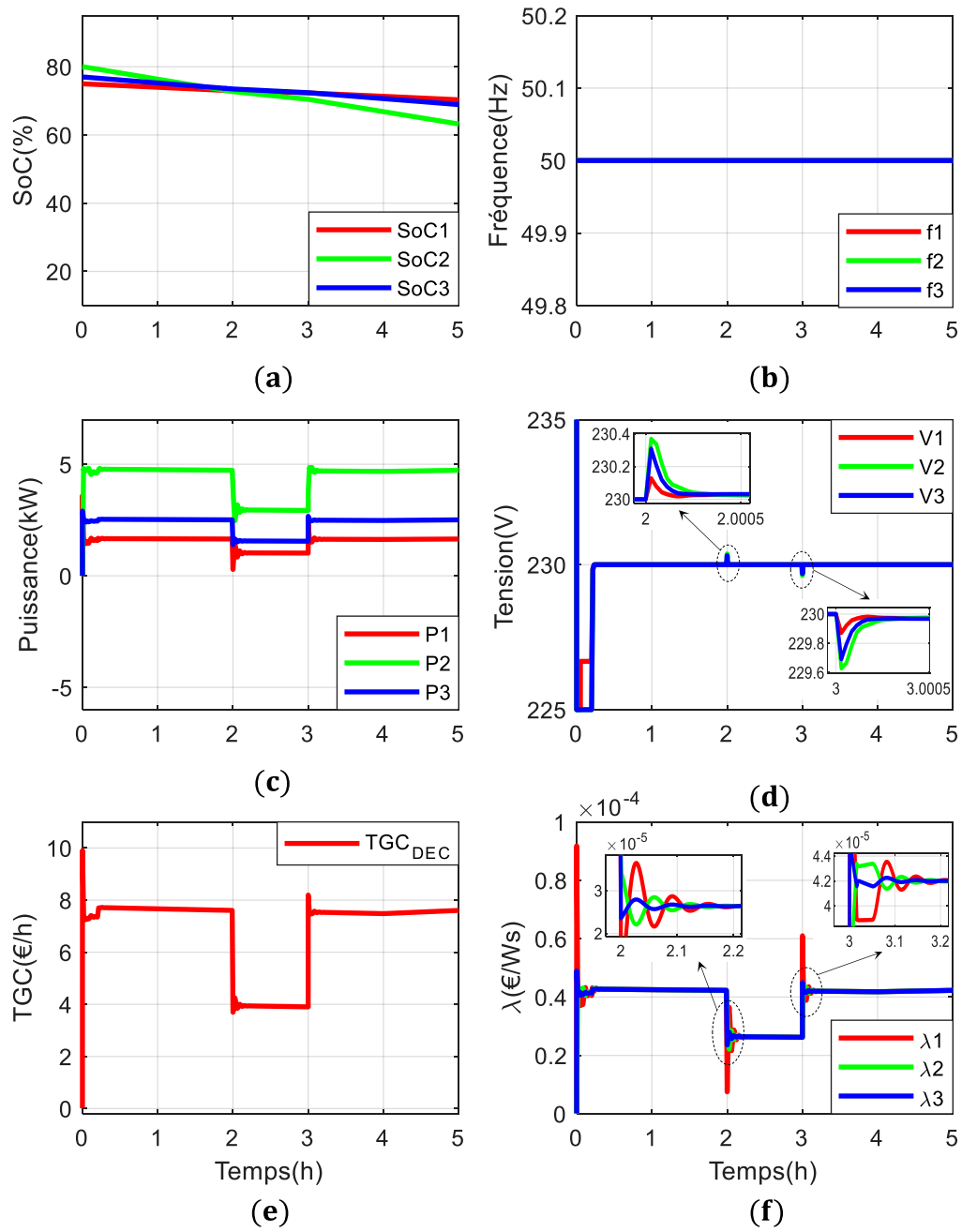


Fig. 4.13 : Stratégie DEC, test avec un délai de 2 s : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.

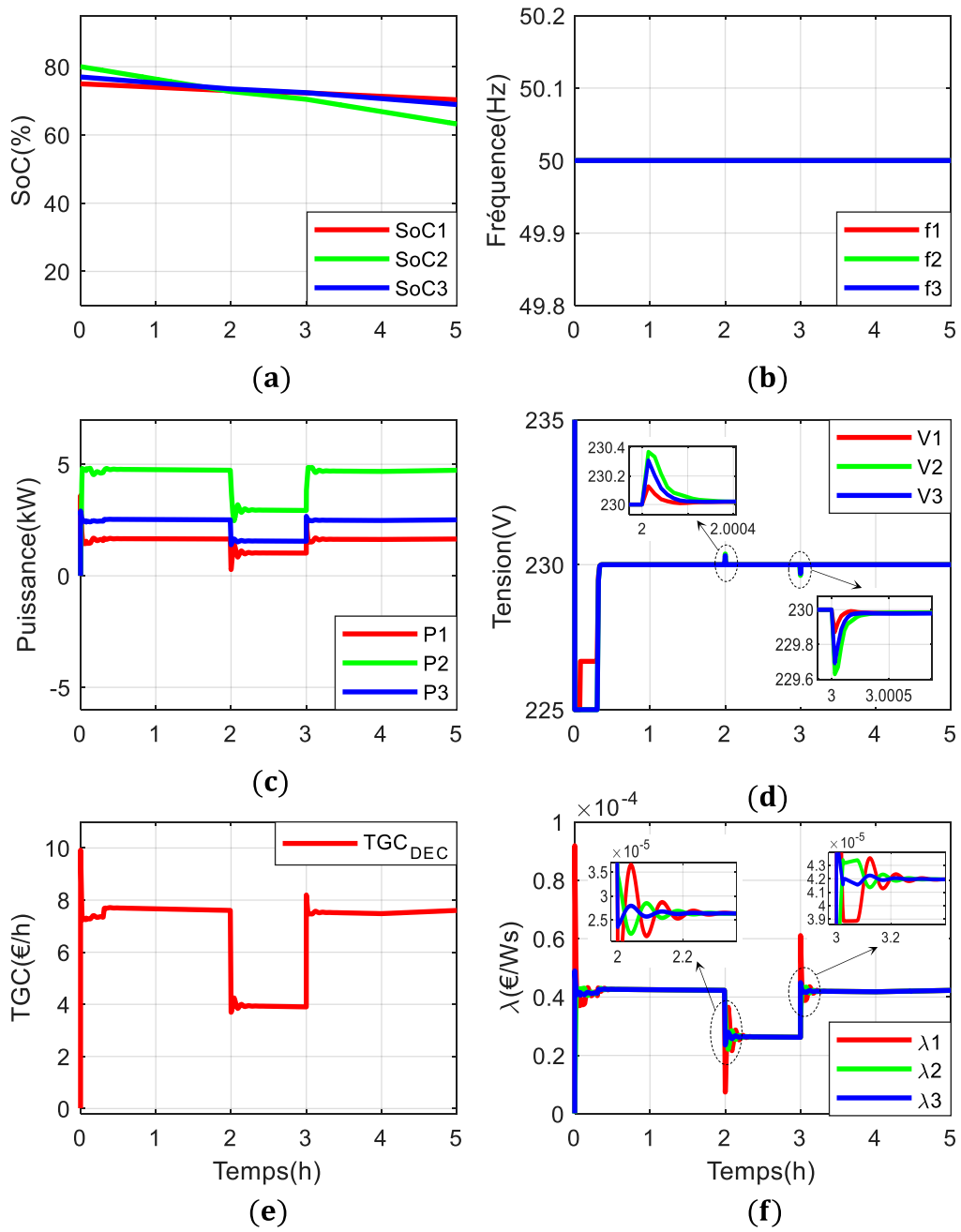


Fig. 4.14 : Stratégie DEC, test avec un délai de 3 s : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.

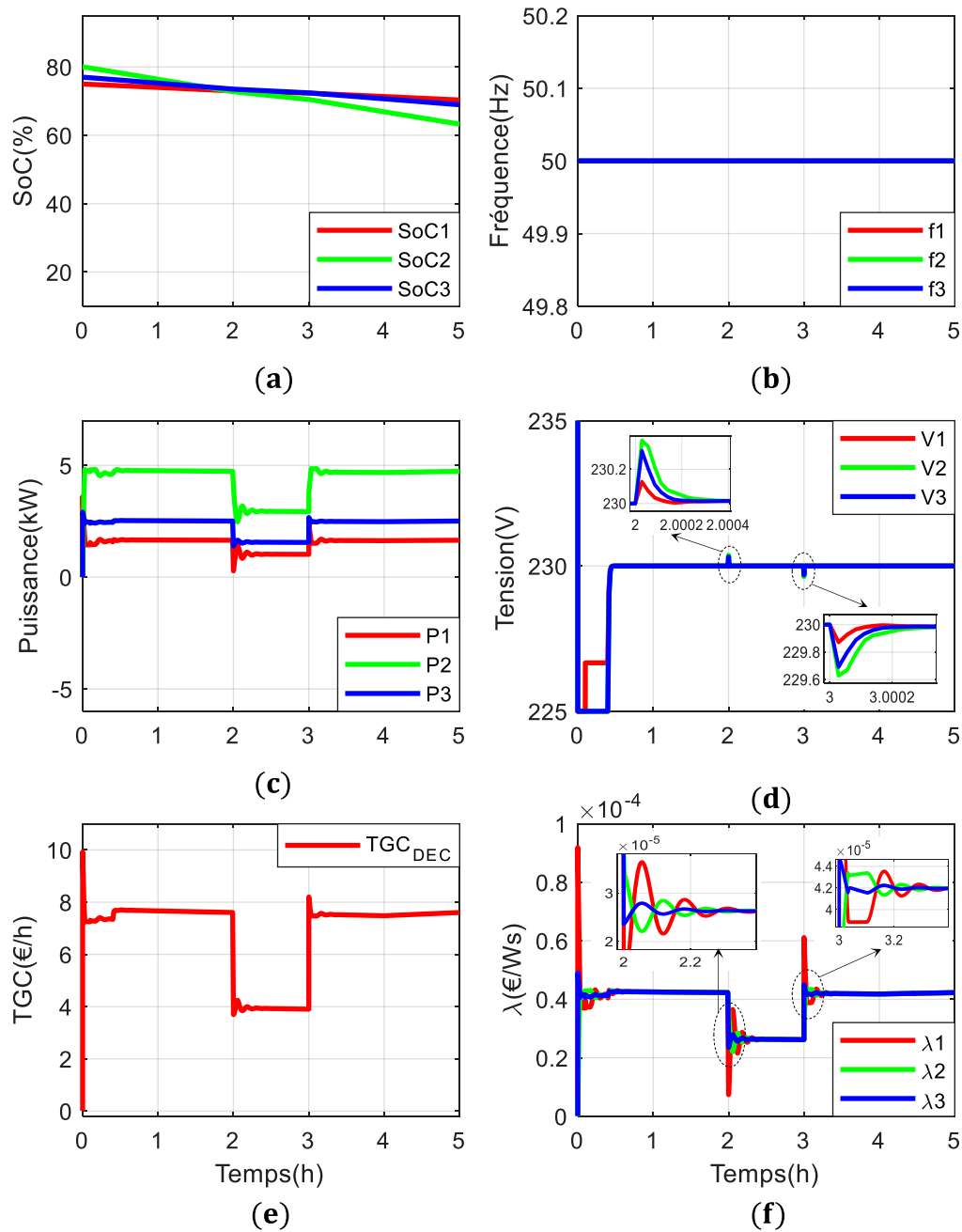


Fig. 4.15 : Stratégie DEC, test avec un délai de 4 s : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.

4.5.3 Performances en mode de fonctionnement critique

Cette section est dédiée à l'étude des performances de la stratégie DEC dans le cadre d'un fonctionnement critique du MG. Pour ce faire, le DG4 est déconnecté du MG comme montré dans la Fig. 4.11 et la puissance active de la CPL 1 est fixée à 500 W. Les SoCs des DESU 1, 2 et 3 sont initialement fixés à 75%, 80% et 77%, respectivement et la stratégie DEC est activée à 0 h 00 min. D'abord, pour évaluer l'efficacité de la méthode de dispatching économique

proposée à puissance de charge nulle, toutes les charges sont déconnectées du MG à 1 h 00 min et reconnectées à 2 h 00 min. Ensuite, la résilience du contrôle proposé face aux défaillances de communication est analysée. Afin de voir l'impact des défaillances de communication sur la méthode DEC, une première défaillance du lien de communication entre l'agent 1 et l'agent 2 est simulée à 3 h 00 min puis une autre entre l'agent 2 et l'agent 3 à 4 h 00 min, comme montré sur la Fig. 4.16. A partir de 3 h 00 min, les unités DG 1 et 2 ne peuvent plus échanger d'informations et à partir de 4 h 00 min, le DG 2 n'échange aucune information avec les DG 1 et 3 jusqu'à 5 h 00 min, heure à laquelle les deux liens de communication sont rétablis. Les résultats obtenus sont représentés sur la Fig. 4.17. Les SoCs des DESUs sont illustrés dans la Fig. 4.17 (a). Entre 0 h00 min et 1 h00 min, toutes les charges sont connectées au MG. Le partage de la puissance dépend des coûts de production du DG (Fig. 4.17 (c)) et le TGC du MG est minimisé (Fig. 4.17 (f)). À 1 h 00min, toutes les charges sont déconnectées du micro-réseau. Tous les DGs ne fournissent aucune énergie (Fig. 4.17 (c)) au MG, qui demeure stable et le TGC du MG est presque nul (Fig. 4.17 (e)). A 2 h 00, toutes les charges sont reconnectées au réseau. Les DGs fournissent de la puissance au MG, conformément au principe des coûts incrémentaux égaux (Fig. 4.17 (f)). Il convient également de mentionner que la tension et la fréquence des DGs (Fig. 4.17 (b) et (d)) restent à leurs valeurs nominales après la déconnexion ou la connexion des charges, bien que de petites fluctuations soient perceptibles lors de la déconnexion ou de la connexion des charges. Les performances de la stratégie DEC, qu'il s'agisse de minimiser le coût de production global ou de restaurer la fréquence (Fig. 4.17 (b)) et la tension des DGs (Fig. 4.17 (d)), ne sont pas affectées par le délestage de toutes les charges. Aussi, le contrôle DEC continue de fonctionner parfaitement une fois les charges reconnectées au MG. Puis, à 3 h 00 min, la communication entre les agents 1 et 2 est interrompue. Nous constatons que malgré cette défaillance, à 3 h 00 min, la stratégie DEC continue de fonctionner parfaitement. En effet, en dépit de la perte de communication entre les DG 1 et 2, la matrice adjacente A définie dans l'équation (4.16) et représentant le protocole de communication du MG reste inchangée, ce qui explique la résilience du contrôle. Cependant, à 4 h 00 min, lorsque la liaison entre les DG 2 et 3 est également rompue, le DG 2 se retrouve isolé du MG. La nouvelle matrice A correspondante au réseau de communication du MG est la suivante :

$$A_{4h} = \begin{pmatrix} \frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ 0 & 1 & 0 \\ \frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \quad (4.19)$$

On note alors que le principe des coûts incrémentaux égaux n'est respecté qu'entre le DG 1 et le DG 3 (Fig. 4.17 (f)) qui possèdent toujours un lien de communication. Les puissances des DG 1 et 3 augmentent légèrement, tandis que celle du DG 2 diminue légèrement (Fig. 4.17 (c)). Il en résulte ainsi une légère augmentation du TGC du micro-réseau (Fig. 4.17 (e)). Les Fig. 4.17 (b) et (d) montrent que les fréquences et les tensions des DGs restent à leurs valeurs nominales malgré les défaillances de communication entre 4 h 00 min et 5 h 00 min. Une fois la communication rétablie entre les DG 1 et 2 et entre les DG 2 et 3 à 5 h 00 min, la stratégie DEC recommence à fonctionner parfaitement. Le principe des coûts incrémentaux égaux est à nouveau satisfait par les 03 DGs et le TGC du MG est minimisé.

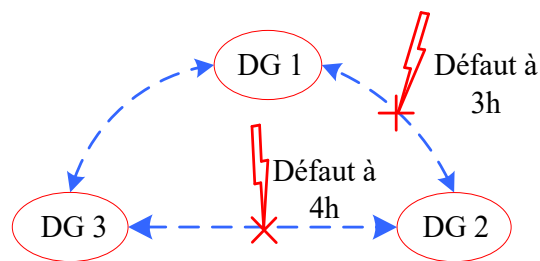


Fig. 4.16 : Défauts de communication entre le DESU 1 et 2 à 3 h 00 min et entre le DESU 2 et 3 à 4 h 00 min.

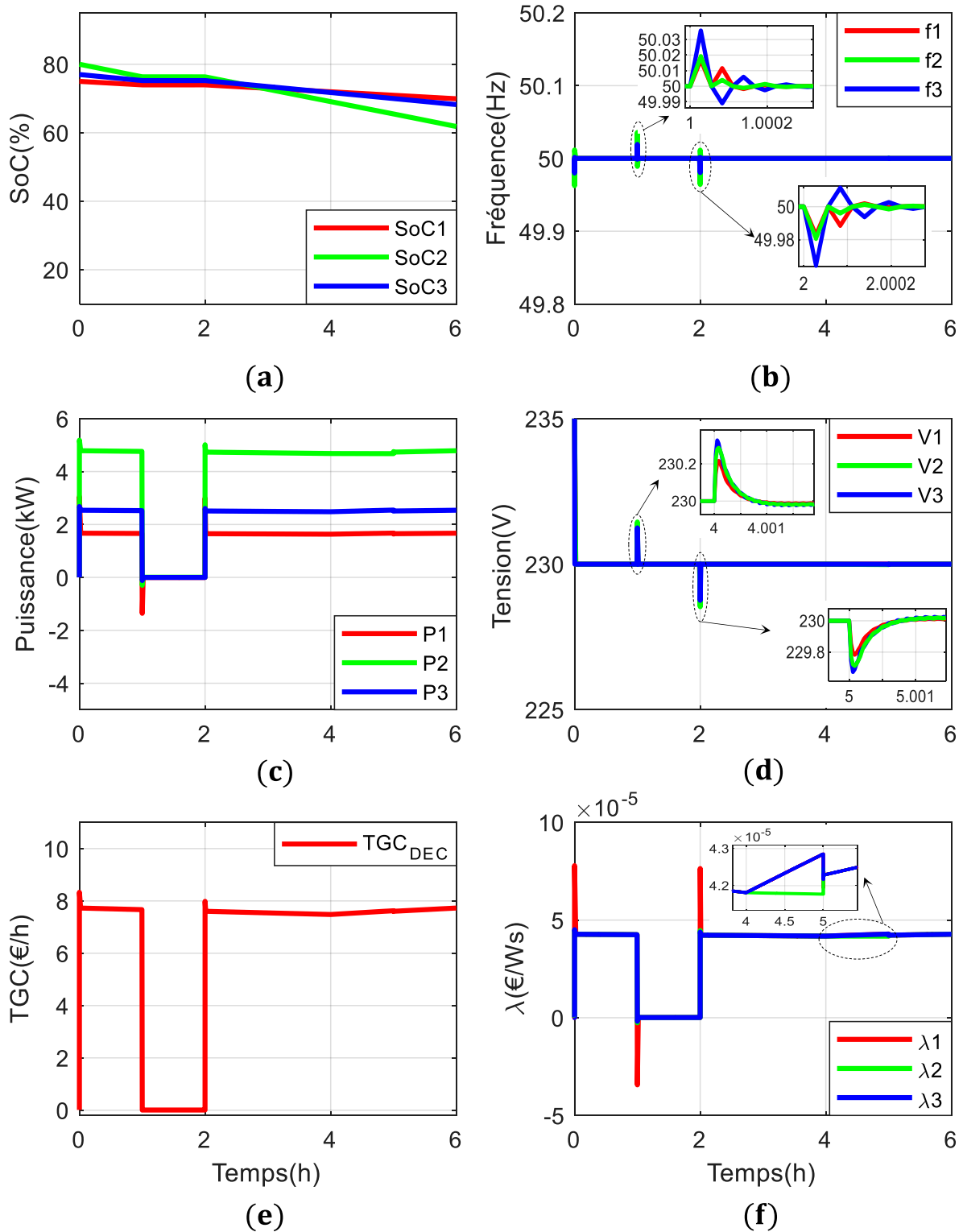


Fig. 4.17 : Résilience du contrôle DEC en mode de fonctionnement critique, test à puissance de charge nulle (délestage à 1 h et reconnexion à 2 h) et défauts de communication (entre l'agent 1 et 2 à 3 h et entre l'agent 2 et l'agent 3 à 4 h) : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.

4.6 Résultats expérimentaux de la stratégie DEC

Pour valider l'efficacité de la stratégie DEC pour la gestion de puissance des DESUs dans les MGs, la méthode proposée a été implémentée sur la plateforme expérimentale, illustrée sur la Fig. 2.19 et décrite dans la partie 2.7. Le diagramme de configuration du dispositif expérimental est représenté dans Fig. 2.20. Les paramètres du système MG sont représentés dans le Tableau 4.5. La méthode DEC est mise en œuvre et compilée de Simulink à dSPACE afin d'assurer le contrôle des unités DGs dans le MG. Dans cette section, une comparaison entre la stratégie DEC et la méthode de droop pour le dispatching économique (DDE) proposée dans [30], est réalisée. La méthode DDE proposée dans [30] est un contrôle décentralisé qui assure une répartition économique de la puissance des DGs, sans avoir recours à une infrastructure de communication. Les SoCs des unités DESUs 1, 2 et 3 sont initialement fixés à 80, 75 et 71 %, respectivement. De plus, pour étudier l'impact des variations de charge sur les deux stratégies, les trois charges résistives sont augmentées de 20.5 Ω à 30 Ω à 1200 s puis sont ramenées à 20.5 Ω à 2400 s.

Tableau 4.5 : Paramètres du système expérimental pour le contrôle DEC

Item	Symbole	Valeur
Puissance maximale DG1	P_{1n}, Q_{1n}	2000 W, 1200 VAR
Puissance maximale DG2	P_{2n}, Q_{2n}	1700 W, 600 VAR
Puissance maximale DG3	P_{3n}, Q_{3n}	1400 W, 400 VAR
Fréquence/tension du MG	f_n/V_n	60 Hz/110 V
Fréquence du filtre	ω_f	10 rad/s
Déviations maximales de f & V	$\Delta\omega/\Delta V$	0.5 rad s ⁻¹ /5 V
Capacité DESU 1	C_{batt_1}	250 Ah
Capacité DESU 2	C_{batt_2}	200 Ah
Capacité DESU 3	C_{batt_3}	220 Ah
Tension nominale cellule	V_{cell}	3.3 V
Tension nominale DESUs	V_{batt}	650 V
Nombre de cellules	n_{cell}	200
Prix DESU 1	$Prix_1$	25 000 €
Prix DESU 2	$Prix_2$	7 000 €
Prix DESU 3	$Prix_3$	14 500 €
Gain du DEC	K_D	2.10 ⁻⁹

Remarque : À l'exception des puissances maximales, de la fréquence et de la tension nominale, les autres paramètres des batteries sont les mêmes que ceux utilisés en simulation dans la partie 4.5.

Les résultats expérimentaux de la comparaison, sont représentés sur la Fig. 4.18. A gauche, sont reportés, les résultats expérimentaux obtenus avec la stratégie DEC, et à droite ceux de la méthode DDE. Les SoCs des DESUs sont illustrés à la Fig. 4.18 (a) et (b). Les fréquences des DGs sont présentées sur les Fig. 4.18 (c) et (d), respectivement. Les puissances actives des DGs sont indiquées à la Fig. 4.18 (e) et (f). Les coûts marginaux des DGs sont illustrés sur la Fig. 4.18 (g) et (h). La Fig. 4.19 montre que le TGC du MG est minimisé pour la stratégie DEC et le contrôle décentralisé utilisé dans [30]. Le principe des coûts incrémentaux égaux est bien respecté dans les deux stratégies (Fig. 4.18 (g) et Fig. 4.18 (h)). Dans les deux contrôles de dispatching économique, chaque DG fournit de la puissance active au réseau en fonction de son coût de production, ce qui permet de minimiser le TGC du Microgrid, comme le montrent les Fig. 4.18 (e) et Fig. 4.18 (f). Cependant, la Fig. 4.18 (d) montre que les fréquences des DGs pour la méthode DDE, ne sont pas rétablies à leurs valeurs nominales et qu'elles varient en fonction des variations de charge. En revanche, avec la stratégie de répartition économique proposée (DEC), les DGs fonctionnent toujours à la fréquence nominale (60 Hz), même en cas de variations de charge, comme illustré sur la Fig. 4.18 (c), sans utiliser de commande supplémentaire pour la régulation de la fréquence. Le Tableau 4.7 compare les 02 stratégies de répartition économique.

Tableau 4.6 : Comparaison entre les 02 méthodes de répartition économique

Stratégies de gestion de la puissance	Performances du dispatching économique	Restauration de la fréquence et tension
DEC	Haut	Haut
DDE	Haut	Faible

Remarque : Il convient de mentionner que la restauration de la fréquence peut être réalisée en ajoutant un niveau de contrôle supérieur pour la méthode DDE. Cependant, ce contrôle supplémentaire pourrait perturber la stratégie de répartition économique (puisque'il modifie directement la fréquence des DGs), si le contrôle approprié n'est pas utilisé.

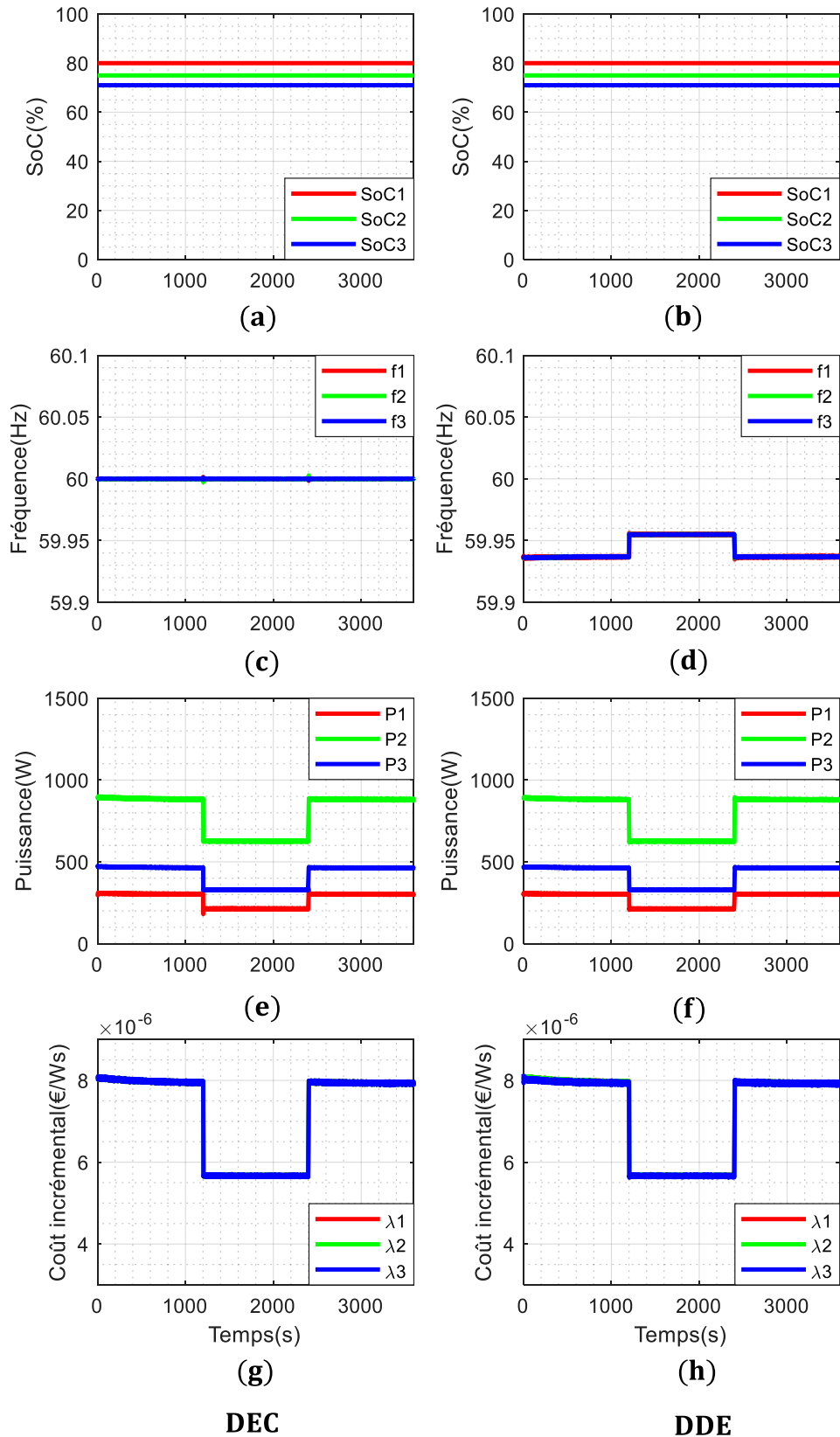


Fig. 4.18 : Comparaison entre la méthode DEC et le contrôle DDE proposé dans [30], activation des 02 stratégies à 0 s :(a), (b) SoC des DESUs ; (c), (d) puissances actives des DGs ; (g), (h) et (i) fréquences des DGs ; (j), (k) et (l) amplitudes de tension des DGs.

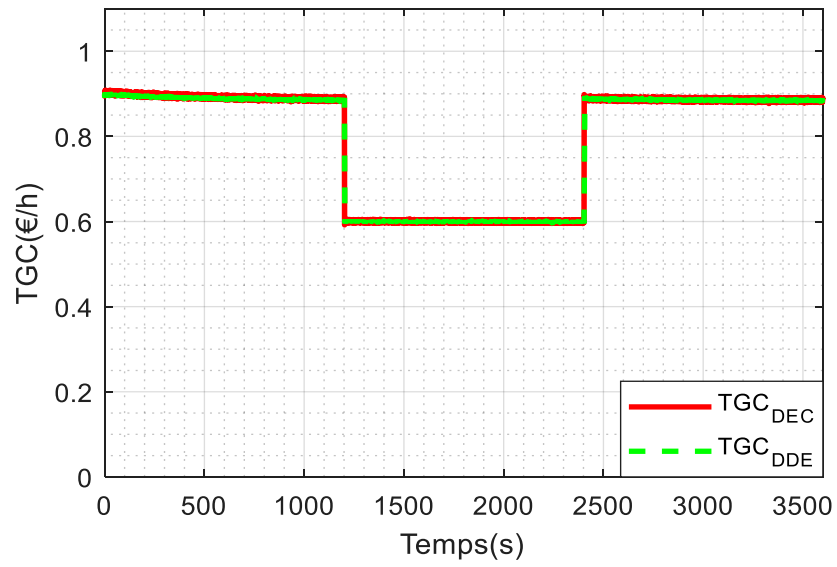


Fig. 4.19: Coût de production global du MG pour les 02 stratégies de dispatching économique (DEC et DDE).

4.7 Conclusion

Ce chapitre présente une stratégie de dispatching économique destinée à réduire le coût de production global des unités de stockage décentralisées d'un micro-réseau autonome. La méthode DEC proposée, assure la minimisation du TGC du MG tout maintenant l'équilibre entre la production et demande grâce à des puissances actives optimales calculées avec un algorithme de consensus. Les références de puissance actives optimales, déterminées par l'algorithme, dépendent des coûts de production des DESUs, tiennent compte des contraintes de production des DGs et stabilisent leurs fréquences à la fréquence nominale du MG. Ainsi, la fréquence des DGs est instantanément restaurée à la valeur nominale sans contrôle supplémentaire. Seule la tension des DGs est restaurée en appliquant le contrôle par consensus. Les performances de la stratégie de dispatching économique proposée ont été validées par simulation sous MATLAB/Simulink et sur une plateforme expérimentale. Les résultats obtenus mettent en relief les gains réalisés par la stratégie DEC par rapport à d'autres stratégies de gestion de la puissance (contrôle droop, stratégie AFDPR), son efficacité, sa robustesse et sa résilience dans des conditions d'exploitation contraignantes mais aussi ses contributions par rapport à ce qui se fait dans la littérature. Une comparaison entre la méthode développée dans ce chapitre et d'autres stratégies de dispatching économique issues de la littérature sont représentées dans le Tableau 4.7.

Tableau 4.7 : Comparaison de la méthode DEC avec des travaux de la littérature.

Références	Restauration de la fréquence	Restauration de la tension	Infrastructure de communication
[44]	Non	Oui	Oui
[41]	Oui	Non	Oui
[42]	Oui	Non	Oui
[30]	Non	Non	Non
[78]	Non	Non	Non
[43]	Oui	Non	Oui
[45]	Non	Non	Oui
DEC	Oui	Oui	Oui

Conclusion générale et perspectives

Conclusion générale

Les MG-DESU représentent une solution prometteuse pour la décarbonisation totale de la production d'énergie et pour l'amélioration de l'efficacité énergétique. L'objectif des travaux de cette thèse a été de développer de nouveaux contrôles secondaires coopératifs (distribués) pour les systèmes MG-DESU AC autonomes, qui prennent en compte l'état des unités de stockage d'énergie, notamment l'état de charge (SoC) et le coût de production des batteries. Les stratégies de contrôle secondaire coopératif développées permettent ainsi d'assurer un fonctionnement optimal et efficace des unités de stockage d'énergie tout en maintenant les amplitudes des fréquences et des tensions des DGs à leurs valeurs nominales.

D'abord, dans le Chapitre 1, l'état de l'art du contrôle hiérarchique des MG-DESU et les techniques utilisées dans les deux premiers niveaux de contrôle (primaire et secondaire) ont été exposés. Les avantages, ainsi que les limitations des solutions existantes pour chaque niveau du contrôle hiérarchique, nous ont permis de positionner ce travail de thèse et de nous orienter vers des contrôles secondaires coopératifs en raison de leur fiabilité et de leur faible coût. Ensuite, deux contrôles secondaires coopératifs de gestion de la puissance des DESUs (AFDPV et AFDPR) ont été proposés au Chapitre 2. Ces stratégies assurent l'égalisation du SoC des DESUs en mode de charge et en mode de décharge et restaurent les tensions et les fréquences des DGs aux valeurs nominales du MG. L'équilibrage du SoC des batteries permet une répartition de la puissance en fonction des SoCs des DESUs, permettant de réduire le nombre de cycles de charge/décharge et d'éviter les dégradations inégales, donc d'étendre la durée de vie des DESUs. La stratégie AFDPV utilise une puissance virtuelle calculée à l'aide de l'algorithme du consensus moyen et d'un régulateur Proportionnel Intégral (PI) pour assurer le partage de puissance des DESUs. Le contrôle par consensus est utilisé pour corriger les déviations de la tension et fréquence des DGs. Dans l'optique de réduire l'ordre du système MG et de faciliter le dimensionnement des paramètres de contrôle, la stratégie AFDPR a été développée. Elle assure l'équilibrage des SoCs grâce à une puissance de référence calculée exclusivement avec l'algorithme du consensus moyen. Les références de puissance déterminées par l'algorithme, stabilisent les fréquences des DGs à la fréquence nominale du MG. Ainsi, la fréquence des DGs est automatiquement restaurée à la valeur nominale sans aucun contrôle supplémentaire pour sa restauration. Seule l'amplitude de tension des DGs est restaurée en appliquant le contrôle par consensus. L'efficacité, la robustesse et résilience des deux méthodes

proposées ont été vérifiées à travers des résultats de simulation sous MATLAB/Simulink, et aussi expérimentalement à l'aide d'un banc micro-réseau. En plus, dans le chapitre 3, une modélisation du système micro-réseau ainsi qu'une étude de stabilité petit signal du MG-DESU a été réalisée pour d'une part valider la stabilité et la robustesse du système avec les paramètres de contrôle choisis dans le Chapitre 2, et d'autre part, pour déterminer les limites de stabilité de méthode de gestion de puissance (AFDPV) proposée. L'étude de la stabilité petit signal a permis de mettre en évidence l'influence des paramètres de contrôle de la stratégie AFDPV, des éléments passifs du micro-réseau et du retard dans le réseau de communication sur la stabilité locale du MG-DESU. Cette étude nous a permis de montrer que le MG-DESU est susceptible d'être instable si les paramètres du contrôle de l'AFDPV sont mal réglés ou si le délai de communication devient très important. Enfin, dans le chapitre 4, un contrôle secondaire coopératif basé sur le consensus (méthode DEC) a été proposé pour assurer un dispatching économique des puissances actives des DGs afin de minimiser le coût global de production d'énergie du MG-DESU tout en garantissant une restauration de la fréquence et tension des DGs aux valeurs nominales. La restauration de la fréquence des DGs se faisant automatiquement sans contrôle supplémentaire. L'algorithme de consensus de la méthode DEC proposée, repose sur le principe des coûts incrémentaux égaux pour minimiser le TGC du MG en utilisant le coût incrémental comme valeur du consensus avec un feedback sur la différence entre la production et la demande d'énergie afin d'assurer l'équilibre entre la demande et la production. Les résultats de simulation dans MATLAB/Simulink et les résultats expérimentaux sur un banc d'essai en temps réel ont permis de valider l'efficacité, la robustesse, la résilience ainsi que les contributions de la méthode de dispatching économique proposée.

Contributions scientifiques

Les principales contributions scientifiques des travaux de thèse réalisés par rapport à l'état de l'art se présentent comme suit :

- 1) Une méthode d'égalisation du SoC (AFDPV) assurant une répartition précise de la puissance en fonction du SoC grâce à un régulateur PI et à un contrôle coopératif basé sur le consensus et fonctionnant à la fois en **mode de charge et en mode de décharge sans changement de mode**, a été proposée pour les systèmes MG-DESU. Contrairement aux solutions existantes, la méthode AFDPV permet de garantir **la restauration de la tension et de la fréquence** des DGs à leurs valeurs nominales permettant d'améliorer la fiabilité, la sécurité, la robustesse et la stabilité du MG-DESU.
 - Prise en compte des différents **modes de fonctionnement** du MG-DESU.

- **Validation expérimentale** de l'efficacité de la stratégie de gestion de la puissance proposée.
 - **Etude de stabilité petit signal** pour la validation du dimensionnement des paramètres du contrôle AFDPV.
- 2) Une **nouvelle technique** d'équilibrage du SoC (AFDPR) permettant une répartition précise de la puissance sans l'utilisation **de lois de contrôle additionnelles** (régulateurs PI, PID), comme c'est généralement le cas dans la littérature, et qui fonctionne parfaitement **en mode de charge et de mode décharge**, a aussi été proposée. Comparée aux solutions existantes, la méthode AFDPV n'introduit pas **d'intégrale locale** dans la boucle de contrôle de la fréquence et **régule automatiquement la fréquence** du DG à la valeur nominale, sans avoir recours à **des lois de contrôle supplémentaires**. En outre, avec la méthode AFDPV et à puissance de charge nulle, **aucune puissance** n'est échangée entre les unités DESU, contrairement aux stratégies d'égalisation du SoC basées sur les contrôleurs P, PI ou PID utilisées dans la littérature., où un échange de puissance est observé. Cela permet d'éviter **les pertes de puissance** inutiles dans le MG-DESU. Par ailleurs, les paramètres de contrôle de la stratégie AFDPV sont faciles à concevoir et peuvent être utilisés pour différents systèmes MG-DESU ayant la même topologie de réseau de communication **sans redimensionnement des paramètres**.
- Prise en compte des différents **modes de fonctionnement** du MG-DESU.
 - **Validation expérimentale** de l'efficacité de la stratégie AFDPV.
- 3) Un contrôle de dispatching économique basé sur le consensus (DEC) a été développé pour un contrôle efficace et optimal de la puissance active des DGs afin de minimiser le coût global de la production énergétique dans les systèmes MG intégrant plusieurs unités de stockage d'énergie décentralisées. Contrairement aux travaux réalisés dans la littérature, les **fonctions de coût** des batteries ont été construites par rapport au **vieillissement** des DESUs. Ce qui permet une meilleure appréciation des performances de la stratégie de dispatching économique proposée. Aussi, **la restauration de l'amplitude de la tension et de la fréquence** des DGs est réalisée dans la méthode proposée. En outre, **la restauration de la fréquence** des DGs est réalisée **automatiquement** sans l'utilisation de lois de contrôle particulières. Cette approche permet de minimiser l'effet des interactions entre les boucles de contrôle, garantissant ainsi une meilleure stabilité du système MG-DESU.
- Prise en compte du vieillissement des DESUs dans la conception des fonctions de coût.
 - Prise en compte des différents **modes de fonctionnement** du MG-DESU.

- Prise en compte des **délais** de communication.
- **Validation expérimentale** de l'efficacité de la stratégie DEC.

Perspectives

Bien que les contributions ce travail de thèse soient très intéressantes, plusieurs perspectives et améliorations peuvent être envisagées pour mieux affiner les stratégies de contrôle proposées.

- 1) Premièrement, la précision de l'estimation du SoC des batteries Li-Ion peut être améliorée en utilisant d'autres méthodes telles que le filtre de Kalman et ses variantes non linéaires, ainsi que des algorithmes d'apprentissage automatique (machine learning). Cela aurait pour effet d'améliorer les performances des deux stratégies de gestion de puissance développées dans le Chapitre 2, qui sont fortement dépendantes du SoC de la batterie.
- 2) Deuxièmement, l'utilisation de modules et de technologies de communication (Zigbee, Bluetooth, WIFI, etc.) permettant l'échange d'informations entre les générateurs distribués pourrait également être envisagée afin de valider de manière plus réaliste les algorithmes de contrôle secondaire développés dans ce travail de thèse. Outre les retards et les défaillances de communication, d'autres scénarios tels que la perte ou l'injection de données dans le réseau de communication, ainsi que les cyberattaques, devraient également être pris en compte.
- 3) Troisièmement, une étude de stabilité à large signal pourrait être réalisée pour évaluer la stabilité globale du système MG-DESU en présence de fortes perturbations. Des algorithmes d'optimisation pourraient également être couplés à l'étude de stabilité afin de déterminer les meilleurs paramètres à utiliser pour les stratégies développées dans le Chapitre 2 en termes de stabilité et de performances du contrôle.
- 4) Quatrièmement, la prise en compte du vieillissement des sources d'énergie renouvelables et l'amélioration du modèle de vieillissement des batteries sont des pistes à explorer pour améliorer la stratégie de dispatching économique développée dans le Chapitre 4. En effet, certains facteurs, comme la température de la batterie, n'ont pas été pris en compte dans le modèle de vieillissement des DESUs. L'inclusion de la température de la batterie dans le phénomène de dégradation permettrait d'affiner le modèle de vieillissement et la stratégie de dispatching économique.
- 5) Cinquièmement, en plus de la restauration des tensions des DGs aux valeurs nominales, un partage proportionnel de la puissance réactive devrait être envisagé. Toutefois, ce partage de la puissance réactive devra être effectué sans affecter les stratégies de gestion de la puissance, en particulier de la puissance active, qui ont été proposées.

- 6) Finalement, les techniques de commande secondaire distribuée développées pourraient être étendues à d'autres systèmes MG-DESU avec des solutions de stockage autres que les batteries Li-ion, telles que les supercondensateurs ou les piles à combustible. Des MGs comportant plusieurs technologies de stockage différentes pourraient être explorés. Néanmoins, la prise en compte d'une autre technologie de stockage d'énergie que la batterie Li-ion dans les MG-DESUs entraînerait une évolution des algorithmes de gestion de puissance développés.

Liste des publications

Revue internationale

- I. [79] S. V. M. Ouoba, A. Houari, M. Machmoum, and J. M. Guerrero, “A novel resilient state of charge balancing method for distributed storage systems based autonomous microgrids,” *Journal of Energy Storage*, vol. 55, p. 105439, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105439.
- II. [80] S. V. M. Ouoba, A. Houari, and M. Machmoum, “A Resilient Control for Distributed Energy Storage Units in an Islanded AC Microgrid,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, pp. 1–1, 2023, doi: 10.1109/JESTPE.2023.3261669.

Conférences internationales

- III. [81] S. V. M. Ouoba, A. Houari, et M. Machmoum, « Robust SoC Balancing Method for Distributed Storage based Islanded Microgrids », in *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, oct. 2021, p. 1-6. doi: 10.1109/IECON48115.2021.9589165.
- IV. [77] S. V. M. Ouoba, A. Houari, and M. Machmoum, “A Distributed Secondary Control for Autonomous AC Microgrid Based on Photovoltaic and Energy Storage Systems,” in *ELECTRIMACS 2022*, S. Pierfederici and J.-P. Martin, Eds., in *Lecture Notes in Electrical Engineering*. Cham: Springer International Publishing, 2023, pp. 307–319. doi: 10.1007/978-3-031-24837-5_23
- V. [82] S. V. M. Ouoba, A. Houari, and M. Machmoum, “A Distributed Stabilizing Economic Dispatch Control for Energy Storage Unit based Autonomous Microgrid,” in *IECON 2022 – 48th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Oct. 2022, pp. 1–5. doi: 10.1109/IECON49645.2022.9968874.

Conférences nationales

- VI. S. V. M. Ouoba, A. Houari, and M. Machmoum, “Contrôle résilient pour la synchronisation des états de charge des organes de stockage distribués des micro-réseaux insulaires”. in *Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Electrique (JGCE)*, Jun. 2022.
- VII. S. V. M. Ouoba « Stratégie de gestion de puissance d'un micro-réseau autonome basé sur du renouvelable et du stockage », in *Journée des Doctorants (JDOC)*, Jun 2022. **Prix de la meilleure présentation orale.**
- VIII. S. V. M. Ouoba, A. Houari, and M. Machmoum, “Nouvelle méthode d'équilibrage des états de santé des batteries lithium-ion d'un microgrid AC,” in *Symposium de Génie Electrique (SGE 2023)*, Jul. 2023.

Nomenclature

Grandeur	Désignation
A	Matrice adjacente
a_{ij}	Elements de la matrice adjacente
AC	Courant alternatif
AFDPV	Adaptative en fréquence de droop basée sur une puissance virtuelle
AFDPR	Adaptative en fréquence de droop basée sur une puissance de référence
B	Matrice d'épinglage (Pinning matrix)
C_{batt}	Capacité nominale de la batterie
C_f	Fonction coût
CPL	Charge à puissance constante
D	Matrice diagonle
DC	Courant continu
DEC	Dispatching économique basée sur le consensus
DESU	Unité de stockage décentralisée
DG	Générateur distribué
EnR	Energie renouvelable
f	Fréquence
f_n	Fréquence nominale
h_i	Capacité perdue en Ah par le DESU _i
K_D	Gain du contrôle DEC
K_{iSoC}	Gain intégral du régulateur PI
K_{mean}	Gain du consensus moyen
K_{pSoC}	Gain proportionnel du régulateur PI
K_v	Gains du consensus pour la tension
K_ω	Gains du consensus pour la fréquence
L	Matrice Laplacienne
L_i	Inductance de ligne du DG _i
MAS	Système multi-agents
MG	Micro-réseau (Microgrid)
MG-DESU	Micro-réseau avec plusieurs DESUs
m_i	Coefficient de statisme de la fréquence

n_{cell}	Nombre de cellules montées en série de la batterie
n_i	Coefficient de statisme de la tension
\mathcal{N}_i	Ensemble des agents j voisins de l'agent i
PCC	Point de couplage commun
P_{ch}	Puissance totale des charges
P_i	Puissance active du DG _{i}
P_{iopt}	Puissance active optimale du DG _{i}
P_i^{max}	Puissance active maximale du DG _{i}
P_i^{min}	Puissance active minimale du DG _{i}
P_{loss}	Puissance perdue
P_n	Puissance active maximale du DG
$Prix_i$	Prix initial du DESU _{i}
PV	Photovoltaïque
Q_i	Puissance réactive du DG _{i}
Q_n	Puissance réactive maximale du DG
R	Résistance
r_i	Résistance de ligne du DG _{i}
RES	Source d'énergie renouvelable
SoC	Etat de charge de la batterie
SoH	Etat de santé de la batterie
SoC_{mean}	Etat de charge moyen des batteries du MG
T_f	Constante de temps de filtrage des puissances actives et réactives des DGs
TGC	Coût de production globale du micro-réseau
ΔV	Déviation maximale de la tension du DG par rapport à V_n
V_{cell}	Tension nominale de la cellule du DESU
V_i	Amplitude de tension du DG _{i}
V_{batt}	Tension nominale de la batterie
V_n	Tension nominale du MG
VSI	Onduleur à source de tension
$\Delta\omega$	Déviation maximale de la fréquence du DG par rapport à ω_n
ω_0	Fréquence de coupure du VSI
ω_f	Fréquence du filtre
ω_i	Fréquence du DG _{i}

ω_n	Fréquence nominale du MG
x_v	Compensateur de tension
x_ω	Compensateur de fréquence
$\beta_1-\beta_7$	Paramètres obtenus du modèle de vieillissement des DESUs
ξ_0	Amortissement du contrôle interne des VSI
λ_{opt}	Coût incrémental optimal du MG-DESU

Liste des figures

Fig. 1.1 : Plan du manuscrit des travaux de thèse.	9
Fig. 1.2 : Configuration typique d'un MG-DESUs.	13
Fig. 1.3 : Contrôle hiérarchique des MG-DESU AC	15
Fig. 1.4 : Schéma bloc du contrôle droop conventionnel.....	16
Fig. 1.5 : Caractéristiques du contrôle droop conventionnel.....	17
Fig. 1.6 : Schéma bloc de la méthode de l'impédance virtuelle.....	18
Fig. 1.7 : Architecture du contrôle secondaire décentralisé.	20
Fig. 1.8 : Architecture du contrôle secondaire centralisé.	22
Fig. 1.9 : Architecture du contrôle secondaire distribué.	23
Fig. 1.10 : Plan des travaux de thèse.	27
Fig. 2.1 : Schéma général du système MG étudié	33
Fig. 2.2: (a) profil de puissance du PV ; (b) profil de puissance de la CPL 2.....	34
Fig. 2.3. Contrôle interne des onduleurs de tension	34
Fig. 2.4 : Graphe représentatif avec cinq agents	36
Fig. 2.5 : Principe d'égalisation des SoCs.....	39
Fig. 2.6: Schéma de contrôle global de la stratégie AFDPV pour une unité DG.....	41
Fig. 2.7. Graphe reliant les 03 DESUs	42
Fig. 2.8. Influence de K_{mean} sur l'algorithme du consensus moyen.	43
Fig. 2.9 : Modèle moyen de la boucle d'égalisation du SoC.	44
Fig. 2.10 : Réponse du système en boucle fermée.	45
Fig. 2.11. Schéma de contrôle global de la stratégie AFDPV pour une unité DESU.	49
Fig. 2.12 : Configuration du système MG pour le test de validation.	52
Fig. 2.13 : Validation des stratégies AFDPV, AFDPV et comparaison avec la méthode utilisée dans [2], activation des 03 stratégies à 1 h 00 min :(a), (b) et (c) SoC des DESUs ; (d), (e) et (f) Puissance actives des DGs ; (g), (h) et (i) Fréquences des DGs ; (j), (k) et (l) Tensions des DGs.	54
Fig. 2.14 : Configuration du système MG pour la validation des méthodes AFDPV et AFDPV proposées en mode de fonctionnement normal.	55
Fig. 2.15: Test de robustesse des stratégies AFDPV et AFDPV (déconnexion DG3 à 1 h et reconnexion à 1 h 20, déconnexion charge RL à 6 h et reconnexion à 6 h 30, déconnexion switch 2 à 11 h et reconnexion à 11 h 30) :(a) et (b) SoC des DESUs ; (c), (d) Puissance actives des DGs ; (e) et (f) Fréquences des DGs ; (g) et (h) Tensions des DGs.....	58
Fig. 2.16 : Résilience en mode de fonctionnement critique, test à puissance de charge nulle (délestage à 1 h 00 min et reconnexion à 3 h 00 min) : (a) et (b) SoC des DESUs ; (c), (d) Puissance actives des DGs ; (e) et (f) Fréquences des DGs ; (g) et (h) Tensions des DGs.	60

Fig. 2.17 : Défauts de communication entre le DESU 1 et 2 à 1 h 00 min et entre le DESU 2 et 3 à 2 h 00 min.....	61
Fig. 2.18 : Résilience en mode de fonctionnement critique : Test avec défauts de communication : (a) et (b) SoC des DESUs ; (c), (d) Puissance actives des DGs ; (e) et (f) Fréquences des DGs ; (g) et (h) Tensions des DGs.	63
Fig. 2.19 : Plateforme expérimentale micro-réseau	65
Fig. 2.20 : Diagramme unifilaire du dispositif expérimental	66
Fig. 2.21 : Capacité du « Plug and Play », déconnexion du DG 1 à 200 s et reconnexion à 240 s : (a) et (b) SoC des DESUs ; (c), (d) Puissance actives des DGs ; (e) et (f) Fréquences des DGs ; (g) et (h) Amplitude de tensions des DGs.....	68
Fig. 2.22 : Stratégie AFDPR, test avec un délai de 1 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.....	70
Fig. 2.23 : Stratégie AFDPR, test avec un délai de 2 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.....	70
Fig. 2.24 : Stratégie AFDPR, test avec un délai de 3 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.....	71
Fig. 2.25 : Stratégie AFDPR, test avec un délai de 4 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.....	71
Fig. 2.26 : Stratégie AFDPV, test avec un délai de 1 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.....	73
Fig. 2.27 : Stratégie AFDPV, test avec un délai de 2 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.....	73
Fig. 2.28 : Stratégie AFDPV, test avec un délai de 3 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.....	74
Fig. 2.29 : Stratégie AFDPV, test avec un délai de 4 s : (a) SoC des DESUs ; (b) Puissance actives des DGs ; (c) Fréquences des DGs et (d) Tensions des DGs.....	74
Fig. 2.30 : Exploitation des DESU seconde vie, réduction de 20% de la capacité et puissance maximale du DESU 2 : (a) et (b) SoC des DESUs ; (c), (d) Puissance actives des DGs ; (e) et (f) Fréquences des DGs ; (g) et (h) Tensions des DGs.	76
Fig. 3.1 : Schéma général d'un DG	82
Fig. 3.2 : Transformation dans le cadre de référentiel commun.....	85
Fig. 3.3 : Diagramme synoptique du contrôle hiérarchique du <i>DGi</i>	87
Fig. 3.4. Système MG alimentant une charge résistive pour l'analyse de la stabilité.....	89
Fig. 3.5 : Charge locale résistive.	89
Fig. 3.6. Comparaison entre le modèle d'état et le modèle développé sous Matlab/Simulink : stratégie AFDPV activée à 00 h 30 min.	91
Fig. 3.7. Valeurs propres du système MG.....	92
Fig. 3.8: Valeurs propres avec différentes valeurs de $KiSoC$ (variation de $KiSoC$ de 1 à 15 avec un pas de 0.5).	94

Fig. 3.9 : Influence de la valeur de $KiSoC$ sur le système MG avec $KiSoC=4$ (stratégie AFDPV activée à 00 h 30 min) : (a) et (b) différences entre le $SoCmean$ et les SoCs des DESUs ; (c) et (d) puissances des DESUs.....	94
Fig. 3.10 : Valeurs propres avec différentes valeurs de $KpSoC$ (variation de $KpSoC$ de 800 à 1600 avec un pas de 50).....	95
Fig. 3.11 : Influence de la valeur de $KpSoC$ sur le système MG avec $KpSoC=1120$ (stratégie AFDPV activée à 00 h 30 min) : (a) et (b) différences entre le $SoCmean$ et les SoCs des DESUs ; (c) et (d) puissances des DESUs.....	96
Fig. 3.12 : Valeurs propres avec différentes valeurs de $K\omega$ (variation de $K\omega$ de 5 à 20 avec un pas de 0.1).....	97
Fig. 3.13 : Influence de la valeur de $K\omega$ sur le système MG avec $K\omega=15$ (stratégie AFDPV activée à 00 h 30 min) : (a) et (b) différences entre le $SoCmean$ et les SoCs des DESUs ; (c) et (d) puissances des DESUs.....	97
Fig. 3.14: Valeurs propres avec différentes valeurs Kv (variation de Kv de 5 à 20 avec un pas de 0.1).....	98
Fig. 3.15 : Valeurs propres avec différentes valeurs td (variation de td de 0.3 à 5 s avec un pas de 0.1).....	99
Fig. 3.16 : Valeurs propres avec différentes valeurs des résistances des lignes (variation des résistances de 0.1 à 3 Ω avec un pas de 0.2).....	100
Fig. 3.17 : Influence des lignes électriques sur la stabilité du système MG avec $r=2.2\ \Omega$ et $r=2.4\ \Omega$ (stratégie AFDPV activée à 00 h 30 min) : (a) et (b) différences entre le $SoCmean$ et les SoCs des DESUs ; (c) et (d) puissances des DESUs.....	101
Fig. 3.18 : Système MG alimentant une charge CPL pour l'étude de la stabilité.....	102
Fig. 3.19 : Valeurs propres avec différentes valeurs de $Pcpl$ (variation des résistances de 500 à 1000 W avec un pas de 50 W).....	103
Fig. 3.20 : : Influence de la charge CPL sur la stabilité du système MG avec $Pcpl=600\ W$ (stratégie AFDPV activée à 0 s) : (a) différences entre le $SoCmean$ et les SoCs des DESUs et (b) puissances des DESUs.....	103
Fig. 4.1 : Organigramme de l'algorithme de consensus du contrôle DEC.....	115
Fig. 4.2 : Schéma de contrôle global de la stratégie DEC pour une unité DG.....	116
Fig. 4.3 : Influence de KD sur de l'algorithme de consensus du dispatching économique. ..	118
Fig. 4.4 : Schéma général du système MG maillé étudié pour la validation du contrôle DEC	119
Fig. 4.5 : Profil de puissance des RESs.....	119
Fig. 4.6 : Validation de la stratégie DEC et comparaison avec la méthode AFDPR et du contrôle droop, activation des 03 stratégies à 0 h 00 min : (a), (b) et (c) SoC des DESUs ; (d), (e) et (f) puissances actives des DGs ; (g), (h) et (i) fréquences des DGs ; (j), (k) et (l) amplitudes de tension des DGs.....	122
Fig. 4.7: Coût de production global du MG pour les 03 stratégies de gestion pour 24 heures de fonctionnement.....	123

Fig. 4.8 : Coût de production global du MG pour les 03 stratégies de gestion pour 14 jours de fonctionnement.....	124
Fig. 4.9 : SoHs des DESUs pour les 03 stratégies de gestion pour 14 jours de fonctionnement.	124
Fig. 4.10 : Test de robustesse de la stratégie DEC (puissance CPL 1, 2 kW entre 1 h 00 min et 2 h 00 min, déconnexion switch 2 à 4 h et reconnexion à 5 h, déconnexion charge RL à 7 h et reconnexion à 8 h 00) : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.	127
Fig. 4.11 : Schéma général du système MG maillé étudié pour les tests avec délai de communication.	128
Fig. 4.12 : Stratégie DEC, test avec un délai de 1 s : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.	130
Fig. 4.13 : Stratégie DEC, test avec un délai de 2 s : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.	131
Fig. 4.14 : Stratégie DEC, test avec un délai de 3 s : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.	132
Fig. 4.15 : Stratégie DEC, test avec un délai de 4 s : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.	133
Fig. 4.16 : Défauts de communication entre le DESU 1 et 2 à 3 h 00 min et entre le DESU 2 et 3 à 4 h 00 min.	135
Fig. 4.17 : Résilience du contrôle DEC en mode de fonctionnement critique, test à puissance de charge nulle (délestage à 1 h et reconnexion à 2 h) et défauts de communication (entre l'agent 1 et 2 à 3 h et entre l'agent 2 et l'agent 3 à 4 h) : (a) SoCs des DESUs ; (b) fréquences des DGs ; (c) puissances actives des DGs ; (d) tensions des DGs ; (e) TGC des DGs ; (f) coûts incrémentaux des DGs.	136
Fig. 4.18 : Comparaison entre la méthode DEC et le contrôle DDE proposé dans [30], activation des 02 stratégies à 0 s : (a), (b) SoC des DESUs ; (c), (d) puissances actives des DGs ; (g), (h) et (i) fréquences des DGs ; (j), (k) et (l) amplitudes de tension des DGs.....	139
Fig. 4.19: Coût de production global du MG pour les 02 stratégies de dispatching économique (DEC et DDE).	140

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Avantages et inconvénients des contrôles primaires.....	19
Tableau 1.2 : Avantages et inconvénients des différentes architectures du contrôle secondaire.	25
Tableau 2.1 : Paramètres du système MG.....	51
Tableau 2.2 : Comparaison entre les 03 méthodes de gestion de puissance	55
Tableau 2.3 : Paramètres du système expérimental	66
Tableau 2.4 : Comparaison des méthodes AFDPR et AFDPV avec des travaux de la littérature	78
Tableau 3.1 : Paramètres du système expérimental	90
Tableau 3.2 : Valeurs propres du système MG	92
Tableau 4.1 : Valeurs des paramètres du modèle de vieillissement.....	110
Tableau 4.2 : Paramètres du système MG étudié	120
Tableau 4.3 : Coût de production global du MG pour 24 heures de fonctionnement.....	123
Tableau 4.4 : Coût de production global du MG pour 14 jours de fonctionnement	124
Tableau 4.5 : Paramètres du système expérimental pour le contrôle DEC	137
Tableau 4.6 : Comparaison entre les 02 méthodes de répartition économique.....	138
Tableau 4.7 : Comparaison de la méthode DEC avec des travaux de la littérature.	141

Bibliographie

- [1] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, "State of the Art in Research on Microgrids: A Review," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015, doi: 10.1109/ACCESS.2015.2443119.
- [2] C. Li, E. A. A. Coelho, T. Dragicevic, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Multiagent-Based Distributed State of Charge Balancing Control for Distributed Energy Storage Units in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 3, Art. no. 3, May 2017, doi: 10.1109/TIA.2016.2645888.
- [3] N. Khefifi, "Élaboration de stratégies de contrôle-commande basées sur la passivité pour le pilotage d'un micro-réseau de génération décentralisée de type AC en mode autonome," These de doctorat, Nantes, 2021. Accessed: Feb. 27, 2023. [Online]. Available: <https://www.theses.fr/2021NANT4031>
- [4] C. Ramalingom, "Conception d'architectures de puissance et de contrôle multi-sources pour aéronef plus électrique.," These en préparation, Nantes Université, 2019. Accessed: Jul. 17, 2023. [Online]. Available: <https://www.theses.fr/s234692>
- [5] A. Roy, "Gestion optimale d'un système multi-sources pour un site isolé en mer," These de doctorat, Nantes, 2019. Accessed: Feb. 27, 2023. [Online]. Available: <https://www.theses.fr/2019NANT4067>
- [6] R. Vincent, "Energy management strategies applied to photovoltaic-based residential microgrids for flexibility services purposes," These de doctorat, Nantes, 2020. Accessed: Jul. 17, 2023. [Online]. Available: <https://www.theses.fr/2020NANT4025>
- [7] H. Moussa, "Contribution to the Decentralized Energy Management of Autonomous AC-Microgrid," These de doctorat, Université de Lorraine, 2017. Accessed: Mar. 27, 2023. [Online]. Available: <https://www.theses.fr/2017LORR0161>
- [8] Y. Hennane, "Réseaux électriques en présence de génération d'énergies distribuée," These de doctorat, Université de Lorraine, 2022. Accessed: Jun. 25, 2023. [Online]. Available: <https://www.theses.fr/2022LORR0183>
- [9] D. Yassuda Yamashita, "Hierarchical Control for Building Microgrids," These de doctorat, Poitiers, 2021. Accessed: Feb. 27, 2023. [Online]. Available: <https://www.theses.fr/2021POIT2267>
- [10] Q. L. Lam, "Advanced control of microgrids for frequency and voltage stability : robust control co-design and real-time validation," These de doctorat, Université Grenoble Alpes (ComUE), 2018. Accessed: Jul. 17, 2023. [Online]. Available: <https://www.theses.fr/2018GREAT002>
- [11] E. Rokrok, "Grid-forming control strategies of power electronic converters in transmission grids: application to HVDC link," phdthesis, Centrale Lille, 2022. Accessed: Jul. 17, 2023. [Online]. Available: <https://hal.science/tel-03763100>

- [12] G. Shi, H. Han, Y. Sun, Z. Liu, M. Zheng, and X. Hou, "A Decentralized SOC Balancing Method for Cascaded-Type Energy Storage Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, no. 3, pp. 2321–2333, Mar. 2021, doi: 10.1109/TIE.2020.2973889.
- [13] L. Chang, W. Zhang, S. Xu, and K. Spence, "Review on distributed energy storage systems for utility applications," *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, vol. 2, no. 4, pp. 267–276, Dec. 2017, doi: 10.24295/CPSS/TPEA.2017.00025.
- [14] Y. Shang, Q. Zhang, N. Cui, B. Duan, Z. Zhou, and C. Zhang, "Multicell-to-Multicell Equalizers Based on Matrix and Half-Bridge LC Converters for Series-Connected Battery Strings," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 2, pp. 1755–1766, Jun. 2020, doi: 10.1109/JESTPE.2019.2893167.
- [15] D. Li, Z. Wu, B. Zhao, and L. Zhang, "An Improved Droop Control for Balancing State of Charge of Battery Energy Storage Systems in AC Microgrid," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 71917–71929, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2987098.
- [16] J. C. V. Quintero, "Decentralized control techniques applied to electric power distributed generation in microgrids," <http://purl.org/dc/dcmitype/Text>, Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), 2009. Accessed: Sep. 24, 2020. [Online]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=84341>
- [17] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, Jan. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- [18] D. Y. Yamashita, I. Vechiu, and J.-P. Gaubert, "A review of hierarchical control for building microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118, p. 109523, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109523.
- [19] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho, and J. M. Guerrero, "Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 2427–2451, Mar. 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2569597.
- [20] M. Ahmed, L. Meegahapola, A. Vahidnia, and M. Datta, "Stability and Control Aspects of Microgrid Architectures—A Comprehensive Review," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 144730–144766, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3014977.
- [21] Y. Zhu, F. Zhuo, F. Wang, B. Liu, R. Gou, and Y. Zhao, "A Virtual Impedance Optimization Method for Reactive Power Sharing in Networked Microgrid," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 4, pp. 2890–2904, Apr. 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2450360.
- [22] Y. Zhu, Q. Fan, B. Liu, and T. Wang, "An Enhanced Virtual Impedance Optimization Method for Reactive Power Sharing in Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 12, pp. 10390–10402, Dec. 2018, doi: 10.1109/TPEL.2018.2810249.
- [23] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters," *IEEE*

- Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 4, pp. 1107–1115, Jul. 2007, doi: 10.1109/TPEL.2007.900456.
- [24] T. Wu, Z. Liu, J. Liu, S. Wang, and Z. You, “A Unified Virtual Power Decoupling Method for Droop-Controlled Parallel Inverters in Microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 8, pp. 5587–5603, Aug. 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2497972.
- [25] J. Hu and P. Bhowmick, “A consensus-based robust secondary voltage and frequency control scheme for islanded microgrids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 116, p. 105575, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105575.
- [26] Y. Khayat *et al.*, “On the Secondary Control Architectures of AC Microgrids: An Overview,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 35, no. 6, Art. no. 6, Jun. 2020, doi: 10.1109/TPEL.2019.2951694.
- [27] E. Espina, J. Llanos, C. Burgos-Mellado, R. Cárdenas-Dobson, M. Martínez-Gómez, and D. Sáez, “Distributed Control Strategies for Microgrids: An Overview,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 193412–193448, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3032378.
- [28] D. Wu, F. Tang, T. Dragicevic, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “A Control Architecture to Coordinate Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems in Islanded Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1156–1166, May 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2377018.
- [29] Y. Han, H. Li, L. Xu, X. Zhao, and J. M. Guerrero, “Analysis of Washout Filter-Based Power Sharing Strategy—An Equivalent Secondary Controller for Islanded Microgrid Without LBC Lines,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4061–4076, Sep. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2647958.
- [30] F. Chen *et al.*, “Cost-Based Droop Schemes for Economic Dispatch in Islanded Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 63–74, Jan. 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2581488.
- [31] D. E. Olivares, C. A. Cañizares, and M. Kazerani, “A Centralized Energy Management System for Isolated Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1864–1875, Jul. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2294187.
- [32] N. L. Díaz, A. C. Luna, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Centralized Control Architecture for Coordination of Distributed Renewable Generation and Energy Storage in Islanded AC Microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 7, pp. 5202–5213, Jul. 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2606653.
- [33] M. Savaghebi, A. Jalilian, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Secondary Control Scheme for Voltage Unbalance Compensation in an Islanded Droop-Controlled Microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 797–807, Jun. 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2181432.
- [34] N. L. Díaz, A. C. Luna, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Centralized Control Architecture for Coordination of Distributed Renewable Generation and Energy Storage in Islanded AC Microgrids,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 7, pp. 5202–5213, Jul. 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2606653.

- [35] J. Khazaei and Z. Miao, "Consensus Control for Energy Storage Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, Art. no. 4, Jul. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2624144.
- [36] A. M. Shotorbani, B. Mohammadi-Ivatloo, L. Wang, S. Ghassem-Zadeh, and S. H. Hosseini, "Distributed secondary control of battery energy storage systems in a stand-alone microgrid," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 17, pp. 3944–3953, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.0105.
- [37] O. Palizban and K. Kauhaniemi, "Distributed cooperative control of battery energy storage system in AC microgrid applications," *Journal of Energy Storage*, vol. 3, pp. 43–51, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.est.2015.08.005.
- [38] Y. Guan, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Coordinated Secondary Control for Balanced Discharge Rate of Energy Storage System in Islanded AC Microgrids," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 6, Art. no. 6, Nov. 2016, doi: 10.1109/TIA.2016.2598724.
- [39] A. M. Shotorbani, S. Ghassem-Zadeh, B. Mohammadi-Ivatloo, and S. H. Hosseini, "A distributed secondary scheme with terminal sliding mode controller for energy storages in an islanded microgrid," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 93, pp. 352–364, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.06.013.
- [40] J. Lu, X. Liu, X. Hou, and P. Wang, "A Distributed Control Strategy for State-of-Charge Balance of Energy Storage Without Continuous Communication in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 14, no. 1, pp. 206–216, Jan. 2023, doi: 10.1109/TSTE.2022.3206327.
- [41] Q. Li, D. W. Gao, H. Zhang, Z. Wu, and F. Wang, "Consensus-Based Distributed Economic Dispatch Control Method in Power Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 941–954, Jan. 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2756041.
- [42] R. Wang, Q. Li, B. Zhang, and L. Wang, "Distributed Consensus Based Algorithm for Economic Dispatch in a Microgrid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 3630–3640, Jul. 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2833108.
- [43] Z. Wang, W. Wu, and B. Zhang, "A Fully Distributed Power Dispatch Method for Fast Frequency Recovery and Minimal Generation Cost in Autonomous Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 19–31, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2493638.
- [44] A. Wang and W. Liu, "Distributed Incremental Cost Consensus-Based Optimization Algorithms for Economic Dispatch in a Microgrid," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 12933–12941, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2966078.
- [45] Y. He, W. Wang, and X. Wu, "Multi-Agent Based Fully Distributed Economic Dispatch in Microgrid Using Exact Diffusion Strategy," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 7020–7031, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2959600.
- [46] H. Moussa, A. Shahin, J.-P. Martin, S. Pierfederici, and N. Moubayed, "Optimal Angle Droop for Power Sharing Enhancement With Stability Improvement in Islanded Microgrids,"

- IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 5014–5026, Sep. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2678686.
- [47] X. Sun, Q. Chen, L. Zheng, and J. Yang, “Joint Estimation of State-of-Health and State-of-Charge for Lithium-Ion Battery Based on Electrochemical Model Optimized by Neural Network,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Industrial Electronics*, pp. 1–1, 2022, doi: 10.1109/JESTIE.2022.3148031.
- [48] J. Tian, R. Xiong, W. Shen, and J. Lu, “State-of-charge estimation of LiFePO₄ batteries in electric vehicles: A deep-learning enabled approach,” *Applied Energy*, vol. 291, p. 116812, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116812.
- [49] W. Bai *et al.*, “State of charge estimation for lithium-ion batteries under varying temperature conditions based on adaptive dual extended Kalman filter,” *Electric Power Systems Research*, vol. 213, p. 108751, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.epr.2022.108751.
- [50] M. Dahmardeh and Z. Xi, “Probabilistic state-of-charge estimation of lithium-ion batteries considering cell-to-cell variability due to manufacturing tolerance,” *Journal of Energy Storage*, vol. 43, p. 103204, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.103204.
- [51] Y. Xu and W. Liu, “Novel Multiagent Based Load Restoration Algorithm for Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 152–161, Mar. 2011, doi: 10.1109/TSG.2010.2099675.
- [52] D. Spanos, R. Olfati-Saber, and R. Murray, “Dynamic consensus for mobile networks,” in *16th IFAC World Congress*, 2005.
- [53] F. Chen, H. Deng, and Z. Shao, “Decentralised control method of battery energy storage systems for SoC balancing and reactive power sharing,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 18, pp. 3702–3709, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1422.
- [54] S. Gautam, W. Hassan, A. Bhatta, D. D.-C. Lu, and W. Xiao, “A Comprehensive Study of Orthogonal Signal Generation Schemes for Single Phase Systems,” in *2021 1st International Conference on Power Electronics and Energy (ICPEE)*, Jan. 2021, pp. 1–8. doi: 10.1109/ICPEE50452.2021.9358671.
- [55] Y. Han, M. Luo, X. Zhao, J. M. Guerrero, and L. Xu, “Comparative Performance Evaluation of Orthogonal-Signal-Generators-Based Single-Phase PLL Algorithms—A Survey,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 5, pp. 3932–3944, May 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2466631.
- [56] A. B. Shyam, S. Anand, and S. R. Sahoo, “Effect of Communication Delay on Consensus-Based Secondary Controllers in DC Microgrid,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, no. 4, pp. 3202–3212, Apr. 2021, doi: 10.1109/TIE.2020.2978719.
- [57] M. Saleh, Y. Esa, and A. Mohamed, “Impact of Communication Latency on the Bus Voltage of Centrally Controlled DC Microgrids During Islanding,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, no. 4, pp. 1844–1856, Oct. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2873699.
- [58] B. Fani, G. Shahgholian, H. Haes Alhelou, and P. Siano, “Inverter-based islanded microgrid: A review on technologies and control,” *e-Prime - Advances in Electrical*

- Engineering, Electronics and Energy*, vol. 2, p. 100068, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.prime.2022.100068.
- [59] S. Eberlein and 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, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106404.
- [60] Z. Zhang *et al.*, “Large-signal stability analysis of islanded DC microgrids with multiple types of loads,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 143, p. 108450, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108450.
- [61] Y. Du, Y. Men, L. Ding, and X. Lu, “Large-Signal Stability Analysis for Inverter-Based Dynamic Microgrids Reconfiguration,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 14, no. 2, pp. 836–852, Mar. 2023, doi: 10.1109/TSG.2021.3123937.
- [62] U. B. Tayab, M. A. B. Roslan, L. J. Hwai, and M. Kashif, “A review of droop control techniques for microgrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 717–727, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.028.
- [63] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, “A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 22, no. 4, Art. no. 4, Jul. 2007, doi: 10.1109/TPEL.2007.900456.
- [64] M. Fanoro, M. Božanić, and S. Sinha, “A Review of the Impact of Battery Degradation on Energy Management Systems with a Special Emphasis on Electric Vehicles,” *Energies*, vol. 15, no. 16, Art. no. 16, Jan. 2022, doi: 10.3390/en15165889.
- [65] S. Wang *et al.*, “Impact of battery degradation models on energy management of a grid-connected DC microgrid,” *Energy*, vol. 207, p. 118228, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118228.
- [66] C. R. Birkl, M. R. Roberts, E. McTurk, P. G. Bruce, and D. A. Howey, “Degradation diagnostics for lithium ion cells,” *Journal of Power Sources*, vol. 341, pp. 373–386, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.jpowsour.2016.12.011.
- [67] L. Wildfeuer, A. Karger, D. Aygül, N. Wassiliadis, A. Jossen, and M. Lienkamp, “Experimental degradation study of a commercial lithium-ion battery,” *Journal of Power Sources*, vol. 560, p. 232498, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.jpowsour.2022.232498.
- [68] C.-V. Hémery, “Etudes des phénomènes thermiques dans les batteries Li-ion.,” These de doctorat, Grenoble, 2013. Accessed: Jun. 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.theses.fr/2013GRENI049>
- [69] G. Suri and S. Onori, “A control-oriented cycle-life model for hybrid electric vehicle lithium-ion batteries,” *Energy*, vol. 96, pp. 644–653, Feb. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2015.11.075.
- [70] J. Blanc, É. Schaeffer, F. Auger, Y. Diab, and J.-F. Cousseau, “A new time-adjustable model-based method for fast open-circuit voltage estimation of Lithium-ion cells,” *Journal of Power Sources*, vol. 586, p. 233676, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.jpowsour.2023.233676.

- [71] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, and D. S. Kirschen, "Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1131–1140, Mar. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2578950.
- [72] J. Xiao, P. Wang, L. Setyawan, and Q. Xu, "Multi-Level Energy Management System for Real-Time Scheduling of DC Microgrids With Multiple Slack Terminals," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, no. 1, pp. 392–400, Mar. 2016, doi: 10.1109/TEC.2015.2488639.
- [73] J. C. Forman, "Minimally Invasive Characterization of Lithium Iron Phosphate Battery Electrochemical and Health Models using Fisher Information and Optimal Experimental Design," Thesis, 2012. [Online]. Available: <http://deepblue.lib.umich.edu/handle/2027.42/95950>
- [74] M. Nikkhah Mojdehi and P. Ghosh, "An On-Demand Compensation Function for an EV as a Reactive Power Service Provider," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 65, no. 6, pp. 4572–4583, Jun. 2016, doi: 10.1109/TVT.2015.2504264.
- [75] L. C. Casals, B. Amante García, and C. Canal, "Second life batteries lifespan: Rest of useful life and environmental analysis," *Journal of Environmental Management*, vol. 232, pp. 354–363, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.jenvman.2018.11.046.
- [76] Y. Xu and Z. Li, "Distributed Optimal Resource Management Based on the Consensus Algorithm in a Microgrid," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 4, pp. 2584–2592, Apr. 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2356171.
- [77] S. V. M. Ouoba, A. Houari, and M. Machmoum, "A Distributed Secondary Control for Autonomous AC Microgrid Based on Photovoltaic and Energy Storage Systems," in *ELECTRIMACS 2022*, S. Pierfederici and J.-P. Martin, Eds., in Lecture Notes in Electrical Engineering. Cham: Springer International Publishing, 2023, pp. 307–319. doi: 10.1007/978-3-031-24837-5_23.
- [78] H. Xin, R. Zhao, L. Zhang, Z. Wang, K. P. Wong, and W. Wei, "A Decentralized Hierarchical Control Structure and Self-Optimizing Control Strategy for F-P Type DGs in Islanded Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 3–5, Jan. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2473096.
- [79] S. V. M. Ouoba, A. Houari, M. Machmoum, and J. M. Guerrero, "A novel resilient state of charge balancing method for distributed storage systems based autonomous microgrids," *Journal of Energy Storage*, vol. 55, p. 105439, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105439.
- [80] S. V. M. Ouoba, A. Houari, and M. Machmoum, "A Resilient Control for Distributed Energy Storage Units in an Islanded AC Microgrid," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, pp. 1–1, 2023, doi: 10.1109/JESTPE.2023.3261669.
- [81] S. Ouoba, A. Houari, and M. Machmoum, "Robust SoC Balancing Method for Distributed Storage based Islanded Microgrids," in *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Oct. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/IECON48115.2021.9589165.
- [82] S. V. M. Ouoba, A. Houari, and M. Machmoum, "A Distributed Stabilizing Economic Dispatch Control for Energy Storage Unit based Autonomous Microgrid," in *IECON 2022 –*

48th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Oct. 2022, pp. 1–5. doi:
10.1109/IECON49645.2022.9968874.

Titre : Stratégies de gestion d'énergie appliquées aux micro-réseaux intégrant des unités de stockage d'énergie décentralisées

Mots clés : Micro-réseau, Unité de stockage d'énergie décentralisée, Contrôle distribué par consensus, Gestion d'énergie, Dispatching économique, Stabilité.

Résumé : Dans ce travail de thèse, de nouvelles techniques de commandes coopératives sont proposées pour pallier les limites du réglage primaire des Micro-réseaux AC autonomes intégrant plusieurs unités de stockage d'énergie décentralisées (MG-DESU). Ces nouvelles commandes distribuées prennent en compte l'état des sources d'énergie et des unités de stockage comme l'état de charge (SoC) et le coût de production des batteries, ainsi que l'efficacité intrinsèque et la dynamique de chaque générateur distribué (DG). Ces commandes corrigent également les déviations de fréquence et de tension des DGs engendrées par le contrôle primaire, tout en garantissant la stabilité du système. Deux stratégies d'équilibrage du SoC (SoC balancing) des DESU basées sur le consensus sont d'abord développées pour éviter une dégradation inégale des batteries, étendre

leur durée de vie et réduire la charge de maintenance. Ensuite, une étude de stabilité petit signal du MG-DESU est réalisée afin d'évaluer l'influence des paramètres de contrôle, du délai de communication et des éléments du MG (lignes, charges, etc.) sur la stabilité locale du système avec les stratégies proposées. Enfin, le coût global de la production d'énergie des MG-DESU est minimisé grâce à une stratégie de dispatching économique basée sur le consensus et le principe des coûts incrémentaux égaux. Les performances des différentes stratégies de contrôle élaborées dans cette thèse, sont validées expérimentalement sur un banc d'essai PHIL (Power Hardware In-the-Loop), développé au sein du laboratoire, et ce pour différents scénarios de fonctionnement du MG-DESU.

Title: Energy management strategies for microgrids integrating distributed energy storage units

Keywords: Microgrid, Distributed energy storage unit, Consensus control, Energy management, Economic dispatch, Stability.

Abstract: In this thesis work, new cooperative control techniques have been proposed to overcome the various limitations of primary control of autonomous AC Microgrids integrating multiple distributed energy storage units (MG-DESUs). These new controls take into account the state of energy sources and storage units, such as the state of charge (SoC) and production cost of batteries, as well as the intrinsic efficiency and dynamics of each distributed generator (DG). These controls also correct DG frequency and voltage deviations caused by primary control, while ensuring system stability. Two consensus-based SoC balancing strategies were first developed to avoid uneven degradation of the

batteries, extend their service life and reduce the maintenance burden. Secondly, a small-signal stability study of the MG-DESU was carried out in order to evaluate the influence of control parameters, communication delay and system elements (lines, loads, etc.) on the local stability of the system. Finally, the overall cost of the MG-DESU energy production is minimized thanks to an economic dispatching strategy based on consensus and equal incremental cost principle. The performance of the proposed control strategies in this thesis was validated experimentally on a laboratory-developed Power Hardware In-the-Loop test bench for various MG-DESU operating scenarios.