

2.2.2	Modélisation de la machine synchrone	32
2.2.2.1	Définition des enroulements	32
2.2.2.2	Équation électrique	33
2.2.3	Modélisation de convertisseur DC-DC Boost.....	37
2.2.4	Modélisation de l'onduleur	42
2.3	Moteur et gouverneur du générateur diesel (régulation de la fréquence)	44
2.4	Modèle de système d'excitation du générateur diesel (régulation de la tension)	46
2.5	Conclusion	47
CHAPITRE 3 PARTAGE DE PUISSANCE ET SYNCHRONISATION		
ENTRE DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL		49
3.1	Introduction.....	49
3.2	Fonctionnement de deux diesels	49
3.3	Topologie du micro-réseau	50
3.3.1	Commande du groupe Diesel.....	51
3.3.1.1	Commande de la vitesse du groupe Diesel	51
3.3.1.2	Commande de la tension du groupe Diesel.....	52
3.3.2	Synchronisation des deux générateurs diesel.....	54
3.4	Séquence de démarrage.....	55
3.5	Présentation de Stateflow :	55
3.6	Simulation et résultat	57
3.7	Conclusion	58
CHAPITRE 4 PARTAGE DE PUISSANCE ET SYNCHRONISATION ENTRE		
DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL ET DES ÉLÉMENTS DE		
STOCKAGE		59
4.1	Introduction.....	59
4.2	Topologie et principe de fonctionnement du système étudié.....	59
4.3	Optimisation du micro-réseau.....	61
4.3.1	Présentation d'Homer	61
4.3.2	Les tableaux comparatifs des batteries	62
4.3.3	Commande du convertisseur hacheur-élevateur (Buck-Boost)	63
4.3.4	Commande de l'onduleur.....	64
4.3.4.1	Extraction des références harmoniques	67
4.3.4.2	Résultat de la commande proposée.....	69
4.3.5	Séquence de la gestion de puissance.....	70
4.3.6	Modèle du système Stateflow	71
4.3.7	Résultat et simulation.....	72
4.4	Conclusion	78
CHAPITRE 5 PARTAGE DE PUISSANCE ET SYNCHRONISATION ENTRE		
DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL AVEC DES ÉLÉMENTS DE		
STOCKAGE ET DES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES		79
5.1	Introduction.....	79
5.2	Topologie et principe de fonctionnement du système étudié.....	79
5.3	Énergie photovoltaïque	81

5.4	Extraction de la puissance maximale (MPPT).....	81
5.4.1	Commande du Boost.....	82
5.5	Superviseur de gestion de puissance.....	83
5.6	Modèle du système Stateflow :.....	84
5.7	Résultat et simulation.....	84
5.8	Résultat de la simulation avec charge non linéaire.....	90
5.9	Comparaison entre deux topologies.....	93
5.9.1	Conclusion	94
CONCLUSION.....		95
ANNEXE I	SÉQUENCE DE DÉMARRAGE DE DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL	99
ANNEXE II	SUPERVISEUR DE GESTION DE PUISSANCE ENTRE DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL AVEC UNE BATTERIE	101
ANNEXE III	SUPERVISEUR DE GESTION DE PUISSANCE ENTRE DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL, UNE BATTERIE ET DES PANNEAUX SOLAIRES	103
ANNEXE IV	PARAMÈTRES DU SYSTÈME	105
BIBLIOGRAPHIE.....		107

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Avantage et inconvénient des principales technologies de batterie.....15
Tableau 4.1	Rendement du système utilisant la batterie (lead acid).....62
Tableau 4.2	Rendement du système en utilisant la batterie (Li-Ion)62
Tableau 4.3	Tableau comparatif entre les deux batteries.....63
Tableau 4.4	Taux de THD du courant du générateur diesel et de la charge.....69
Tableau 5.1	Modes de fonctionnements85
Tableau 5.2	Comparaisons entre deux topologies avec Homer.....93

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 1.1	Source de production de l'électricité	5
Figure 1.2	l'emploi du générateur diesel dans les collectivités rurales et éloignées	7
Figure 1.3	Système hybride avec source d'énergie renouvelable connectée au bus CC	10
Figure 1.4	Système hybride avec source d'énergie renouvelable connectée au bus CA.....	11
Figure 1.5	Système hybride avec source d'énergie renouvelable connectée au bus hybride	12
Figure 1.6	Schéma fonctionnel de la dynamique du système de délestage de la charge	21
Figure 1.7	Schéma synoptique de la dynamique du système, de délestage de la charge et du statisme du régulateur	21
Figure 2.1	Modélisation d'une cellule PV.....	30
Figure 2.2	Caractéristique du courant PV	31
Figure 2.3	Disposition des enroulements pour une machine triphasée comportant une seule paire de pôles	33
Figure 2.4	Schémas électriques synchrones dans le référentiel fixe	34
Figure 2.5	Schéma électrique de la machine synchrone dans le référentiel tournant.	37
Figure 2.6	Convertisseur DC/DC BOOST	38
Figure 2.7	Premier mode de fonctionnement	38
Figure 2.8	Deuxièmes modes de fonctionnement	39
Figure 2.9	Modèle de circuit équivalent de la batterie Erreur ! Signet non défini.	
Figure 2.10	Filtre actif pour compenser une charge non linéaire source de tensions harmoniques	42

Figure 2.11	Blocs simplifiés du générateur diesel et son gouverneur.....	45
Figure 2.12	Triangle de puissance, illustrant la définition de la puissance réactive	47
Figure 3.1	Fonctionnements avec deux générateurs diesel	50
Figure 3.2	Schéma de contrôle de la puissance active d'un générateur diesel.....	51
Figure 3.3	Schéma de contrôle de la puissance réactive d'un générateur diesel.....	52
Figure 3.4	Séquence de démarrage de deux générateurs diesel	56
Figure 3.5	Partage de puissance active entre les deux générateurs diesel.....	57
Figure 3.6	Partage de la puissance réactive entre les deux générateurs diesel.....	57
Figure 4.1	Topologies du micro réseau (deux générateurs diesel avec batterie)	60
Figure 4.2	Architecture de base utilisée par la simulation hybride	61
Figure 4.3	Commande du convertisseur hacheur-élévateur	64
Figure 4.4	Commande de l'onduleur.....	68
Figure 4.5	Stratégies d'écoulement de puissance (deux diesels avec batterie et une charge).....	70
Figure 4.6	Écoulement des puissances actives dans le système.....	73
Figure 4.7	Puissance active pour le premier mode et synchronisation du premier générateur diesel	75
Figure 4.8	Puissance active pour le deuxième mode et synchronisation du deuxième générateur diesel.....	76
Figure 4.9	Performances du système.....	77
Figure 5.1	Topologie du micro-réseau (deux diesels, batterie, PV et une charge)	80
Figure 5.2	Algorithme de la méthode Perturbation et Observation	82
Figure 5.3	Commande du Boost.....	83
Figure 5.4	Stratégies d'écoulement de puissance (deux diesels, batterie, PV et une charge).....	83
Figure 5.5	Écoulement des puissances actives dans le système.....	86

Figure 5.6	Puissance active pour le troisième mode et synchronisation du premier générateur diesel.....	87
Figure 5.7	Puissance active pour le cinquième mode et synchronisation du premier générateur diesel.....	88
Figure 5.8	Performances du système.....	89
Figure 5.9	Performances du système avec une charge non linéaire.....	91
Figure 5.10	Puissance active pour charge non linéaire (Un générateur diesel, batterie, PV et une charge).....	92

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

MPPT	Suivi du point de puissance maximale (maximum power point tracking)
CC	Courant continu
CA	Courant alternatif
AVR	Régulateur automatique de tension (Automatic Voltage Regulator)
DG	Générateur Diesel (Diesel Generator)
PCC	Point de couplage commun
PV	Panneaux photovoltaïques
GS	Générateur synchrone
PI	Proportionnelle intégrale
MLI	Modulation de largeur d'impulsion (Pulse Width Modulation)
SOC	État de charge (State Of Charge)
P&O	Perturbation et Observation
I _{bat}	Courant de la batterie
I _{bat_ref}	Courant de référence de la batterie
P _{Load}	la puissance active de la charge
P _{DG}	la puissance active du générateur diesel
COE	Coût moyen d'énergie électrique par kilowattheures produit par le système

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

ω	Pulsation, rad/s
P	Puissance active, W
Q	Puissance réactive, Var
C	Capacité d'un condensateur, F
L	Inductance, H
R	Résistance, Ω
d	Rapport cyclique
λ	Flux, Wb
T	Couple, Nm
W	Watt
Ω_{mes}	Vitesses du générateur, rad/s
V_{dc}	Tension dans le bus continu DC, V
V	Volt
V_{mes}	Tension mesurée

INTRODUCTION

Compte tenu de l'immense territoire et l'épart extrême de sa population, le Canada regroupe un peu plus de 300 communautés où habitent 200 000 personnes. La plupart des régions isolées du monde utilisent des combustibles fossiles tels que le gaz, le pétrole et le charbon en tant que source d'énergie. Mais malheureusement, ces énergies fossiles sont non renouvelables, coûteuses et polluantes. Pour cela, les énergies renouvelables comme le vent, l'énergie solaire et le débit de l'eau ont reçu beaucoup d'attention en raison de leur disponibilité locale et de leurs capacités de renouvellement, de plus ils sont écologiques. Néanmoins, ces sources sont intermittentes stochastiques et ils ne peuvent pas fournir l'énergie directement à la charge. Donc, l'utilisation des autres sources non intermittentes, telles que la génératrice diesel et les éléments de stockage comme les batteries associées aux sources d'énergies renouvelables est nécessaire pour garantir une alimentation ininterrompue, compenser les fluctuations de puissance et réduire la pollution.

Notre micro réseau est composé des différentes sources d'énergie qui fonctionnent en parallèle d'où la nécessité d'utiliser des algorithmes sophistiqués afin de les contrôler et d'assurer un fonctionnement sécuritaire, optimisé et stable. Les buts ultimes de ce travail de recherche sont de garantir un bon fonctionnement du micro-réseau, d'assurer un approvisionnement continu de la charge, de garantir une réduction de l'utilisation du carburant et d'une optimisation et extraction de la puissance maximale.

Le travail de recherche présenté dans ce mémoire consiste à réaliser un superviseur de gestion d'énergie dans le but d'assurer la gestion de l'écoulement de la puissance des différentes sources d'énergie tout en garantissant un bon partage de puissance. Également, le superviseur gère l'écoulement de la puissance de façon à réduire l'utilisation des générateurs diesel et prolonger leur durée de vie, il assure aussi la synchronisation des deux générateurs diesel avec le point de raccordement. Pour un fonctionnement stable, un contrôle central est donc utilisé pour la régulation de la tension et de la fréquence aux points de raccordement du système. Un contrôle basé sur une méthode de statisme modifié est considéré pour le partage des puissances

entre les deux génératrices utilisées dans le système. Un algorithme MPPT est aussi utilisé afin d'extraire le maximum de puissance du système photovoltaïque.

Ce mémoire est réparti sur cinq chapitres. La première partie est consacrée aux différents types de contrôle des systèmes hybrides développés dans la littérature ainsi que les solutions proposées afin de nous permettre de résoudre nos problématiques.

Le deuxième chapitre présente une modélisation détaillée des différents éléments du système ainsi que leurs algorithmes de commande, permettant de réguler la tension et la fréquence et d'extraire le maximum de puissance.

Le troisième chapitre étudie le système dans le cas où les générateurs diesel sont les seules sources de production. La méthode adoptée pour le partage de puissance entre deux générateurs diesel. Une séquence de démarrage qui supervise le partage de puissance entre les deux générateurs est présentée dans ce chapitre. Elle vérifie les conditions de synchronisation des générateurs au point de raccordement et assure un arrêt et un démarrage sécuritaire pour les machines. Une analyse des résultats obtenus de MATLAB/Simulink est aussi présentée.

Le quatrième chapitre présente la topologie de deux générateurs diesel avec une batterie dans le cas d'absence des panneaux photovoltaïques à cause d'un défaut ou d'absence des radiations solaires. Un contrôle central est choisi pour ce système. Un superviseur de gestion de l'écoulement de la puissance est réalisé. Dans ce chapitre, le logiciel Homer sera utilisé pour l'optimisation du système et l'analyse économique. Nous allons comparer des batteries de stockage pour notre site isolé. Pour ce faire, dans un premier temps, des systèmes hybrides utilisant deux types de batteries (Lead Acid, Li-Ion) seront comparés en utilisant le logiciel Homer afin de trouver celui qui est le plus économique. Finalement, une validation du système utilisant MATLAB/Simulink et la discussion des résultats obtenus.

Dans le cinquième chapitre, on ajoute un panneau photovoltaïque à notre système avec optimisation de l'écoulement de puissance. Le nouveau système comprend : deux générateurs

diesel, les batteries et un panneau photovoltaïque. Une validation du système avec MATLAB/Simulink est réalisée et les résultats sont discutés et analysés.

Enfin, une conclusion regroupant les différents résultats obtenus et les perspectives qui en découlent de ce travail de recherche.

ClicCours.com

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

1.1 Introduction

Le Canada est placé sixième en production d'électricité dans le monde. Les sources propres présentent la partie majoritaire en production d'électricité au pays. En 2017, l'électricité produite du charbon représentait seulement 9 %, 10 % provenant du gaz naturel et d'autres produits pétroliers, et 7 % provenant des sources renouvelables non hydrauliques, alors que le 60 % qui reste provient des sources hydrauliques. Le Canada est classé le deuxième en production d'hydroélectricité dans le monde. Le Canada produit de l'énergie nucléaire à partir d'une technologie qui est conçue au Canada (les réacteurs CANDU) qui représente 15,9 % de l'électricité produite au pays. La production d'électricité à partir de l'énergie éolienne présente 3,5 % d'électricité globale au Canada, tandis que l'énergie solaire et la biomasse en produit respectivement 1,4 et 0,3 %.

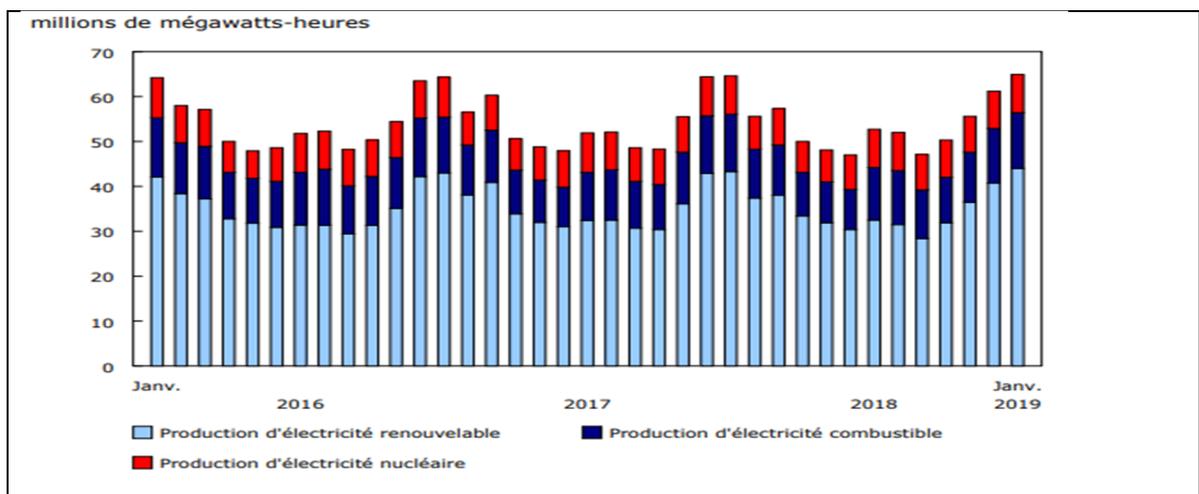


Figure 1.1 Source de production de l'électricité
Tirée de statistics-Canada, 2019

<https://www150.statcan.gc.ca/n1/daily-quotidien/190705/> (consulté le 20 avril 2018)

En 2015, l'association canadienne de l'électricité a publié un rapport intitulé : énergisé les territoires du Canada dans lequel elle décrivait les nombreux défis que connaissent les territoires, dans le but de prendre davantage de mesures pour renforcer les réseaux énergétiques des collectivités éloigné du nord. Selon certains témoins, comme Sergio Marchi, président-directeur général de cette association, l'amélioration de l'état des réseaux électriques vieux et improductifs et la modernisation des centrales au diesel vieillissantes est recommandée par le comité.

1.2 Les sites isolés au Canada

Les zones qui ne peuvent pas être reliées au réseau public de distribution d'électricité ou au moyen d'une source conventionnelle ou de gaz naturel de longue distance sont appelées zone isolée et qui peut être des sites, des régions des communautés ou des villages. La population n'a cessé d'augmenter malgré la diminution de nombres des zones isolées lors des quinze dernières années, pour cela, la demande d'approvisionnement énergétique a augmenté également (Martinez, 2015). Le caractère géographique (zone montagneuse, îles.) Des communautés éloignées expliquent l'absence de raccordement de ces sites à un réseau de distribution principal d'électricité ou de gaz. Ce caractère rend la connexion aux réseaux principaux très difficiles à cause des coûts très élevés des installations des lignes électriques sur grandes distances ainsi que les pertes qui en découlent lors de cette distribution (Ibrahim, Younès, Ilinca, & Perron, 2007). Cette difficulté explique la dépendance envers les combustibles qui proviennent de l'extérieure ainsi que leur coût très élevé. Pour ces raisons, les sites éloignés sont équipés par des technologies qui leur permettent de produire et utiliser leur propre énergie qui est principalement produite par les génératrices diesel. Malgré la stabilité, la fiabilité et la continuité que cette machine assure, elle présente plusieurs inconvénients au niveau de l'énergie, l'économie et l'environnement. La capacité diesel-électrique installée dans les régions canadiennes éloignées n'est pas négligeable vu qu'elle dépasse 430 MW. Les génératrices consomment plus de 400 millions de litres de diesel chaque année. Au Québec seul, cette capacité s'élève à 144 MW, selon les projections actuelles, les besoins de ces communautés atteindraient 160 MW pour l'année 2015. La production totale

des génératrices utilisées par HQ dans les régions éloignées au Québec est estimée à 300 GW par année (Canada, 2019) . La figure 1.2 montre l'emploi du diesel dans les collectivités rurales et éloignées.

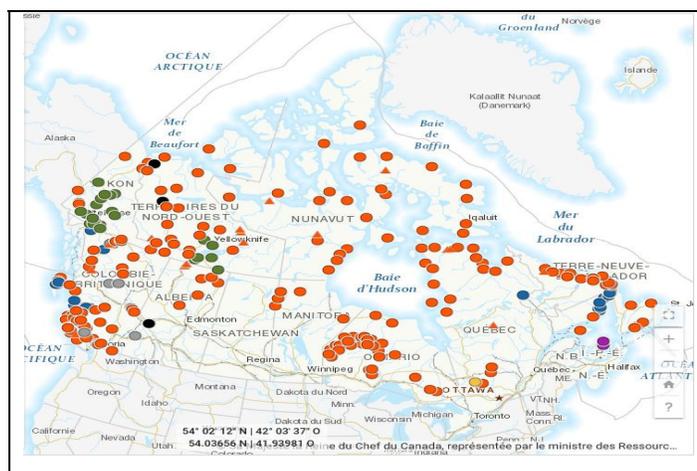


Figure 1.2 l'emploi du générateur diesel dans les collectivités rurales et éloignées
Tirée de Canada, 2019
<https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/programmes-dinfrastructures-vertes/reduire-lemploi-du-diesel-dans-les-collectivites-rurales-et-eloignees/20543>
(consulté le 5 janvier 2018)

Afin de produire de l'électricité et garantir une production stable, les régions isolées dépendent fortement des génératrices diesel. Malheureusement, cette ressource n'est pas renouvelable et devient de plus en plus limitée, en outre la non-disponibilité du carburant qui nécessite d'être transporté soit par voies terrestres, aériennes ou maritimes présente un réel problème. Hydro Québec estime les pertes annuelles résultantes de la différence entre le prix de revient de l'électricité dans les sites isolés et celui dans le reste du Québec d'à peu près 133 millions de dollars. En 2014, le coût de l'électricité pouvait s'élever à près de 1,3 \$/kW contre 0,06 \$/kW, cet écart de prix ne va pas diminuer à cause de l'augmentation constante du prix du pétrole (Canada, 2019). Enfin, on constate que l'utilisation de la génératrice comme une seule source de production de l'énergie n'est pas toujours efficace et n'est pas une solution fiable. Outre les contraintes des ressources et les contraintes économiques, l'utilisation des génératrices a un impact significatif sur l'environnement dû à l'émission non négligeable de gaz à effet de serre. Cet impact devient plus important avec la détérioration et le vieillissement de la machine. Ce

qui pousse les chercheurs à trouver d'autres alternatives. Également, les machines ne sont pas recyclables ce qui rend le problème plus grave, car ils vont polluer l'environnement par le phénomène de rouille. Le coût élevé des carburants fossiles dans les réseaux autonomes ainsi que les différentes problématiques relatives à l'usage des génératrices ouvrent les portes à l'utilisation des énergies renouvelables afin de diminuer l'utilisation de ces machines (Ibrahim, 2010).

1.3 Solution envisagée

De nombreuses études ont été effectuées ces dernières décennies pour trouver des solutions pour les problèmes reliés à l'éloignement des sites du réseau électrique principal ainsi que l'usage de la génératrice diesel (Martinez, 2015). Selon Martinez, Les énergies renouvelables sont devenues les solutions les plus efficaces, car elles remplacent l'utilisation des énergies non renouvelables. La diversité du territoire au Canada permet l'utilisation de plusieurs ressources naturelles, telles que l'hydraulique qui est l'énergie la plus développée depuis longtemps, ainsi que l'éolien et le solaire qui ne cesse pas de se développer. En outre, le coût de l'installation de ces systèmes est rendu moins cher grâce aux chutes de prix du matériel utilisé pour leur implantation. Par contre, ces technologies présentent un inconvénient majeur à cause de leurs dépendances de la ressource qu'elles exploitent, ce qui leur donne l'aspect intermittent et fluctuant (Kahrobaeian & Mohamed, 2014). Pour cela, l'utilisation de ces énergies seules pour alimenter un village éloigné n'est pas encore possible du point de vue technique et sécurité d'alimentation électrique. Par contre, il est possible de combiner différentes sources de production pour mettre en place un système hybride fonctionnel. Pour cela, il est obligatoire d'utiliser les sources d'énergies renouvelables avec des sources d'énergie conventionnelles pour assurer la fiabilité ainsi que la stabilité du système et ce qu'on appelle le système hybride. Le système hybride se différencie par l'exploitation d'au moins deux types de technologies de production tels que : éolienne-diesel, PV-diesel, PV-éolienne-diesel, etc. Pour assurer l'alimentation, des régions isolées doivent :

- mettre une gestion d'exploitation des ressources basée sur une priorisation économique des ressources énergétiques disponibles ;

- alimenter en continuité la charge en assurant la qualité de l'électricité fournie ;
- utiliser une gestion automatisée des composants pour garantir constamment la stabilité du système et la transition entre différentes sources d'énergie.

Une ressource renouvelable stable et disponible en tout temps est quasiment impossible, c'est pourquoi les systèmes hybrides en développement combinent une source conventionnelle avec une source renouvelable avec ou sans un système de stockage. Ainsi plusieurs combinaisons des sources conventionnelles et non conventionnelles sont possibles (Martinez, 2015).

1.4 État de l'Art des systèmes hybrides

La définition d'un système hybride est la combinaison de plusieurs sources d'énergie, pour la production de l'énergie électrique. La combinaison des sources renouvelables comme l'éolienne, l'énergie photovoltaïque peut constituer une alternative aux groupes électrogènes qui ont été utilisés seule dans les régions isolées. Donc pour rendre compte de l'avancement de ces technologies, un état de l'Art a été réalisé (Martinez, 2015).

1.4.1 Type de fonctionnement

Le système hybride se distingue en deux catégories. Une catégorie des systèmes connectés au réseau, et une catégorie des systèmes autonome, ces derniers doivent satisfaire aux besoins des consommateurs situés dans les zones éloignées du réseau électrique (villages isolés, refuges de montagne ou îles). Le but ultime des deux systèmes, c'est de répondre à un besoin complet en énergie des villages ou de petites îles.

1.4.2 Mission des systèmes d'énergie hybrides

Le rôle d'un système hybride est d'approvisionner une charge en énergie demandée, de produire le maximum d'énergie à partir des sources de production d'énergie renouvelable utilisée, tout en assurant une bonne qualité de l'énergie. La performance et le rendement d'un système hybrides sont affectés par plusieurs facteurs, tel que le dimensionnement des

composants, l'architecture le type de composants, etc., ainsi que le choix de la stratégie de fonctionnement.

1.4.2.1 Systèmes hybrides avec sources d'énergie conventionnelle

L'Hybridation entre les sources renouvelables et les sources conventionnelles se présente comme la meilleure alternative par rapport à l'utilisation des sources non renouvelables, car il assure les avantages suivants :

- une continuité d'approvisionnement de la charge en énergie électrique, quelles que soit les conditions météorologiques ;
- une possibilité de préserver ou stocker le surplus d'énergie produite du système.

Les différents éléments qui constituent un système hybride ne génèrent pas la même forme de courant. Les champs photovoltaïques ainsi que les batteries génèrent un courant continu, contrairement aux moteurs diesel qui génèrent un courant continu ou alternatif. Le courant demandé par les consommateurs le plus souvent est le courant alternatif, donc on distingue alors différentes structures de systèmes selon le type de la machine couplée avec le moteur diesel. Les différentes topologies sont présentées par le complet avec leurs avantages et leurs inconvénients. Dans la figure 1.3, on présente l'architecture avec sources connectées sur le bus CC.

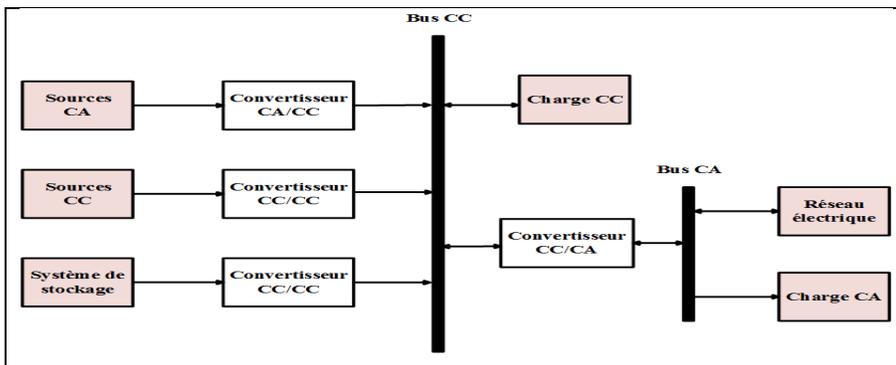


Figure 1.3 Système hybride avec source d'énergie renouvelable connectée au bus CC
Tirée de Laraki (2019)

Dans cette topologie, la source CA alimente la charge à travers un convertisseur CA/CC. Les sources CC peuvent alimenter directement la charge. Les avantages de cette configuration sont :

- la simplicité du schéma électrique grâce à l'absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif ;
- une qualité d'onde satisfaisante est garantie, grâce à l'onduleur (la forme du signal et la valeur de la tension sont correctes) ;
- dimensionnement facile du générateur.

Les inconvénients :

- l'utilisation des batteries de grande capacité ;
- un rendement faible pour les génératrices qui délivrent un courant alternatif dû à la conversion de la puissance avant d'arriver au consommateur ;
- l'onduleur ainsi que le générateur doivent être dimensionnés pour la consommation.

La deuxième configuration est présentée par la figure 1.4 :

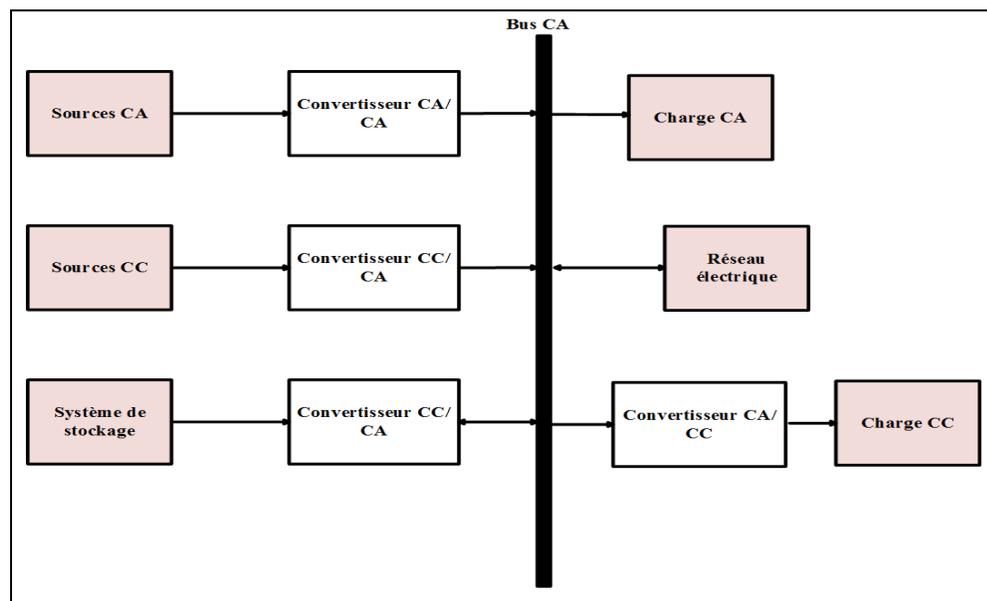


Figure 1.4 Système hybride avec source d'énergie renouvelable connectée au bus CA
Tirée de Laraki (2019)

Cette configuration est une architecture avec sources connectées sur le bus CA. Dans cette architecture, les différentes sources de système sont connectées sur le bus CA en utilisant des convertisseurs CC/CA et CA/CA. La troisième configuration est l'architecture à bus hybride présenté par la figure 1.5 :

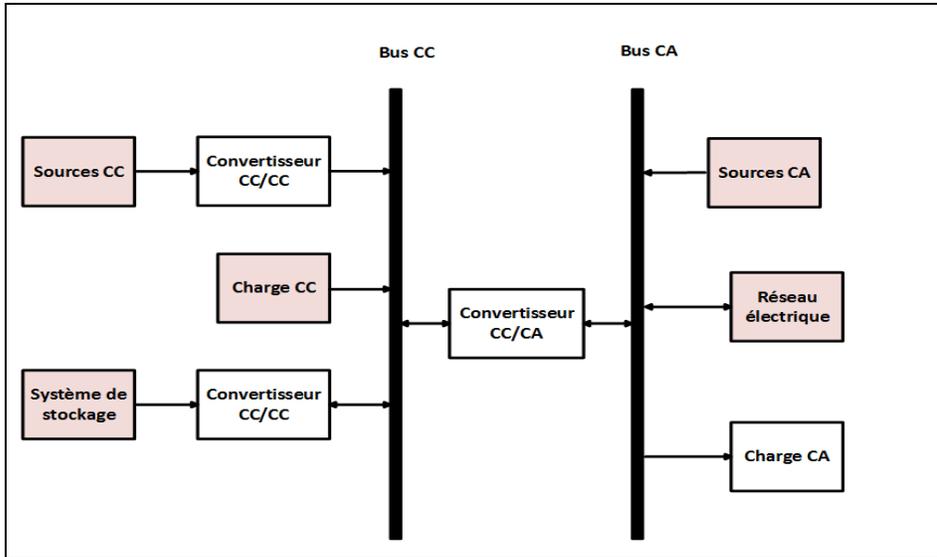


Figure 1.5 Système hybride avec source d'énergie renouvelable connectée au bus hybride
Tirée de Laraki (2019)

Dans cette topologie, les sources CA sont interconnectées sur le bus CA. Les sources CC sont liées sur un bus de courant continu. Ces deux bus sont connectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel. Le convertisseur travaille comme onduleur, quand les sources CC (panneau photovoltaïque, batterie...) approvisionnent une partie de la charge ou 100 % de la charge, soit comme redresseur lorsque la source CA alimente la totalité de la charge. Donc la charge peut être alimentée par les deux sources du système hybride simultanément.

Les avantages de cette configuration sont :

- la non nécessité du dimensionnement des composants pour la charge totale grâce à la possibilité d'alimenter la charge par les deux sources en même temps ;
- le rendement est meilleur par rapport au rendement des autres configurations, car il n'y a pas une conversion de l'énergie produite par le générateur diesel, de plus, les sources fonctionnent avec une puissance proche de leur puissance nominale (Laraki, 2019).

Les inconvénients sont :

- un contrôle automatique est indispensable pour faire fonctionner correctement le système ;
- le vieillissement accéléré des batteries (Makanga Koumba, 2013; Stoyanov, 2011).

1.4.3 Les principaux composants du système hybride

Le système hybride est un système qui utilise plusieurs types de sources pour produire de l'énergie électrique. Dans une installation, soit isolée, soit raccordée au réseau, le générateur diesel reste la source principale de génération de l'énergie électrique.

1.4.3.1 Groupe électrogène diesel

Le groupe diesel est actuellement utilisé pour approvisionner l'électricité pour les sites isolés, pour couvrir les besoins au pic de consommation et surtout pour en assurer la sûreté de l'approvisionnement en électricité en cas de secours dans les alimentations par des sources d'énergie intermittentes. Le groupe électrogène entraîne une machine électrique par un moteur soit diesel ou essence. La machine est généralement constituée d'un moteur tournant à une vitesse fixe accouplé à un alternateur synchrone ou asynchrone (Tounsi, 2006).

Un gouverneur de vitesse installé sur le moteur diesel maintient la fréquence du courant alternatif à la sortie. Il fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel afin de garder la vitesse du moteur ainsi que la vitesse du générateur constant.

Le groupe électrogène présente beaucoup d'avantages, tels que la fiabilité, l'indépendance des conditions extérieure ainsi que la simplicité de son installation et son utilisation. Néanmoins, cette source stable et sûre présente quelques inconvénients remarquables (Tounsi, 2006) tels que :

- le volume sonore qui ne change pas, peu importe le niveau de puissance demandé ;
- un niveau d'émissions polluantes élevé ;
- la nécessité d'un entretien permanent ;
- une mauvaise stabilité de fréquence et de tension, dans les phases transitoires.

1.4.3.2 Batterie

Les batteries sont utilisées pour accumuler l'énergie et compenser les fluctuations de la puissance produite sur le réseau à court terme. Les batteries peuvent fonctionner de manière bidirectionnelle par l'intermédiaire d'un convertisseur CC/CC. D'après (Boicea, 2014; Farzin, Fotuhi-Firuzabad, & Moeini-Aghtaie, 2016), elles sont également la technologie la plus accessible économiquement. D'après (Semënov, Mirzaeva, Townsend, & Goodwin, 2017), les batteries sont peu chères et faciles à implémenter comparé à d'autres technologies. Plusieurs types de batteries qui existent, cette diversité est expliquée par les différents types des matériaux, constituant ces éléments de stockage. Les différentes batteries se distinguent par leurs puissances nominales, coûts, durées de vie, cycles de charge et décharge et leurs températures supportées. Le tableau 1.1 regroupe les avantages et les inconvénients des principales technologies de batterie d'après (Ibrahim & Ilinca, 2013; Zhou, Benbouzid, Charpentier, Sculler, & Tang, 2012).

Tableau1.1 Avantage et inconvénient des principales technologies de batterie

Technologie	Avantages	Inconvénient
Batterie au Plomb	<ul style="list-style-type: none"> - ne nécessite pas beaucoup d'entretien - plus légères, plus petites et plus puissantes que les autres - facile à implémenter - économique - faible autodécharge 	<ul style="list-style-type: none"> - faible nombre de cycles charge/décharge - capacité massique très faible - faible densité d'énergie - courte durée de vie - performance affectée par la température
Batterie lithium-ion	<ul style="list-style-type: none"> - grande densité d'énergie massique - faible autodécharge - faible effet de mémoire - densité de puissance la plus élevée parmi toutes les batteries(500 à 2000W/kg) - peu de maintenance - durée de vie d'environ 3000 Cycle à 80% de la profondeur de décharge 	<ul style="list-style-type: none"> - coût élevé de 900\$/kWh à 1300\$/kWh - cycles de vie influencés par la température - une caractéristique n'est pas robuste et très fragile - ne peut pas être utilisé pour les applications à grande puissance.
Sodium-soufre	<ul style="list-style-type: none"> - grande capacité - durée de vie (plus que 15 ans). - décharge profonde - matériaux largement disponibles - faible prix 	<ul style="list-style-type: none"> - le Sodium est nocif - températures de fonctionnement élevé - rendement moyen (60 à 50 %)
Batterie à base de nickel	<ul style="list-style-type: none"> - grande densité d'énergie - durée de vie de 3000 cycles - résistance contre le déchargé total 	<ul style="list-style-type: none"> - prix très élevé - le Cadmium est très toxique - problème de recyclage

1.4.3.3 Panneau Photovoltaïque

Le rôle d'un panneau photovoltaïque est de transformer un rayonnement lumineux en électricité. L'intégration d'une batterie avec le panneau est indispensable dans le but de diminuer les oscillations de tensions et de fréquence dans le réseau ainsi que l'extraction du maximum de la puissance du panneau photovoltaïque (Blackstone, Hicks, Gonzalez, &

Baghzouz, 2017; Mahesh, Illindala, & Sensarma, 2018). Dans la littérature, on trouve différents algorithmes d'extraction de la puissance d'un système photovoltaïque (Geethanjali & Sidram, 2017). La méthode la plus simple et donc la méthode la plus utilisée c'est la méthode (P&O), néanmoins, cette méthode n'est pas efficace quand l'ensoleillement change rapidement d'où la non-stabilité du point de fonctionnement et par la suite des oscillations de tension qui arrive au système. (Gupta & Saxena, 2016) propose la méthode incrémentale pour compenser ces oscillations et pour éviter les oscillations une fois le point de puissance maximal est atteint, cependant, son utilisation est couteuse ainsi que la complexité de son implémentation. D'après (Esram & Chapman, 2007; Renduchintala, Pang, Pavan, Maddukuri, & Tatikonda, 2016), la méthode (FVov) est une méthode facile à implémenter, mais le système ne fonctionne pas à son point de puissance maximale.

1.4.4 stratégies de contrôles de l'onduleur

Les performances des filtres actifs dépendent fortement des techniques de commandes utilisées pour identifier les courants et tension de références. Plusieurs techniques de commande sont utilisés tels que la méthode du référentiel synchrone, la commande non linéaire, la commande par mode de glissement, la commande adaptative directe et indirecte, la commande basée sur la stabilité de Lyapunov. Selon (Hamadi, 2010), le mode de contrôle par glissement est la stratégie la plus appropriée pour les filtres actifs. Cette commande est une technique de commande non linéaire qui force les trajectoires d'état d'un système vers une surface appelée surface de glissement. (Kumar & Prakash, 2019) ont combiné la méthode de glissement ou sliding mode avec la commande proportionnelle intégrale afin d'améliorer sa rapidité. Le droop est une autre méthode non linéaire. Selon (Tapsoba, Hamadi, Ndtoungou, Rahmani, & Al-Haddad, 2018), le droop est la technique la plus utilisée malgré ces limites. Des améliorations sont apportées à cette technique par (Chen et al., 2018; Golsorkhi, Hill, & Karshenas, 2017).

1.5 Structures de contrôle

Un micro réseau est composé des différents éléments de nature différente qui fonctionnent en parallèle, d'où la nécessité d'un contrôle sophistiqué. Le but ultime d'un système de contrôle du micro-réseau est d'assurer un partage de puissance égale et précis entre les différents éléments du système. Il veille aussi à réguler les grandeurs de la tension et de la fréquence (Bouziid, 2017). De manière générale, deux approches distinctes peuvent être identifiées.

1.5.1 Structure de contrôle centralisée

Avec cette structure, les données et les mesures de chacune des sources d'énergie sont livrées à un contrôleur central afin de déterminer et décider les actions de contrôle pour tout le système. Avec cette structure, l'équilibre dans le partage de puissance entre les générateurs est bien maintenu, comme il a la possibilité d'avoir accès à toutes les informations du système. La structure montre donc une meilleure performance, cependant, cette méthode n'est pas robuste à cause de la complexité du micro-réseau et le risque d'impacter tout le système en cas d'échec de l'opérateur de contrôle (Agrawal & Gupta, 2018; Bouziid, 2017). Le contrôle maître esclave est aussi utilisé dans le micro-réseau, selon (Talapur, Suryawanshi, Shitole, Deshmukh, & Ballal, 2017). Cependant (Davison, Summers, & Townsend, 2018), considère que cette technique est complexe ainsi que sa nécessité d'un temps de calcul plus long que les autres approches. Pour pallier à ces problèmes (Meng & Guerrero, 2017) propose le contrôle distribué.

1.5.2 Structure de contrôle décentralisée (distribué)

Cette structure est avantageuse par rapport à la structure centralisée au niveau de la simplicité, la fiabilité et le coût, grâce à la non-nécessité de communication entre les différentes sources et la possibilité de les placer plus loin les unes des autres. Chaque unité est donc responsable de son contrôle de tension et de fréquence. Une bonne régulation de tension et un bon partage simultané des puissances actives et réactives optimales entre les différents DG connectées en parallèle permettent de garantir la performance, la stabilité ainsi que le fonctionnement

économique du micro réseau. Le Droop est la méthode la plus utilisée pour satisfaire à ces préoccupations (Xia, Peng, & Wei, 2017). Néanmoins, cette approche présente quelques inconvénients à cause des caractéristiques de statisme telles que la non-stabilité des grandeurs de la fréquence et de la tension qui peuvent toutes deux chuter et donc l'impossibilité de partager les puissances entre les sources d'énergie disponible, d'où la nécessité d'un contrôle supplémentaire (Q. Liu, Caldognetto, & Buso, 2018). Les défauts de cette approche sont décrits dans la littérature (H. Liu et al., 2016). En utilisant cette technique, la tension varie à cause de l'impédance des lignes. Pour cela, l'approche de l'impédance virtuelle est proposée par (Wu, Guerrero, & Wu, 2019). Cette approche corrige l'erreur d'impédance en compensant la distance entre les sources d'énergie.

(Borup, 2001) a proposé une méthode de partage de puissance qui compense les harmoniques produites par une charge non linéaire, par contre, la performance dynamique de système n'est pas améliorée. (Kahrobaeian & Mohamed, 2014) ont amélioré certaines approches de contrôle de la méthode de statisme pour partager la puissance active sous les conditions d'impédance d'alimentation résistive /inductive. (Chen & Feng, 2015; Nutkani, Loh, Wang, & Blaabjerg, 2015) ont proposé des systèmes linéaires et des systèmes non linéaires basés sur les coûts afin de réduire le coût total de la production (THC) du MG sans compliquer le système traditionnel. La méthode basée sur la variation de flux proposée par (Wang, Yang, Ye, Wang, & Xu, 2016) est simple et efficace par rapport à la méthode basée sur la variation de la tension. D'après (Xiaobo, Kangda, & Baohui, 2016), le décalage de la fréquence est corrigé par deux méthodes : la translation des courbes d'affaiblissement et le changement des facteurs d'affaiblissement.

1.6 État de l'art des techniques de partage de puissance

1.6.1 Partage de la puissance active

Lorsque les groupes électrogènes fonctionnent en parallèle, le régulateur de vitesse du moteur (gouverneur) de chaque groupe électrogène détermine le partage proportionnel de la totalité de la puissance demandée en kW. Le partage de la charge en kW est obtenu en augmentant ou en diminuant la consommation du carburant. L'augmentation du carburant au moteur d'un groupe électrogène fonctionnant en parallèle n'augmentera pas la vitesse et donc de la fréquence

(comme ce serait le cas si fonctionnant seul), mais cela entraînera une augmentation de la proportion de la totalité des kW de la charge qu'elle va fournir). La diminution du carburant au moteur d'un groupe électrogène fonctionnant en parallèle n'entraînera pas une diminution de la vitesse et donc de la fréquence (comme ce serait le cas si fonctionnant seul), mais cela entraînera une diminution de la proportion de la totalité des kW de la charge qu'elle va fournir (Lloyd; Rajamäki, 2015). Le système de contrôle des groupes des génératrices surveille et contrôle le partage de la puissance active totale de la charge proportionnellement à la puissance nominale des générateurs diesel dans le système de tous les générateurs. Le gouverneur donc contrôle la puissance active.

1.6.1.1 Partage de la puissance active avec la méthode de statisme (contrôle avec le droop) :

Avec la méthode de statisme, la fréquence de référence du groupe électrogène diminue avec l'augmentation de la puissance active délivrée par le groupe électrogène. C'est l'équation de statisme (Bø, 2012) :

$$Droop(\%) = \frac{\text{fréquence à vide} - \text{fréquence à plein charge}}{\text{fréquence à plein charge}} \times 100 \quad (1.1)$$

Avec la référence :

$$\omega_{ref} = \text{fréquence à vide} - \frac{\text{Puissance fournie}}{\text{Puissance nominale}} \times Droop \quad (1.2)$$

La fréquence de référence est ensuite comparée à la fréquence réelle en per unit, cela donne l'erreur de fréquence :

$$e_{\omega} = \omega_{ref} - \omega \quad (1.3)$$

Cette erreur est transmise à un contrôleur PID, qui calcule le débit de carburant.

1.6.1.2 Effet du statisme sur la régulation

Quand une perturbation se produit dans le système et que la fréquence du système dévie, chaque générateur accélère ou décélère selon le couple C . si l'on considère le modèle électromagnétique du générateur est donné par l'équation suivante :

$$2H \frac{d\omega}{dt} + D\omega = C_m - C_e = P_m - P_e \quad (1.4)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_0 \omega \quad (1.5)$$

C_m = Couple mécanique de la turbine.

C_e = Couple électrique

H = Inertie

$2H = M$

M = Temps de démarrage mécanique

Selon (Eremia, 2013), L'autorégulation de la charge (appelée D) dans toutes les zones synchrones est généralement censée être 1 % / Hz ; cela signifie qu'une diminution de charge de 1 % se produit en cas de chute de fréquence de 1 Hz. Par conséquent, $D = 1$ dans l'équation si l'amortissement de la charge est pris. Le schéma de principe de la dynamique du système et de l'amortissement de la charge est présenté à la figure 1.6 (Eremia, 2013).

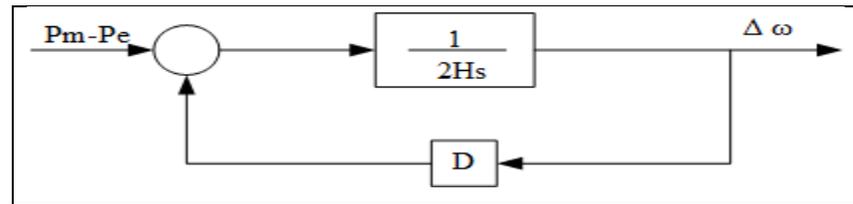


Figure 1.6 Schéma fonctionnel de la dynamique du système de délestage de la charge
Tirée d'Eremia (2013)

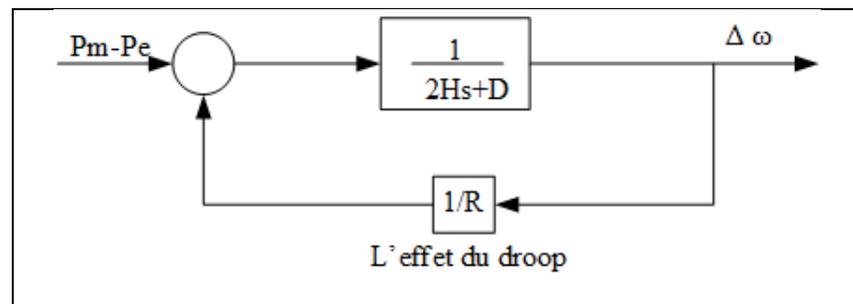


Figure 1.7 Schéma synoptique de la dynamique du système, de délestage de la charge et du statisme du régulateur
Tirée d'Eremia (2013)

La régulation de générateur est définie comme « Droop » R est égale :

$$R = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} \quad (1.6)$$

L'influence du statisme sur la régulation de la fréquence est illustrée dans le diagramme. Dans la figure 1.7 (Eremia, 2013).

Avantage :

- facilité d'implémentation ;
- permet aux générateurs diesel de se connecter au même bus avec la même courbe d'affaissement ;
- aucune communication entre les groupes électrogènes n'est requise.

Inconvénients

- La nécessité de changer la fréquence quand la charge du bus change, c'est particulièrement un problème si deux bus doivent être connectés les uns aux autres. (Bø, 2012).

1.6.1.3 Partage de la puissance active avec la méthode isochrone

Avec la méthode isochrone, le contrôle est effectué sans changement de référence de la fréquence. Si un groupe électrogène produit plus d'énergie que la moyenne de tous les groupes, il va réduire la vitesse et par la suite la puissance produite. Si une différence de partage de charge constante est désirée, un gain peut être ajouté à la lecture de la puissance moyenne pour le groupe électrogène (Bø, 2012). Cela fait croire au générateur diesel que tous les autres générateurs fournissent plus de puissance, donc il va augmenter la puissance délivrée pour les rattraper. Le régulateur PID dans le gouverneur reçoit l'erreur de la fréquence et de la puissance, ensuite, la sortie du PID définit le taux de carburant à injecter dans le moteur. L'erreur est définie par l'équation suivante :

$$e = K_1(P_{ref} - p) + K_2(\omega_{ref} - \omega) \quad (1.7)$$

Où K1 et K2 sont des gains constants.

L'inconvénient de la méthode isochrone s'avère dans sa complexité comparée au contrôle avec la méthode de statisme, car elle nécessite aussi une information sur la puissance moyenne produite. Un échec qui se produit au niveau de la ligne de partage peut amener à une défaillance pour tous les groupes électrogènes. Une attention particulière est donc requise pour implémenter un système de sécurité (Bø, 2012; Rajamäki, 2015).

1.6.1.4 Combinaison de la méthode de statisme (Droop) et la méthode isochrone pour le partage des kW

Les systèmes ont toujours besoin de partager les kilowattheures et les kilovolts-ampères de la charge, mais ils ne doivent pas tous avoir le même système de contrôle. Un générateur est peut-être contrôlé avec le statisme tandis que l'autre est contrôlé en mode isochrone. Il est donc possible de combiner deux méthodes de contrôle de partage de puissance. Ce type de configuration consiste à faire fonctionner certains groupes électrogènes en mode statisme et certains en mode isochrone. Les groupes électrogènes isochrones assurent la stabilité de la fréquence à 60 Hz et à partir de la courbe d'affaissement, les autres groupes électrogènes délivreront une puissance constante. Cela signifie que les groupes électrogènes en mode isochrone, souvent appelé machines pivotantes (Bø, 2012) sont les seuls groupes électrogènes qui peuvent changer la puissance délivrée. Cette configuration est utilisée lorsque la charge consommée est importante et la variation est faible.

1.6.2 Partage de la puissance réactive

Lorsque les groupes électrogènes fonctionnent en parallèle, le système d'excitation de champ de l'alternateur de chaque groupe électrogène contrôle le partage proportionnel du total de la puissance réactive requise du système. Le partage de la puissance réactive est obtenu en augmentant ou en diminuant le champ d'excitation des alternateurs des systèmes. Lorsque l'excitation de champ d'un groupe électrogène dans un système augmente un peu, c'est-à-dire qu'elle est surexcitée, elle n'entraînera pas une augmentation de la tension (comme cela, se produirait s'il fonctionnait normalement seule), mais cela entraînera une augmentation de la proportion du total de la puissance réactive de la charge qu'elle va livrer avec une diminution de son facteur de puissance. Lorsque l'excitation de champ d'un groupe électrogène dans un système diminue un peu, elle n'entraînera pas une diminution de la tension (comme cela se produirait s'il fonctionnait normalement seul), mais cela entraînera une diminution de la proportion du total de la puissance réactive de la charge qu'elle va livrer (Lloyd; Rajamäki, 2015). Pour le contrôle de la puissance réactive, un régulateur (AVR.) est utilisé. Il change le champ d'excitation du générateur, ce qui affecte la puissance réactive. Dans ce cas également,

le statisme est couramment utilisé, car le point de référence de la tension dépend de la puissance réactive produite. Le partage de puissance réactive avec la méthode de statisme présente l'inconvénient de la non-stabilité de la fréquence. Les méthodes de contrôle du facteur de puissance et la compensation avec la méthode du courant croisé sont aussi utilisées pour partager la puissance réactive, néanmoins, ils se caractérisent par la complexité d'implémentation. (Olson, 2010; Rajamäki, 2015).

1.7 Problématique

La combinaison des sources d'énergies renouvelables avec les sources d'énergie conventionnelle est une solution qui a plusieurs impacts bénéfiques sur l'environnement ainsi que la qualité de vie de ceux qui profitent de ce genre des réseaux électriques. Néanmoins, la production variable et incertaine de l'énergie renouvelable rend cette solution difficile à implémenter et freine son développement. Pour cela, une gestion de puissance assez complexe entre les différentes sources du réseau isolé doit être présente. La gestion de puissance est assurée par des algorithmes de contrôle qui supervise l'écoulement de puissance. Le but est d'assurer la continuité d'alimentation électrique tout en assurant la réduction de l'utilisation des générateurs diesel, l'extraction de la puissance maximale, la régulation de la fréquence et la tension au PCC, la régulation de la tension du bus DC, la synchronisation correcte des sources d'énergie avec le PCC et finalement le partage convenable de la puissance active et réactive entre les sources de production disponibles. Ces problèmes doivent être traités convenablement afin de répondre à cette problématique.

1.7.1 Partage des puissances actives et réactives

Le partage des puissances actives et réactives est l'une des tâches nécessaires pour assurer le fonctionnement des machines à leurs puissances nominales et limiter les échanges de la puissance réactive.

1.7.2 Extraction du maximum de puissance des sources d'énergies renouvelables

De nombreuses techniques ont été développées dans la littérature permettant de maximiser la puissance extraite des sources d'énergie renouvelable. Cette extraction a pour but de diminuer la consommation de diesel. Dans chaque système étudié, l'intégration de ces techniques doit être prise en considération.

1.7.3 Régulation de la tension et de la fréquence

Pour assurer un bon fonctionnement du système, la tension au niveau du bus DC, la tension et la fréquence au niveau du bus CA doivent être régulées. Cette tâche est assez complexe dans le cas où on a plusieurs éléments qui sont connectés sur le bus.

1.7.4 Minimisation de l'utilisation du générateur diesel

Certes que le générateur diesel est indispensable dans la production de l'énergie électrique dans les milieux nordiques comme étant la seule source fiable et sûre. Cependant, les chercheurs visent à réduire son utilisation et par la suite réduire la quantité de carburant consommé. Le générateur diesel est éliminé du système pendant les périodes où les conditions sont favorables pour le faire. Le générateur diesel est devenu donc une source de secours et non pas une source principale. Le fonctionnement de cette source de secours est en fonction de la demande ainsi que la disponibilité des autres sources de productions des énergies renouvelables.

1.8 Objectifs

L'objectif principal de ce travail de recherche est d'assurer un approvisionnement stable et continu de la charge en développant un système de gestion et de contrôle optimal de l'énergie. Ce système se compose d'un panneau photovoltaïque, deux générateurs diesel et une batterie. Afin d'atteindre notre objectif ultime, plusieurs objectifs tirés de la problématique énoncés précédemment ont été définis.

- La définition d'un système étudié basé sur la disponibilité des sources renouvelables, de la demande et de l'état de charge de la batterie ;
- le partage de puissances entre les deux diesels en utilisant des techniques faciles à implémenter sans affecter les paramètres du système comme la fréquence ;
- la gestion de l'écoulement de puissance entre les différents éléments du système qui vise à réduire l'utilisation du générateur diesel tout en régulant la tension et la fréquence et tout en protégeant la batterie contre la surcharge et la sous-charge ;
- l'extraction de la puissance maximale des sources d'énergie renouvelables ;
- la validation des conditions de synchronisations des différents éléments vers le PCC.

1.9 Méthodologie

Afin de répondre aux objectifs cités précédemment, une méthodologie claire a été utilisée. Une première étape consiste à définir les modes de fonctionnement du micro-réseau pour minimiser l'utilisation des générateurs diesel. Toutes les contraintes de fonctionnement lié à l'opération des composantes du système sont prises en considération pour développer un modèle pour le système. Une fonction objective est définie prenant en considération l'état de charge de la batterie et la puissance nominales des générateurs. La méthode de stastisme modifié a été utilisée pour partager la puissance entre les deux générateurs diesel. Une séquence de démarrage a été développée pour assurer un bon partage de puissance entre les deux générateurs diesel et éviter le démarrage et l'arrêt aléatoire des deux machines en assurant leur fonctionnement à leur puissance nominale. Un superviseur est développé pour gérer l'écoulement de la puissance et protéger la batterie contre la surcharge et la sous-charge. La batterie est toujours disponible soit pour alimenter la charge à la place des générateurs ou pour permettre à ces derniers de fonctionner à leur puissance nominale. En outre, la méthode P&O est utilisée pour assurer le suivi du maximum de puissance afin de maximiser la puissance extraite du panneau photovoltaïque. Le convertisseur hacheur-élévateur de la batterie régule la tension du bus DC ainsi que le courant de la batterie. Finalement, l'onduleur est contrôlé pour compenser les harmoniques quand les diesels imposent la tension dans le cas d'une charge non

linéaire et pour réguler la tension et la fréquence au point de raccordement quand la batterie ou le panneau photovoltaïque sont prêts à fournir de l'énergie électrique.

1.10 Contribution

Les principales contributions de ce travail peuvent être résumées dans les points suivants :

- assurer la stabilité de la fréquence grâce à une nouvelle stratégie de partage de puissance entre deux générateurs diesel ;
- nouvelle stratégie de contrôle de l'onduleur pour compenser les harmoniques ;
- préserver la durée de vie de la batterie ainsi que le générateur diesel grâce au superviseur de gestion de puissance ;
- réalisation de séquence de démarrage et d'arrêt sécuritaire pour les générateurs diesel ;
- partage de puissance active et réactive entre deux générateurs diesel avec une méthode simple et efficace ;
- optimisation de l'utilisation du diesel pour augmenter la durée de vie et réduire les pertes ;
- optimisation de la configuration du micro-réseau retenu.

CHAPITRE 2

MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS DU MICRO RÉSEAU

2.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous mettrons l'accent sur les comportements dynamiques des différentes sources d'énergie et des convertisseurs d'énergie. Ce chapitre regroupe donc les différentes techniques utilisées pour la modélisation des différentes sources d'énergie disponibles dans notre réseau.

2.2 Partie modélisation

2.2.1 Modélisation d'un panneau solaire

Le bloc de construction de base du PV est la cellule photovoltaïque solaire, qui est essentiellement constituée d'une jonction (p-n) qui permet de convertir directement l'énergie lumineuse en électricité par l'énergie des photons lumineux captés. La caractéristique du module PV $I_{pv} = f(V_{pv})$ dépend de la température de la cellule et du rayonnement solaire (Gowtham & Royrichard, 2014).

Le schéma suivant représente le circuit équivalent le plus simple d'une cellule solaire sous la forme d'une source de courant en parallèle avec une diode. La sortie de la source de courant est directement proportionnelle à l'énergie solaire de photons qui était captée par la cellule. La puissance fournie par une cellule est faible. Pour résoudre ce problème, on associe des cellules en série pour augmenter la tension et des cellules en parallèle pour augmenter le courant.

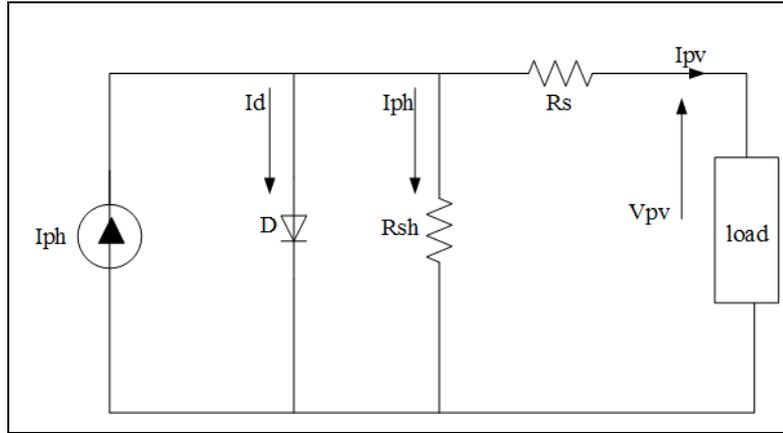


Figure 2.1 Modélisation d'une cellule PV

L'équation qui définit le modèle PV s'écrit sous la forme suivante :(Chin, Neelakantan, Yoong, Yang, & Teo, 2011)

$$V_T = \frac{K T}{q} \quad (2.1)$$

Avec V_T la tension thermique, K est la constante de Boltzmann égale à $(1,38064852 \times 10^{-23} \text{ m}^2 \text{ kg s}^{-2} \text{ K}^{-1})$. T est la température de la cellule en degré Kelvin, et q est la charge d'électrons $1.60217646 \times 10^{-19} \text{ Coulombs}$.

La tension aux bornes de la diode est donnée par :

$$V_D = V_{pv} + R_s I_{pv} \quad (2.2)$$

Le courant circulant, dans la diode s'écrit, par : (Kumari, Babu, & Babu, 2012)

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V_D}{V_T}} - 1 \right) \quad (2.3)$$

Avec I_0 le courant de polarisation inverse de saturation de la diode.

La tension de sortie V_{pv} est définie par :

$$V_{pv} = V_D - R_s I_{pv} \text{ et } V_D = R_{sh} I_{sh} \quad (2.4)$$

$$I_{sh} = \frac{V_D}{R_{sh}} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

Le courant de sortie pour une cellule est exprimé comme suit :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.6)$$

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_D}{V_T}} + 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (2.7)$$

La courbe suivante représente le courant de sortie I_{pv} en fonction de courant de photon I_{ph} et le courant qui circule dans la diode I_D

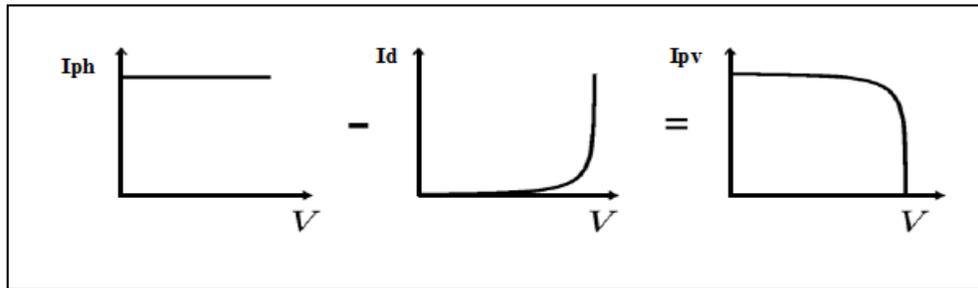


Figure 2.2 Caractéristique du courant PV

Si on associe des cellules en séries ou en parallèle donc l'expression de courant I_{pv} devint :

$$I_{pv} = Np I_{ph} - Np I_0 \left(e^{\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{\frac{Np}{Ns} V_T}} + 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (2.8)$$

Avec N_p nombre des cellules en parallèle et N_s nombre des cellules en série. Le courant de saturation de la cellule varie en fonction de la température de cellule présentée sous la forme :

$$I_0 = I_{rs} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 e^{\left[\frac{q}{n} \frac{E_g}{K} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right]} \quad (2.9)$$

2.2.2 Modélisation de la machine synchrone

La machine synchrone utilisée dans notre système est une machine synchrone à pôle saillant. Elle peut fonctionner en mode moteur comme elle peut fonctionner en mode générateur. Dans notre cas, la machine est utilisée en mode générateur. Cette machine convertit la puissance mécanique fournie par le générateur diesel en puissance électrique. La machine synchrone est constituée principalement de deux parties, le circuit inducteur (rotor) et le circuit induit (stator). La disposition des deux enroulements de la machine à deux paires de pôles est donnée par la figure 2.3.

2.2.2.1 Définition des enroulements

La disposition des enroulements pour une machine synchrone comportant une seule paire de pôles est montrée par la figure 2.3. La séquence positive (abc) est la référence magnétique de la phase (a). Deux autres axes placés dans les axes polaires et interpolaires sont définis : axe (d) direct et (q) quadrature.

Les six enroulements sont ceux :

1. Du stator (a-a', b-b', c-c') ;
2. De l'inducteur (F-F') ;
3. Des amortisseurs (D-D', Q-Q').

On désigne les grandeurs statoriques par des lettres minuscules (a, b, c), et les grandeurs rotoriques par des lettres majuscules.

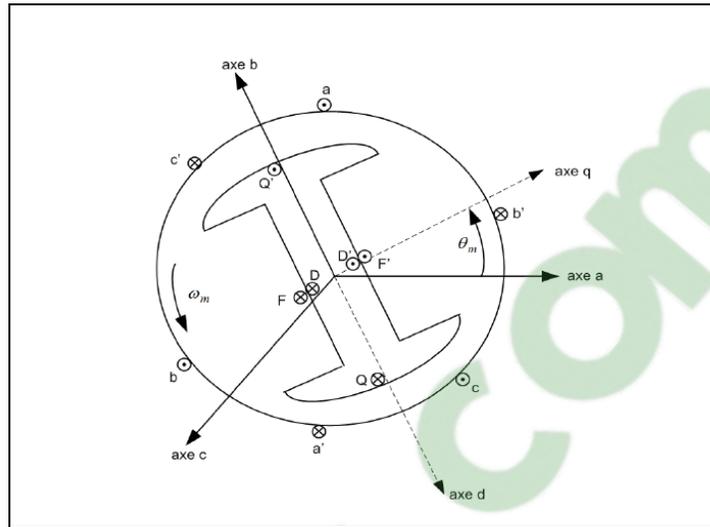


Figure 2.3 Disposition des enroulements pour une machine triphasée comportant une seule paire de pôles
Tirée de Rezkallah (2010)

2.2.2.2 Équation électrique

Les équations différentielles qui régissent le comportement électrique de la MS sont développées dans la partie suivante. En premier lieu, nous présentons les équations des tensions et des flux dans le référentiel fixe, puis dans la transformation de Park. Ensuite, on présente les équations de la machine synchrone décrites dans un nouveau référentiel qui tourne avec le rotor. La figure 2.4 montre le schéma électrique correspondant à la machine synchrone décrite à la figure 2.3. Les inductances mutuelles ne sont pas représentées dans ce schéma et les enroulements des amortisseurs sont en court-circuit. ($V_D = V_Q = 0$).

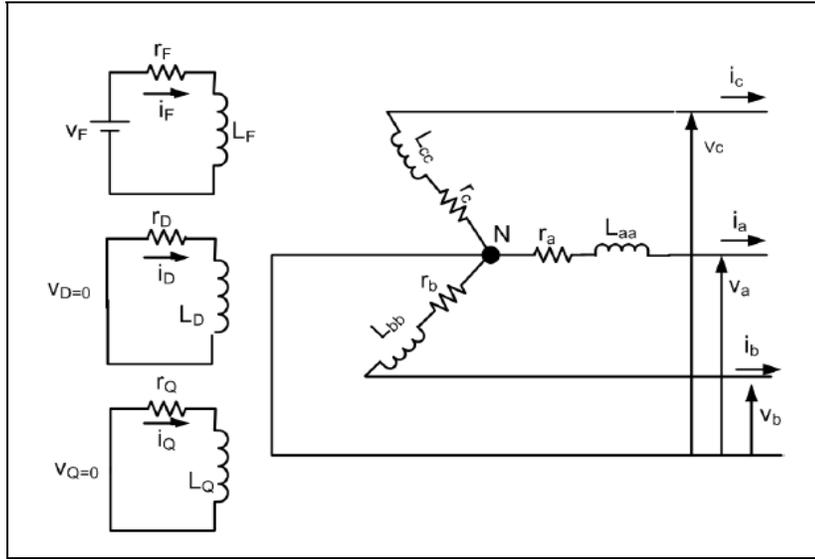


Figure 2.4 Schémas électriques synchrones dans le référentiel fixe
Tirée de Rezkallah (2010)

Les équations de flux sont données par les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \\ \lambda_F \\ \lambda_D \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{aF} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bF} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cF} & L_{cD} & L_{cQ} \\ L_{Fa} & L_{Fb} & L_{Fc} & L_{FF} & L_{FD} & L_{FQ} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & L_{DF} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & L_{QF} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

on peut exprimer l'équation précédente d'une façon plus compacte

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abc} \\ \lambda_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{aR} \\ L_{Ra} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Où

L_{aa} : Matrice de l'inductance stator-rotor.

L_{aR}, L_{Ra} : Matrices des inductances stator-rotor et rotor stator.

L_{RR} : Matrice de l'inductance rotor-rotor.

Les équations des tensions dans le référentiel fixe sont données par l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \\ -v_F \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_c & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_a}{dt} \\ \frac{d\lambda_b}{dt} \\ \frac{d\lambda_c}{dt} \\ \frac{d\lambda_F}{dt} \\ \frac{d\lambda_D}{dt} \\ \frac{d\lambda_Q}{dt} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

on peut exprimer l'équation précédente, d'une façon plus compacte

$$\begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{abc} & 0 \\ 0 & r_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \\ \frac{d\lambda_{FDQ}}{dt} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Le système des équations formé par (2.11) à (2.14) comporte des inductances variables avec θ_m , ce qui explique sa non-linéarité. Pour rendre le système linéaire, on a à utiliser la transformation de park pour transformer les enroulements statoriques en enroulements orthogonaux. Contrairement aux enroulements rotoriques qui ne subissent à aucune transformation, car ils sont déjà ordonnés selon deux axes perpendiculaires. La transformer de park est donné par la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_o \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$$\theta = \omega t + \theta(0) \quad (2.16)$$

Dans cette expression, l'angle θ est celui de nouveau référentiel par rapport à l'axe magnétique de la phase a, f peut être une tension, un courant ou un flux et ω , est sa vitesse angulaire. On pose $\theta = \theta_m$ et $\omega = \omega_m$ Pour que le référentiel tourne avec le rotor. Les variables du nouveau référentiel sont données par les indices suivants :

1. d , pour toutes les variables dans l'axe direct.
2. q , pour toutes les variables dans l'axe en quadrature.
3. o , pour toutes les variables dans l'axe homopolaire.

On applique la transformation de park à l'équation qui décrit le stator pour simplifier l'équation (2.12).

La Figure 2.5 présente le schéma électrique de la MS à pôle saillant dans le référentiel tournant avec le rotor.

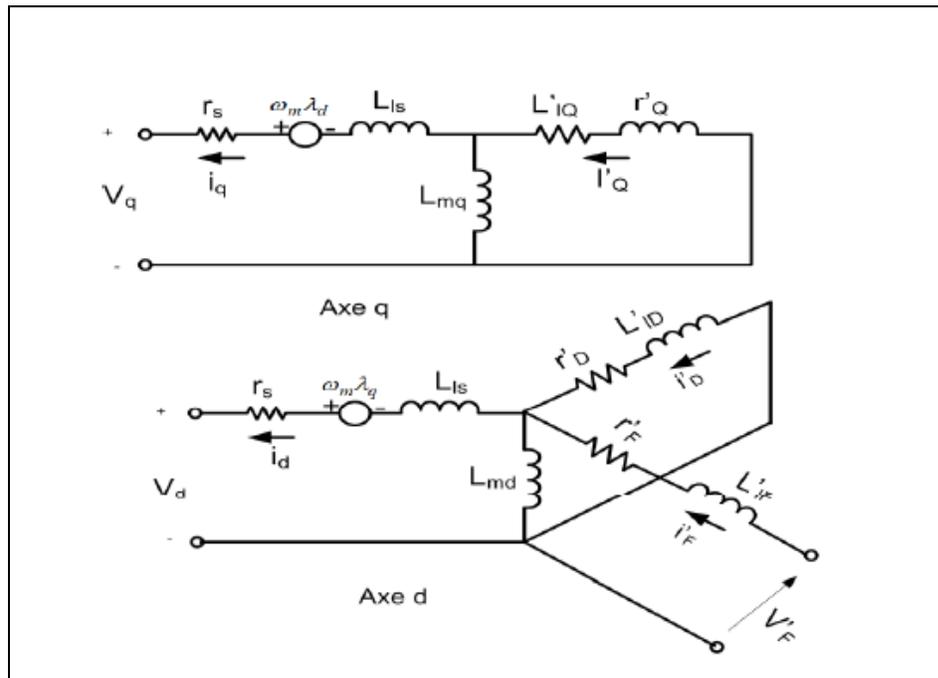


Figure 2.5 Schéma électrique de la machine synchrone dans le référentiel tournant.
Tirée de Rezkallah (2010)

Finalement le couple électromagnétique est donné par la relation suivante :

$$T_{em} = \frac{3}{2} P_p (i_q \lambda_q - i_d \lambda_d) \quad (2.17)$$

2.2.3 Modélisation de convertisseur DC-DC Boost

Le convertisseur Boost, ou hacheur parallèle est un convertisseur statique qui permet d'augmenter la tension continue de sortie. Ses principales composantes sont l'inductance, la diode et un semi-conducteur commandé pour les hautes fréquences (MOSFET, IGBT...).

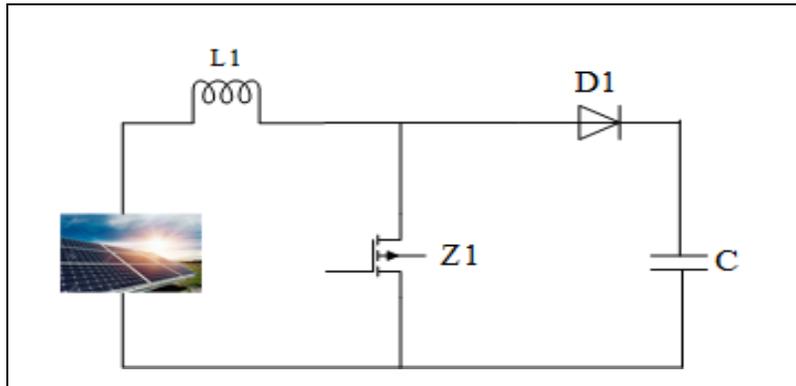


Figure 2.6 Convertisseur DC/DC BOOST

Le premier mode de fonctionnement du Boost est donné par la figure 2.7 :

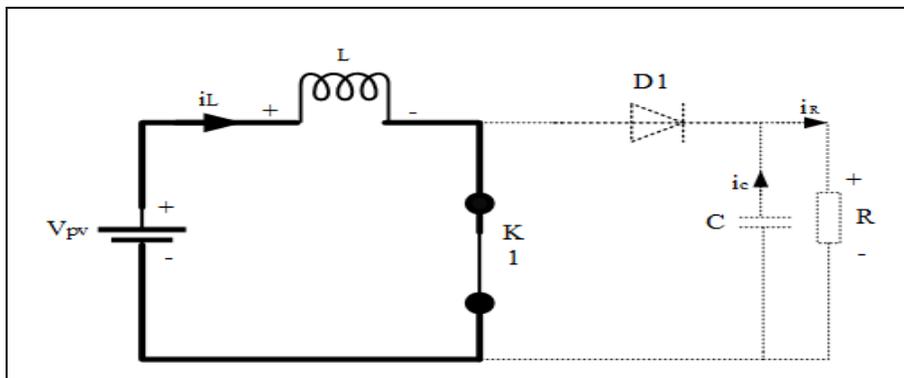


Figure 2.7 Premier mode de fonctionnement

Pour $0 < t < \alpha T$ interrupteur fermé et diode bloquée.

Avec d est le rapport cyclique.

La tension de l'inductance s'écrit sous la forme suivant :

$$VL = V_{pv} = L \frac{di_L}{dt} \quad (2.18)$$

Alors

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_{pv}}{L} \quad (2.19)$$

Et

$$i_C = i_R = -C \frac{dV_{out}}{dt} ; i_R = \frac{V_{out}}{R} \quad (2.20)$$

Alors

$$\frac{dV_{out}}{dt} = -\frac{V_{out}}{RC} \quad (2.21)$$

La représentation d'état du premier mode de fonctionnement s'écrit sous la forme suivant :

$$\dot{X}(t) = A1 X(t) + B1 V_{pv} \quad (2.22)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{d i_L}{dt} \\ \frac{d V_{out}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_{out} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{pv} \quad (2.23)$$

Avec

$$A1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} ; B1 = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Le deuxième mode de fonctionnement du Boost est donné par la figure 2.8.

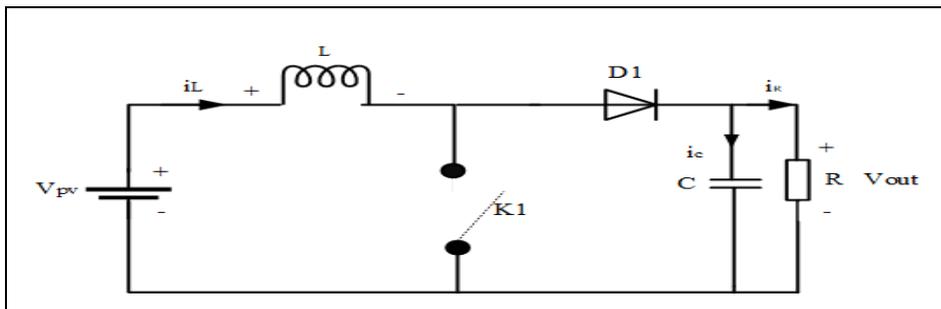


Figure 2.8 Deuxièmes modes de fonctionnement

Pour $\alpha T < t < T$ interrupteur ouvert et diode passante

La tension de l'inductance s'écrit sous la forme suivant :

$$VL = (V_{pv} - V_{out}) = L \frac{d i_L}{dt} \quad (2.25)$$

Avec

$$\frac{d i_L}{dt} = \frac{V_{pv}}{L} - \frac{V_{out}}{L} \quad (2.26)$$

Le courant qui circule dans la bobine est donné par la relation suivant :

$$i_L = i_C + i_{out} = C \frac{d V_{out}}{dt} + \frac{V_{out}}{R} \quad (2.27)$$

Avec

$$\frac{d V_{out}}{dt} = \frac{1}{C} i_L - \frac{V_{out}}{RC} \quad (2.28)$$

La représentation d'état du deuxième mode de fonctionnement s'écrit sous la forme suivant :

$$\dot{X}(t) = A_2 X(t) + B_2 V_{pv} \quad (2.29)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{d i_L}{dt} \\ \frac{d V_{out}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ V_{out} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} V_{pv} \quad (2.30)$$

Avec

$$A_2 = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix}; B_2 = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Pour relier les deux cas de fonctionnement du convertisseur Boost, on utilise le modèle moyen :

$$\begin{cases} A = A1 d + A2 (1 - d) \\ B = (B1d + B2 (1 - d)) \end{cases} \quad (2.32)$$

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{d}{RC} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\frac{(1-d)}{L} \\ \frac{(1-d)}{C} & -\frac{(1-d)}{RC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{(1-d)}{L} \\ \frac{(1-d)}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{d}{L} \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{(1-d)}{L} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

Le modèle d'état qui régit le fonctionnement du convertisseur Boost est le suivant :

$$\begin{bmatrix} \frac{d iL}{dt} \\ \frac{d Vout}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{(1-d)}{L} \\ \frac{(1-d)}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} iL \\ Vout \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} Vpv \quad (2.35)$$

La dynamique du courant traversant l'inductance est donnée par l'équation différentielle suivante :

$$L \frac{d iL}{dt} = Vpv - (1 - d)Vout \quad (2.36)$$

La loi de commande est donnée par :

$$L \frac{d iL}{dt} = Vpv - (1 - d)Vout = Ui \quad (2.37)$$

$$d = 1 + \frac{Vpv - Ui}{Vout} \quad (2.38)$$

2.2.4 Modélisation de l'onduleur

La figure 2.10 montre un onduleur constitué d'un pont à diode à six IGBT et une batterie alimentant une charge non linéaire (pont complet à diodes + charge RL). Cet onduleur a pour fonction de réguler la tension aux points de raccordement et de convertir la tension DC en tension AC. Dans cette partie, nous détaillerons le modèle mathématique afin de décrire le fonctionnement de l'onduleur, en nous basant sur un modèle établi dans la littérature (Hamadi, 2010).

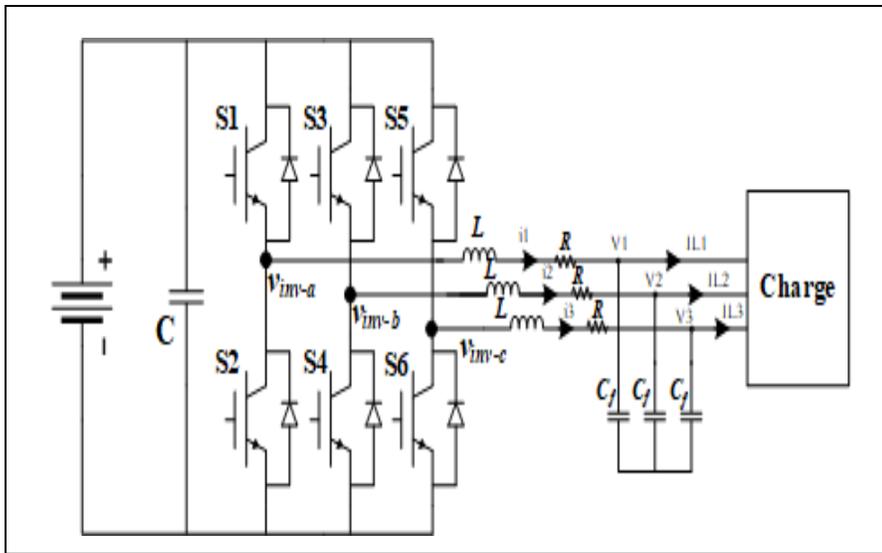


Figure 2.9 Filtre actif pour compenser une charge non linéaire source de tensions harmoniques

Les tensions à la charge sont présentées par les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_1 = L \frac{di_1}{dt} + R \cdot i_1 + d_1 V_{dc} \\ V_2 = L \frac{di_2}{dt} + R \cdot i_2 + d_2 V_{dc} \\ V_3 = L \frac{di_3}{dt} + R \cdot i_3 + d_3 V_{dc} \end{cases} \quad (2.44)$$

Les relations dans chacun des nœuds sont données par les équations suivantes :

$$\begin{cases} i_1 = i_{L1} + i_{c1} \\ i_2 = i_{L2} + i_{c2} \\ i_3 = i_{L3} + i_{c3} \end{cases} \quad (2.45)$$

Les courants dans les condensateurs sont donnés par les équations suivantes :

$$\begin{cases} i_{c1} = C \frac{dv_1}{dt} = i_1 - i_{L1} \\ i_{c2} = C \frac{dv_2}{dt} = i_2 - i_{L2} \\ i_{c3} = C \frac{dv_3}{dt} = i_3 - i_{L3} \end{cases} \quad (2.46)$$

On extrait la loi de commande suivante :

$$\begin{cases} L \frac{di_1}{dt} + R \cdot i_1 = V_1 - d_1 V_{dc} \\ L \frac{di_2}{dt} + R \cdot i_2 = V_2 - d_2 V_{dc} \\ L \frac{di_3}{dt} + R \cdot i_3 = V_3 - d_3 V_{dc} \end{cases} \quad (2.47)$$

Posons :

$$\begin{cases} u_{i1} = V_1 - d_1 V_{dc} \\ u_{i2} = V_2 - d_2 V_{dc} \\ u_{i3} = V_3 - d_3 V_{dc} \end{cases} \quad (2.48)$$

Nous trouvons les lois de commande suivante :

$$\begin{cases} d_1 = \frac{V_1 - u_{i1}}{V_{dc}} \\ d_2 = \frac{V_2 - u_{i2}}{V_{dc}} \\ d_3 = \frac{V_3 - u_{i3}}{V_{dc}} \end{cases} \quad (2.49)$$

2.3 Moteur et gouverneur du générateur diesel (régulation de la fréquence)

Le moteur diesel est un moteur à combustion interne, sa vitesse de rotation dépend de la quantité de carburant injectée et la charge appliquée sur le vilebrequin du moteur. Selon (Kuang, Wang, & Tan, 2000) le moteur, Diesel est caractérisé par sa non-linéarité à cause des temps morts et des retards qui les présentent. La majorité des modèles DE présentée dans la littérature (Leuchter, Bauer, Rerucha, & Hajek, 2008) comprend :

- le système d'injection de carburant ;
- un temps mort, qui est le temps nécessaire pour produire un couple à la sortie de l'arbre du moteur ;
- l'inertie des pièces en rotation.

La dynamique de l'actionneur est représentée par un modèle du premier ordre avec un temps de délais τ_1 et un gain K_1 . Sa fonction de transfert est décrite comme suit (Jiang, 1994).

$$\frac{\phi(s)}{U(s)} = \frac{k_1}{1 + s\tau_1} \quad (2.50)$$

Où $U(s)$ représente l'erreur de vitesse et $\phi(s)$ la quantité de carburant injectée.

Le système de combustion est représenté par un gain variable K_2 , qui dépend de la vitesse et de la puissance de sortie et un temps mort τ_2 . La fonction de transfert du modèle de combustion est donnée par :

$$\frac{\phi(s)}{T_m(s)} = K_2 e^{-s\tau_2} \quad (2.51)$$

Où $T_m(s)$ est le couple mécanique produit par le moteur au niveau de l'arbre commun. T_2 est le temps mort qui est calculé comme suit (Cárdenas et al., 2006).

$$\tau_2 = \frac{60h}{2\Omega n_c} + \frac{60}{4\Omega} \quad (2.52)$$

Où $h = 2$ ou 4 pour un moteur à deux ou quatre temps (four-stroke engine), Ω est la vitesse en tr / min et n_c désigne le Nombre de cylindres.

Le schéma synoptique simplifié de DE et de son régulateur est montré par la figure 2.11 :

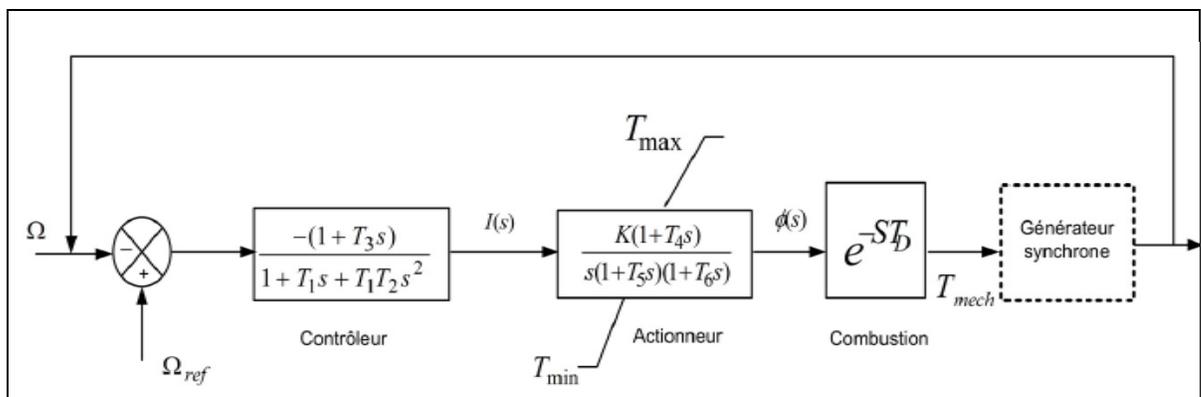


Figure 2.10 Blocs simplifiés du générateur diesel et son gouverneur.
Tirée de Rezkallah (2010)

Les schémas fonctionnels du DE et du régulateur de vitesse sont typiques à ceux trouvés dans la littérature. Le régulateur de vitesse de type PID intègre l'erreur de la vitesse angulaire de l'arbre et transmet le signal résultant au modèle d'actionneur de second ordre. Le modèle de la combustion est représenté par un simple délai de premier ordre qui représente le temps moyen pour que tous les cylindres s'allument et que le couple résultant se développe. La fonction du régulateur de vitesse est de maintenir la machine synchrone en rotation à une vitesse angulaire constante.

La fréquence dans le réseau électrique à 60 Hz est définie par la vitesse du générateur synchrone ainsi que le nombre de pôles dans la machine.

$$f = \frac{N \cdot P}{120} \quad (2.53)$$

Où N est la vitesse angulaire du générateur synchrone (tr / minute) et p est le nombre de Pôles par phase. Pour que la fréquence reste constante, un équilibre instantané de puissance réelle doit circuler à partir des sources de production jusqu'aux charges.

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} \cdot (T_e - T_m - F_\omega) \quad (2.54)$$

Où t est le temps ω est la fréquence angulaire de la machine, H est le coefficient d'inertie, T_e , est le couple électrique, T_m est le couple mécanique (appliqué par la machine), et F est le facteur de friction. La stratégie de contrôle du générateur diesel consiste à s'assurer que la fréquence du réseau reste constante par l'ajustement continu de son couple de sortie.

2.4 Modèle de système d'excitation du générateur diesel (régulation de la tension)

L'excitateur ou régulateur de tension automatique (AVR) est un système de régulation automatique de la tension de sortie. L'AVR régule automatiquement le groupe électrogène lorsque la tension varie. Il fait le contrôle du courant induit par les enroulements de rotor. L'erreur de tension aux bornes est transmise à un régulateur principal avec un gain et une constante de temps. Des limites sont souvent imposées au niveau de l'excitation afin de protéger l'armature de la machine des enroulements de la surchauffe (Janssen, 2017). Comme la régulation de fréquence contrôle la puissance réelle dans le système électrique, la régulation de la tension contrôle la puissance réactive. Le flux de puissance réactive entrant ou sortant d'une machine synchrone (Q) est lié à la tension aux bornes de la machine synchrone (V_t) par l'équation suivante (Janssen, 2017) :

$$Q = \frac{V_t E_f \cos(\delta) - V_t^2}{X_s} \quad (2.55)$$

Où E_f est la tension de champ δ est l'angle de puissance et X_s est la réactance synchrone. La balance relative de la puissance réelle (P) et de la puissance réactive (Q) entrante ou sortante du système est décrite par le facteur de puissance.

$$\cos(\theta) = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.56)$$

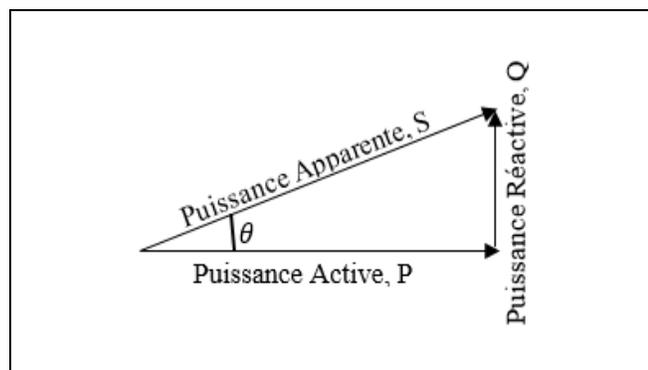


Figure 2.11 Triangle de puissance, illustrant la définition de la puissance réactive

Le facteur de puissance indique la nature de la charge. Les charges inductives telles que la rotation des gros moteurs sont indiquées par des facteurs de puissance en retard. Les facteurs de puissance en avance indiquent une charge capacitive, comme on le voit dans la charge des lignes de transmission. Une tension de sortie stable dépend du contrôle de la fréquence. Un système hybride efficace sera capable de contrôler à la fois la fréquence et la tension en présence de flux de puissance réels et réactifs variables (Janssen, 2017).

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, le fonctionnement dynamique des différents éléments de notre système est expliqué grâce aux modèles mathématiques utilisés pour la modélisation des différentes sources d'énergie disponible dans le système. Afin de valider la performance de notre système, ces modèles ont été implémentés dans MATLAB/Simulink. Les chapitres suivants détailleront

les algorithmes de commandes pour contrôler les différents éléments modélisés dans ce chapitre.

CHAPITRE 3

PARTAGE DE PUISSANCE ET SYNCHRONISATION ENTRE DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL

3.1 Introduction

De nombreuses collectivités nordiques sont isolées des réseaux de distribution, d'où la nécessité significative des centrales au diesel pour la production d'électricité. Dans bien des cas, il s'agit de la seule solution de production d'électricité pour les régions isolées et hors réseaux. Malgré leurs inconvénients déjà cités, elles peuvent être facilement déployées et adaptées, car elles sont flexibles et extrêmement fiables au niveau de la stabilité de l'alimentation de la charge.

3.2 Fonctionnement de deux diesels

Dans les systèmes proposés, on travaille avec deux générateurs diesel. Une topologie avec deux machines est plus avantageuse par rapport à une topologie avec une seule machine en points de vue de rendement de performance et de fiabilité. Les moteurs de forte puissance sont souvent utilisés pour des applications spécifiques. Ils ont un coût élevé et un volume de production bas. Néanmoins, les moteurs de faible puissance sont répandus dans de multiples applications industrielles car l'utilisation de plusieurs générateurs à faible puissance permet de partager les heures de fonctionnement, et donc une durée de vie plus longue que celle des générateurs diesel à forte puissance (POWER, 2019). Le défi dans ce chapitre est d'implémenter un algorithme de contrôle pour partager la puissance entre les deux générateurs diesel. Le partage doit être simple, facile à implémenter et qui stabilise la fréquence et la tension du système.

3.3 Topologie du micro-réseau

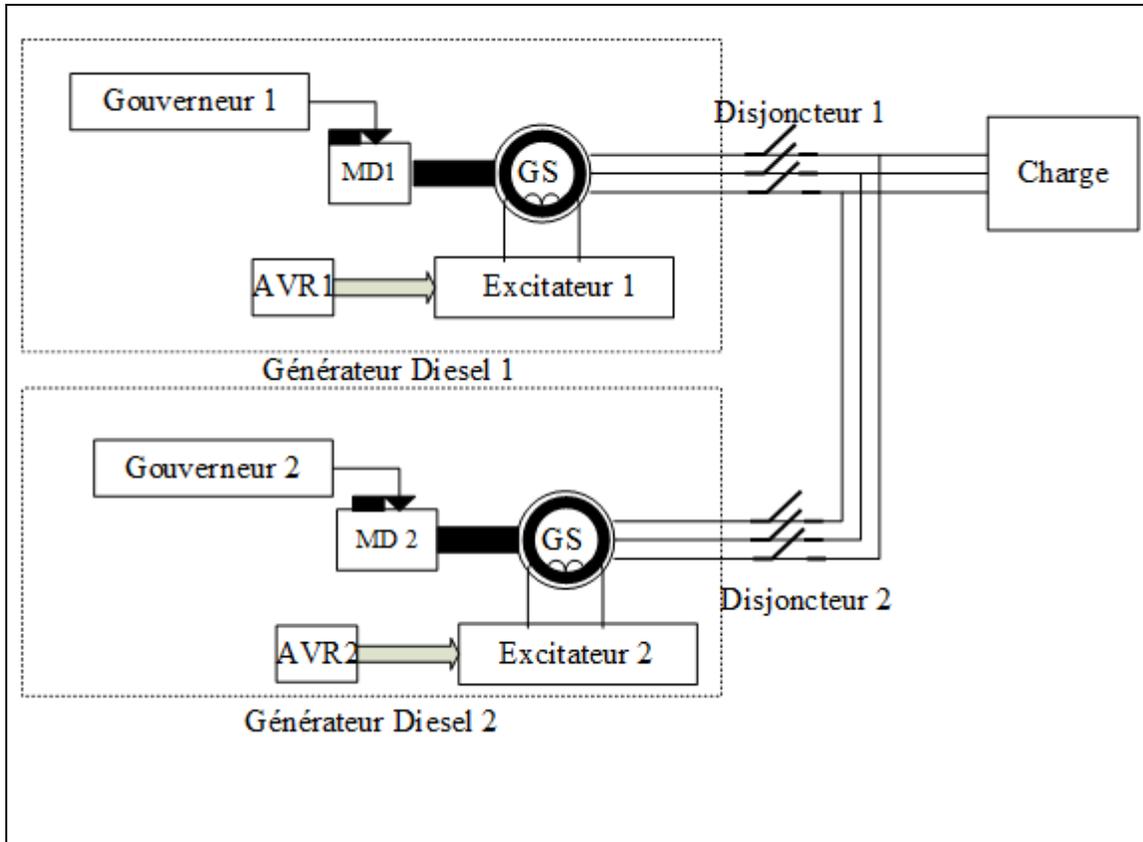


Figure 3.1 Fonctionnements avec deux générateurs diesel

La puissance utile d'un groupe électrogène est le critère le plus important à définir. Cette puissance est requise pour le dimensionnement de générateur diesel. Un rendement électrique de la machine inférieure à 35 % entraîne une consommation d'énergie primaire supérieure à l'énergie électrique produite, ce qui amène par la suite à une augmentation de la production de CO₂. Les puissances actives et réactives doivent être réparties d'une façon égale entre les différents générateurs diesel ou proportionnellement à leur puissance nominale dans le cas de groupes de puissances différentes.

3.3.1 Commande du groupe Diesel

Comme indiqué dans le chapitre 2, le générateur diesel est en général constitué d'un moteur diesel et d'une génératrice synchrone. La configuration développée dans Matlab comporte une boucle de régulation de la tension en agissant sur l'excitation V_f et une boucle de régulation de la vitesse afin d'avoir une fréquence fixe de 60 Hz.

3.3.1.1 Commande de la vitesse du groupe Diesel

La figure 3.2 représente la commande utilisée pour contrôler les générateurs diesel. Comme on peut le voir, il y a en fait deux commandes. La commande isochrone est utilisée lorsque le générateur n'est pas opéré en parallèle avec un autre générateur.

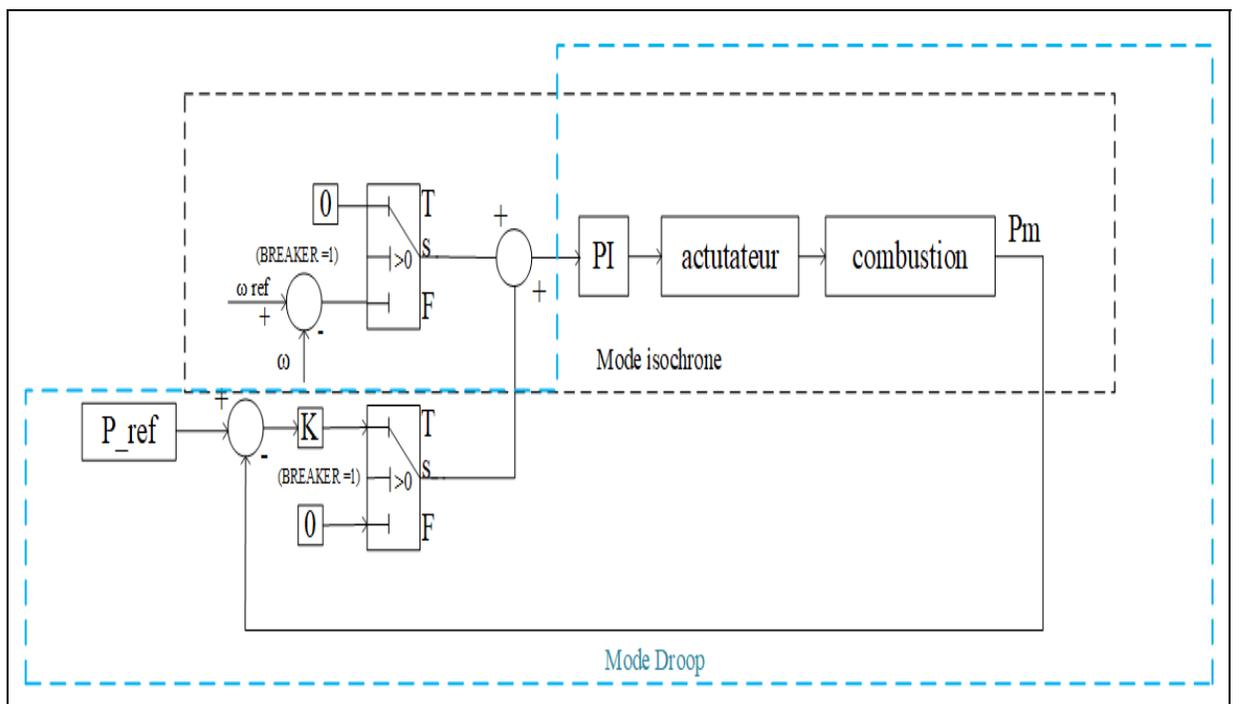


Figure 3.2 Schéma de contrôle de la puissance active d'un générateur diesel

Une fois, les conditions de synchronisation sont vérifiées par la séquence de démarrage. La commande du générateur esclave commute sur le mode statisme modifié tandis que le

générateur maître est toujours en mode isochrone. Le deuxième générateur sera donc contraint à fournir de la puissance donnée par la consigne pour partager la charge entre les deux générateurs. La puissance active délivrée par la machine est comparée avec la consigne. L'erreur est fournie à un contrôleur PI afin de générer la puissance mécanique désiré. Le régulateur PI est donné par l'équation suivante :

$$T_m = \begin{cases} \left(K_{p1} + \frac{K_{i1}}{S} \right) (W_m - W_{ref}) \cdot G(S) & \text{si } STS = 0 \\ \left(K_{p2} + \frac{K_{i2}}{S} \right) (P_L - P_{Lref}) \cdot G(S) & \text{si } STS = 1 \end{cases} \quad (3.1)$$

3.3.1.2 Commande de la tension du groupe Diesel

La figure 3.3 représente le contrôle de l'AVR pour réguler la puissance réactive.

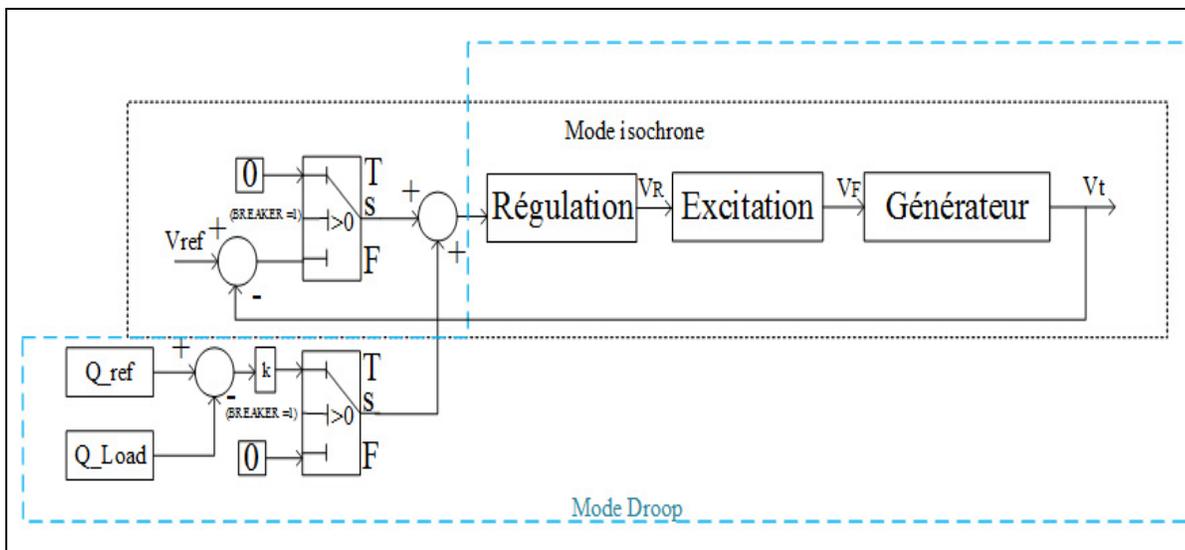


Figure 3.3 Schéma de contrôle de la puissance réactive d'un générateur diesel

Le contrôle de l'AVR a le même principe que pour le gouverneur. Il y a en fait deux commandes. La commande isochrone est utilisée lorsque le générateur n'est pas opéré en parallèle avec un autre générateur. Une fois, les conditions de synchronisation sont vérifiées

par la séquence de démarrage. La commande du deuxième générateur ou le générateur esclave commute sur le mode statisme modifié. Le deuxième générateur sera donc contraint à fournir la tension donnée par la consigne pour partager la puissance réactive entre les deux générateurs. Il compare la puissance réactive délivrée par la machine avec la puissance de référence. L'erreur est fournie à un contrôleur PI afin de générer la tension d'excitation désirée. Le régulateur PI est donné par l'équation suivante :

$$V_f = \begin{cases} \left(K_{p1} + \frac{K_{i1}}{S} \right) (V_T - V_T^*) & \text{si } STS = 0 \\ \left(K_{p2} + \frac{K_{i2}}{S} \right) (Q_L - Q_L^*) & \text{si } STS = 1 \end{cases} \quad (3.2)$$

Dans notre cas, la consigne est 460 V. La sortie du régulateur PI ajuste l'excitation pour maintenir la tension de sortie à la valeur désirée. Le régulateur utilisé dans les deux boucles de régulation de fréquence et de tension est un bloc intégrateur à temps discret. Le bloc discret est utilisé afin de définir les conditions initiales, une fois les deux machines sont interconnectées. Donc notre intégrateur dépend de la valeur du paramètre de condition initiale. Pour une étape donnée $n > 0$ avec le temps de simulation $t(n)$. Simulink met à jour la sortie $y(n)$ comme suit :

$$y(n) = y(n-1) + K*[t(n) - t(n-1)]*u(n-1) \quad (3.3)$$

Forward-Euler est la méthode utilisée pour l'intégration et l'accumulation. Dans notre cas $y(0)$ ou l'état initial est la valeur de la puissance de la machine esclave avant la synchronisation. Au moment de la synchronisation, l'intégrateur discret prend l'erreur entre la condition initiale et la consigne donnée par l'utilisateur. L'implémentation de cet intégrateur est avantageuse, car il permet au PI d'éviter d'affronter une grande erreur dans le cas où sa condition initiale est à zéro.

La méthode de contrôle proposé dans ce travail est basée sur le contrôle de la puissance. La régulation de vitesse est requise dans cette méthode, l'un des générateurs peut-être en mode régulation de vitesse appelée le maître. Le deuxième générateur appelé esclave quant à lui commute en mode statisme une fois que le commutateur est fermé. À ce moment, la boucle de

régulation de vitesse sera annulée et déconnectée de la boucle de régulation du générateur esclave, car la régulation de la fréquence est déjà assurée par le générateur maître.

Le contrôle adopté est une bonne solution pour l'industrie grâce à sa simplicité et sa facilité d'implémentation et surtout le maintien de la stabilité de la fréquence, car cette dernière est maintenue par le gouverneur du maître qui est le premier générateur. Si la puissance active ou réactive fournie par la deuxième est égale à la moitié de la puissance demandée par la charge, le premier générateur baisse la production à son tour et fournit la moitié de la puissance de charge P_{ch} . Dans notre cas, on travaille avec deux générateurs diesel. Les avantages de cette méthode sont :

- stabilité de la fréquence ;
- protection de la machine contre la surcharge ;
- partage de la puissance contrôlée.

3.3.2 Synchronisation des deux générateurs diesel

La synchronisation parallèle des deux générateurs diesel apparaît comme une solution pour les installations demandant plus d'énergies fournies par plus qu'un seul générateur. Le fonctionnement en parallèle des deux générateurs est utilisé également pour les installations nécessitant un mécanisme de sécurité et une plus grande fiabilité. Faire fonctionner deux générateurs en même temps implique une série d'opérations complexes, car la connexion des générateurs arbitrairement peut causer de graves dommages. La vérification des conditions de synchronisation est assurée par la séquence de démarrage développée. Avant de connecter le deuxième générateur au diesel, le superviseur vérifie si les tensions des générateurs ont exactement la même grandeur de tension que le PCC, car dans le cas où cette condition n'est pas validée, il y aura un très grand courant lorsque le commutateur est fermé. On doit assurer aussi que les tensions de ligne RMS sont égales. Ensuite, l'algorithme vérifie que les deux générateurs ont la même fréquence et finalement il passe à la vérification la séquence de phase qui doit être égale à zéro.

3.4 Séquence de démarrage

Le partage de la puissance entre les composants du système est expliqué dans deux situations, la sous-génération et la surgénération. Dans la situation de surgénération, où la puissance de sortie du générateur Diesel PDG1 est inférieure à la demande de charge (PL), le deuxième générateur partage la moitié de la charge avec le premier générateur pour fournir la puissance de la charge requise. Dans le cas de sous-génération, le deuxième diesel s'arrête tout simplement pour laisser le premier générateur comme la seule source de génération. La séquence prend en considération le temps de démarrage et le temps d'arrêt de chaque générateur diesel pour assurer un fonctionnement sécuritaire pour les deux. La séquence met en marche le deuxième générateur, une fois que la charge augmente et la puissance de charge devient plus grande que la puissance nominale de la première machine. À ce stade, la séquence démarre le deuxième générateur pour être placée en parallèle. Le superviseur attend jusqu'à ce que les valeurs de la tension et de la fréquence du deuxième générateur soient égales à la fréquence et la tension du premier générateur pour pouvoir activer le détecteur de phase.

3.5 Présentation de Stateflow :

Stateflow® est un module développé par la société américaine MathWorks®, qui permet la simulation d'un nombre fini d'états ainsi que la modélisation du comportement du système qui passe d'un état à l'autre en réponse d'un événement. Le diagramme d'état tracé à l'aide de Stateflow permet de simuler le comportement du système hybride (événement discret et continu). Le système effectue une transition d'un état à un autre si la condition de changement d'état est vraie. C'est à dire, quand le système satisfait à toutes les conditions spécifiées pour chaque état. Dans ce chapitre, le modèle du système Stateflow est conçu comme suit :

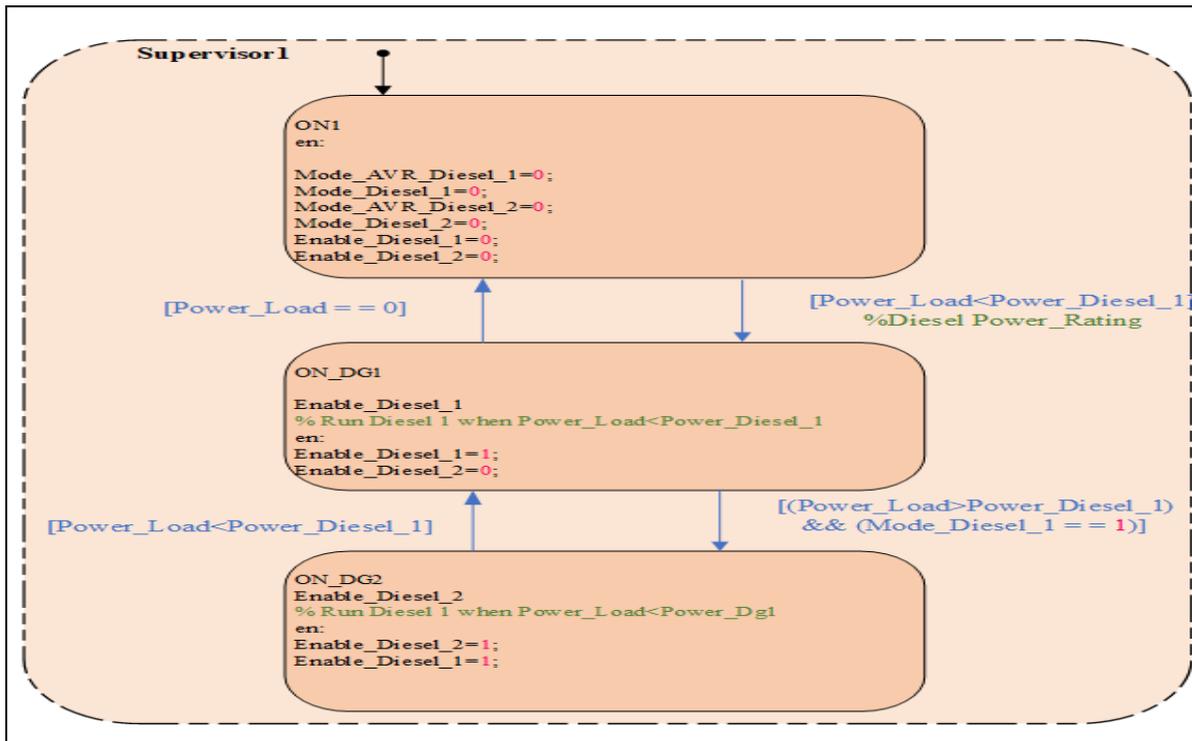


Figure 3.4 Séquence de démarrage de deux générateurs diesel

Les paramètres du système considéré sont la puissance de la charge, la puissance des deux générateurs diesel (DG1, DG2). Les sorties du système sont les consignes pour démarrer ou arrêter les gouverneurs et les AVR des deux générateurs. Les entrées du système Stateflow et les sorties représentant les différents états sont données par la figure 3.4.

Les variables utilisées dans notre modèle Stateflow sont :

Les entrées du système :

- P_Load = la puissance active de la charge ;
- P_DG1 = la puissance active du premier générateur diesel ;
- P_DG2 = la puissance active du deuxième générateur diesel.

Les sorties du système :

- Run_Governor : démarrage/arrêt du gouverneur des générateurs diesel ;
- Run_Avr : démarrage/arrêt de l'AVR des générateurs diesel ;
- Run_phase : activation du détecteur de phase ;
- Synchroniser-Breaker : fermeture/ouverture du disjoncteur.

3.6 Simulation et résultat

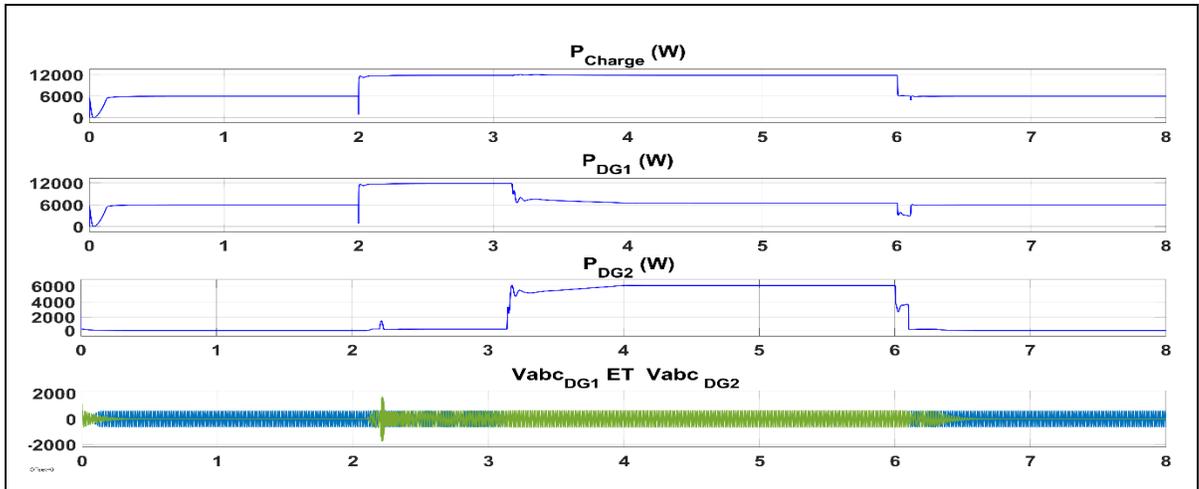


Figure 3.5 Partage de puissance active entre les deux générateurs diesel

À l'instant $t=2s$, la charge augmente et la séquence de démarrage fait appel au deuxième générateur pour soutenir la première machine. Cette dernière est connectée au réseau après avoir vérifié toutes les conditions de synchronisation. À l'instant $t=3.2$, le deuxième générateur diesel est connecté en parallèle avec le premier et il commence à partager de la puissance progressivement avec une pente jusqu'à arriver au point de consigne.

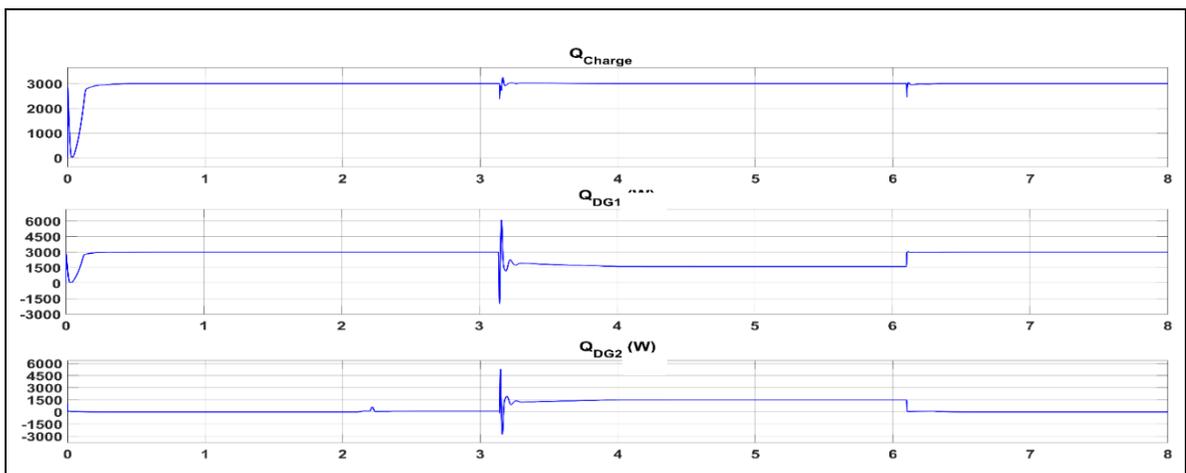


Figure 3.6 Partage de la puissance réactive entre les deux générateurs diesel

La figure 3.5 nous montre le partage de la puissance réactive. La puissance est initialement à 3kVAR. À $t=3.2s$, la deuxième machine démarre et commence à partager la puissance avec la première.

3.7 Conclusion

La séquence de démarrage présenté dans ce chapitre nous permet d'alterner entre les deux générateurs ce qui permet aux deux machines de partager les heures de fonctionnement et par conséquent prolonger leurs durées de vie. Le rôle de la séquence de démarrage, c'est de protéger les groupes électrogènes du démarrage et de l'arrêt aléatoire. Les résultats obtenus prouvent le bon fonctionnement des deux générateurs diesel ainsi que leurs séquences de démarrage. La fréquence est maintenue constante autour de ces valeurs nominales. Ce chapitre nous aura permis de détailler les algorithmes de commande utilisés pour contrôler les deux générateurs diesel.

CHAPITRE 4

PARTAGE DE PUISSANCE ET SYNCHRONISATION ENTRE DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL ET DES ÉLÉMENTS DE STOCKAGE

4.1 Introduction

Nous proposons d'alimenter une communauté isolée du grand réseau électrique. L'hybridation des sources d'énergie disponible s'avère la meilleure solution pour alimenter ce genre de sites. Néanmoins, il y a toujours des risques que l'énergie du vent ou solaire soit absente. Pour ce faire, nous allons approvisionner une charge triphasée avec un système hybride composé de deux moteurs diesel, d'un système de stockage d'énergie électrique, d'un convertisseur Buck-boost et d'un onduleur pour la conversion d'une tension continue à une tension alternative. Dans ce chapitre seront traités la commande des deux convertisseurs, le convertisseur Buck-Boost et l'onduleur triphasé à IGBT. Le convertisseur Buck-Boost sera dédié à la régulation de la tension de sortie au bus DC. Le deuxième convertisseur DC/AC est utilisé en un premier lieu pour le transfert de la puissance de la batterie vers la charge et en deuxième lieu pour la compensation des harmoniques et pour assurer la qualité de l'énergie au point de raccordement.

4.2 Topologie et principe de fonctionnement du système étudié

Le système étudié, est composé des batteries avec deux générateurs diesel produisant du courant alternatif (CA). La batterie produit du courant continu (CC) et les réseaux locaux ou mini réseaux fonctionnant en courant alternatif (CA). Le cœur du système hybride est constitué d'un onduleur, pouvant convertir les courants continus en courant alternatif, compenser les harmoniques induits par la charge et fixer la tension et la fréquence du réseau local. La charge peut être alimentée soit par les deux générateurs Diesel, soit par un générateur diesel et la batterie via l'onduleur. Le deuxième générateur diesel en cas de besoin peut charger la batterie. Quant au Buck-Boost, il fait l'interfaçage entre la batterie et le bus DC. Les deux générateurs diesel sont contrôlés en mode statisme. La tension et la fréquence sont maintenues par l'onduleur qui est le maître dans cette topologie.

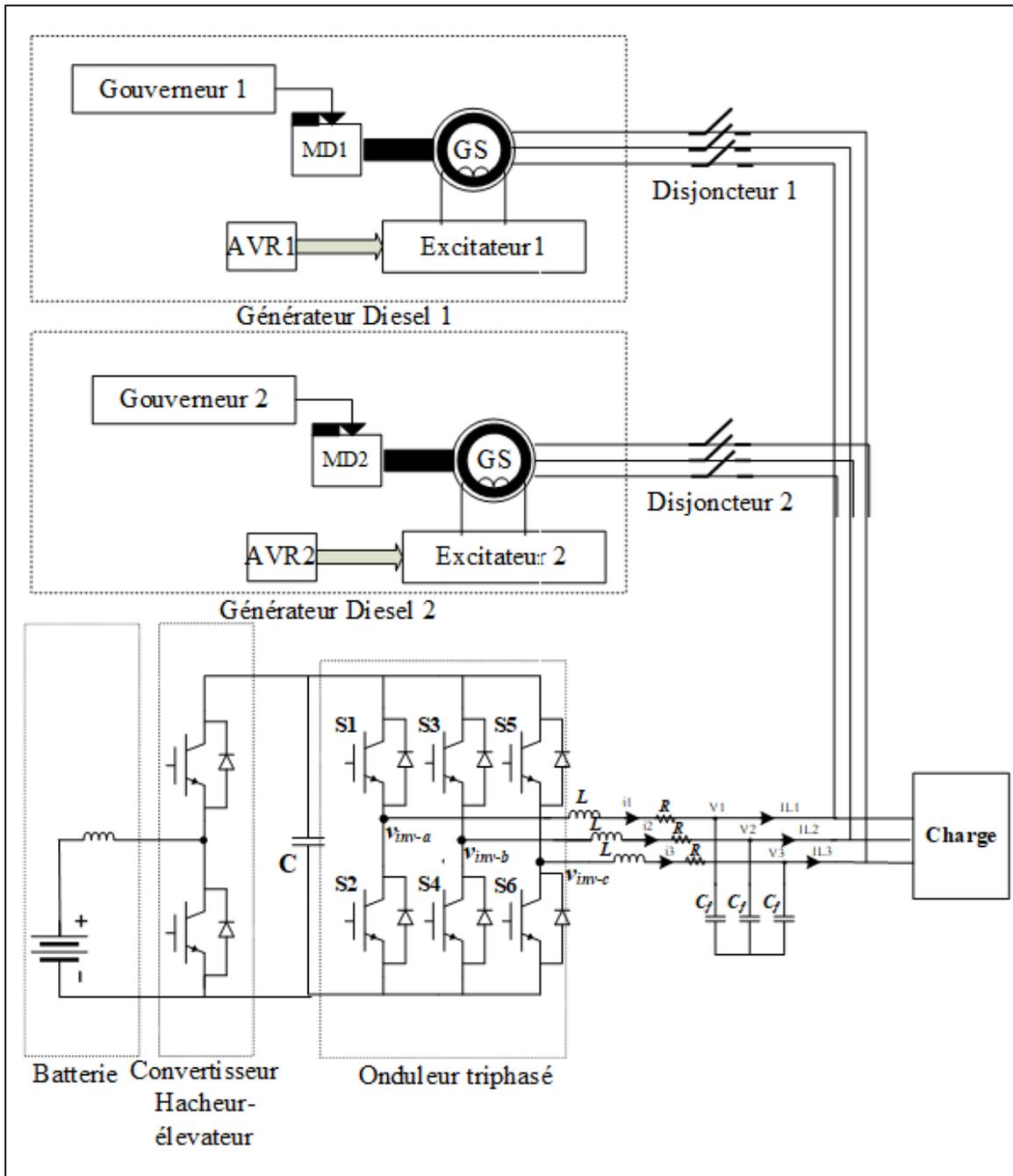


Figure 4.1 Topologies du micro réseau (deux générateurs diesel avec batterie)

4.3 Optimisation du micro-réseau

Lors de la conception d'un système hybride, on doit prendre en compte plusieurs paramètres. Dans ce chapitre, on travaille avec deux générateurs diesel et une batterie. Afin de bien choisir notre élément de stockage, on a retenu une analyse technico-économique en utilisant le logiciel Homer. Le Nunavut est l'endroit dans lequel on a choisi d'implémenter le système hybride. Selon le profil de charge obtenue et les paramètres des différents éléments du système, Homer détermine la configuration optimale.

L'objectif principal de ce dimensionnement est de comparer les performances d'un système hybride en utilisant deux différents types de batteries. Ensuite dans le chapitre 5, on va comparer un système hybride (diesel-batterie) avec un système hybride (diesel-batterie-panneau photovoltaïque).

4.3.1 Présentation d'Homer

Le logiciel de modélisation énergétique HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) est un logiciel assez puissant pour l'analyse et la conception des systèmes d'électricité hybride relié au réseau électrique ou non. Homer aide à optimiser l'intégration des sources d'énergie intermittente (solaire, éolienne, etc.) au sein des systèmes hybrides. L'architecture de base utilisée pour la simulation hybride est présentée par la figure 4.2 :

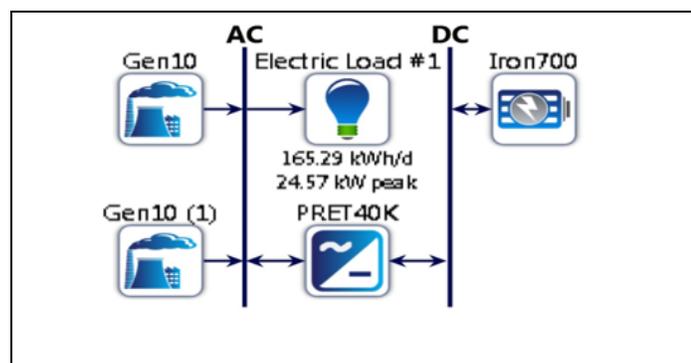


Figure 4.2 Architecture de base utilisée par la simulation hybride

4.3.2 Les tableaux comparatifs des batteries

Homer dispose d'une base de données contenant les caractéristiques (marque, technologie de batterie et capacité unitaire) pour un certain nombre de modèles de batteries. Selon l'architecture et la charge donnée, Homer donne la possibilité de comparer les simulations dépendamment des données. En effet, en tenant compte des résultats des deux scénarios avec leurs options résumées aux tableaux suivants :

Tableau 4.1 Rendement du système utilisant la batterie (lead acid)

	Architecture	COE (\$)	Coût d'opération
Deux générateurs+Batterie		0,536 \$	33.538 \$/an
Un générateur+Batterie		0,548\$	33.435 \$/an

Tableau 4.2 Rendement du système en utilisant la batterie (Li-Ion)

	Architecture	COE (\$)	Coût d'opération
Deux générateurs diesel +Batterie		0,548 \$	34.314 \$/an
Un générateur+Batterie		0.601 \$	37.275 \$/an

Nous avons analysé les résultats des simulations pour plusieurs architectures avec les deux types de batteries et il est évident que l'architecture de deux diesels avec la batterie Lead-Acide est la plus économique en termes de COE (coût moyen d'énergie électrique par kilowattheures produit par le système) et donc en termes de coût d'opération. On peut voir que l'architecture proposée (deux diesels et batterie) est la plus économique par rapport aux deux autres architectures. En effet, en tenant compte des résultats des deux scénarios avec leurs options résumés et illustrés au tableau 4.3, on peut voir que les deux batteries sont assez proches (batteries Lead-Acid et Li-Ion).

Tableau 4.3 Tableau comparatif entre les deux batteries

	Li-Ion	Lead-Acide
Quantité de Batteries	18	90
Capacité nominale	116 kWh	281 kWh
Autonomie	12,6 h	22,9 h
pertes	9,127 kWh/année	2,219 kWh/année
diesel total consommé	22.164 L	22.716 L
Durée de vie prévue	12 années	10 années
Émission (Carbone Dioxyde)	59.344 kg/année	57.905 kg/année
Consommation de carburant par jour	60,7 L/jour	62,2 L/jour
État minimal de décharge	20%	40%

En se référant aux paramètres, tels que le coût d'opération, l'autonomie et les pertes, il est évident qu'il est plus économique d'utiliser la batterie Lead-acide. En outre, l'émission des gaz Carbone Dioxyde est plus faible en utilisant la batterie Lead-Acide.

4.3.3 Commande du convertisseur hacheur-élévateur (Buck-Boost)

Le rôle du convertisseur hacheur-élévateur est d'assurer la régulation de la tension DC. Le convertisseur est connecté entre la batterie et le bus DC. Deux boucles sont utilisées pour contrôler le convertisseur hacheur-élévateur. La première compare la tension mesurée sur le bus DC à la référence V_{dref} , l'erreur est envoyée à un correcteur PI pour avoir la référence de courant de la batterie à sa sortie. La seconde boucle de contrôle compare le courant à la sortie de la batterie au courant de référence générée par le PI de la première boucle de contrôle. L'erreur résultante est envoyée au PI de la deuxième boucle de contrôle afin de générer la consigne pour le PWM. Les sorties du premier PI et le deuxième PI sont donnés par les équations suivantes :

$$I_{bat_ref} = \left(K_{p1} + \frac{K_{i1}}{S} \right) (K_{cc_ref} - K_{cc}) \quad (4.1)$$

$$d = \left(K_{p2} + \frac{K_{i2}}{S} \right) (I_{bat_ref} - I_{bat}) \quad (4.2)$$

Où K_{p1} , K_{i1} et K_{p2} K_{i2} Sont les gains des régulateurs PI.

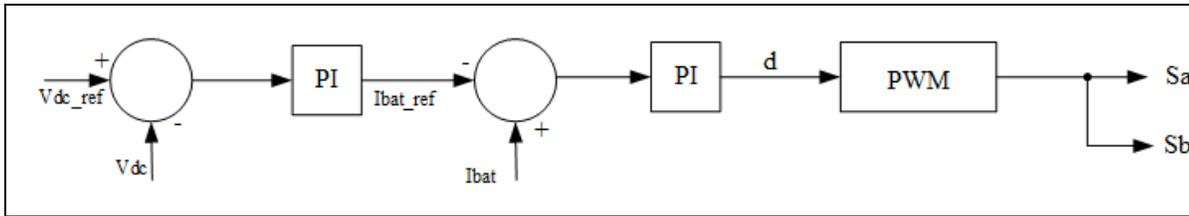


Figure 4.3 Commande du convertisseur hacheur-élévateur

4.3.4 Commande de l'onduleur

La charge consomme un courant alternatif (AC). Dans le cas où on a une batterie dans le système, l'utilisation d'un convertisseur DC-AC est indispensable pour convertir la tension continue délivrée par la batterie en une tension alternative triphasée. La commande utilisée dans notre cas est une commande qui régule la tension et compense les harmoniques générées par la charge. Dans notre système, la charge est alimentée soit par les générateurs diesel, soit par l'onduleur qui transforme l'énergie provenant de la batterie seule. Lorsque les générateurs diesel sont en marche et aucune autre source d'énergie n'est disponible, une des génératrices imposera la tension et la fréquence alors que la deuxième est contrôlée en mode statisme modifié (contrôle avec le droop). L'onduleur quant à lui compense les harmoniques pour réduire les pertes des génératrices. Dans le cas où les deux générateurs sont arrêtés et la batterie est disponible, l'onduleur va imposer la tension du PCC. Ainsi, la tension mesurée au PCC est transformée dans le plan dq et ensuite comparée à leurs références v_{ldref} et v_{lqref} . l'erreur est fournie à un contrôleur PI, le terme de couplage ωV_{cq} donné par l'équation (4.11) et (4.12) est ensuite additionnée à la sortie du contrôleur PI afin de créer la nouvelle référence de courant capacitif i_{cd}^* qui est par la suite additionné au courant mesuré à la charge i_{fd} et i_{fq} pour avoir le courant de référence i_{fd}^* . On obtient alors l'équation suivante :

$$i_{fd}^* = \left(\left(k_p + \frac{K_i}{S} \right) (V_{Ldref} - V_{Lq}) \right) + \omega V_{cq} + i_{Ld} \quad (4.3)$$

$$i_{fq}^* = \left(\left(k_p + \frac{K_i}{S} \right) (V_{Lqref} - V_{Lq}) \right) + \omega V_{cd} + i_{Lq} \quad (4.4)$$

Où K_p et K_i sont respectivement les gains proportionnels et intégral du contrôleur PI.

i_{fd}^* est en opposition de phase avec le courant harmonique généré par la charge. Ce courant est injecté dans le système pour compenser les harmoniques. Dans le but d'améliorer la qualité de l'onde, on a implémenté une boucle supplémentaire de compensation d'harmonique. Le courant produit par cette boucle i_{ldh} est additionné aux courants i_{fd}^* qui va être injecté dans la capacité.

En utilisant la loi des mailles, on établit les équations dans le plan abc comme suit :

$$\begin{aligned} V_{l1} + \frac{Ldif_1}{dt}L + Rif_1 + d_{n1}V_{dc} &= 0 \\ V_{l2} + \frac{Ldif_2}{dt}L + Rif_2 + d_{n2}V_{dc} &= 0 \\ V_{l3} + \frac{Ldif_3}{dt}L + Rif_3 + d_{n3}V_{dc} &= 0 \end{aligned} \quad (4.5)$$

Avec V_{l1} la tension de la charge, if le courant à la sortie de l'onduleur, d_{n1} la fonction de commutation et V_{dc} la tension du bus DC. Ces équations représentent les équations dynamiques du courant. Après avoir transformé ces équations du plan (abc) vers le plan (dq) les composantes V_{ld} et V_{lq} sont ainsi comparées à la tension V_{ld}^* et V_{lq}^* de référence donnée par l'équation suivante :

$$VL_d^* = V_{smax} = 460/sqrt(3) \quad (4.6)$$

$$VL_q^* = 0 \quad (4.7)$$

L'erreur est envoyée à un régulateur PI pour avoir la composante V_d . les courants capacitifs de référence présentés dans le plan abc par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} i_{c1} &= C \frac{dV_{L1}}{dt} \\ i_{c2} &= C \frac{dV_{L2}}{dt} \\ i_{c3} &= C \frac{dV_{L3}}{dt} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Après avoir transformé ces équations dans le plan dq on aura :

$$i_{cd}^* = \frac{CdV_{Ld}}{dt} + \omega V_{cq} \quad (4.9)$$

$$i_{cq}^* = \frac{CdV_{Lq}}{dt} - \omega V_{cd} \quad (4.10)$$

Les termes de couplages sont :

$$\omega V_{ld} = \frac{CdV_{Ld}}{dt} - i_{cq}^* \quad (4.11)$$

$$\omega V_{lq} = i_{cd}^* - \frac{CdV_{Ld}}{dt} \quad (4.12)$$

Les sorties des régulateurs PI, V_d et V_q et les termes de découplage ωV_{cd} et ωV_{cq} qui estime le courant capacitif de référence i_{cd}^* utilisés pour la régulation des tensions au point de raccordement.

4.3.4.1 Extraction des références harmoniques

Le courant appelé par la charge non linéaire est mesuré afin d'extraire sa composante harmonique i_{ld} , pour l'utiliser comme consigne. Les courants I_L (a, b, c) sont mesurés et transformés au plan synchrone d-q. i_{Ld} et i_{Lq} sont écrites donc sous la forme suivante :

$$i_{Ld} = I_{Ld} + i_{Ldh} \quad (4.15)$$

$$i_{Lq} = I_{Lq} + i_{Lqh} \quad (4.16)$$

La composante I_{Ld} est l'image du courant fondamental dans le plan (abc) qui représente la puissance active. Alors que I_{Lq} est l'image du courant en quadrature avec la tension dans le plan (abc) qui représente la puissance réactive. Pour compenser la puissance réactive, on utilise I_{Lq} avec signe négatif comme référence pour le courant en quadrature. Le courant i_{Ldh} est utilisé avec un signe négatif pour compenser les courants harmoniques. Pour cela, un filtre passe-bas est utilisé pour extraire la composante fondamentale, puis on la soustrait du courant i_{Ld} pour obtenir le courant de référence i_{Ldh} . Les courants totaux du filtre actif i_{dT}^* sont données par :

$$i_{dT}^* = -i_{Ldh} + i_{fd}^* \quad (4.17)$$

$$i_{fq}^* = -i_{Lq} \quad (4.18)$$

Ces courants de références sont donc soustraits du courant du filtre i_{fd} et i_{fq} , les erreurs sont transmises aux contrôleurs PI afin d'obtenir les lois de contrôle d_{nd} et d_{nq} en utilisant le modèle mathématique de l'onduleur dans le repère synchrone d-q exprimé par l'équation (4. 19) donnée comme suit :

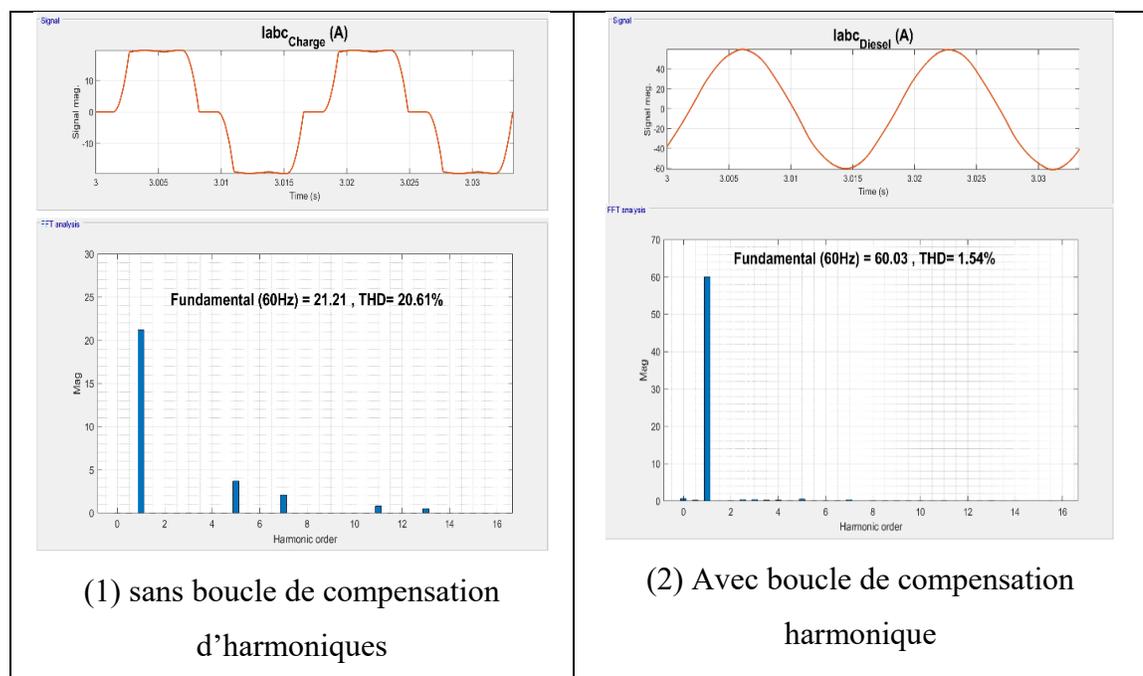
$$\begin{cases} u_d = L_f \omega_s I_{qf} - d_{nd} V_{dc} + V_d + R I_{fd} \\ u_q = L_f \omega_s I_{df} - d_{nq} V_{dc} + V_q + R I_{fq} \end{cases} \quad (4.19)$$

entièrement découplées, d_{nd} et d_{nq} sont extraites pour le contrôle de l'onduleur triphasé. Pour le bus DC, une batterie est interfacée avec un convertisseur Buck-Boost dont l'objectif est de réguler la tension du bus DC. la loi de commande est montrée par la figure 4.4. La boucle supplémentaire de compensation du courant harmonique amplifie le courant injecté en opposition de phase avec le courant harmonique de la charge. Ainsi les générateurs diesel ne voient que la composante fondamentale du courant et l'onduleur se comporte comme source de courant afin de compenser le courant harmonique généré par la charge.

4.3.4.2 Résultat de la commande proposée

Les résultats de simulation pour une charge non linéaire sont donnés par le tableau 5.3.

Tableau 4.4 Taux de THD du courant du générateur diesel et de la charge



Ces résultats valident les algorithmes de commandes utilisées dans ce projet. Les performances sont très satisfaisantes. De $t=0s$ à $t=2s$, le panneau alimente seul la charge, de $t=2$ à $t=2.6s$, la batterie alimente la charge. De $t=2.6s$ à $t=4s$, le générateur diesel démarre et sa contribution en puissance est de 10 kW. À ce moment, la batterie ne contribue plus à l'alimentation de la charge.

Le tableau 5.3 nous montre la THD du courant du diesel et la tension de la charge. On remarque une diminution de THD avec une régulation de la tension au niveau de PCC et une régulation de fréquence satisfaisante.

4.3.5 Séquence de la gestion de puissance

Le but de l'hybridation est d'utiliser toutes les sources d'énergie disponible pour alimenter la région en question, tout en optimisant la productivité et en assurant la sécurité du système. Un superviseur qui gère l'écoulement de puissance entre les différents éléments du système a été implémenté. Le superviseur assure que la batterie ne soit pas chargée ou déchargée au-delà des niveaux permis.

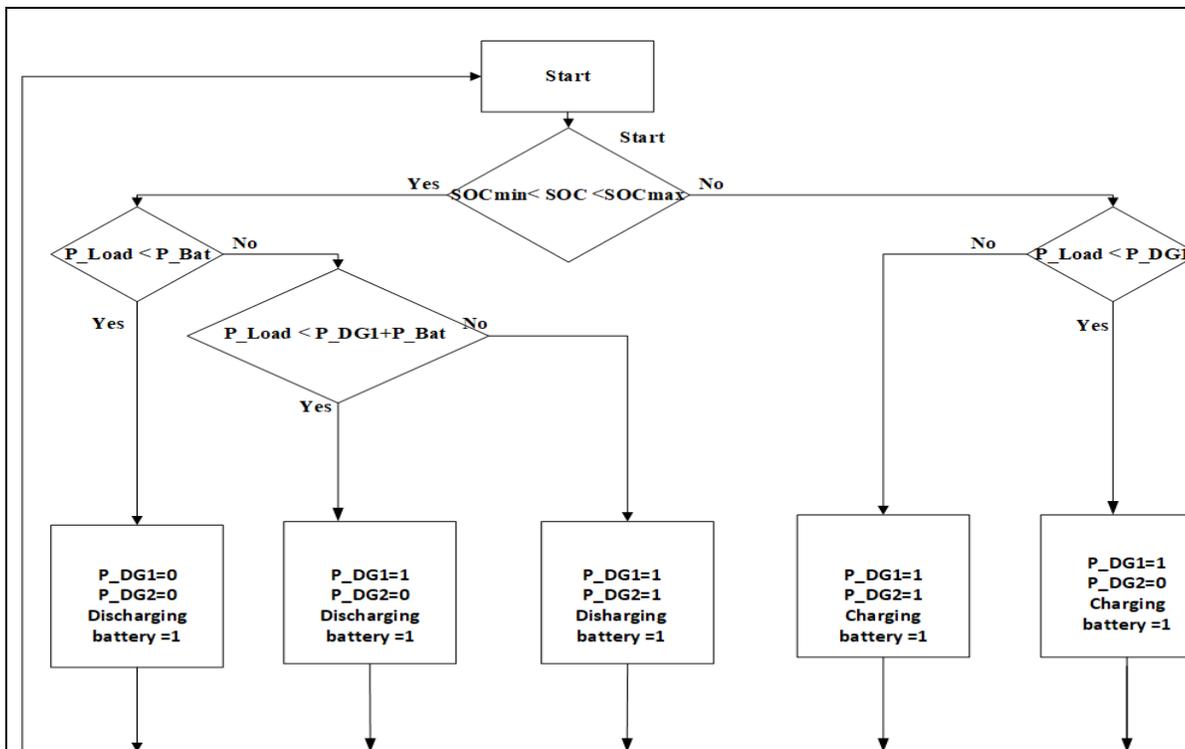


Figure 4.5 Stratégies d'écoulement de puissance (deux diesels avec batterie et une charge)

Le partage de la puissance entre les composants du système est expliqué dans deux situations : 1) la surgénération, 2) la sous-génération. En cas de surgénération, la puissance fournie du diesel (c.-à-d. PDG1 est supérieur à la demande de puissance de la charge (PL)). Dans ce cas

la batterie doit absorber la puissance supplémentaire. Cependant, dans une telle situation, l'état de la charge (Soc) de la batterie doit être comparé à sa limite maximale (SoCmax). Dans la situation de sous-génération, où la puissance de sortie du générateur Diesel PDG1 est inférieure à la demande de charge (PL), la deuxième génératrice fournit le déficit de puissance requis en même temps que le premier diesel dans le cas où la batterie n'est pas chargée. S'il y a un excès de puissance, la batterie commence à se charger, cependant, dans cette situation, le Soc de la batterie doit être vérifié par rapport à sa limite maximale autorisée, Socmax. Si le Soc atteint la limite maximale, le superviseur arrête le deuxième générateur diesel et la batterie commence à fournir le déficit en vérifiant toujours la limite minimale autorisée. Dans le cas où la charge augmente, l'algorithme vérifie d'abord si la batterie est capable de fournir de l'énergie en même temps que le premier générateur. Si la batterie n'est pas capable de supporter la machine, le deuxième générateur intervient pour soutenir le premier générateur. Le superviseur donne toujours la priorité à la batterie pour éviter tout fonctionnement aléatoire du générateur diesel ainsi que pour éviter l'utilisation des générateurs diesel à cause de leur effet secondaire.

4.3.6 Modèle du système Stateflow

Les paramètres du système considéré sont l'état de charge de la batterie (SOC), la puissance de la charge, la puissance des deux générateurs diesel (DG1, DG2). Les sorties du système sont toujours les consignes pour démarrer ou arrêter les gouverneurs, les AVR des deux génératrices et les commutateurs de synchronisation. Les entrées du système Stateflow et les sorties représentant les différents états sont :

Les entrées du système :

- P_Load = la puissance de la charge ;
- P_DG1 = la puissance du premier générateur diesel ;
- P_DG2 = la puissance du deuxième générateur diesel ;
- P_Bat = la puissance de la batterie ;
- SOC = état de charge de la batterie.

Les sorties du système :

- Run_Governor : démarrage/arrêt du gouverneur des générateurs diesel(DG1, DG2)
- Run_Avr : démarrage/arrêt de l'AVR des générateurs diesel (DG1, DG2)
- Run_phase : activation du détecteur de phase
- Synchroniser-Breaker : fermeture/ouverture du disjoncteur pour pouvoir connecter les deux générateurs aux points de raccordement.

L'intervalle normal de l'état de charge de la batterie considéré est entre 40 % et 80 %, où 40 % représentent le SOC minimum que la batterie ne doit pas dépasser pour éviter la décharge profonde et 80 % représentent le SOC maximum que la batterie ne doit pas dépasser pour éviter la surcharge. L'algorithme Stateflow développé est présenté dans l'annexe A-II.

Les conditions utilisées sont présentées dans les tableaux 4.4 et 4.5.

4.3.7 Résultat et simulation

Une fois que la modélisation et l'extraction des lois de commande sont terminées, une étape de validation est nécessaire pour valider le bon fonctionnement de notre système. La partie validation utilise le logiciel SimPowerSystem de Matlab et les résultats sont représentés dans les figures suivantes.

Le scénario est résumé dans le tableau 4.4. Pour le premier mode de ce scénario, la batterie est assez chargée au début de la simulation et le niveau de charge de la batterie est initialement supérieur à 40 %, donc les générateurs diesel sont en mode arrêt. Pour le deuxième mode, la batterie s'est déchargée en bas de 40 %, le générateur diesel va alors contribuer à maintenir l'alimentation de la charge. Pour le troisième mode, la charge augmente et nécessite l'intervention du deuxième générateur diesel. Pour le quatrième mode, la charge augmente de nouveau et sera alimentée par un seul générateur avec la batterie et finalement pour le cinquième mode la charge baisse et sera alimentée par un seul générateur diesel.

Tableau 4.4 Modes de fonctionnements

Mode	SOC (%)	Charge (kW)	Sources d'énergie	état de charge de la batterie
1	40 % < Soc < 80 %	10kW	Batterie	Décharge
2	Soc < 40 %	10kW	Batterie+Dg1	Charge
3	Soc < 40 %	15kW	Dg1+Dg2	Charge
4	40 % < Soc < 80 %	30kW	Dg1+Batterie	Décharge
5	Soc < 40 %	10kW	Dg1	Charge

Les figures 4.6, 4.7, 4.8 et 4.9 présentent les résultats de simulation obtenus pour ce scénario. On peut y voir la tension Vdc, le courant et la tension à la charge, la fréquence, la puissance active du premier et second générateur diesel, la puissance de l'onduleur, le niveau de charge et la puissance de la batterie.

Pour ce test le système est soumis à trois variations de charge, une première de $t=4s$ à $t=8s$, une deuxième de $t=8s$ à $t=9s$, ensuite, une troisième de $t=9s$ pour garder la même valeur de puissance jusqu'à la fin de la simulation.

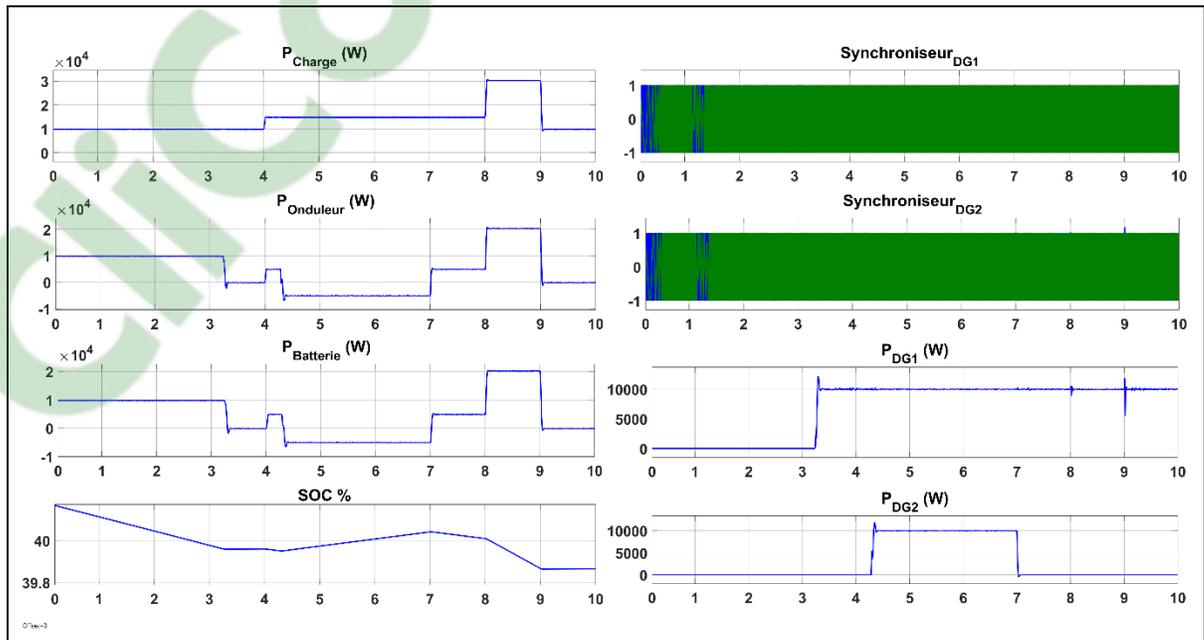


Figure 4.6 Écoulement des puissances actives dans le système

Comme on peut voir sur la figure 4.6, la batterie produit de l'énergie en suivant les variations de la charge. À $t=2.7s$, le niveau de charge de la batterie atteint la limite de décharge minimum, pour cela le superviseur démarre le premier générateur diesel pour alimenter la totalité de la charge de 10kW. À $t=4s$, le superviseur démarre le deuxième générateur diesel pour soutenir le premier générateur à alimenter la charge. Le premier générateur fournit 10kW et le deuxième quant à lui fournit 5kW pour alimenter la charge, alors que les 5kW qui restent vont à la batterie. Une fois, la batterie est chargée, le superviseur arrête le deuxième générateur afin de pouvoir utiliser l'énergie stockée pour protéger la batterie contre le surplus de charge et réduire l'utilisation des générateurs diesel. À $t=6.8s$, on suppose que la batterie s'est chargée et elle est arrivée à sa limite de charge maximale. À $t=7s$, le deuxième générateur s'arrête, car les autres sources sont capables de fournir de l'énergie à la charge. À $t=8s$ jusqu'à $t=9s$, la charge augmente de nouveau, et comme on a déjà supposé que la batterie est arrivée à sa limite de charge maximum à $t=6.8s$, le système va considérer que la batterie est toujours capable de fournir de l'énergie électrique. Donc la charge est assurée par la batterie avec l'un des deux générateurs diesel. À $t=9s$ jusqu'à la fin de la simulation, la charge diminue et un seul générateur diesel sera suffisant pour approvisionner la totalité de la charge et assurer la continuité de l'alimentation.

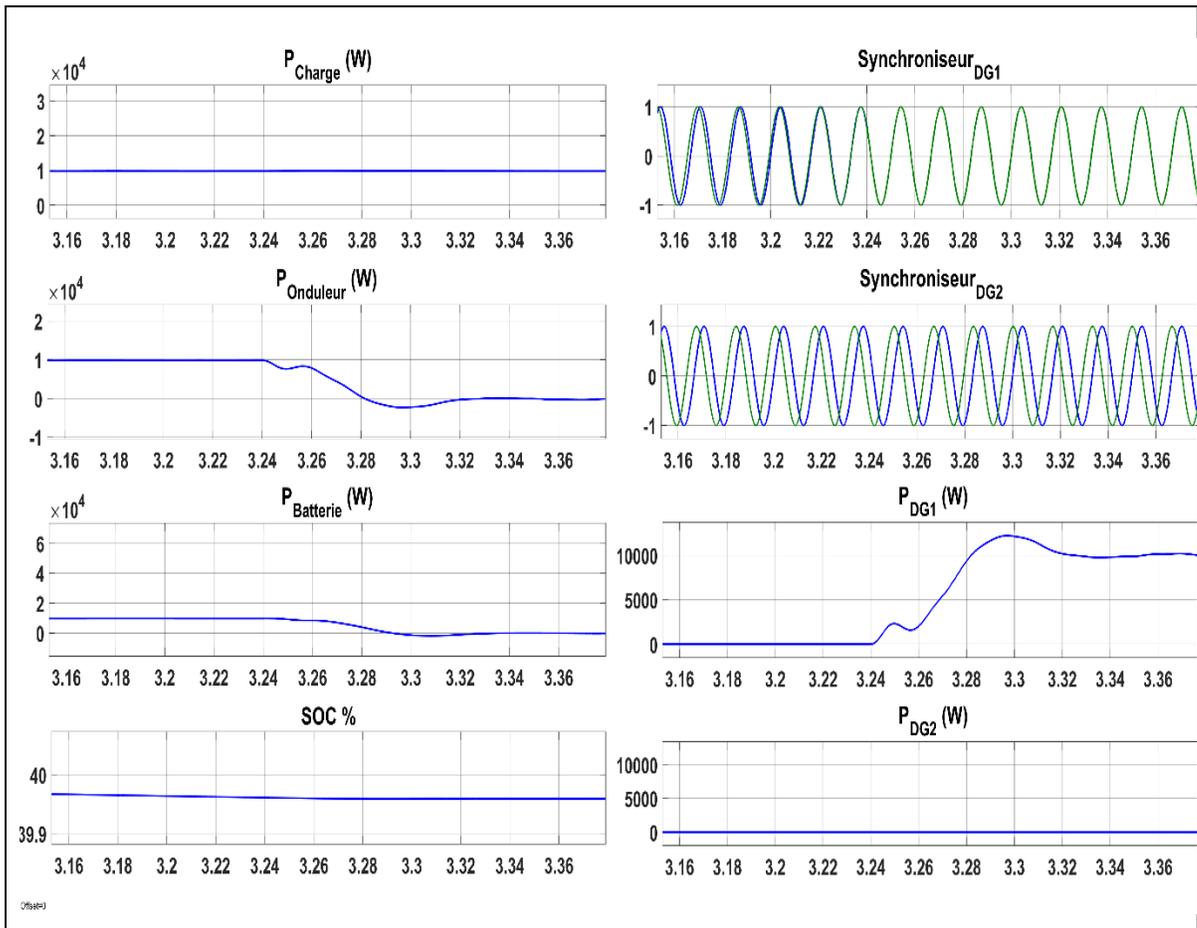


Figure 4.7 Puissance active pour le premier mode et synchronisation du premier générateur diesel

On peut voir clairement sur la figure 4.7 que quand le générateur diesel commence à fonctionner et générer de la puissance à $t=3.28s$, la batterie ne contribue plus à l'alimentation de la charge, car son niveau de charge ne lui permet plus d'alimenter la charge. On peut voir aussi le niveau de charge de la batterie qui est en bas de 40%. Le deuxième générateur quant à lui est en arrêt, car la charge est satisfaite par le premier générateur.

$$P_{Charge} = P_{DG1} \quad (4.21)$$

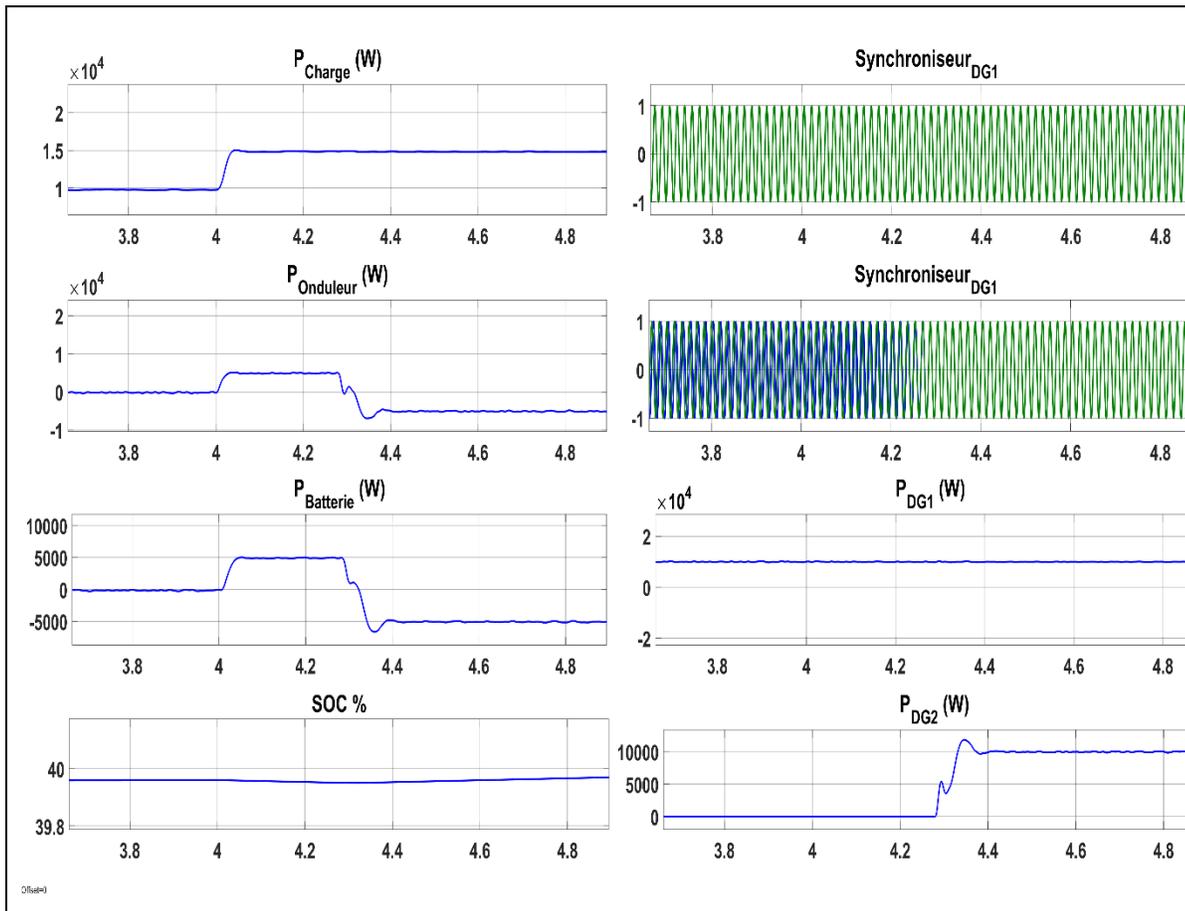


Figure 4.8 Puissance active pour le deuxième mode et synchronisation du deuxième générateur diesel

La figure 4.8 nous montre que le deuxième générateur est démarré à $t=4.3s$ au moment où la charge est devenue plus grande que la puissance du premier générateur. Sur la figure, on peut voir des faibles fluctuations dues à la synchronisation du deuxième générateur avec le micro-réseau.

$$P_{Charge} > P_{DG1} \quad (4.22)$$

De $t=4.4s$, la batterie commence à se charger par l'excès d'énergie fournie par le deuxième générateur, la batterie a permis donc au deuxième générateur de fonctionner dans son régime

nominal et afin de la protéger contre la surcharge, le superviseur arrête le deuxième générateur. La batterie va donc alimenter la charge avec le premier générateur.

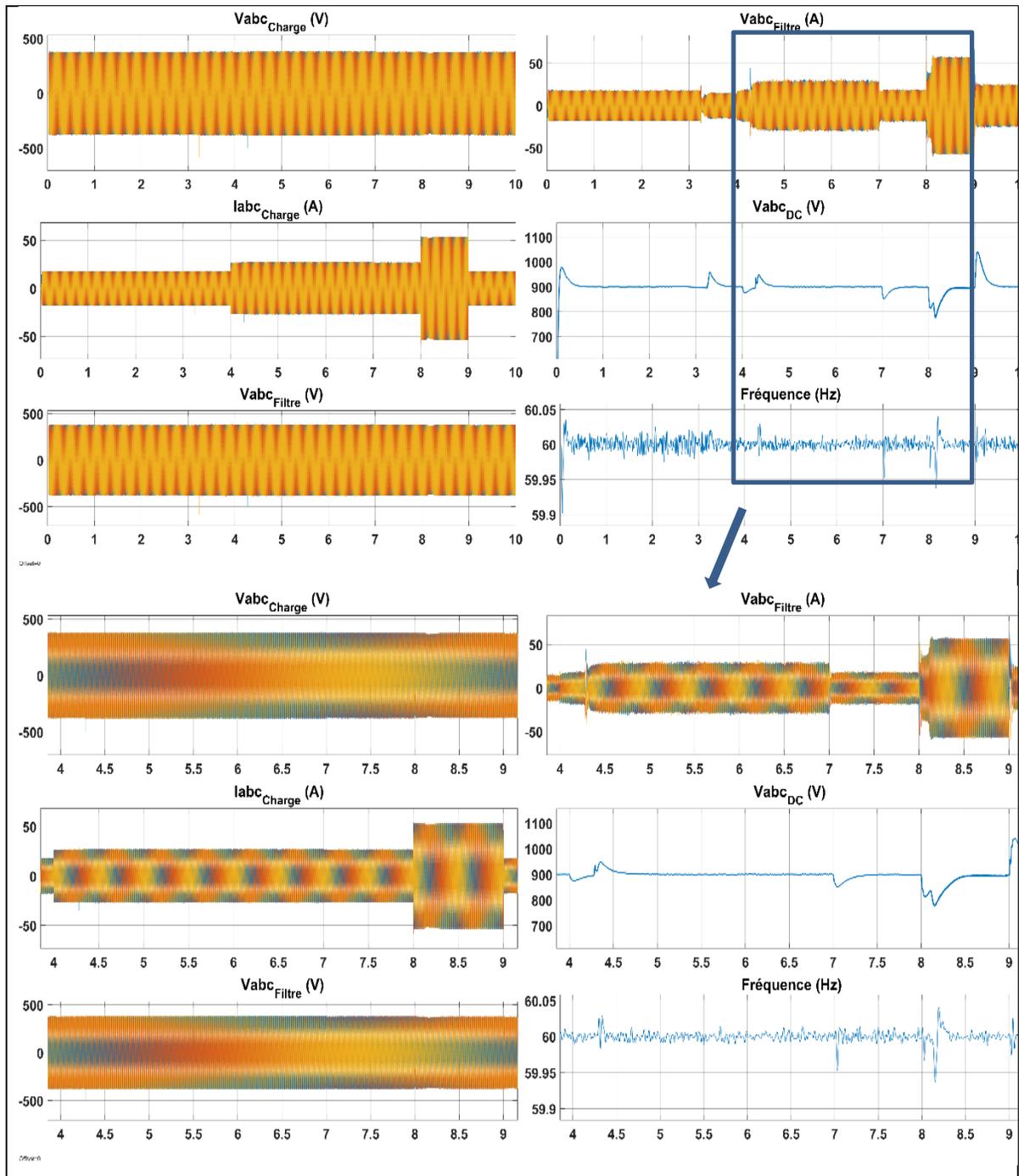


Figure 4.9 Performances du système

La figure 4.9 montre les variations de la tension au bus DC qui sont liées aux différentes variations dans le système. On peut clairement voir aussi que la fréquence au PCC est bien régulée pour tous les modes du système. Les fluctuations de fréquences dues aux différents modes de fonctionnements restent acceptables selon les normes utilisées.

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre, un superviseur qui contrôle l'écoulement de puissance a été développé. La présence de la batterie vise à minimiser l'utilisation des deux générateurs diesel. Les deux machines sont contrôlées en mode statisme modifié pour permettre d'injecter ou de partager la puissance prédéfinie par la stratégie de gestion de l'énergie. La régulation de la tension et de la fréquence du bus CA est assurée par le contrôle de l'onduleur alors que le contrôle de la batterie assure la régulation de la tension au bus DC et par la suite la régulation de l'écoulement des puissances dans le système. Le superviseur assure de minimiser le fonctionnement des générateurs diesel en fonction de la demande de la charge ainsi que le niveau de charge de la batterie. Il protège donc la batterie et contribue à minimiser la consommation du carburant. Les simulations faites par Homer ont donné la possibilité de comparer entre les différentes architectures possibles et nous a permis de choisir la meilleure technologie utilisée par rapport l'efficacité, le coût du système et l'émission des gaz.

CHAPITRE 5

PARTAGE DE PUISSANCE ET SYNCHRONISATION ENTRE DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL AVEC DES ÉLÉMENTS DE STOCKAGE ET DES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous proposons d'ajouter un panneau photovoltaïque pour améliorer le rendement de ce système hybride. Certes que la batterie et les deux générateurs diesel peuvent approvisionner une section communale isolée. Néanmoins, l'utilisation d'un panneau photovoltaïque apporte toujours plus d'avantages. Pour ce faire, nous allons approvisionner une charge triphasée avec un système hybride composé de panneaux photovoltaïques, de moteur diesel, d'un système de stockage d'énergie électrique, d'un onduleur pour la conversion d'une tension continue à une tension alternative et d'un convertisseur Boost pour l'extraction de la MPPT et du convertisseur Buck-boost pour la régulation du bus DC. L'objectif de ce chapitre est l'installation et l'optimisation du fonctionnement de la centrale (PV/diesel/Batterie).

5.2 Topologie et principe de fonctionnement du système étudié

Le système hybride étudié est composé d'un système photovoltaïque, d'un générateur diesel et d'un élément de stockage. Les mini-réseaux sont alimentés par un courant alternatif (AC). Comme la batterie, le courant produit par les panneaux photovoltaïques est un courant continu (CC), donc l'onduleur est toujours indispensable pour convertir l'énergie du continu en alternatif, ainsi que pour fixer la tension et la fréquence du système. L'alimentation de la charge est assurée soit par un générateur diesel seul, soit par l'installation photovoltaïque et la batterie à travers l'onduleur, soit par deux générateurs diesel seuls, ou par tous les éléments du système hybrides. La combinaison possible des sources d'énergie est faite selon leurs disponibilités ainsi que la puissance de la charge demandée. La batterie se charge en cas de besoin par le générateur diesel à travers le Buck-boost. Pour faire l'extraction de la puissance maximale du

panneau solaire ainsi qu'assurer l'interfaçage entre le panneau solaire et le bus DC, on utilise un convertisseur BOOST. Dans cette topologie, le moteur diesel est utilisé en appoint dans le but de réduire son utilisation. L'écoulement de puissances entre les différents éléments du système est assuré par un algorithme Stateflow. Les séquences développées assurent la mise en arrêt et la mise en marche des groupes électrogènes pendant une certaine durée en assurant la protection de la batterie. Les deux générateurs sont contrôlés en mode statisme comme l'indique la figure 5.1. L'onduleur est donc le maître qui va imposer la tension et la fréquence tout en compensant les harmoniques.

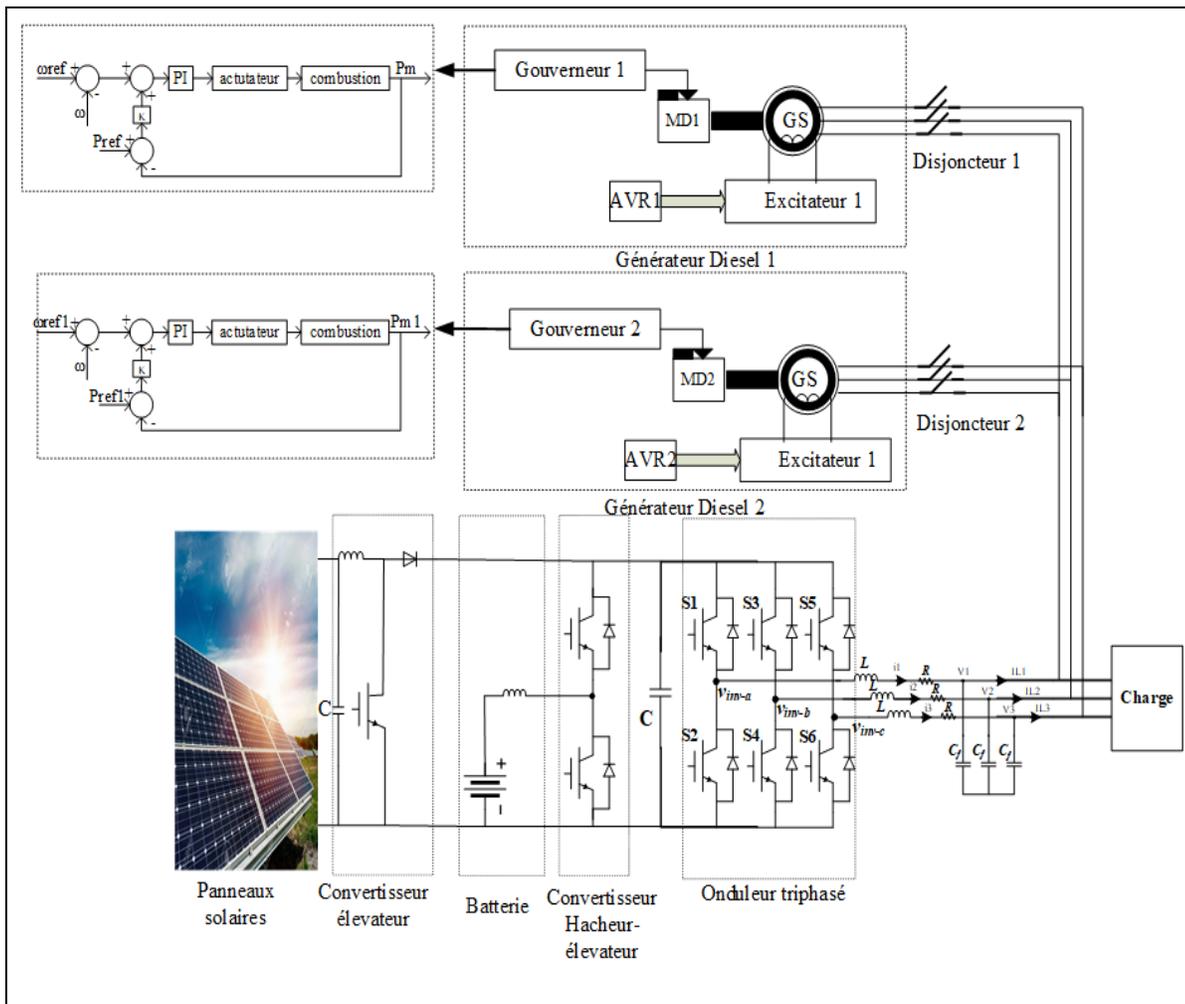


Figure 5.1 Topologie du micro-réseau (deux diesels, batterie, PV et une charge)

5.3 Énergie photovoltaïque

La production de l'énergie solaire photovoltaïque se fait par la conversion d'une partie de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette énergie est une énergie recouvrable qui apporte beaucoup d'avantages en matière de propreté et de disponibilité, car elle ne libère aucun gaz à effet de serre. Deux types de centraux hybrides qui existent : centrale hybride photovoltaïque et un centrale hybride photovoltaïque-diesel. Le premier type combine une source d'énergie photovoltaïque avec une ou plusieurs sources d'énergies utilisées avec. Ce type de centrale peut être raccordé aux réseaux ou ilotes. L'utilisation d'une unité de stockage est souvent utilisée, mais pas nécessaire. Pour la centrale hybride photovoltaïque, Diesel est composée d'un champ de panneaux solaires photovoltaïques et d'un groupe électrogène qui représente une centrale thermique.

5.4 Extraction de la puissance maximale (MPPT)

Le MPPT signifie la recherche de point de la puissance maximum d'un groupe photovoltaïque afin de générer la puissance maximale de ce groupe. Cette technique permet d'obtenir un meilleur rendement du panneau solaire. Deux méthodes d'extraction qui existent dans la littérature : la méthode de la conductance incrémentale (I.C) et la méthode perturbation et observation (P.O). Dans notre travail, on a utilisé la méthode (PO). Dans le domaine industriel, la méthode de perturbation et observation est la plus utilisée grâce à la facilité de l'implémentation de son algorithme. La technique consiste à perturber le système par une augmentation ou une diminution de la tension de fonctionnement du module afin d'observer l'effet de cette perturbation sur la puissance de sortie de la rangée appelée $P(K)$. Cette puissance est calculée à partir de la tension V et le courant I mesuré. La différence de puissance trouvée après la comparaison de la valeur $P(K)$ à celle de $P(K-1)$ détermine la direction de la perturbation. Si $(dP > 0)$, la perturbation continue dans la même direction et si $(dP < 0)$, la perturbation de la tension sera renversée en direction opposée du dernier cycle. Dans le cas où dP et dV sont à gauche du MPPT, la tension d'opération doit être augmentée. Dans le cas contraire, dP et dV sont à droite du MPPT, on doit donc diminuer la tension d'opération. La

tension V oscille autour de la tension de puissance maximale ou la puissance idéale V_{mp} une fois le MPPT est atteint.

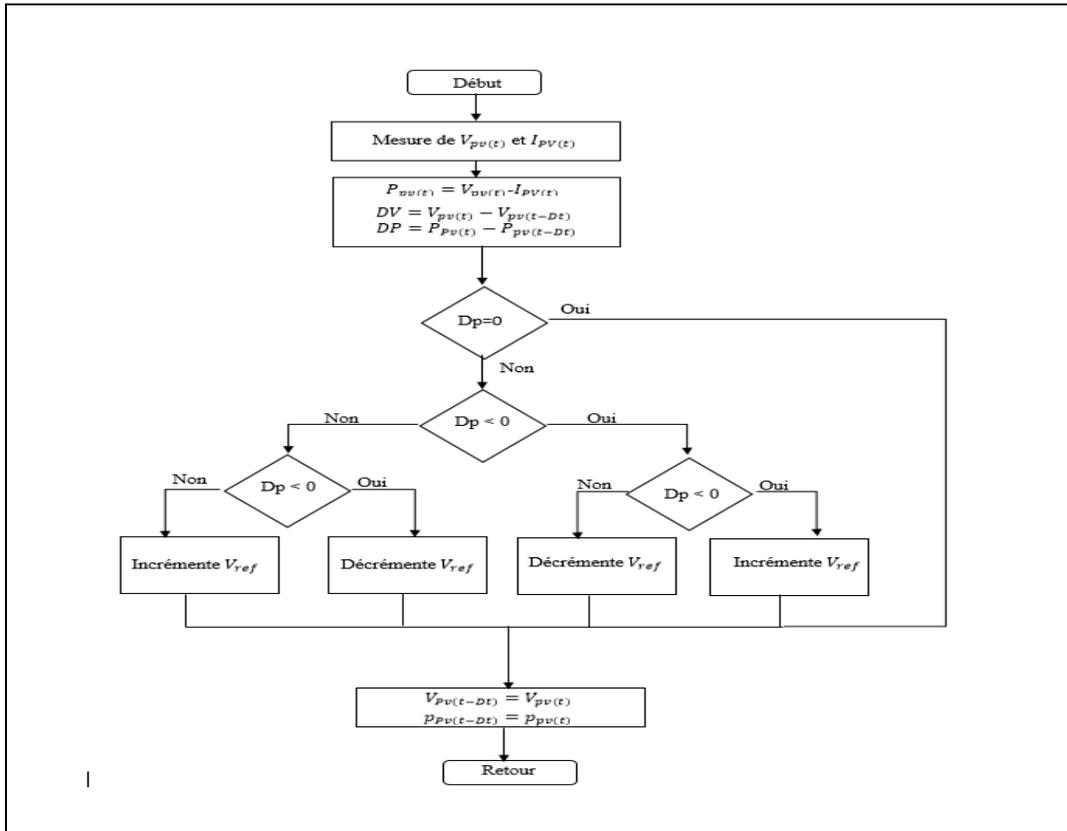


Figure 5.2 Algorithme de la méthode Perturbation et Observation

5.4.1 Commande du Boost

Pour commander le Boost, on utilise un correcteur proportionnel intégral (PI) pour réguler l'erreur entre le courant de référence (I_{ref}), et le courant dans l'inductance (IL).

la fonction de transfert du régulateur (PI) est donnée par l'équation suivante : (Benamara, 2012)

$$G(s) = Kp + Ki \frac{1}{s} \quad (5.1)$$

5.6 Modèle du système Stateflow :

Les paramètres du système considérés sont la tension de sortie du PV, l'état de charge de la batterie (SOC), la puissance de la charge, la puissance des deux générateurs diesel (DG1, DG2). Les sorties du système sont toujours les consignes pour démarrer ou arrêter les gouverneurs et les AVR. des deux générateurs ainsi que les commutateurs de synchronisation. Les entrées du système Stateflow et les sorties représentant les différents états sont :

Les variables utilisées dans notre modèle Stateflow sont :

Les entrées du système :

- P_load = la puissance de la charge ;
- P_DG1 = la puissance du premier générateur diesel ;
- P_DG2 = la puissance du deuxième générateur diesel ;
- SOC = état de charge de la batterie ;
- P_PV = puissance des panneaux photovoltaïques ;
- P_Bat = puissance de la batterie.

Les sorties du système sont les mêmes que pour la topologie dans le chapitre 4.

L'algorithme de la gestion de puissance développé est présenté dans l'annexe A-III.

Les conditions utilisées sont présentées dans les tableaux 5.1 et 5.2.

5.7 Résultat et simulation

Afin de valider l'algorithme de commande présenté précédemment ainsi que le fonctionnement du système. Différents tests ont été réalisés.

Le tableau 5.1 résume six modes pour ce scénario. La batterie est initialement à faible niveau de charge et les conditions météorologiques sont favorables pour alimenter la charge à travers le système DC (Batterie + PV) jusqu'à l'instant $t=3s$. Pendant ce temps-là, les générateurs sont éteints. À partir de l'instant $t=3s$, le panneau photovoltaïque n'est plus capable d'alimenter la charge, car l'ensoleillement a diminué de $t=3s$, jusqu'à la fin de la simulation. À l'instant $t=4.5s$, la charge augmente et la batterie commence à fournir de l'énergie jusqu'au démarrage du premier générateur diesel. À $t=6s$, la charge augmente de nouveau à 30kW,

néanmoins, la batterie est en train de se décharger et le premier générateur diesel fonctionne déjà à pleine puissance. L'algorithme calcule la différence de puissance entre la charge et les sources disponibles et il vérifie le niveau de charge de la batterie, ensuite, il décide de démarrer le deuxième générateur d'appoint. À $t=7s$, la charge diminue et on voit clairement que les deux générateurs ont continué à alimenter la charge par la suite. Finalement, à $t=9s$, la charge diminue de nouveau. Comme l'algorithme vérifie toujours le niveau de charge de la batterie, il n'a pas arrêté le générateur diesel, car ce dernier va alimenter la totalité de la charge.

Tableau 5.1 Modes de fonctionnements

Mode	SOC (%)	PV	Charge (kW)	Sources d'énergie	état de charge de la batterie
1	$40 \% < Soc < 80\%$	Disponible	10kW	PV	Charge
2	$40 \% < Soc < 80 \%$	Non disponible	10kW	Batterie	Décharge
3	$40 \% < Soc < 80\%$	Non disponible	20kW	Dg1+Batterie	Décharge
4	$40 \% < Soc < 80 \%$	Non disponible	30kW	Dg1+Batterie	Décharge
5	$Soc < 40 \%$	Non disponible	20kW	Dg1+Dg2	Ne se charge pas
6	$Soc < 40 \%$	Non disponible	10kW	Dg1	Ne se charge pas

Les résultats sont montrés par les figures 5.5, 5.6, 5.7 et 5.8.

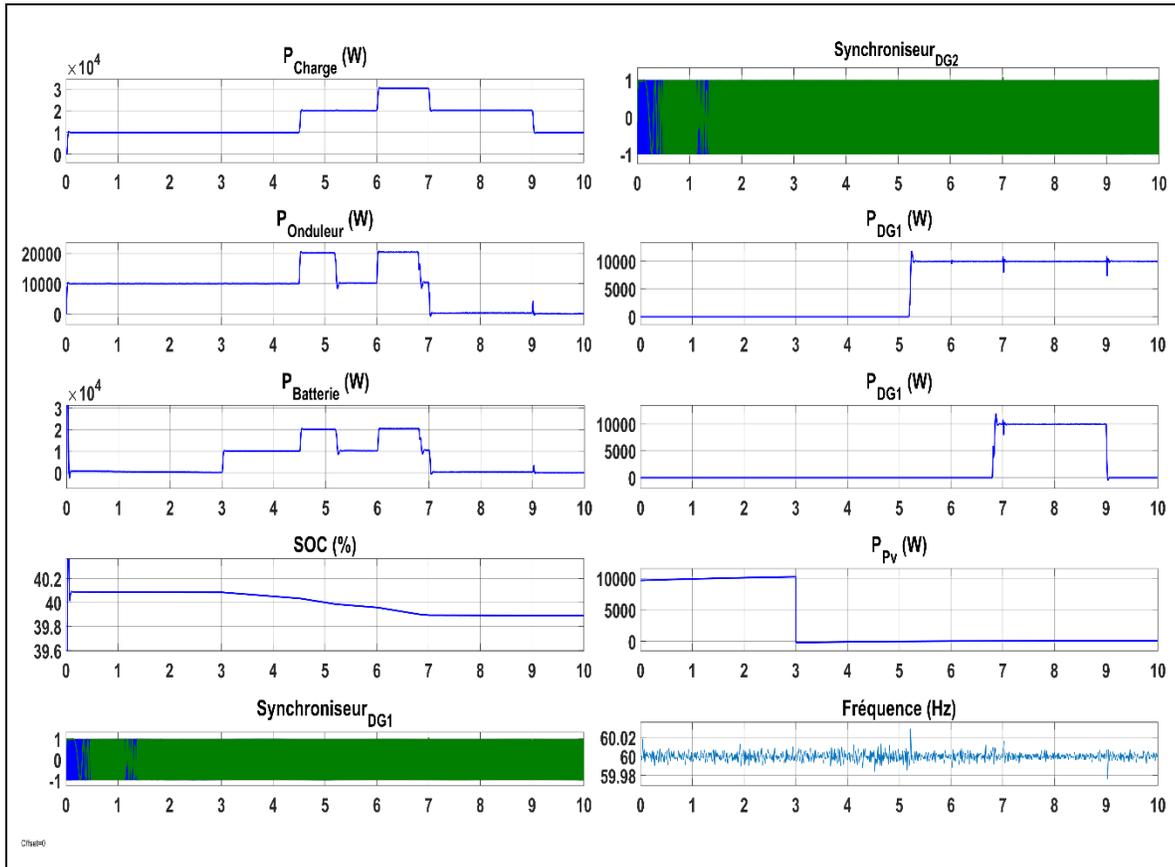


Figure 5.5 Écoulement des puissances actives dans le système

La figure 5.5 présente les formes d'ondes des puissances de la charge et de l'onduleur, des deux générateurs, ainsi que la puissance du panneau photovoltaïque. On peut voir sur cette figure que la fréquence est bien régulée selon les normes IEEE. Le deuxième diesel démarre à $t=6.694s$ et c'est considéré comme un cas extrême. Quand le panneau photovoltaïque arrête de fournir de l'énergie, la batterie commence à se décharger à partir de $t=3s$ jusqu'à $t=4.98s$. À l'instant $t=4.5s$ la charge augmente jusqu'à $20kW$, la batterie n'atteint pas encore la limite de charge minimum, pour cela le superviseur démarre un des deux générateurs diesel pour la soutenir. La batterie a supporté la charge en attendant le démarrage et la synchronisation du générateur diesel qui prend quelques secondes pour faire démarrer l'AVR ensuite le gouverneur. Une fois, la batterie atteint sa limite de charge minimum, le superviseur détecte le changement et démarre le deuxième générateur. Dans ce cas, le démarrage du deuxième générateur est justifié par la décharge de la batterie à $t=5s$ et l'augmentation de la charge à

$t=6s$. Comme pour le premier générateur, le démarrage du deuxième a pris quelques secondes. La charge de 30kW demandée pendant ces secondes est assurée par la batterie ainsi que le premier générateur. Une fois, le deuxième générateur est activé, la batterie ne contribue plus à l'alimentation de la charge. À partir de $t=9s$, la charge diminue et l'utilisation d'un seul générateur est suffisante. Dans ce cas, la batterie ne peut pas remplacer le générateur, car le niveau de charge est inférieur à 40 %. Pour cela, le deuxième générateur s'éteint pour laisser la production à un seul générateur. La batterie ne peut pas se charger, car le diesel est à sa puissance nominale.

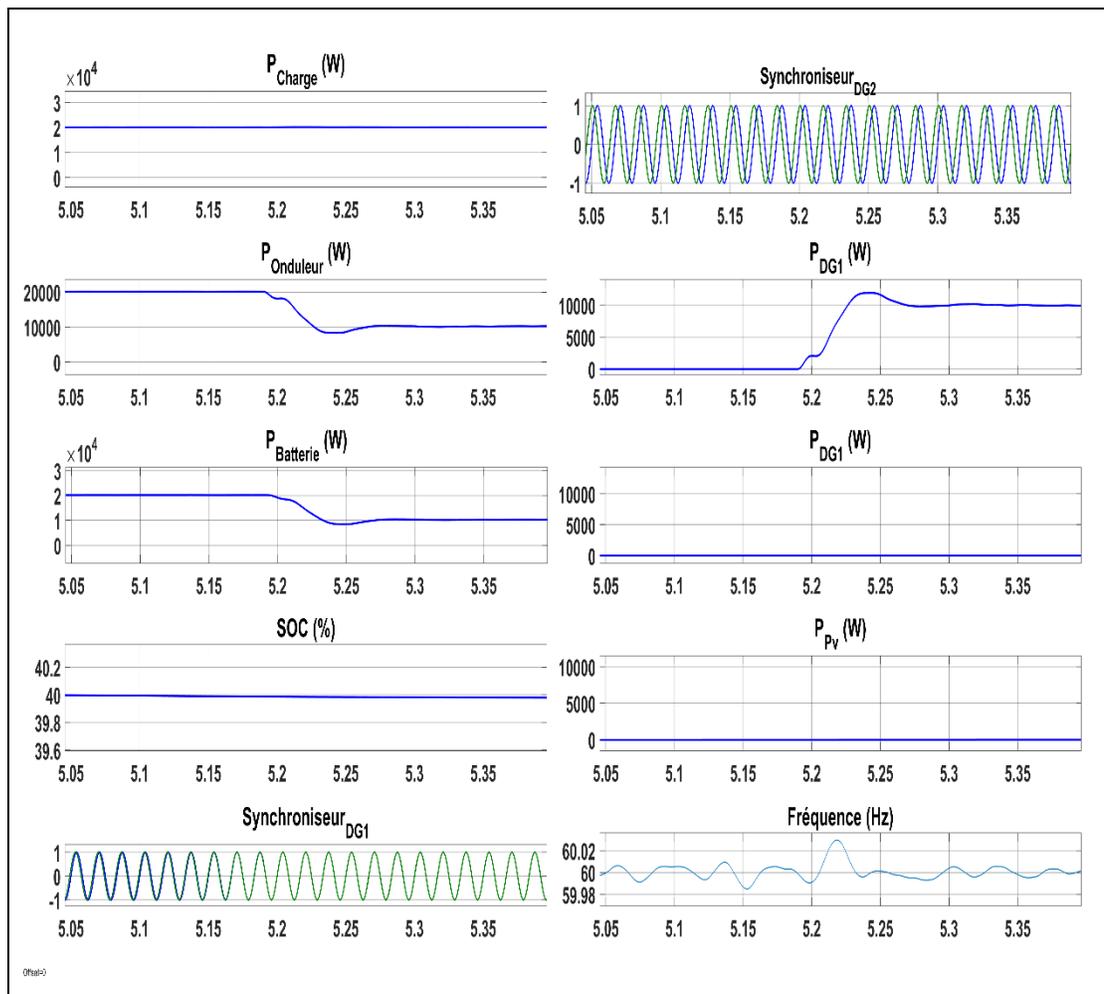


Figure 5.6 Puissance active pour le troisième mode et synchronisation du premier générateur diesel

La figure 5.6 nous montre la synchronisation du premier générateur diesel avec le PCC à l'instant $t=5.2s$. Le premier générateur diesel démarre, car la charge a augmenté.

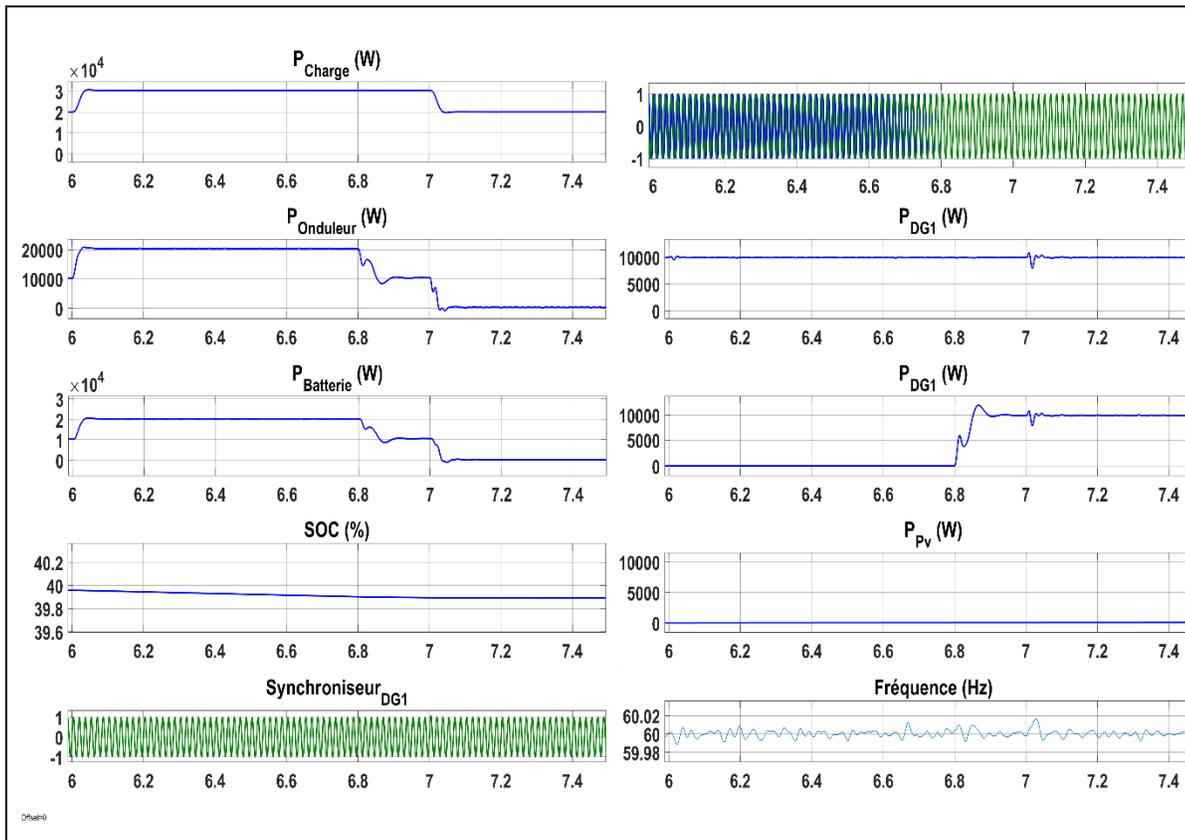


Figure 5.7 Puissance active pour le cinquième mode et synchronisation du premier générateur diesel

La figure 5.7 nous montre qu'à l'instant $t=6.8s$, le deuxième générateur diesel se synchronise avec le PCC et commence à fournir de l'énergie, car la limite de charge de la batterie a atteint sa limite minimum de 40% à $t=5s$, et la charge a augmenté de nouveau à $t=6s$.

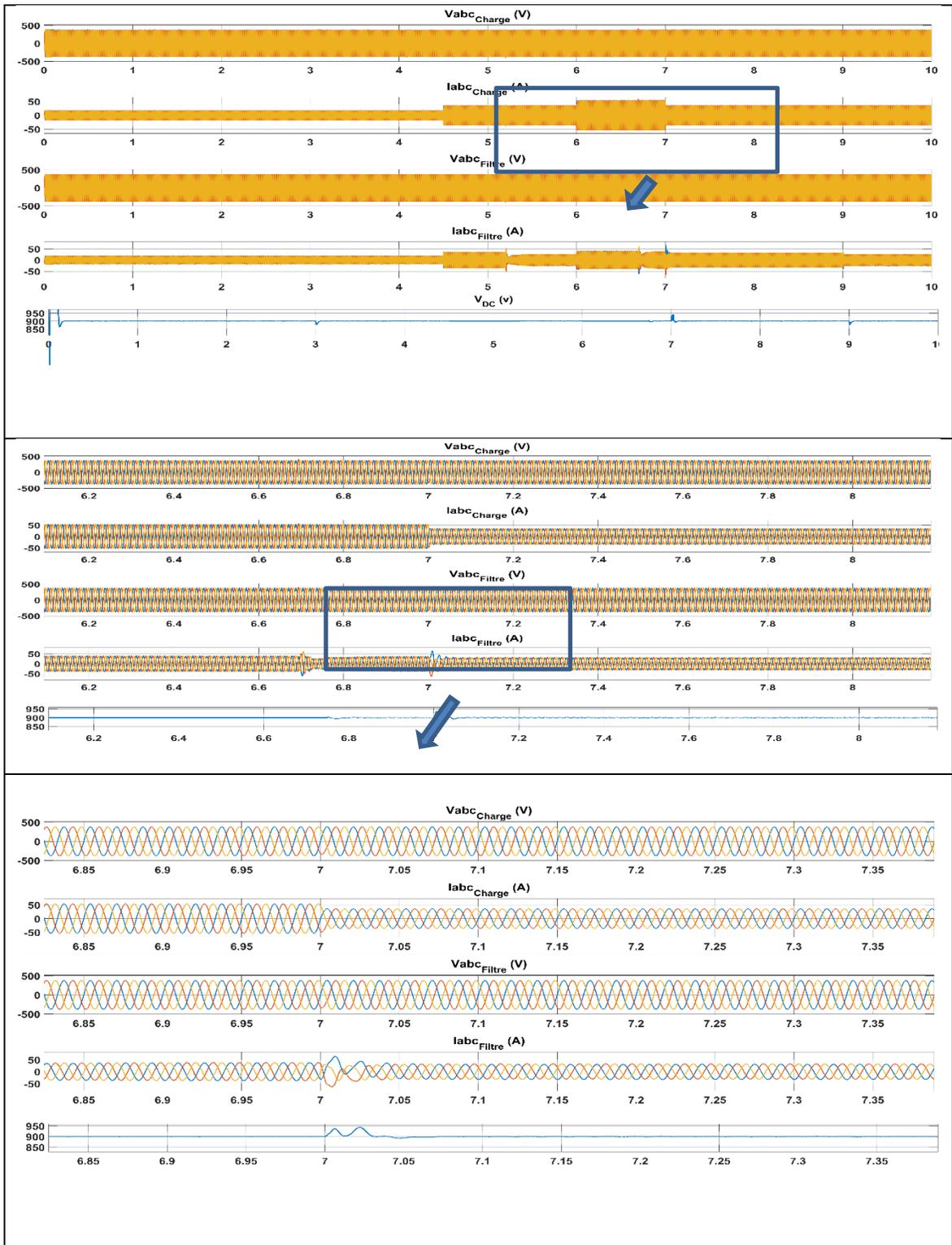
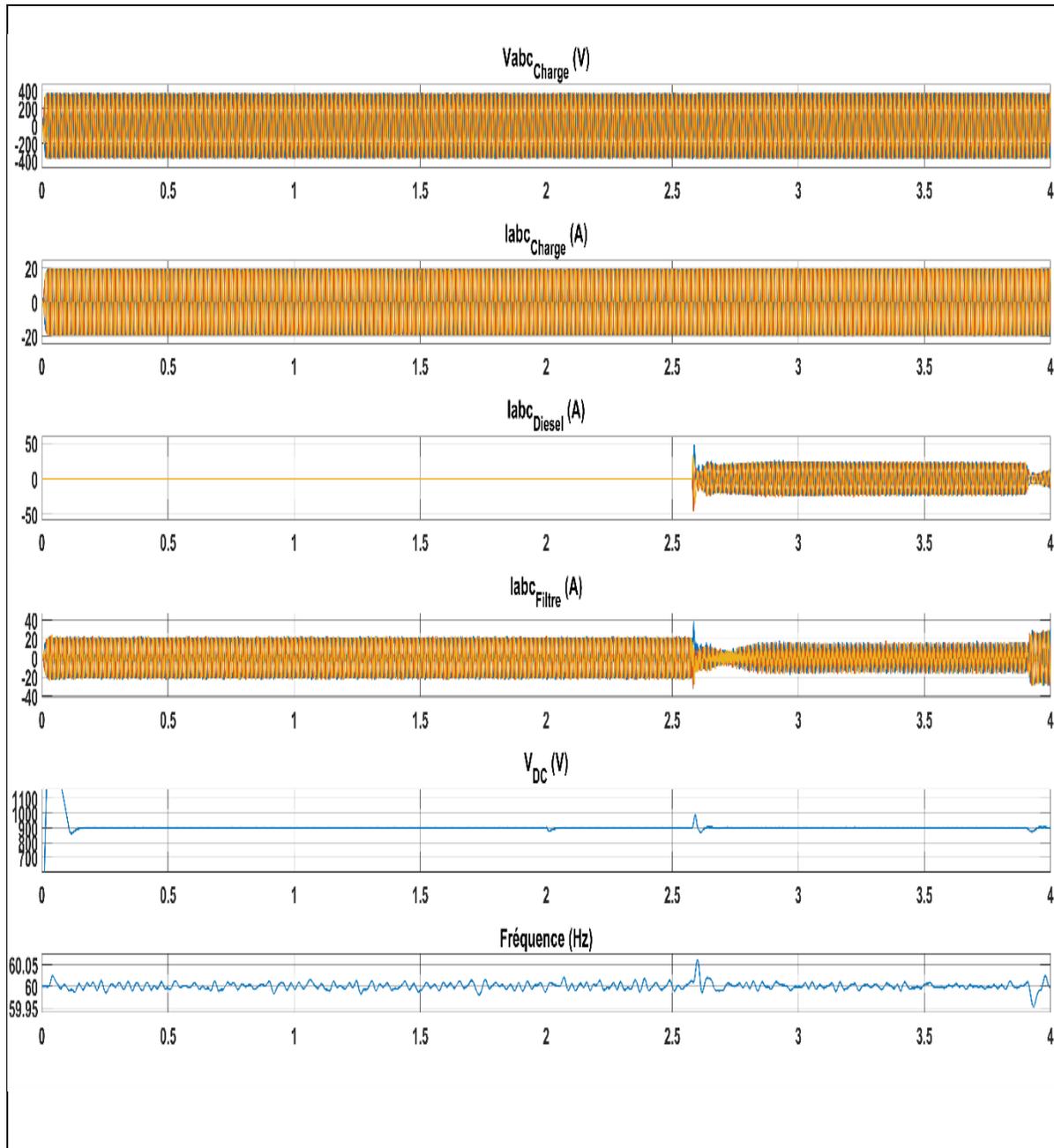


Figure 5.8 Performances du système

La figure 5.8 montre que les variations visibles sur la tension DC sont liées aux variations de charge et de la connexion des générateurs diesel à $t=5.2s$ et à $t=6.694s$.

5.8 Résultat de la simulation avec charge non linéaire



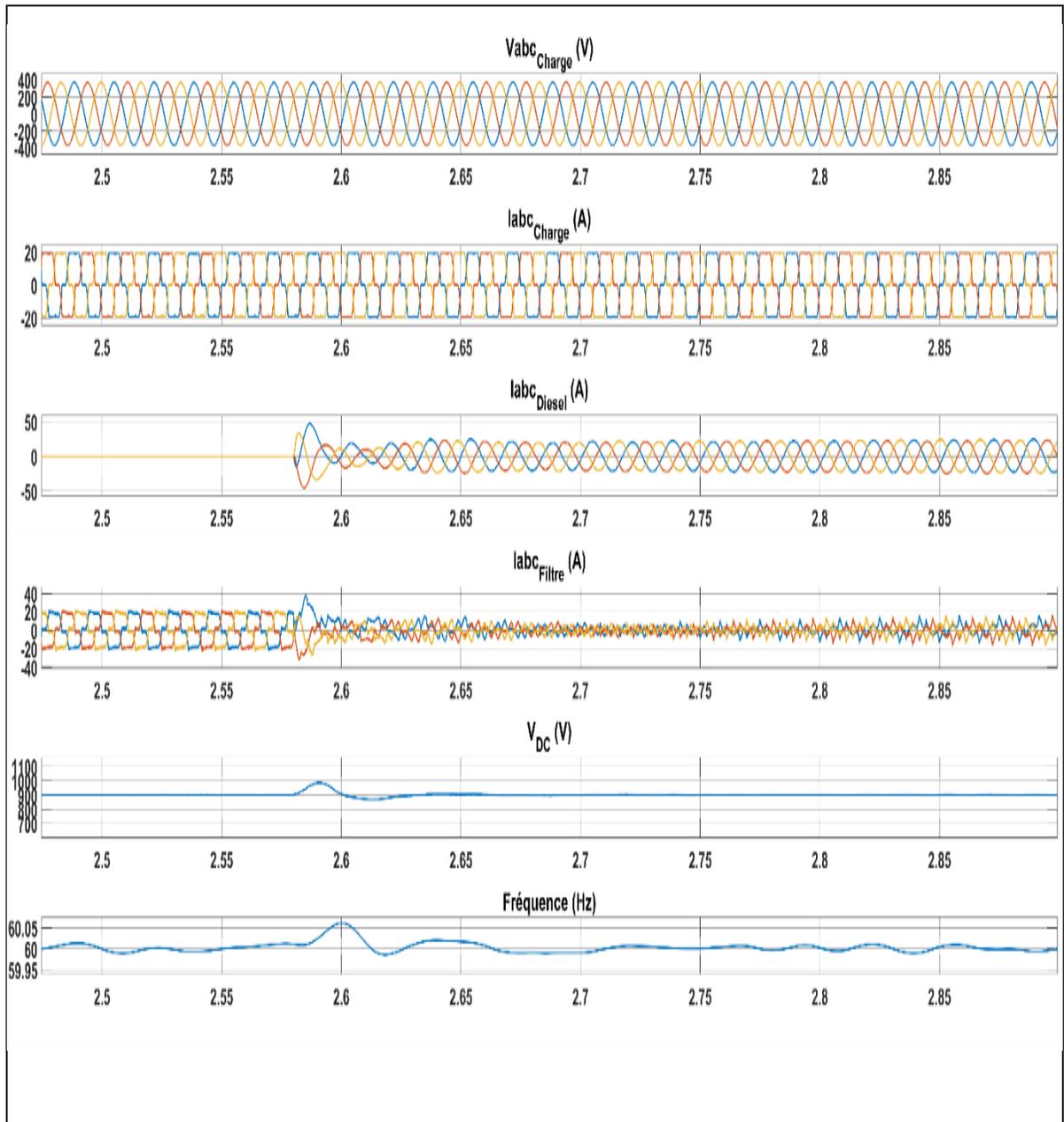


Figure 5.9 Performances du système avec une charge non linéaire

La figure 5.9 montre la tension et le courant de la charge et du générateur diesel. À l'instant $t=2.5s$, le diesel démarre et le courant du filtre commence à compenser le courant harmonique de la charge. On peut voir clairement que le courant du diesel donné par la figure 5.9 est complètement dépollué. La performance du contrôle de l'onduleur est validée par la stabilité de la tension continue V_{dc} ainsi que la qualité de l'onde.

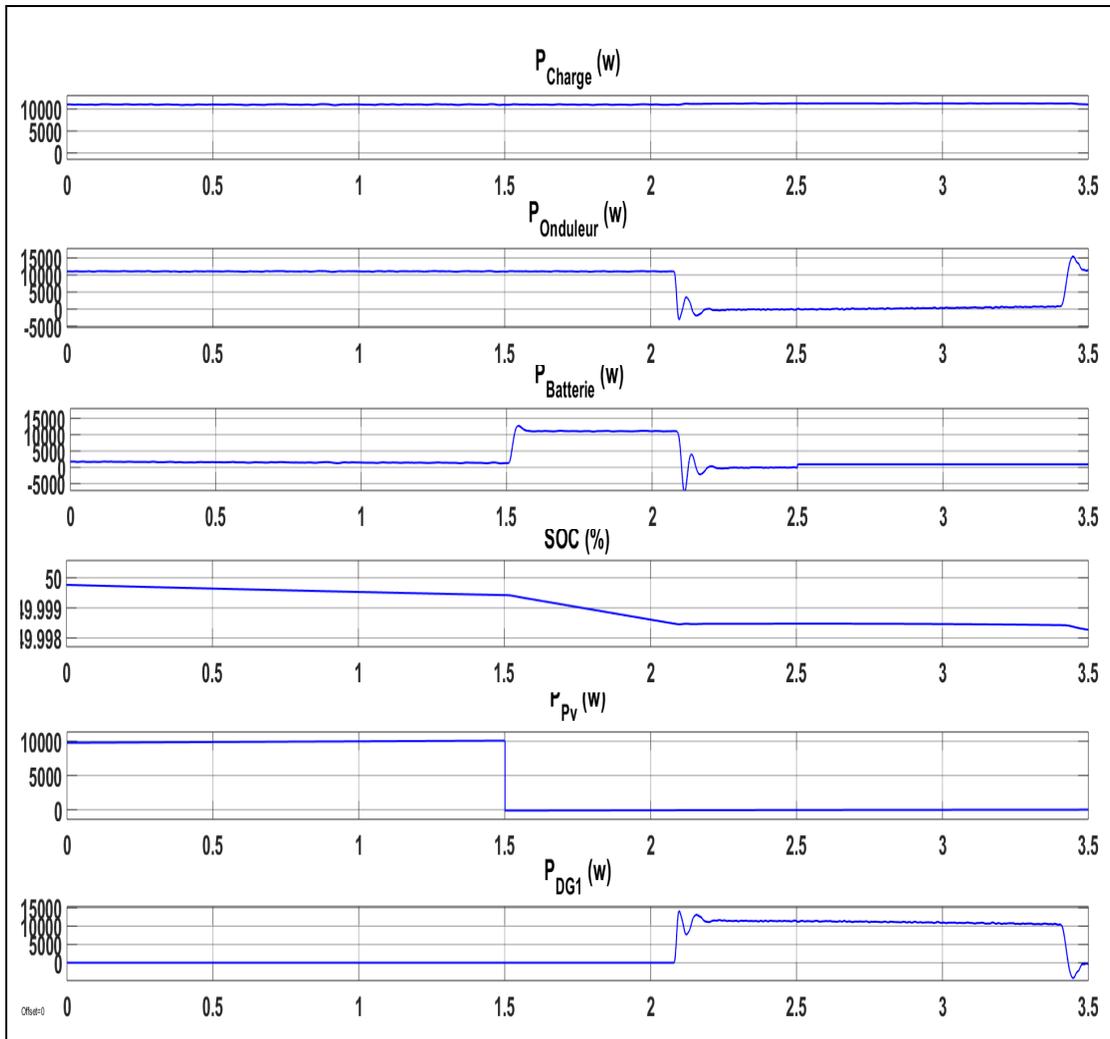


Figure 5.10 Puissance active pour charge non linéaire
(Un générateur diesel, batterie, PV et une charge)

La figure 5.10 montre l'écoulement de puissance entre les sources de production de l'énergie disponible dans le système, la charge et l'onduleur. À $t=1.5s$, le panneau photovoltaïque cesse d'alimenter la charge et la batterie commence à générer de la puissance. À $t=2s$, on suppose que la batterie arrive à sa limite de charge minimum. Le système démarre donc le générateur diesel pour fournir de la puissance électrique à la charge et remplacer la batterie.

5.9 Comparaison entre deux topologies

On a utilisé le logiciel HOMER pour comparer entre les deux topologies présentées dans le chapitre 4 et 5 par rapport à la consommation du diesel, la pollution et le coût d'opération. Les résultats sont résumés par le tableau suivant :

Tableau 5.2 Comparaisons entre deux topologies avec Homer

	Architecture	Diesel total consommé L/année	Émission carbone Dioxyde kg/année	Coût d'opération (\$/année)	COE (\$)
Deux diesels + batterie		22.716 L/année	57.905 kg/année	33.538 \$	0,706 \$
Deux diesels + batterie + Pv		14.527 L/année	37.950 kg/année	22.504 \$	0,480 \$

On a comparé la topologie de deux diesels avec batterie et panneaux photovoltaïques avec la topologie de deux générateurs diesel et une batterie sans une source d'énergie renouvelable. Les résultats nous montrent que la topologie avec une source d'énergie renouvelable est plus rentable par rapport à la consommation du diesel. L'utilisation des panneaux photovoltaïques réduit l'émission du carbone dioxyde et plusieurs autres types de gaz qui nuisent à l'environnement. Le prix d'un kilowattheure produit par le système comportant des panneaux solaires est plus faible que celui de la topologie qui ne comporte pas une source d'énergie renouvelable.

5.9.1 Conclusion

Un superviseur qui contrôle l'écoulement de puissance entre deux diesels, une batterie et des panneaux photovoltaïques a été présenté dans ce chapitre. Les résultats obtenus suite aux différents tests effectués sur le micro-réseau prouvent le bon fonctionnement du système. La charge est alimentée sans rupture tout en assurant la constance de la tension et de la fréquence autour de leurs valeurs nominales. Au terme de ce chapitre, nous pouvons affirmer qu'une simulation d'une installation hybride avec HOMER permet d'obtenir beaucoup d'informations telles que les horaires d'utilisation et la durée de vie moyenne pour chaque composant. Plusieurs architectures et configurations peuvent être comparées très rapidement sur la base du prix du kilo wattheures par rapport à des paramètres de sensibilité et l'obtention des analyses de sensibilité permettant d'appréhender les facteurs de risque lié au choix de la configuration.

CONCLUSION

Le travail présenté dans ce mémoire contribue au développement des contrôles sophistiqués pour les micros-réseaux. On a entamé ce mémoire par une revue de littérature des différentes technologies de contrôle des micros-réseaux, les différentes sources de production de l'énergie électrique et les différentes techniques de partage de puissances entre les générateurs diesel. Des éléments de ce micro-réseau sont modélisés. Un algorithme de contrôle du convertisseur DC/DC a été développé du convertisseur DC/DC pour l'extraction de la puissance maximale du panneau photovoltaïque. Par la suite, le superviseur à base de Stateflow a été développé pour superviser l'écoulement de puissance entre les deux générateurs diesel en fonction de la charge demandée tout en assurant un démarrage et un arrêt sécuritaire pour les deux machines. La séquence de démarrage et d'arrêt vise à prolonger la durée de vie des deux générateurs.

Les superviseurs de gestion de l'écoulement de puissance pour les topologies présentées sont développés pour minimiser l'utilisation des générateurs diesel, protéger la batterie contre la sous-charge et la surcharge, prolonger la durée de vie des éléments du système et réduire la consommation du carburant.

L'utilisation du logiciel Homer nous a permis de choisir la meilleure architecture ainsi que le type de la batterie le plus adéquat pour notre système. Grâce à ce logiciel, on a pu comparer deux technologies de batteries par rapport au prix du kilowattheure, l'émission des gaz, l'autonomie et surtout la quantité du diesel consommé par année.

Une nouvelle méthode de contrôle est adoptée pour contrôler l'onduleur. Ce contrôle permet de réguler la tension et compenser les harmoniques de tension aux points de raccordements. Une boucle de compensation harmonique est ajoutée aux boucles de contrôle de l'onduleur pour filtrer le courant du générateur diesel. Cette boucle amplifie le courant injecté dans le système afin d'améliorer la compensation des harmoniques et la dépollution du courant du générateur diesel. Une méthode de statisme modifié est utilisée pour le partage de puissance

entre les deux générateurs diesel. Cette méthode est développée pour partager la puissance entre les deux générateurs tout en assurant la stabilité de la fréquence. La méthode P&O a permis d'atteindre le point de puissance maximale du panneau photovoltaïque.

Finalement, le système a été testé et validé sous MATLAB/Simulink et les résultats analysés prouvent la performance du système étudié. La performance du superviseur de gestion de puissance a été testée sous différentes conditions météorologiques. Toutes les conditions permettant le bon fonctionnement d'un micro réseau, tel que la tension au PCC, la fréquence, le partage de puissance ainsi que l'extraction du maximum de puissance du panneau photovoltaïque sont validés.

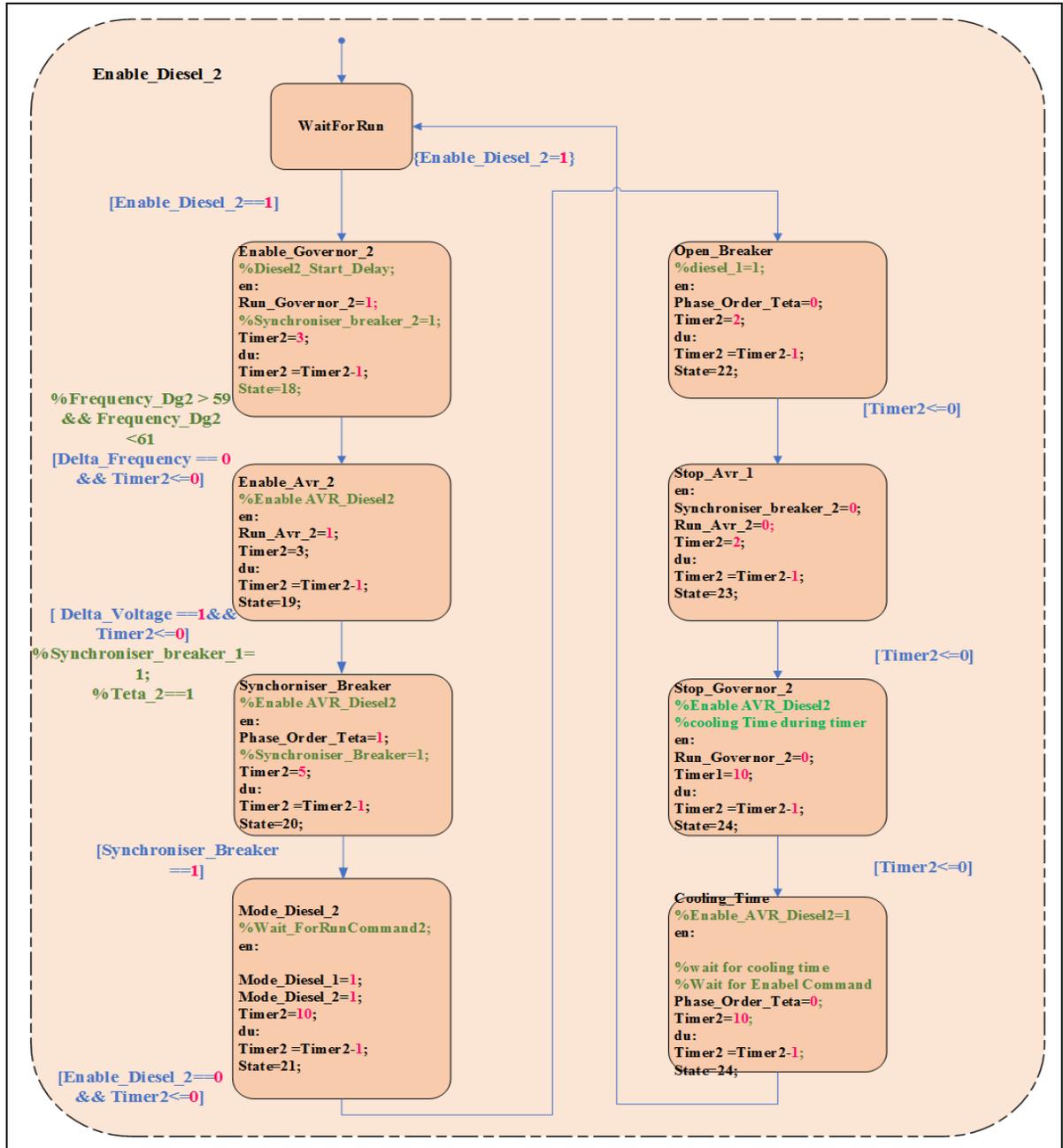
Quoique les solutions proposées montrent des résultats satisfaisants, les recommandations suivantes peuvent être prises en considération dans les futurs travaux de recherche.

Un modèle de prévision de la charge et de la puissance générée par le panneau photovoltaïque est nécessaire pour un bon fonctionnement du système. Un système de prédiction des défaillances pourrait être utilisé.

L'intégration d'un système de suivi de l'angle des radiations du soleil est envisagée pour optimiser la disponibilité de la puissance sur la surface du panneau solaire. Une configuration expérimentale est nécessaire pour permettre aux étudiants d'améliorer les résultats.

ANNEXE I

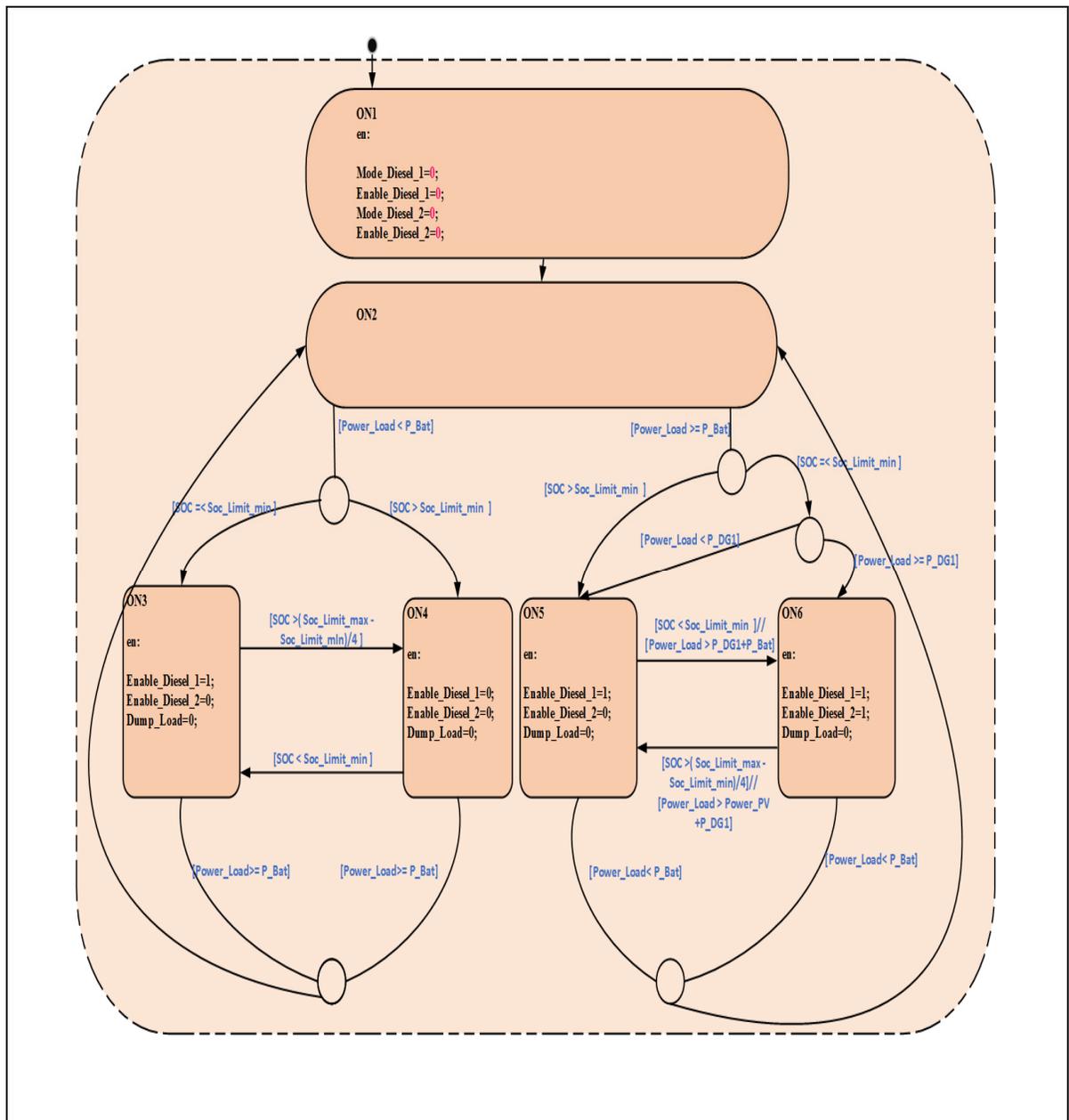
SÉQUENCE DE DÉMARRAGE DE DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL



Algorithme-A II-1 Superviseur de gestion de puissance entre deux générateurs diesel

ANNEXE II

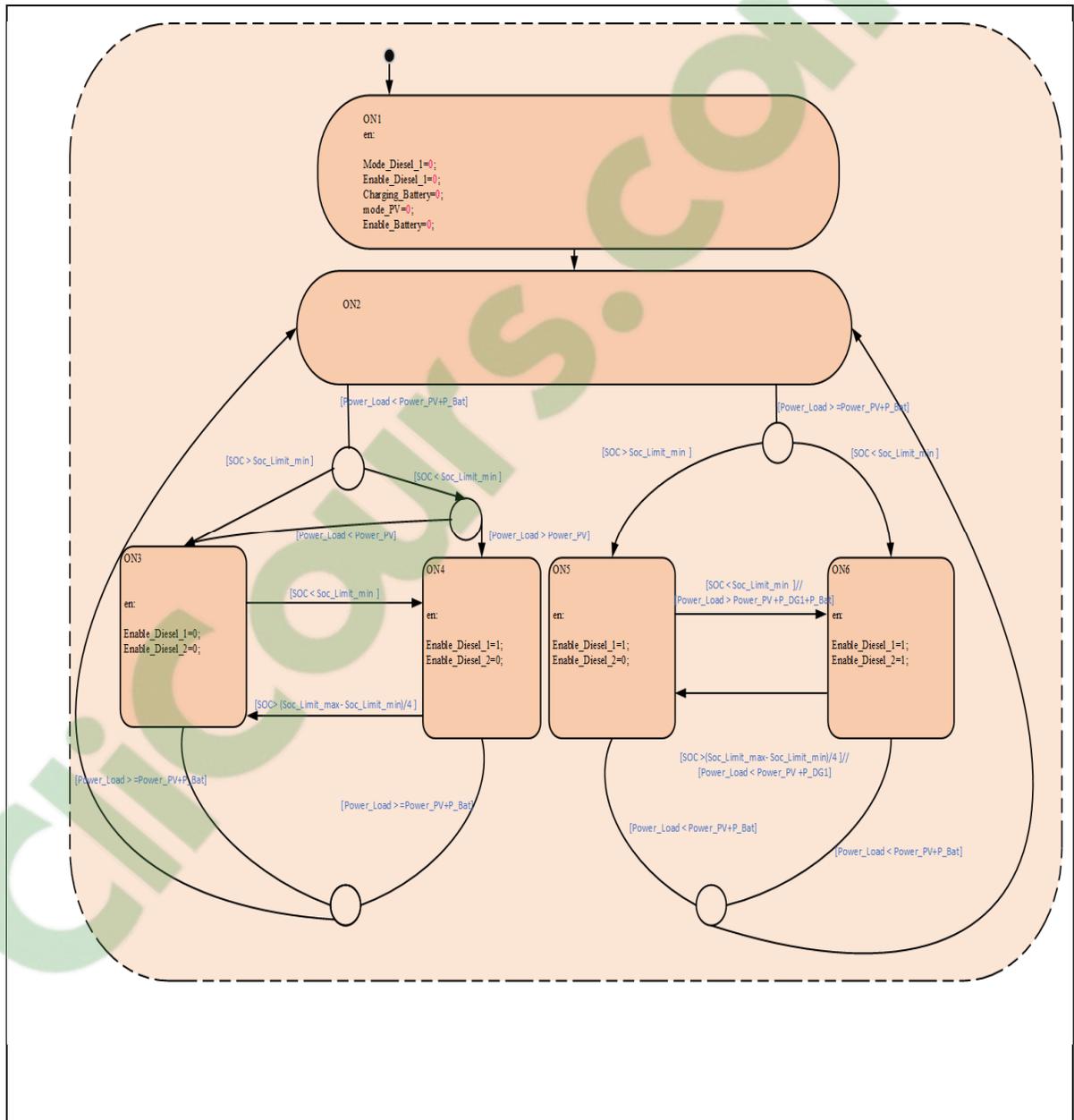
SUPERVISEUR DE GESTION DE PUISSANCE ENTRE DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL AVEC UNE BATTERIE



Algorithme-A II-2 Superviseur de gestion de puissance entre deux générateurs diesel et une batterie

ANNEXE III

SUPERVISEUR DE GESTION DE PUISSANCE ENTRE DEUX GÉNÉRATEURS DIESEL, UNE BATTERIE ET DES PANNEAUX SOLAIRES



Algorithme-A II-3 Superviseur de gestion de puissance entre deux générateurs diesel et une batterie et des panneaux photovoltaïques

ANNEXE IV

PARAMÈTRES DU SYSTÈME

Tableau-A IV-1 Paramètres du système 1

Éléments	Paramètres
Générateur diesel	$P_n=1.5e$ (VA), $V_n=460V$, $f_n=60Hz$, $R_s=1.62$ (ohm), $L_l=0.004567H$, $L_{md}=0.1086H$, $L_c=0.05167$ H
Batterie	Tension nominale=12V, Capacité nominale =3,12 kWh, Capacité maximum=260(Ah), rapport capacité =0.361, courant de charge maximum = 80 (A), courant de décharge maximum= 80 (A)
Panneau photovoltaïque	$P=50kW$, $V_{out}=350V$, $R_p=120ohm$, $R_s=0.05ohm$, $I_0=1^E-9a$
Bus AC	$V_{llrms}=460V$, Fréquence=60Hz
Charge	Charge maximale = 30 kW

BIBLIOGRAPHIE

- Agrawal, A., & Gupta, R. (2018). Power management and operational planning of multiport HPCS for residential applications. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(18), 4194-4205.
- Allen-Bradely. (2000). Load Sharing Application for AC Drives. Repéré le 20-12-2018 à https://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/wp/drives-wp001_-en-p.pdf
- Attou, A., Massoum, A., & Saidi, M. (2014). Photovoltaic power control using MPPT and boost converter. *Balkan journal of electrical & computer engineering*, 2(1), 23-27.
- Benamara, V. (2012). *Étude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphérique de stockage* (MÉMOIRE École de technologie supérieure).
- Blackstone, B., Hicks, C., Gonzalez, O., & Baghzouz, Y. (2017). Improved islanded operation of a diesel generator—PV microgrid with advanced inverter. Dans *2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)* (pp. 123-127). IEEE.
- Bø, T. I. (2012). *Dynamic model predictive control for load sharing in electric power plants for ships* (Institut for marin teknikk, Allemagne).
- Boicea, V. A. (2014). Energy storage technologies : The past and the present. *Proceedings of the IEEE*, 102(11), 1777-1794.
- Borup, U. B., Frede Enjeti, Prasad N. (2001). Sharing of nonlinear load in parallel-connected three-phase converters. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 37 (6), 1817-1823.
- Bouزيد, A. E. M. (2017). *Élaboration d'une méthode de contrôle pour améliorer la robustesse d'un micro réseau électrique* (Thèse de doctorat, Université du Québec à Trois-Rivières).
- Canada, G. d. (2019, 2019-02-05). Ressources naturelles Canada. Repéré le 02-03-2019 à <https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/programmes-d'infrastructures-vertes/reduire-lemploi-du-diesel-dans-les-collectivites-rurales-et-eloignees/20543>
- Cárdenas, R., Peña, R., Pérez, M., Clare, J., Asher, G., & Vargas, F. (2006). Vector control of front-end converters for variable-speed wind–diesel systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(4), 1127-1136.

- Chen, G., & Feng, E. (2015). Distributed secondary control and optimal power sharing in microgrids. *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, 2(3), 304-312.
- Chen, L., Zhang, X., Qin, Y., Chen, H., Shen, Q., Xu, Y., . . . Tang, Y. (2018). Application and design of a resistive-type superconducting fault current limiter for efficient protection of a DC microgrid. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 29(2), 1-7.
- Chin, C. S., Neelakantan, P., Yoong, H. P., Yang, S. S., & Teo, K. T. K. (2011). Maximum power point tracking for PV array under partially shaded conditions. Dans *2011 Third International Conference on Computational Intelligence, Communication Systems and Networks* (pp. 72-77). IEEE.
- Davison, M., Summers, T., & Townsend, C. D. (2018). Decentralised Master-Slave Control of Intergrids. Dans *2018 IEEE 4th Southern Power Electronics Conference (SPEC)* (pp. 1-7). IEEE.
- Eremia, M. S., Mohammad. (2013). *Handbook of electrical power system dynamics: modeling, stability, and control* (Vol. 92). John Wiley & Sons.
Repéré à <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?bknumber=6480471>
- Esram, T., & Chapman, P. L. (2007). Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Transactions on energy conversion*, 22 (2), 439-449.
- Farzin, H., Fotuhi-Firuzabad, M., & Moeini-Aghaie, M. (2016). A practical scheme to involve degradation cost of lithium-ion batteries in vehicle-to-grid applications. *IEEE transactions on sustainable energy*, 7(4), 1730-1738.
- Chen, L., Zhang, X., Qin, Y., Chen, H., Shen, Q., Xu, Y., . . . Tang, Y. (2018). Application and design of a resistive-type superconducting fault current limiter for efficient protection of a DC microgrid. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 29(2), 1-7.
- Gowtham, D., & Royrichard, T. (2014). Hybrid Distributed Power Generation System using PV and Wind Energy. *International Journal of Computer Applications*, 975, 15.
- Greenpeace. (2011). Le potentiel des énergies solaires au Québec. Repéré le 2019 à <https://www.acqconstruire.com/files/pdf/potentiel-energies-solaires-quebec.pdf>
- Gupta, Abhishek Kumar, et Ravi Saxena. 2016. « Review on widely-used MPPT techniques for PV applications ». In *Innovation and Challenges in Cyber Security (ICICCSINBUSH)*, 2016 International Conference on. p. 270-273. IEEE.
- Hamadi, A. (2010). *Contribution à l'étude des filtres hybrides de puissance utilisés pour améliorer la qualité de l'énergie dans le réseau électrique de distribution* (Thèse de doctorat, École de technologie supérieure).

- Ibrahim, H. (2010). *Étude et conception d'un générateur hybride d'électricité de type éolien-diesel avec élément de stockage d'air comprimé* (Thèse de doctorat, Université du Québec à Chicoutimi).
- (Ibrahim & Ilinca, 2013) Ibrahim, H., & Ilinca, A. (2013). Techno-economic analysis of different energy storage technologies. *Energy Storage-Technologies and Applications*.
- Ibrahim, H., Younès, R., Ilinca, A., & Perron, J. (2007). Investigation des générateurs hybrides d'électricité de type éolien-air comprimé. *Revue des énergies renouvelables*, (Université du Québec à Rimouski, Canada), 47-50.
- Janssen, N. T. (2017). *Electric thermal storage in isolated wind diesel power systems: use of distributed secondary loads for frequency regulation* (PHD, University of Alaska Fairbanks).
- Kahrobaeian, A., & Mohamed, Y. A.-R. I. (2014). Networked-based hybrid distributed power sharing and control for islanded microgrid systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 30 (2), 603-617.
- Kuang, B., Wang, Y., & Tan, Y. L. (2000). An H/sub/spl infin//controller design for diesel engine systems. Dans *PowerCon 2000. 2000 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No. 00EX409)* (Vol. 1, pp. 61-66). IEEE.
- Kumar, A. S., & Prakash, K. (2019). Multilevel converter based DSTATCOM for -ve sequence component of current reduction and harmonic mitigation. Dans *2019 3rd International conference on Electronics, Communication and Aerospace Technology (ICECA)* (pp. 223-228). IEEE.
- Kumari, J. S., Babu, D. C. S., & Babu, A. K. (2012). Design and analysis of P&O and IP&O MPPT techniques for photovoltaic system. *International Journal of Modern Engineering Research*, 2(4), 2174-2180.
- Laraki, M.-H. (2019). *L'étude de la gestion d'énergie dans les systèmes résidentiels raccordés aux réseaux autonomes dans le Nord québécois* (Mémoire, École de technologie supérieure).
- Leuchter, J., Bauer, P., Rerucha, V., & Hajek, V. (2008). Dynamic behavior modeling and verification of advanced electrical-generator set concept. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56(1), 266-279.
- Liu, H., Loh, P. C., Wang, X., Yang, Y., Wang, W., & Xu, D. (2016). Droop control with improved disturbance adaption for a PV system with two power conversion stages. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63(10), 6073-6085.

Liu, Q., Caldognetto, T., & Buso, S. (2018). Flexible control of interlinking converters for dc microgrids coupled to smart ac power systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 66(5), 3477-3485.

Lloyd, J. M. J. GENERATOR SET KW & KVAR LOAD SHARING IN A PARALLELED SYSTEM.

Repéré le 2019 à <http://www.fgwilson.ie/files/generator-set-load-sharing-of-paralleled-generators.pdf>

Makanga Koumba, P. (2013). *Étude d'intégration de sources d'énergie renouvelable à un réseau électrique autonome* (Mémoire, Université du Québec à Trois-Rivières).

Martinez, N. (2015). *Étude énergétique et modélisation d'un système hybride éolien-diesel avec stockage d'air comprimé (SHEDAC)* (Université du Québec à Rimouski).

Meng, L., & Guerrero, J. M. (2017). Optimization for customized power quality service in multibus microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(11), 8767-8777.

Mahesh, V. G., Illindala, S., & Sensarma, P. (2018). A Fault Tolerant Controller for PV Inverter in Microgrid Application. Dans *2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)* (pp. 1-6). IEEE.

Nutkani, I. U., Loh, P. C., Wang, P., & Blaabjerg, F. (2015). Linear decentralized power sharing schemes for economic operation of AC microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63(1), 225-234.

Olson, G. (2010). *Paralleling Dissimilar Generators: Part 3—Load Sharing Compatibility*. POWER GENERATION.

Repéré à <https://pdfs.semanticscholar.org/f7e0/d643fe05bfaf27734e6f32211eed1940a099.pdf>

POWER, K. SYSTEME DE SYNCHRONISATION.

Repéré à <http://www.kzpower.com/documents/KZPOWER-Synchronization-French.pdf>

Rajamäki, R. (2015). *Load Sharing Communication between Different Engine/Generator Controllers* (Thèse de doctorat).

Renduchintala, U. K., Pang, C., Pavan, S. V., Maddukuri, K., & Tatikonda, K. M. (2016). Comparison of MPPT techniques for SEPIC converter based photovoltaic system. Dans *2016 Online International Conference on Green Engineering and Technologies (IC-GET)* (pp. 1-5). IEEE.

Rezkallah, M. (2010). *Amélioration de la qualité d'énergie fournie au réseau autonome hybride éolien-diesel* (Mémoire, École de technologie supérieure).

- Rezkallah, M. (2016). *Design and control of standalone and hybrid standalone power generation systems* (Thèse de doctorat, Ecole de technologie supérieure).
- Semënov, D., Mirzaeva, G., Townsend, C., & Goodwin, G. (2017). A battery storage control scheme for AC microgrids. Dans *2017 20th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)* (pp. 1-6). IEEE.
- Stoyanov, L. (2011). *Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables* (Thèse de doctorat, L'UNIVERSITE TECHNIQUE DE SOFIA).
- Tapsoba, G., Hamadi, A., Ndtoungou, A., Rahmani, S., & Al-Haddad, K. (2018). PV configuration and maximization applied to parallel inverters using updated droop control. Dans *IECON 2018-44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* (pp. 1430-1435). IEEE.
- Talapur, G. G., Suryawanshi, H. M., Shitole, A. B., Deshmukh, R. R., & Ballal, M. S. (2017). Master-slave control based reliable micro-Grid with back-to-back voltage source converter as master DG. Dans *IECON 2017-43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society* (pp. 310-315). IEEE.
- Tounsi, B. (2007). *Etude comparative de groupes électrogènes embarqués à large gamme de vitesse variable associant machines à aimants permanents et conversion statique* (Thèse de doctorat, L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE).
- Wang, C., Yang, P., Ye, C., Wang, Y., & Xu, Z. (2016). Improved V/f control strategy for microgrids based on master–slave control mode. *IET Renewable Power Generation*, *10*(9), 1356-1365.
- Wu, Y., Guerrero, J. M., & Wu, Y. (2019). Distributed coordination control for suppressing circulating current in parallel inverters of islanded microgrid. *IET Generation, Transmission & Distribution*, *13*(7), 968-975.
- Xia, Y., Peng, Y., & Wei, W. (2017). Triple droop control method for ac microgrids. *IET Power Electronics*, *10*(13), 1705-1713.
- Xiaobo, Z., Kangda, W., & Baohui, Z. (2016). An improved droop controller for eliminating control error in microgrid. Dans *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)* (pp. 1101-1105). IEEE.
- Zhou, Z., Benbouzid, M., Charpentier, J. F., Sculler, F., & Tang, T. (2012). Energy storage technologies for smoothing power fluctuations in marine current turbines. Dans *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics* (pp. 1425-1430). IEEE.