

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE.....	5
1.1 Introduction.....	5
1.2 Justification.....	5
1.3 Les micros réseaux.....	8
1.4 Principaux composants d'un micro réseau isolé.....	8
1.4.1 Générateurs Diesel.....	8
1.4.2 Panneaux photovoltaïques	9
1.4.3 Éoliennes.....	11
1.4.3.1 Éoliennes à vitesse fixe	12
1.4.3.2 Éoliennes à vitesse variable.....	13
1.4.4 Système de stockage d'énergie	16
1.5 Fonctionnement général du système hybride.....	18
1.5.1 Contrôle centralisé	18
1.5.2 Contrôle distribué.....	19
1.6 Micro réseau intelligent	21
1.7 Problématique	22
1.7.1 Minimisation du carburant consommée par les générateurs diesel	22
1.7.2 Extraction du maximum de puissance des sources d'énergies renouvelables	22
1.7.3 Régulation des tensions et de la fréquence	23
1.7.4 Partage des puissances actives et réactives.....	23
1.8 Objectifs.....	23
1.9 Méthodologie	23
1.10 Principales contributions.....	24
CHAPITRE 2 PRÉSENTATION DU MICRO RÉSEAU.....	25
2.1 Topologie du Micro Réseau.....	25
2.2 Fonctionnement du Micro Réseau	26
CHAPITRE 3 MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS DU MICRO RÉSEAU.....	29
3.1 Introduction.....	29
3.2 Modélisation du système photovoltaïque.....	29
3.3 Modélisation d'une éolienne.....	30
3.4 Modélisation d'un onduleur	32
3.5 Modélisation d'une machine synchrone	36
3.6 Conclusion	43
CHAPITRE 4 ALGORITHMES DE COMMANDE	45
4.1 Introduction.....	45
4.2 Commande des générateurs diesel.....	45

4.3	Commande de l'onduleur.....	46
4.4	Commande du convertisseur hacheur-élevateur	49
4.5	Commande du système photovoltaïque	49
4.6	Commande de l'éolienne	50
4.7	Conclusion	51
CHAPITRE 5 VALIDATION DU SYSTÈME PAR SIMULATION		53
5.1	Introduction.....	53
5.2	Résultats de Simulation pour les modes 1 et 2	53
5.3	Résultats de simulation pour les modes 2, 3 et 4	56
5.4	Résultats de simulation pour les modes 2, 3, 4 et 5	59
5.5	Conclusion	62
CHAPITRE 6 RÉSULTATS EXPÉRIMENTAUX		63
6.1	Introduction.....	63
6.2	Description du système.....	63
6.3	Mode : DG et régulation de tension V_{CC}	65
6.4	Mode : Générateur diesel et la batterie	66
6.5	Mode : Batterie comme source d'énergie sans générateur diesel.....	69
6.6	Mode : Éolienne et batterie sans générateur diesel.....	72
6.7	Mode : Générateur diesel, éolienne et batterie.....	77
6.8	Conclusion	80
CONCLUSION.....		81
RECOMMANDATIONS		83
ANNEXE I PARAMÈTRES DU SYSTÈME		85
ANNEXE II PARAMÈTRES DU SYSTÈME.....		87
BIBLIOGRAPHIE.....		89

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Avantages et inconvénients des principales technologies de batterie.....17
Tableau 2.1	Modes de fonctionnements27
Tableau 5.1	Modes de fonctionnements 1 et 253
Tableau 5.2	Modes de fonctionnements 2, 3 et 456
Tableau 5.3	Modes de fonctionnements 2, 3, 4 et 559

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1 Évolution du prix du baril de pétrole.....	5
Figure 1.2 Potentiel éolien du Canda.....	7
Figure 1.3 Potentiel solaire du Canada.....	7
Figure 1.4 Configuration d'un générateur diesel.....	9
Figure 1.5 Configuration d'un panneau photovoltaïque.....	9
Figure 1.6 Caractéristiques P-V et I-V pour différentes valeurs d'insolation.....	11
Figure 1.7 Configuration d'une éolienne à vitesse fixe.....	12
Figure 1.8 Configuration d'une éolienne à deux vitesses.....	13
Figure 1.9 Configurations d'éoliennes à vitesse variable.....	15
Figure 1.10 Caractéristiques de la méthode de statistique.....	20
Figure 2.1 Topologie du micro réseau.....	25
Figure 3.1 Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	29
Figure 3.2 Topologie d'un onduleur.....	33
Figure 3.3 Disposition des enroulements d'une machine synchrone.....	37
Figure 3.4 Schéma électrique de la machine synchrone dans le référentiel fixe.....	38
Figure 3.5 Schéma électrique de la machine.....	42
Figure 4.1 Commande de l'AVR.....	46
Figure 4.2 Méthode de compensation des courants croisés.....	46
Figure 4.3 Commande de l'onduleur.....	48
Figure 4.4 Commande du convertisseur CC-CC hacheur-élévateur.....	49
Figure 4.5 Caractéristiques P-V et I-V pour différentes valeurs d'insolation.....	50
Figure 4.6 Commande de l'éolienne.....	51

Figure 5.1 Performances du système pour les modes 1 et 2	54
Figure 5.2 Puissances actives et réactives pour les modes 1 et 2	55
Figure 5.3 Performances du système pour les modes 2, 3 et 4	57
Figure 5.4 Puissances actives et réactives pour les modes 2, 3 et 4	58
Figure 5.5 Performances du système pour les modes 2, 3, 4 et 5	60
Figure 5.6 Puissances actives et réactives pour les modes 2, 3, 4 et 5	61
Figure 6.1 Installation pour les tests expérimentaux	64
Figure 6.2 Topologie du micro réseau utilisé pour les tests expérimentaux.....	64
Figure 6.3 Générateur diesel triphasé et régulation de la tension CC.....	66
Figure 6.4 Performances dynamiques du système Batterie-Générateur diesel lors de variations de charges.....	68
Figure 6.5 Performance dynamique du système Batterie-Générateur diesel lors de variations de charges.....	69
Figure 6.6 Performances dynamiques du système sans générateur diesel lors de variations de charges.....	71
Figure 6.7 Performances dynamiques du système sans générateur diesel lors de variations de vitesse de rotation de l'éolienne	73
Figure 6.8 Performances dynamiques du système sans générateur diesel lors de variations de charge	74
Figure 6.9 Performances dynamiques du système sans générateur diesel lors de variations de charge et de vitesse du vent.....	76
Figure 6.10 Performances dynamiques du système lors de variations de charge.....	78
Figure 6.11 Performances dynamiques du système lors de variations de charge et de vitesse de rotation de l'éolienne.....	80

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

AVR	Régulateur automatique de tension (Automatic Voltage Regulator)
BLDC	Moteur sans balais (Brushless DC electric motor)
CA	Courant Alternatif
CC	Courant Continu
DE	Moteur Diesel (Diesel Engine)
DG	Générateur Diesel (Diesel Generator)
FVov	Tension de circuit ouvert fractionnaire (Fractional open circuit voltage)
GAS	Générateur Asynchrone
GS	Générateur Synchrone
INC	Conductance incrémentale (Incremental conductance)
INV	Onduleur (Inverter)
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MD	Moteur Diesel
MPP	Point de puissance maximale (Maximum Power Point)
MPPT	suivi du point de puissance maximale (maximum power point tracking)
MSAP	Machine Synchrone à Aimants Permanents
MSI	Machine aSynchrone à Induction
ORB	Base de relation optimale (Optimum-Relation-Based)
P&O	Perturbation et Observation
PCC	Point de couplage commun
PV	Panneaux PhotoVoltaïques

XVIII

PWM	Modulation de largeur d'impulsion (Pulse Width Modulation)
SOC	État de charge (State Of Charge)
STEP	stations de transfert d'Énergie par Pompage
TSR	rapport de vitesse de pointe (Tip Speed Ratio)
WT	Éolienne (Wind Tubrine)

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

ω	Pulsation, rad/s
V	Tension, V
I	Courant, A
P_m	Puissance active, W
Q_n	Puissance réactive, VAr
C	Capacité d'un condensateur, F
L	Inductance, H
R	Résistance, Ω
T	Température, K
G	Éclairement, W/m ²
d	Rapport cyclique
λ	Flux, Wb
T	Couple, Nm

INTRODUCTION

Au Canada, de nombreuses communes ne sont pas raccordées au réseau électrique principal. Du fait de leur isolement, leur raccordement au réseau électrique principal est inenvisageable pour des raisons de coûts et de difficultés techniques. Elles fonctionnent donc avec de petits réseaux électriques autonomes. Dans la majorité des cas, à l'intérieur de ces micros réseaux, l'électricité est produite par des générateurs diesel. Or, le diesel est coûteux et responsable de l'émission de gaz à effet de serre, surtout lorsque le générateur fonctionne à faible charge.

Aussi, les potentiels éoliens et solaires du Canada sont prometteurs et, l'intégration des sources d'énergies renouvelables dans ces petits réseaux peut permettre de réduire la quantité de diesel utilisée. En effet, pour compenser l'intermittence des énergies renouvelables il est conseillé de les utiliser avec une source d'énergie fiable comme un générateur diesel ou un système de stockage de l'énergie.

Le fonctionnement en parallèle des sources d'énergie de nature différentes est un réel défi et nécessite des algorithmes assez avancés afin de garantir un réseau stable et sécuritaire en tout temps tout en maximisant la puissance extraite des sources d'énergies renouvelables. De plus, les contraintes liées à l'isolement de ces endroits éloignés rendent les dépannages coûteux du fait des déplacements importants. Ainsi, afin d'augmenter la fiabilité du réseau électrique autonome il est important de diminuer sa complexité.

En conséquence, le travail de recherche présenté dans ce mémoire vise à synchroniser deux générateurs diesel, une éolienne et des panneaux solaires avec le PCC tout en garantissant un bon partage des puissances. Également, la puissance extraite des sources d'énergies renouvelables doit être maximisée et la quantité de diesel consommée par les générateurs diesel minimisée. Un contrôle basé sur le statisme est utilisé ainsi que la méthode de compensation des courants croisés pour les générateurs diesel. Un algorithme P&O est utilisé afin d'extraire le maximum de puissance de l'éolienne et le système photovoltaïque n'utilise pas d'algorithme MPPT. Il est raccordé directement au bus CC et c'est le convertisseur CC-CC hacheur-

élévateur de la batterie qui est chargée de l'extraction de la puissance maximale en régulant la tension du bus CC. L'objectif principal de ce travail de recherche étant de garantir le bon fonctionnement du micro réseau proposé, quelles que soient les conditions météorologiques et les variations de la charge. Le bon fonctionnement d'un micro réseau hybride implique une alimentation interrompue à la charge, une minimisation du combustible consommé par les génératrices diesel et l'extraction du maximum de puissance des sources d'énergies renouvelables.

Le système est modélisé et testé en utilisant l'environnement MATLAB/Simulink afin de valider son bon fonctionnement par la simulation, durant la présence des conditions extrêmes, telles que la variation de la charge et des conditions climatiques. Également, un modèle réduit du système a été réalisé pour permettre de valider le fonctionnement en temps réel des algorithmes de contrôle proposés.

Un modèle réduit du système est reproduit pour permettre l'implémentation en temps réel des algorithmes de commande et ainsi valider leur bon fonctionnement.

Ce mémoire est séparé en différentes parties. Dans la première partie, une revue de la littérature est faite afin de justifier la problématique et d'identifier les différentes solutions proposées dans la littérature.

La deuxième partie est consacrée à la présentation de la configuration proposée, à ses différents composants et ses modes de fonctionnement.

La troisième partie rassemble les modèles mathématiques des différents éléments du micro réseau proposé.

Dans la quatrième partie, les différents algorithmes de commande permettant d'assurer une parfaite synchronisation entre les sources d'énergie, de partager les puissances, d'extraire le

maximum de puissance des sources d'énergies renouvelables et de réguler les tensions et la fréquence sont présentés.

La cinquième partie est consacrée à la validation du système utilisant MATLAB/Simulink et la discussion des résultats obtenus.

Dans la sixième partie, des résultats expérimentaux sont présentés et analysés. Ces résultats permettent de valider la configuration et les différents algorithmes de contrôle proposés.

Enfin, une conclusion regroupe les différents résultats obtenus et présente également les perspectives qui découlent de ce travail de recherche.

CHAPITRE 1

REVUE DE LA LITTÉRATURE

1.1 Introduction

La revue de littérature nous a permis de comprendre les différents enjeux économiques et environnementaux tout d'abord, mais également les enjeux et défis techniques liés à l'intégration des sources d'énergies renouvelables dans les micros réseaux autonomes.

1.2 Justification

Début 2008, le prix du baril de pétrole a atteint un prix record de 145 dollars. Suite à ce pic, le prix du baril de pétrole a continué de varier énormément et il a déjà doublé sur une période d'une année, comme on peut le voir sur la figure 1.1. Aussi, la consommation de pétrole devrait augmenter dans les années à venir du fait de l'augmentation de la population mondiale.



Figure 1.1 Évolution du prix du baril de pétrole
Tirée de Prixdubaril.com (2018)

Depuis de nombreuses années, la majorité des pays du monde se rassemble lors de conférences sur le climat afin de ralentir et limiter le réchauffement climatique. La plupart des pays s'accordent à dire que notre dépendance aux énergies produites à partir d'hydrocarbures doit diminuer. En effet, un lien a été établi entre les sources d'énergie carbonées, les gaz à effet de serre et le réchauffement climatique. Aussi, afin de réduire cette dépendance il est important de développer les sources d'énergie non carbonées, et notamment les énergies renouvelables.

Au Canada, le réseau électrique ne recouvre pas l'ensemble du territoire. Ainsi, certains villages isolés, sites miniers et systèmes de communication utilisent leur propre réseau autonome. À l'intérieur de ces micros réseaux, l'électricité est habituellement produite grâce à des générateurs diesel. Or, comme on l'a vu, le prix du diesel est instable et il est responsable de l'émission de gaz à effet de serre.

Le Canada possède des potentiels éolien et solaire prometteurs. Le potentiel éolien est plus important sur les côtes et le potentiel solaire est plus important dans le Sud, comme on peut le voir sur les figures 1.2 et 1.3. Ainsi pour chaque cas une étude devra être faite afin de tirer un maximum d'avantages des potentiels de chaque site. L'intégration de sources d'énergies renouvelables à l'intérieur de ces réseaux autonomes aura un impact important sur la quantité de diesel utilisé et donc des retombées économiques et écologiques (Sebastian & Pena-Alzola, 2012).

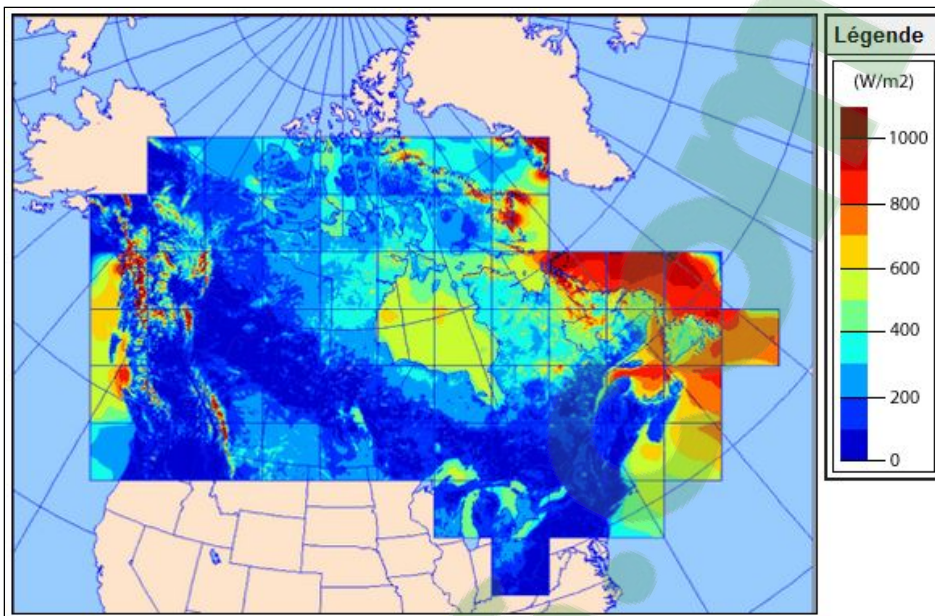


Figure 1.2 Potentiel éolien du Canada
Tirée de Atlaseolien.ca (2016)

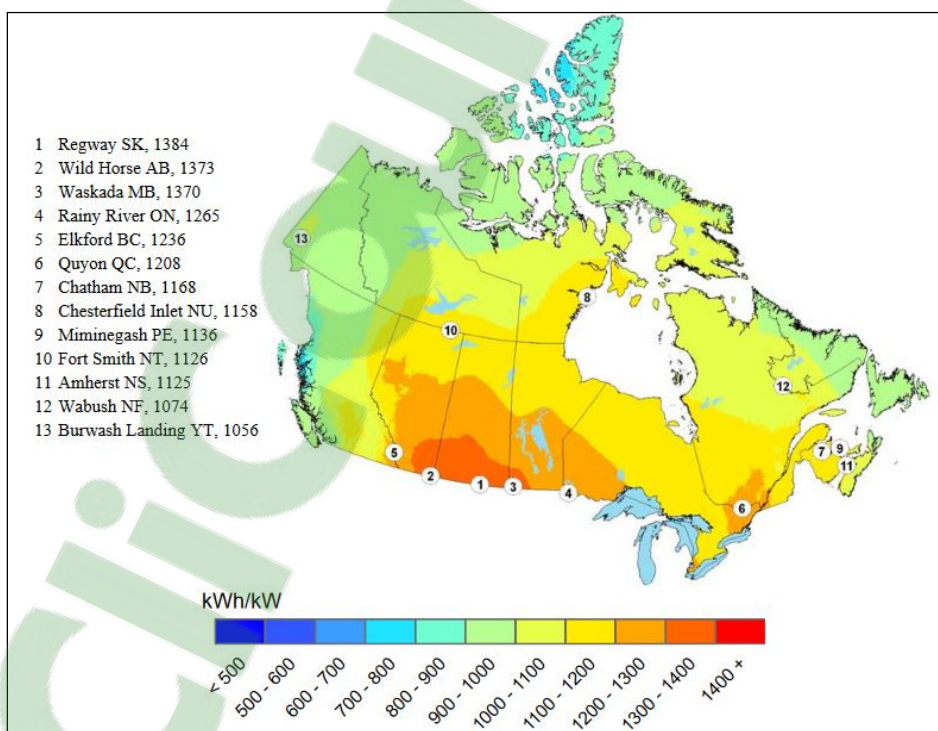


Figure 1.3 Potentiel solaire du Canada
Tirée de Lemondedelectricite.ca (2016)

1.3 Les micros réseaux

Depuis plusieurs années, les micros réseaux attirent de plus en plus d'attention. Ils seraient plus fiables, plus viables économiquement et permettraient d'augmenter l'efficacité des systèmes des sources d'énergie ainsi que leur impact sur l'environnement. Un micro réseau est défini comme un réseau basse tension composé de plusieurs sources d'énergies, d'éléments de stockage de l'énergie et de charges. Ils peuvent être isolés du réseau électrique principal ou y être connectés avec la possibilité de s'en déconnecter. De manière générale, on retrouve au moins une source d'énergie conventionnelle comme un générateur diesel et une ou plusieurs sources d'énergies renouvelables comme par exemple, une éolienne ou des panneaux solaires. Dans le cas d'un réseau isolé hybride, son rôle est de garantir une alimentation stable et ininterrompue à la charge tout en réduisant la quantité de diesel et en maximisant la puissance extraite des sources d'énergies renouvelables.

1.4 Principaux composants d'un micro réseau isolé

1.4.1 Générateurs Diesel

Un générateur diesel est généralement composé d'un moteur diesel (MD) couplé à un générateur synchrone (GS). Ainsi le moteur diesel brûle du carburant pour créer un mouvement mécanique et le générateur synchrone transforme ce mouvement mécanique en énergie électrique. Le gouverneur compare la vitesse de sortie du moteur avec la vitesse de référence et ajuste la quantité de fioul envoyé en combustion afin de garantir la fréquence désirée au PCC. Le régulateur de tension compare la tension au PCC avec la tension de référence et adapte la tension de champs.

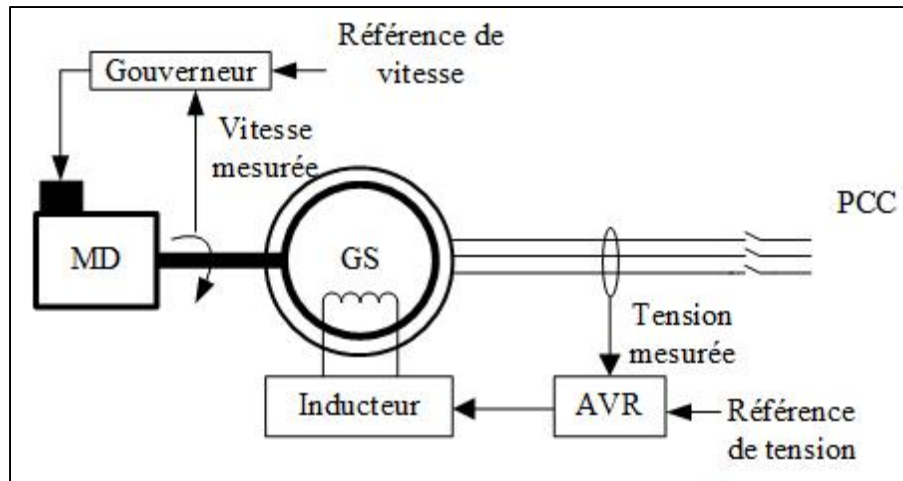


Figure 1.4 Configuration d'un générateur diesel

1.4.2 Panneaux photovoltaïques

Un panneau photovoltaïque permet de transformer un rayonnement lumineux en électricité. Lorsqu'un photon vient frapper la surface d'une cellule photovoltaïque, il est absorbé et un électron est alors relâché dans le circuit électrique. Ainsi un courant électrique circule dans le circuit tant que la cellule photovoltaïque reçoit assez de lumière. Et c'est en assemblant plusieurs cellules photovoltaïques qu'est créé un panneau photovoltaïque. Le courant de sortie du panneau photovoltaïque dépend de l'irradiance, mais aussi de la température des cellules. D'après (Blackstone, Hicks, Gonzalez, & Baghzouz, 2017), il est conseillé d'intégrer une batterie afin de diminuer les oscillations de tensions et fréquences et d'extraire le maximum de puissance du panneau photovoltaïque. Le convertisseur CC-CC élévateur connecté à la sortie du panneau photovoltaïque est contrôlé par un algorithme MPPT et il permet donc d'extraire le maximum de puissance du panneau.

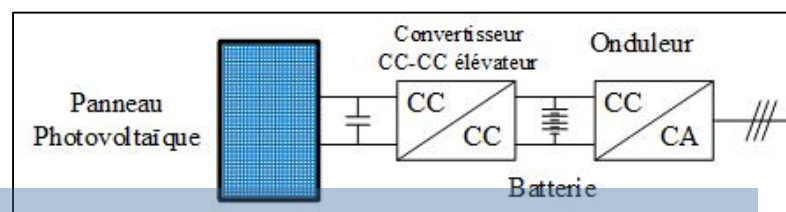


Figure 1.5 Configuration d'un panneau photovoltaïque

Il existe différents algorithmes qui permettent d'extraire le maximum de puissance d'un système photovoltaïque (Gupta & Saxena, 2016). La méthode Perturbation et Observation (P&O) est très utilisée car elle est la plus simple. L'algorithme permet de rejoindre le point de puissance maximale par essai et erreur en faisant varier la tension et en observant la valeur de la puissance produite. Cependant cette méthode s'avère peu efficace en cas de changement d'ensoleillement rapide. Enfin, le point de fonctionnement n'est jamais stable et le système va alors osciller autour du point de puissance maximal, ce qui entraîne des oscillations de tension.

Pour compenser ces oscillations la méthode Incremental conductance (INC) peut être utilisée, cette méthode s'intéresse au signe de la dérivée de la puissance par rapport à la tension. Ainsi, elle se rapproche de la technique P&O, mais sans utiliser de perturbation et donc ne crée pas d'oscillations une fois le point de puissance maximale atteint. Cependant, son implémentation est plus complexe et nécessite plus de matériel. Aussi, les temps de calcul sont plus longs. Du fait de ces différents inconvénients, cette technique est plus utilisée pour de gros systèmes photovoltaïques (Gupta & Saxena, 2016).

La méthode Fractional open circuit voltage (FVov) peut également être utilisée. Elle se base sur la relation entre la tension du point de puissance maximale et la tension de circuit ouvert d'un panneau photovoltaïque, cette relation est considérée comme linéaire. Le principal intérêt étant que cette technique n'a besoin que d'une seule mesure, son implémentation est alors très facile. Cependant, la relation étant basée sur une approximation, le système n'opère pas vraiment à son point de puissance maximale. (Esrām & Chapman, 2007)

Enfin, (Rezkallah, Chandra, Saad, Tremblay & Ibrahim, 2017) propose de ne pas utiliser d'algorithme MPPT. En effet, dans le cas où une batterie est également utilisée sur le bus CC, il est possible de se rapprocher du point de puissance maximale. Le convertisseur connecté à la batterie va alors réguler la tension du bus CC et on remarque sur la figure 1.6 que pour différentes valeurs d'éclairement et à température constante, les points de puissance maximale sont proches pour une tension donnée. Il suffit alors de connecter le bon nombre de cellules en parallèle afin de faire converger la tension relative aux points de puissance maximale avec la

tension du bus CC. Cependant, ce n'est vrai que pour différentes valeurs d'ensoleillement à température constante. En cas de forte variation de température du système photovoltaïque, la puissance extraite sera plus faible.

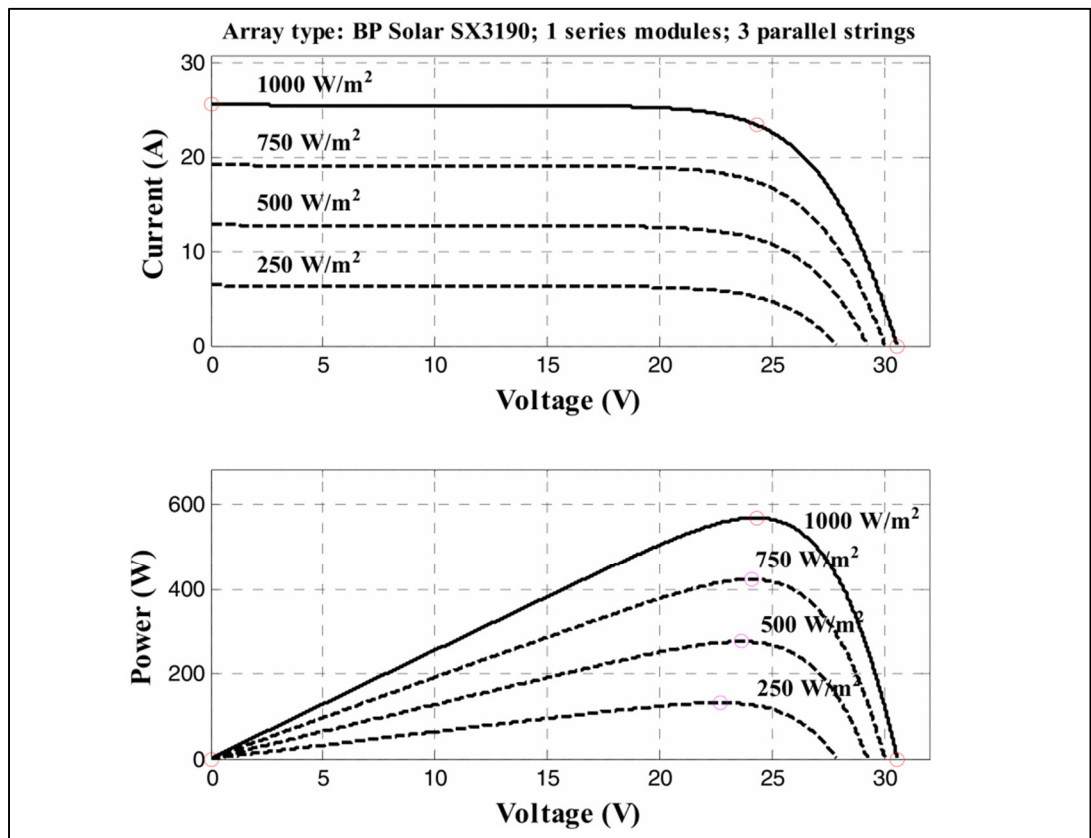


Figure 1.6 Caractéristiques P-V et I-V pour différentes valeurs d'ensoleillement
Tirée de (Kumar, Babu, & Prabhu, 2017)

1.4.3 Éoliennes

Une éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique grâce aux pâles de la turbine, ensuite un générateur transforme cette énergie mécanique en énergie électrique. Pour ce faire différentes machines électriques peuvent être utilisées : BLDC, PMSG, DFIG ou SCIG. Aussi, il existe des éoliennes de différentes tailles et de différentes puissances et certaines fonctionnent à vitesse fixe alors que d'autres fonctionnent à vitesse variable.

1.4.3.1 Éoliennes à vitesse fixe

L'éolienne à vitesse fixe a été très utilisée dans les années 80 et 90. Son principe est relativement simple et efficace. C'est généralement une machine asynchrone à induction (MSI) qui est utilisée (Goel, Singh, Murthy, & Kishore, 2011). La sortie de la machine est connectée directement au réseau ou à travers un transformateur. Seulement, cette machine consomme de la puissance réactive et donc une source d'énergie réactive doit être ajoutée comme par exemple une batterie de condensateurs (Wu, Lang, Zargari, & Kouro, 2011).

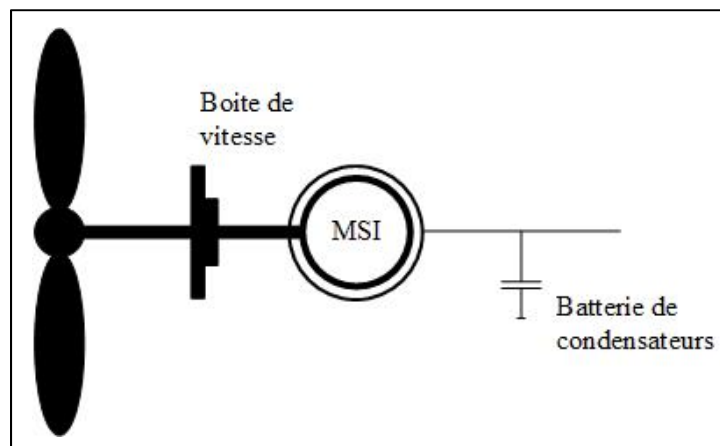


Figure 1.7 Configuration d'une éolienne à vitesse fixe

Le développement de cette technologie s'explique par sa configuration simple, ses faibles coûts d'investissement et de maintenance et sa grande fiabilité. Cependant, le rendement du système est faible, il n'est pas possible d'extraire le maximum de puissance du vent. Aussi, la vitesse de rotation fixe implique de nombreux stress mécaniques sur les différentes parties du système et peut amener à des dégradations voir des casses. Et enfin, l'absorption de puissance réactive pour magnétiser le générateur peut être considérée comme un inconvénient, dans le cas d'un réseau isolé autonome par exemple.

Pour augmenter le rendement, un autre modèle basé sur la même technologie a été développé. En utilisant une machine à pôles variables, il est possible de faire fonctionner le système pour deux vitesses de vent différentes. Ainsi avec une seule machine on obtient un générateur petite

puissance pour les vents faibles et un générateur de puissance plus élevée pour les vents plus importants.

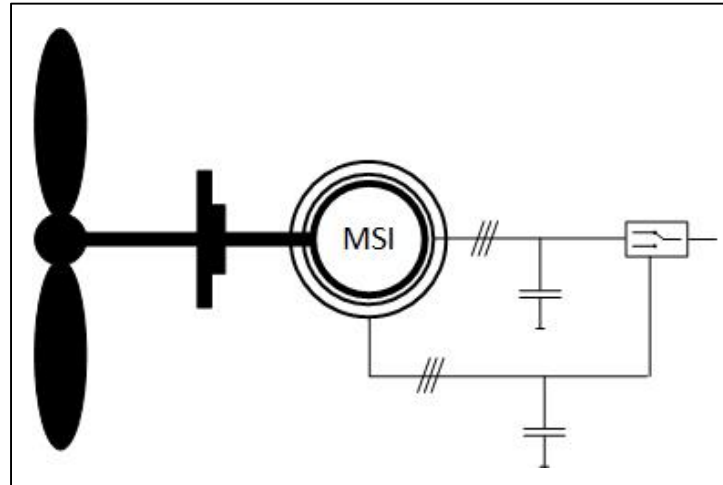


Figure 1.8 Configuration d'une éolienne à deux vitesses

1.4.3.2 Éoliennes à vitesse variable

Le développement de l'électronique de puissance a permis de ne plus connecter la machine directement au bus CA et donc de faire fonctionner le générateur à différentes vitesses et ainsi d'extraire plus de puissance du vent. Les éoliennes à vitesse variables ont alors pris de l'importance et possèdent différents avantages. L'efficacité est meilleure, le système est plus stable et les stress mécaniques sont moins importants. Néanmoins, le coût est plus élevé du fait du plus grand nombre d'éléments (Goel et al., 2011).

Il existe différentes configurations qui permettent d'extraire plus de puissances en permettant au système de fonctionner à différentes vitesses. Chacune des topologies illustrées sur la figure 1.9 utilise un générateur différent et possède des avantages et des inconvénients.

- MADA (Machine Asynchrone à Double Alimentation) : le principal avantage de cette topologie est que la majorité de la puissance ne passe par aucun élément d'électronique de puissance pour atteindre le PCC. Ainsi les pertes dues aux éléments d'électronique de

puissance sont réduites. Également, comme les convertisseurs sont plus petits, leur coût est réduit (Cortajarena, De Marcos, Alkorta, Barambones, & Cortajarena, 2018).

- MSAP (Machine Synchrone à Aimants Permanents) : les machines à aimants permanents ont de nombreux avantages, la structure est relativement simple ce qui augmente la fiabilité. Aussi la densité de puissance est importante et, cette topologie est largement utilisée dans les réseaux isolés. (Putri et al., 2017) (Trilla, Bianchi & Gomis-Bellmunt, 2014) (Engleitner, Nied, Cavalca & da Costa, 2018).
- MSI (Machine asynchrone à Induction) : cette machine est robuste, simple, peu chère et ne nécessite pas de maintenance. L'inconvénient étant son besoin de puissance réactive, mais une batterie de condensateurs peut permettre de magnétiser la machine (Goel et al., 2011).
- Machine sans balais (BLDC) : D'après (Chen, Chen, & Liu, 2014), le rendement du générateur BLDC est meilleur que celui de la machine à aimants permanents. Il est aussi plus léger et moins cher. Enfin les ondulations de couple et des tensions CC sont plus faibles.

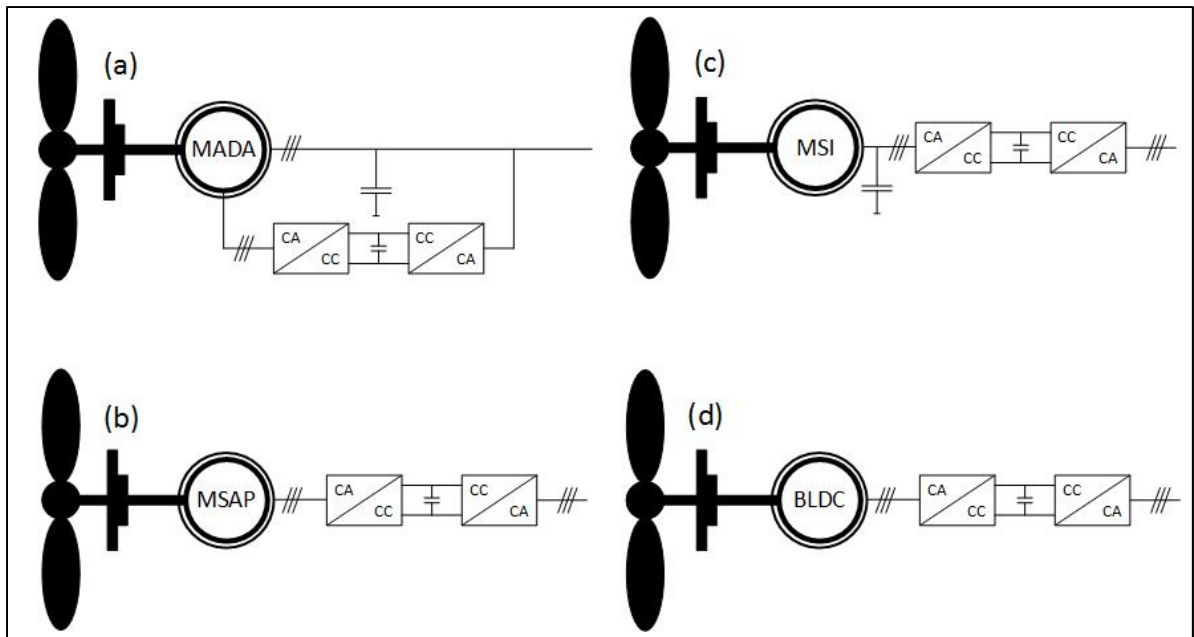


Figure 1.9 Configurations d'éoliennes à vitesse variable

Il existe dans la littérature de nombreuses méthodes permettant de faire fonctionner le système éolien à son point de puissance maximal (TSR, ORB, P&O) (Dalala, Zahid, Yu, Cho & Lai, 2013). Chacune de ces techniques possède des avantages et des inconvénients (Chen, Lin, Wen & Song, 2016). L'utilisation de capteurs mécaniques est un des principaux inconvénients. En effet, ils augmentent le coût du système, mais aussi sa complexité et son taux de panne (Zhao, Wei, Zhang & Qiao, 2013). Afin de s'affranchir de ces inconvénients, d'autres stratégies ont été développées, elles se basent alors sur des modèles mathématiques et des mesures électriques.

D'après (Shahi & Bhattacharjee, 2018), la méthode P&O est très largement utilisée pour les machines à aimant permanent. Son implémentation est facile et peu chère. Pour les PMSG, le couple et la vitesse de sortie sont proportionnels au courant et à la tension de sortie, on peut alors se passer des capteurs mécaniques. Un changement de tension entraînera alors un changement du rapport cyclique du convertisseur CC-CC élévateur permettant ainsi à la machine de fonctionner au plus près de son point de puissance maximale. Cependant, un compromis doit être fait entre la vitesse de convergence vers le point de puissance maximale

et les ondulations de courant. Le choix du pas d'incrémentation du rapport cyclique peut alors être difficile.

1.4.4 Système de stockage d'énergie

Les systèmes de stockage d'énergie jouent un rôle important dans un micro réseau. En effet, comme ils fonctionnent avec des éléments d'électronique de puissance, ils ont des temps de réponse relativement rapide et ils permettent donc de balancer les puissances et ainsi d'assurer la stabilité du réseau (Kim et al., 2010). D'après (Boicea, 2014) et (Vazquez, Lukic, Galvan, Franquelo, & Carrasco, 2010), il existe de nombreuses technologies permettant de stocker l'énergie : les batteries, les super condensateurs, les piles à combustible, les volants d'inerties, les systèmes de stockage à air comprimé, les systèmes de stockage magnétique, les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) etc. Chacune de ces technologies a des propriétés différentes et est donc plus ou moins adaptée pour certaines applications. Chaque technologie se démarque suivant différents critères : son temps de réponse, son efficacité, sa densité d'énergie, sa densité de puissance, son cycle de vie, son autodécharge et finalement son coût.

D'après (Vazquez et al., 2010), il existe certaines applications où aucune de ces technologies ne permet de répondre aux besoins. Il faut alors combiner deux technologies, c'est ainsi que les dispositifs de stockage hybrides ont été introduits. Ils regroupent des technologies complémentaires, généralement une technologie à forte densité de puissance avec une technologie à forte densité d'énergie, autrement dit des technologies à réponse rapide avec des technologies à réponse plus lentes.

D'après (Boicea, 2014), les batteries sont le premier système de stockage à avoir été introduit. Elles sont également la technologie la plus accessible économiquement. D'après (Semënov, Mirzaeva, Townsend, & Goodwin, 2017) si les batteries sont si populaires, c'est qu'elles sont peu chères et faciles à implémenter. Ces deux paramètres peuvent expliquer l'utilisation massive des batteries dans les réseaux isolés.

Ils existent différents types de batterie, bien que le système reste le même, les matériaux peuvent changer. Les batteries les plus utilisées sont les suivantes : Lead-Acid, Nickel-Cadmium, Lithium-Ion, Sodium-Sulfure etc. Ces différentes technologies se distinguent selon les caractéristiques suivantes : puissance nominale, durée de vie, coût, densité énergétique, densité de puissance, auto décharge et température supportée. D'après (Zhou, Benbouzid, Charpentier, Scuiller, & Tang, 2012), les batteries au Nickel ont une durée de vie plus importante et supportent des écarts de température plus importants. Cependant, des inconvénients sont à prendre en compte, leur coût est plus élevé et le Cadmium est toxique et difficile à recycler. Le Tableau 1.1 regroupe les avantages et les inconvénients des principales technologies de batterie d'après (Zhou et al., 2017).

Tableau 1.1 Avantages et inconvénients des principales technologies de batterie

Technologies	Avantages	Inconvénients
Lead-Acid	<ul style="list-style-type: none"> - Facile à implémenter - Faible coût - Faible autodécharge 	<ul style="list-style-type: none"> - Faible densité énergétique - Faible durée de vie - Sensible aux écarts de température
Nickel-Cadmium	<ul style="list-style-type: none"> - Durée de vie plus longue - Importants écarts de température supportés 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût élevé - Toxicité du Cadmium - Difficile à recycler
Lithium-Ion	<ul style="list-style-type: none"> - Haute densité énergétique - Haute densité de puissance - Haute efficacité - Faible autodécharge 	<ul style="list-style-type: none"> - Fragile - Sensible aux écarts de température - Sensible aux décharges profondes - Coût élevé
Sodium-Sulfure	<ul style="list-style-type: none"> - Faible coût - Capacité énergétique importante - Haute efficacité - Haute tolérance aux décharges profondes 	<ul style="list-style-type: none"> - Température de fonctionnement élevé (plus de 300°C) - Le Sodium est corrosif

1.5 Fonctionnement général du système hybride

Pour faire fonctionner plusieurs sources d'énergie de nature différentes en parallèle dans un réseau autonome, un contrôle sophistiqué est nécessaire afin de garantir une alimentation ininterrompue aux usagers. De nombreuses études ont été menées à ce sujet (Sahoo, Sinha & Kishore, 2017) et différentes solutions existent. De manière générale, ces stratégies de contrôles peuvent être classées en deux catégories : les contrôles centralisés et distribués.

1.5.1 Contrôle centralisé

Avec un contrôle centralisé, un contrôleur général reçoit des informations de chacune des sources d'énergie et décide des contrôles à leur appliquer. L'efficacité du système est alors plus grande, les régulations de tension et de fréquence montrent de meilleures performances et il est possible d'avoir accès à toutes les informations de toutes les sources. Cependant, la communication fait augmenter le coût et la complexité d'un tel système. Aussi, une panne du système de communication peut compromettre l'intégralité du réseau et enfin, un protocole de sécurité est nécessaire (Malik, Ai, Sun, Zhengqi & Shupeng, 2017).

D'après (Yao & Ayyanar, 2017), de nombreux réseaux isolés utilisent le contrôle maître-esclave. Ainsi, il y a une source de tension qui est considérée comme le maître et plusieurs sources de courants sont considérés comme des esclaves. Mais d'après (Alfergani, & Khalil, 2017), cette technique est complexe et nécessite des temps de calcul plus longs. (Mortezaei, Simões, Savaghebi, Guerrero & Al-Durra, 2018) proposent alors d'utiliser un contrôle distribué afin de résoudre ces problèmes.

D'après (Basler Electric, 2009), pour limiter l'échange de puissance réactive entre deux générateurs diesel fonctionnant en parallèle, ils doivent avoir la même tension d'excitation. Ainsi, la méthode de compensation des courants croisés est proposée, les AVR sont interconnectés ce qui permet d'assurer des tensions d'excitations égales et de limiter les variations de la tension au PCC.

1.5.2 Contrôle distribué

Avec un contrôle distribué, chaque source d'énergie est autonome et s'autorégule selon les valeurs mesurées au PCC. Ainsi la communication n'est pas nécessaire et le système est alors moins cher, plus simple et plus fiable. Il est également possible de placer les sources d'énergie plus loin les unes des autres. Néanmoins, le partage des puissances n'est pas toujours bien réalisé et la précision dépend des valeurs mesurées localement. Enfin, un contrôle supplémentaire est parfois nécessaire afin de réduire les erreurs en régime transitoire. (Malik et al., 2017).

D'après (Sun et al., 2017), le concept de statisme est l'approche la plus adaptée pour les réseaux isolés car elle est simple et robuste. Chaque source d'énergie est autonome et s'autorégule en utilisant seulement les valeurs mesurées au PCC. Généralement, la puissance active est contrôlée en ajustant la fréquence et, la puissance réactive est contrôlée en ajustant la tension, comme on peut le voir avec les équations (1.1) et (1.2) (Bevrani & Shokoochi, 2013),

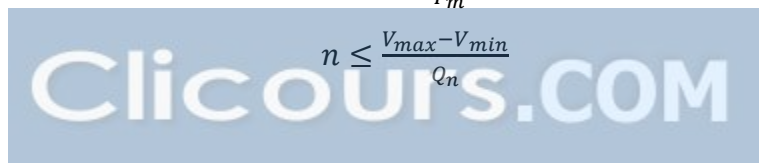
$$\omega = \omega_0 - m P_m \quad (1.1)$$

$$V = V_0 - n Q_n \quad (1.2)$$

où, ω et V représentent les nouvelles références de fréquence et de tension, ω_0 et V_0 représentent les valeurs nominales, P_m est la puissance active mesurée au PCC et Q_n la puissance réactive mesurée au PCC et enfin, m et n sont les coefficients de statisme. Ainsi, une variation de puissance active ou réactive influence les références de fréquence ou de tension comme on peut le voir sur la figure qui suit. De manière générale, des coefficients m et n importants affectent la stabilité du système. Cependant il reste possible de diminuer des variations en réduisant ces coefficients. D'après (Sun et al., 2017), les coefficients m et n doivent respecter les critères suivants :

$$m \leq \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{P_m} \quad (1.3)$$

$$n \leq \frac{V_{max} - V_{min}}{Q_n} \quad (1.4)$$



Où, ω_{\max} , ω_{\min} , V_{\max} et V_{\min} représentent les valeurs maximales et minimales de fréquence et de tensions autorisées sur le bus AC. On trouve dans la littérature de nombreux articles qui proposent différentes valeurs pour ces coefficients, par exemple : (Sun et al., 2017) proposent $m=6e-4$, $n=3e-2$ et (Hu, Xiang, Peng, Yang, & Wei, 2017) proposent $m=3e-4$, $n=2.5e-4$.

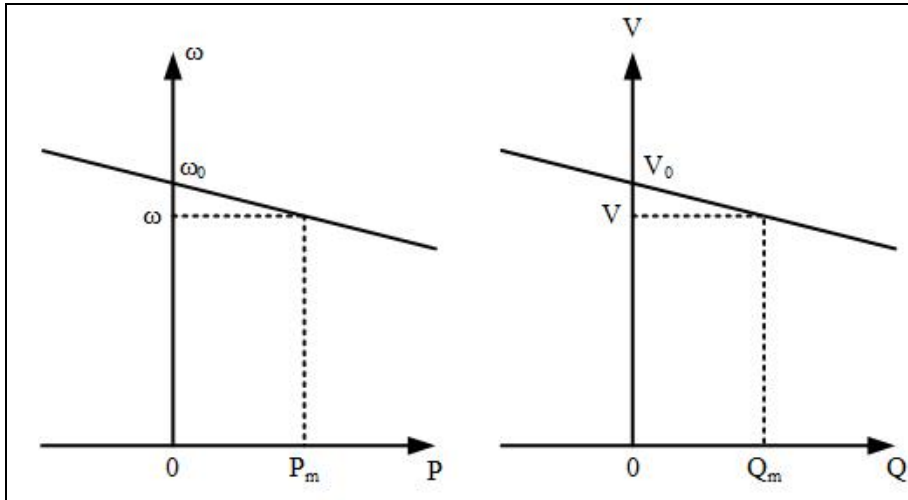


Figure 1.10 Caractéristiques de la méthode de statisme

Cette méthode possède plusieurs défauts qui sont décrits dans la littérature (Micallef, Apap, Spiteri-Staines, Guerrero, & Vasquez, 2014).

La régulation de la tension et de la fréquence du système est un défi. La fréquence est identique à chaque point du circuit, mais la tension varie d'un point à un autre à cause de l'impédance des lignes. Pour compenser ce décalage de tensions, (Hu et al., 2017) proposent l'approche de l'impédance virtuelle. Cette méthode permet de corriger l'impédance des lignes en compensant la distance entre les sources d'énergie. Cette approche montre de bons résultats quant à la régulation de la tension et le partage des puissances réactives est plus précis.

(Kolluri et al., 2017) proposent de baser la méthode non plus sur les variations de la fréquence, mais sur les variations des angles des tensions. Cependant l'implémentation de cette méthode s'avère plus difficile que l'implémentation d'une méthode basée sur la fréquence. Toutefois, il permet d'obtenir une meilleure régulation de la fréquence.

Dans le même contexte, (Hu, Zhu, Dorrell, & Guerrero, 2014) proposent de se baser sur les variations de flux plutôt que sur les variations de tensions. Cette méthode est simple et efficace et nécessite moins de boucles de contrôle.

(Xiaobo, Kangda, & Baohui, 2016) propose deux méthodes permettant de corriger le décalage de fréquence. La première méthode, appelée translation des courbes d'affaiblissement, corrige les écarts de fréquence en translatant la courbe d'affaiblissement afin d'éviter les écarts de fréquence. La seconde, appelée changement des facteurs d'affaiblissement, modifie les facteurs d'affaiblissement pour corriger les écarts de fréquence.

1.6 Micro réseau intelligent

Contrairement aux réseaux électriques classiques, les réseaux intelligents utilisent plus de communication et intègrent les utilisateurs afin de garantir de meilleurs écoulements de puissance. D'après (Momoh, 2012) les micros réseaux intelligents sont définis comme des réseaux capables de s'auto corriger et dotés de capacités d'optimisation dynamiques basées sur des mesures en temps réel afin de minimiser les pertes du réseau tout en augmentant sa fiabilité et ses performances. Ils sont également capables de réagir à des situations imprévues permettant ainsi de faciliter l'intégration de sources d'énergies renouvelables tout en augmentant la qualité de l'énergie.

Les micros réseaux intelligents possèdent de nombreuses capacités que les réseaux conventionnels n'ont pas :

- l'inclusion du consommateur;
- la diversification des sources d'énergie;
- la possibilité de développer un nouveau marché de l'électricité avec plus de tarifs;
- l'assurance une meilleure qualité de l'énergie;
- la détection automatique des problèmes et prises de décisions plus rapides;
- une meilleure adaptation en cas d'évènement imprévu (cyber attaque, catastrophes naturelles...).

1.7 Problématique

Comme il a été établi dans l'introduction, l'intégration de sources d'énergies renouvelables dans un réseau isolé a plusieurs impacts bénéfiques, comme le coût, l'accessibilité à l'énergie et enfin un impact positif sur la qualité de l'air. Cependant, le caractère stochastique des sources d'énergies renouvelables est parfois vu comme un frein à leur développement, et afin de garantir un accès constant, stable et sécuritaire à l'électricité, des algorithmes de commandes complexes sont nécessaires. Afin de garantir une certaine compétitivité à ce nouveau type de réseau, certains objectifs doivent être atteints : la quantité de carburant consommé par les générateurs diesel doit être minimisée, la puissance extraite des sources d'énergie renouvelable doit être maximisée, la tension et la fréquence au PCC ainsi que la tension du bus CC doivent être régulées, le partage des puissances doit être convenablement effectué et enfin les sources d'énergie doivent se synchroniser correctement avec le PCC.

1.7.1 Minimisation du carburant consommée par les générateurs diesel

Pour garantir la compétitivité d'un système hybride, il est important de minimiser la quantité de carburant consommé par les générateurs diesel. Pour ce faire, la définition des séquences est une étape importante. En effet, la première étape sera d'utiliser les générateurs diesel le moins possible. Aussi, le rendement d'un générateur diesel diminue lorsqu'il fonctionne à faible charge. Comme notre système utilise une batterie, on s'assurera que les générateurs diesel fonctionnent à leur puissance nominale, ils pourront alors subvenir à la charge tout en chargeant la batterie.

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

Afin de diminuer la quantité de diesel nécessaire, il est important d'extraire le maximum de puissance des sources d'énergies renouvelables. Comme on l'a vu précédemment, il existe dans la littérature de nombreuses techniques permettant de maximiser la puissance extraite des éoliennes et des panneaux solaires.

1.7.3 Régulation des tensions et de la fréquence

Afin de garantir une énergie fiable et constante à la charge, il est important de s'assurer que la fréquence et la tension sont bien régulées sur le bus CA ainsi que la tension sur le bus CC.

1.7.4 Partage des puissances actives et réactives

Enfin, l'un des objectifs les plus importants est la bonne coordination des échanges de puissances. On tâchera de s'assurer que les générateurs diesel fonctionnent à leur puissance nominale afin de permettre à la batterie de charger. Également, une attention particulière sera accordée à la limitation des échanges de puissances réactives entre les différents éléments de notre système.

1.8 Objectifs

Pour rappel, l'objectif principal de ce travail de recherche est de garantir le bon fonctionnement du micro réseau proposé. Suite aux différents problèmes énoncés précédemment, on tire plusieurs objectifs permettant de tendre vers notre objectif principal :

- la définition des différents modes de fonctionnement du micro réseau étudié;
- la synchronisation des différentes sources d'énergie avec le PCC;
- le partage des puissances de manière à minimiser la consommation de combustible des générateurs diesel;
- la maximisation de la puissance extraite des sources d'énergies renouvelables.

1.9 Méthodologie

Afin de répondre aux objectifs énoncés dans la partie précédente, la méthodologie suivante a été appliquée. Tout d'abord, la définition des modes de fonctionnement du micro réseau permet de minimiser le carburant consommé par les carburants en s'assurant qu'ils ne fonctionnent que lorsque c'est vraiment nécessaire. Également, comme le rendement d'un générateur diesel se dégrade lorsqu'il alimente une faible charge, nous nous assurons de faire fonctionner les

générateurs diesel à leur puissance nominale. L'excès de puissance sera alors envoyé dans la batterie. La méthode du statisme est utilisée afin de garantir un bon écoulement des puissances. Et, afin de limiter l'échange de puissance réactive entre les deux générateurs diesel en parallèle, la méthode de compensation des courants croisés est utilisée. De plus, la méthode P&O est utilisée pour assurer le suivi du maximum de puissance afin de maximiser la puissance extraite de l'éolienne. En ce qui concerne le suivi du maximum de puissance du système photovoltaïque, il est achevé par la régulation de la tension du bus CC utilisant le convertisseur CC-CC hacheur-élévateur. De plus, ce contrôle assure aussi la régulation du courant de la batterie.

1.10 Principales contributions

Les principales contributions de ce travail de recherche sont les suivantes :

- Conception d'une nouvelle configuration de micro réseau autonome composé de panneaux solaires, d'une éolienne à vitesses variables et deux générateurs diesel à vitesse fixe fonctionnant en parallèle;
- Stratégies de contrôle basé sur les méthodes de statisme et de compensation des courants croisés pour le partage des puissances entre les deux générateurs diesel et l'onduleur;
- Réduction de la quantité de diesel consommée par les générateurs diesel;
- Utilisation d'un seul convertisseur pour maximiser la puissance extraite du système photovoltaïque et balancer les puissances en contrôlant le courant de batterie;
- Validation du système proposé grâce à des résultats de simulation et expérimentaux.

CHAPITRE 2

PRÉSENTATION DU MICRO RÉSEAU

2.1 Topologie du Micro Réseau

Comme on peut le voir à la figure 2.1, le micro réseau étudié est composé de quatre sources d'énergie : deux générateurs diesel, un panneau solaire et une éolienne. Les générateurs diesel sont composés de moteurs diesel couplés à des générateurs synchrones connectés au bus CA à travers des interrupteurs contrôlables. Le système de panneaux solaires est connecté au bus CC à travers une diode de protection. L'éolienne est composée d'un moteur à aimants permanents et elle est connectée au bus CC à travers un pont de diode et un convertisseur CC-CC élévateur. Le réseau est renforcé par une batterie au Nickel Cadmium afin de balancer les puissances lors des variations de charges et de conditions météorologiques. Un convertisseur CC-CC hacheur-élévateur est utilisé pour connecter la batterie au bus CC, ce convertisseur permet de contrôler le courant de la batterie. Le transformateur permet d'assurer une isolation galvanique entre le bus CA et le reste du circuit. Enfin, une charge de délestage est utilisée afin protéger la batterie contre la surcharge. Les caractéristiques de chacun des éléments du réseau étudié sont disponibles en annexe.

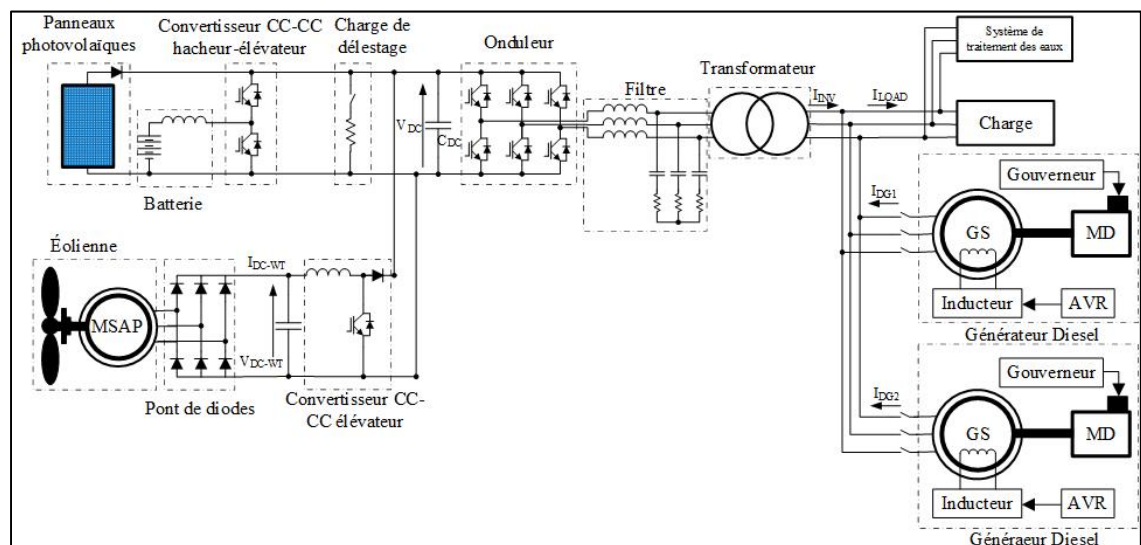


Figure 2.1 Topologie du micro réseau

Cette topologie a été proposée par Dr Miloud Rezkallah et approuvée par Suez Treatment Solutions. L'utilisation de deux générateurs diesel permet une plus grande flexibilité comparée à l'utilisation d'un seul générateur de plus grande capacité. De plus, lorsqu'un générateur diesel fonctionne avec une faible charge, son rendement diminue et bien que l'utilisation de deux générateurs diesel en parallèle soulève des défis au niveau du contrôle, cette topologie semble plus adaptée pour notre cas. Pour l'éolienne, une MSAP a été choisie du fait de la simplicité de sa structure et de sa fiabilité. Aussi, c'est la topologie la plus utilisée dans les réseaux isolés. Concernant l'implémentation des panneaux photovoltaïques, il a été choisi de les connecter directement au bus CC sans utiliser de convertisseur ni d'algorithme MPPT, malgré les baisses de performances dues aux variations de la température. En effet, les températures moyennes en journée sont proches sur la moitié de l'année et l'utilisation d'un convertisseur le rendrait inefficace la moitié de l'année et ne justifie pas un tel investissement. Il a donc été décidé de diminuer l'investissement quitte à diminuer les performances du système sur une longue période.

2.2 Fonctionnement du Micro Réseau

La définition claire des différents modes de fonctionnement du réseau est importante. En effet, comme spécifié dans l'introduction, l'intégration des sources d'énergies renouvelables doit permettre de diminuer la quantité de diesel utilisée. Ainsi, la définition des modes opératoires permet de définir dans quelles circonstances les générateurs diesel doivent être mis en route ou arrêtés. Le mode opératoire est défini selon trois critères : la puissance consommée par la charge, la puissance produite par les sources d'énergie renouvelable et l'état de charge de la batterie. Le tableau 2.1 regroupe l'ensemble des modes opératoires ainsi que leur condition. Il est également spécifié les sources d'énergie ainsi que l'état de la batterie pour chaque cas.

Tableau 2.1 Modes de fonctionnement

Mode	Conditions	Source d'Énergie	État de la batterie
Mode 1	$P_{PV} + P_{WT} > P_{Load}$ $SOC > 50\%$	PV + WT	Charge
Mode 2	$P_{PV} + P_{WT} < P_{Load}$ $SOC > 50\%$	PV + WT + Batterie	Décharge
Mode 3	$P_{PV} + P_{WT} < P_{Load}$ $SOC < 50\%$	PV + WT + 1 DG	Charge
Mode 4	$P_{PV} + P_{WT} + P_{DG1} < P_{Load}$ $SOC > 50\%$	PV + WT + 1 DG + Batterie	Décharge
Mode 5	$P_{PV} + P_{WT} + P_{DG1} < P_{LOAD}$ $SOC < 50\%$	PV + WT + 2 DG	Charge rapide
Mode 6	$P_{PV} + P_{WT} < P_{LOAD}$ $SOC > 70\%$	PV + WT + Batterie	Décharge
Mode 7	$P_{PV} + P_{WT} < P_{Load}$ $SOC = 100\%$	PV + WT + Batterie	Décharge dans la charge de délestage

Comme le montre le Tableau 2.1, les modes de fonctionnement s'enchaînent de la façon suivante. Pour le premier mode, les sources d'énergies renouvelables produisent assez de puissance pour alimenter la charge et charger la batterie. Si un changement de charge ou des conditions météorologiques interviennent et ne permettent plus aux sources d'énergies renouvelables d'alimenter la charge, la batterie va alors se décharger pour les aider, c'est le mode 2. Si la batterie se décharge jusqu'à ce que son état de charge passe en dessous de 70%, un générateur diesel va alors démarrer. Le démarrage de ce premier générateur diesel devrait permettre de charger la batterie, c'est le mode 3. Si, suite à un nouveau changement de charge ou des conditions météorologiques le générateur diesel et les sources d'énergies renouvelables ne peuvent plus alimenter la charge et charger la batterie, la batterie va se décharger pour aider les trois sources d'énergie à alimenter la charge, c'est le mode 4. Et si l'état de charge de la batterie devient inférieur à 70% alors le second générateur diesel va démarrer, permettant alors

à la batterie de charge, c'est le mode 5. Les générateurs diesel vont alors charger la batterie jusqu'à ce que son état de charge atteigne 90%, ils seront alors déconnectés, c'est le mode 6. Le mode 7 fait intervenir la charge de délestage dans le cas où l'état de charge de la batterie atteint 100% afin de la protéger d'une surcharge. En limitant, la profondeur de décharges des batteries à 70%, on augmente leur durée de vie. Le nombre de modes utilisé se justifie grâce au raisonnement détaillé précédemment et les sept modes du tableau 2.1 permettent de répondre aux objectifs de ce travail de recherche.

CHAPITRE 3

MODÉLISATION DES ÉLÉMENTS DU MICRO RÉSEAU

3.1 Introduction

Afin de garantir le bon fonctionnement de notre réseau hybride autonome, il est important de s'attarder sur les comportements dynamiques des différentes sources d'énergie. Ce chapitre regroupe donc les différentes méthodes utilisées afin de modéliser chacune des sources d'énergie de notre réseau.

3.2 Modélisation du système photovoltaïque

La figure 3.1 montre le modèle équivalent simplifié d'une cellule photovoltaïque. Comme on peut le voir, le modèle est composé d'une source de courant idéale en parallèle avec une diode, d'une résistance en parallèle, d'une résistance en série et d'un condensateur en parallèle. La source de courant produit un courant i_{ph} qui dépend de l'éclairement et de la température de la cellule. Le courant i_{PV} est la différence entre i_{ph} et i_D , le courant qui traverse la diode, diminué par les deux résistances R_s et R_{sh} .

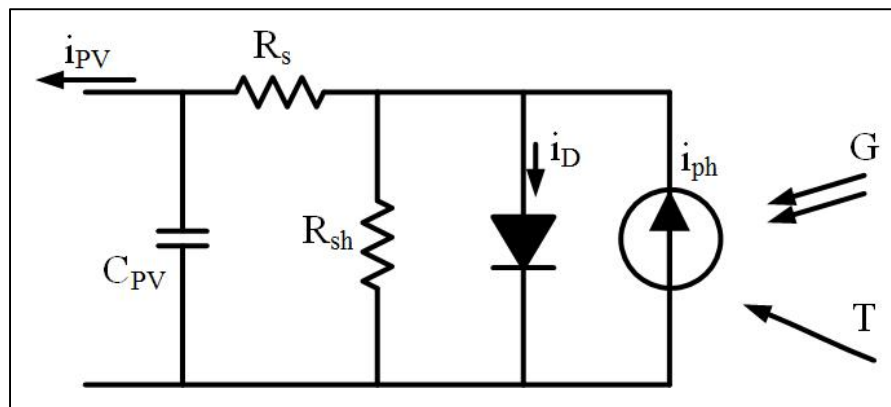


Figure 3.1 Modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque
Adaptée de (Villalva, Gazoli & Ruppert Filho, 2009),

D'après (Villalva, Gazoli & Ruppert Filho, 2009), le modèle mathématique se définit de la façon suivante :

$$i_{PV} = i_{ph} - i_D \left[\exp \left(\frac{q(v_{PV} + R_s i_{PV})}{K_b T A} \right) - 1 \right] - \frac{v_{PV} + R_s i_{PV}}{R_p} \quad (3.1)$$

Avec i_{ph} , le courant de source et i_D le courant de saturation qui sont définis de la façon suivante :

$$i_{ph} = G[i_{sc} + K_i(T - T_r)] \quad (3.2)$$

$$i_D = i_{rr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{qEg}{K_b Q A} \right) \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (3.3)$$

où, i_{ph} , v_{pv} , T , T_r , G , i_{rr} , i_{sc} , K_i , q , K_b , Eg , Q , A , R_s , R_p représentent respectivement le courant de sortie du PV, la tension de sortie du PV, la température du panneau, la température de référence, l'éclairement du panneau, le courant de saturation, le courant de court-circuit, le coefficient de température de court-circuit, la charge d'un électron, la constante de Boltzmann, l'énergie de la bande interdite du semi-conducteur, la charge totale d'un électron, le facteur d'idéalité, la résistance série équivalente et la résistance parallèle équivalente.

3.3 Modélisation d'une éolienne

Le modèle mathématique permettant de décrire le fonctionnement d'une éolienne est défini par (Engleitner et al., 2018) et (Putri et al., 2017). La puissance aérodynamique capturée par une éolienne est définie de la façon suivante :

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p v_w^3 \quad (3.4)$$

où v_w représente la vitesse du vent, ρ la densité de l'air, R le rayon d'une pôle et C_p le coefficient de puissance qui peut être modélisé par l'équation suivante :

$$C_p(\lambda, \theta) = c_1 \left(c_2 \left(\frac{1}{\beta} \right) - c_3 \theta - c_4 \theta^x - c_5 \right) e^{-c_6 \frac{1}{\beta}} \quad (3.5)$$

Les coefficients x , β et c_1 , c_2 , c_3 , c_4 , c_5 , c_6 dépendent du modèle d'éolienne utilisé. θ représente l'angle d'inclinaison des pôles et λ représente le rapport entre la vitesse tangentielle au bout d'un pôle et la vitesse du vent, comme le montre l'équation suivante :

$$\lambda = \frac{R \omega_r}{v} \quad (3.6)$$

où ω_r représente la vitesse de rotation de la machine. Pour cette étude nous négligeons les effets liés à la viscosité et à l'amortissement. Le moment d'inertie de l'éolienne J_{wt} peut être estimé à partir de l'équation suivante :

$$J_{wt} = 1.74 \cdot 10^{-7} P_{nom}^{2.13} \quad (3.7)$$

où P_{nom} est la puissance nominale de la turbine. La vitesse angulaire du rotor est définie par l'équation suivante :

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{T_{wg} - T_e}{J_{wt}} - \frac{b_{wt}}{J_{wt}} \omega_r \quad (3.8)$$

où T_{wg} est le couple généré par la turbine, T_e le couple du générateur et b_{wt} un coefficient d'amortissement.

(Engleitner et al., 2018) définissent également le modèle mathématique qui permet de décrire le fonctionnement de la machine à aimants permanents. Ce modèle peut s'exprimer dans un

référentiel dq0 où l'axe q est en avance de 90° sur l'axe d comme le montrent les équations suivantes pour le cas où le rotor est aligné sur l'axe d.

$$i_{sd} = -\frac{R_s}{L_q} i_{sd} - N_{pp} \frac{L_q}{L_d} \omega_r i_{sq} - \frac{1}{L_d} v_{sd} \quad (3.9)$$

$$i_{sq} = -\frac{R_s}{L_q} i_{sq} + N_{pp} \frac{L_q}{L_d} \omega_r i_{sd} + N_{pp} \frac{K_m}{L_d} \omega_r - \frac{1}{L_d} v_{sq} \quad (3.10)$$

Avec K_m le champ magnétique, N_{pp} le nombre de paires de pôles de la machine, R_s la résistance de phase, et L_d et L_q les inductances des axes d et q. Enfin, i_{sd} , i_{sq} , v_{sd} et v_{sq} sont les courants et tensions au stator, respectivement.

La relation entre la vitesse du rotor et la vitesse du champ magnétique est la suivante :

$$\omega_e = N_{pp} \omega_r \quad (3.11)$$

Finalement, le couple électromagnétique, la vitesse du rotor et sa position sont définis de la façon suivante :

$$T_e = 1.5 N_{pp} [(L_d - L_q) i_{sd} + K_m] i_{sq} \quad (3.12)$$

$$\dot{\omega}_r = -\frac{b_{wt}}{J_{wt}} \omega_r + \frac{T_{wg} - T_e}{J_{wt}} \text{ et } \dot{\theta} = \omega_r \quad (3.13)$$

3.4 Modélisation d'un onduleur

Dans cette partie, nous détaillerons le modèle mathématique permettant de décrire le fonctionnement d'un onduleur comme l'ont fait (Miao, Domijan, & Fan, 2011).

La topologie d'un onduleur est représentée à la figure 3.2, un onduleur permet de convertir une tension CC en une tension CA triphasée. Il permet ainsi de faire le lien entre les parties CA et CC d'un micro réseau.

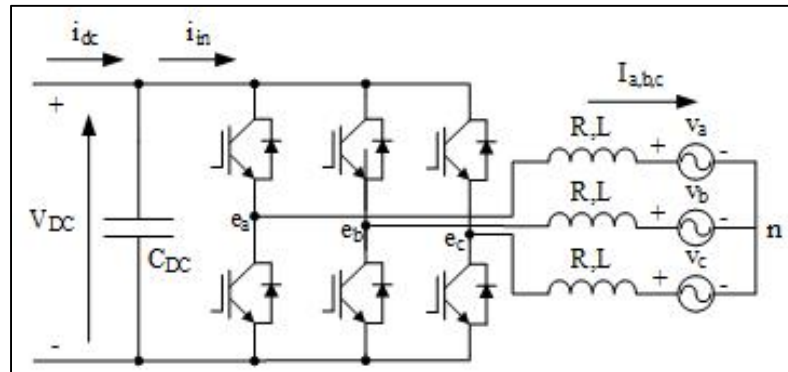


Figure 3.2 Topologie d'un onduleur
Tirée de (Miao, Domijan, & Fan, 2011)

En appliquant les lois de Kirchhoff, on obtient les équations suivantes.

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = -Ri_a - v_{an} + e_{an} \\ L \frac{di_b}{dt} = -Ri_b - v_{bn} + e_{bn} \\ L \frac{di_c}{dt} = -Ri_c - v_{cn} + e_{cn} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = i_{in} - i_{dc} \end{cases} \quad (3.14)$$

Où les tensions et courants $v_{a,b,cn}$, $e_{a,b,cn}$, $i_{a,b,c}$, i_{in} et i_{dc} sont représentés à la figure 3.2.

En négligeant les pertes dues aux interrupteurs, la puissance instantanée du côté CC (P_{DC}) doit être égale à la puissance au côté CA (P_{AC}). On obtient alors les équations suivantes :

$$\begin{cases} P_{AC} = P_{DC} \\ P_{AC} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \\ P_{DC} = V_{DC} i_{in} \end{cases} \quad (3.15)$$

Ainsi, le courant i_{in} mesuré au côté CC peut s'exprimer de la manière suivante :

$$i_{in} = \frac{v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c}{V_{DC}} = \sum_{i=a,b,c} i_i d_i \quad (3.16)$$

avec $d_{a,b,c}$, les rapports cycliques. On a donc $d_i = (v_i/V_{DC})_{i=a,b,c}$

Les tensions triphasées de l'onduleur peuvent alors s'exprimer de la façon suivante :

$$\begin{cases} e_{an} = e_{ag} - v_{ng} = d_a V_{DC} - v_{ng} \\ e_{bn} = e_{bg} - v_{ng} = d_b V_{DC} - v_{ng} \\ e_{cn} = e_{cg} - v_{ng} = d_c V_{DC} - v_{ng} \end{cases} \quad (3.17)$$

En considérant notre système comme un système triphasé équilibré (c'est-à-dire que $v_{an} + v_{bn} + v_{cn} = 0$). La tension neutre-terre v_{ng} peut alors s'exprimer de la façon suivante :

$$v_{ng} = \frac{e_{ag} + e_{bg} + e_{cg}}{3} = \sum_{i=a,b,c} d_i \frac{V_{DC}}{3} \quad (3.18)$$

Et ainsi le système d'équations (3.14) devient :

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = -Ri_a - v_{an} + V_{DC} \left(d_a - \frac{\sum_{i=a,b,c} d_i}{3} \right) \\ L \frac{di_b}{dt} = -Ri_b - v_{bn} + V_{DC} \left(d_b - \frac{\sum_{i=a,b,c} d_i}{3} \right) \\ L \frac{di_c}{dt} = -Ri_c - v_{cn} + V_{DC} \left(d_c - \frac{\sum_{i=a,b,c} d_i}{3} \right) \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = \sum_{i=a,b,c} i_i d_i - i_{dc} \end{cases} \quad (3.19)$$

Le repère tournant d-q permet de découpler les puissances active et réactive et il est donc plus facile de travailler dans ce repère pour développer des algorithmes de contrôle. Pour convertir un système d'équations depuis le repère abc vers le repère d-q, on utilise la transformée de Park, donnée dans les équations (3.20) et (3.21). Toutes les variables triphasées peuvent être converties vers le repère d-q.

$$\begin{bmatrix} f_q \\ -f_d \\ f_0 \end{bmatrix} = K_s \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Où :

$$K_s = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sin \theta & \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

En appliquant la transformée de Park aux équations (3.19), on obtient le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} L \frac{di_q}{dt} = -Ri_q + \omega Li_d + v_q - V_{DC}d_q \\ L \frac{di_d}{dt} = -Ri_d + \omega Li_q + v_d - V_{DC}d_q \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{3}{2}(d_q i_q + d_d i_d) - i_{dc} \end{cases} \quad (3.22)$$

3.5 Modélisation d'une machine synchrone

Une machine synchrone peut être utilisée en mode moteur ou en mode générateur. Dans notre cas, elle est utilisée en mode générateur, elle permet de convertir la puissance mécanique en puissance électrique. Une machine synchrone est composée de deux parties principales, le rotor et le stator. Le stator ou circuit induit est généralement immobile et le rotor ou circuit inducteur est généralement en rotation. Nous détaillerons ici les modèles mathématiques permettant de décrire le fonctionnement d'une machine synchrone fonctionnant en mode générateur, comme l'a fait (Rezkallah, 2010).

La figure suivante représente la disposition des enroulements d'une machine synchrone triphasée à une paire de pôles. Les six enroulements visibles sont : ceux du stator (a-a', b-b' et c-c'), celui de l'inducteur (F-F') et ceux des amortisseurs (DD'-QQ'). On peut également voir deux systèmes d'axes, le système (abc) et le système (dq). Dans le système (abc) les axes sont déphasés de 120° et la référence angulaire est l'axe a. Dans le système (dq), les axes d (direct) et q (quadrature) sont placés sur les axes polaires et interpolaires. Les grandeurs statoriques sont définies par des lettres minuscules et les grandeurs rotoriques par les lettres majuscules.

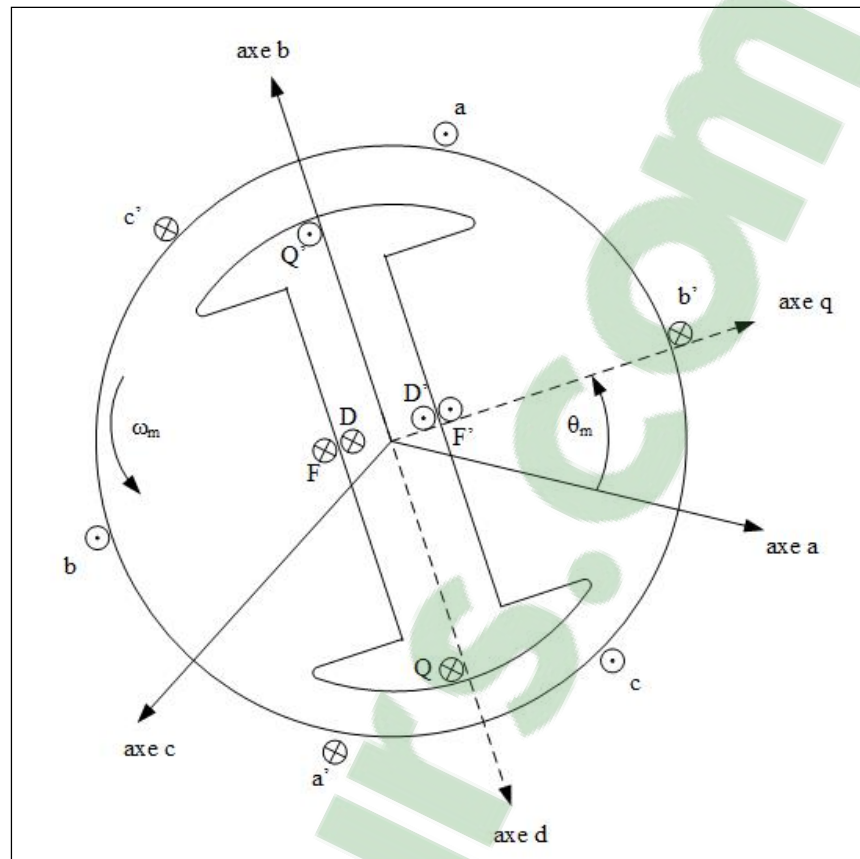


Figure 3.3 Disposition des enroulements d'une machine synchrone triphasée à une paire de pôles. Tirée de (Rezkallah, 2010)

Afin de développer les équations électriques décrivant le fonctionnement de la machine synchrone, nous pouvons voir le schéma électrique de la machine sur la figure suivante. Les enroulements des amortisseurs sont en court-circuit et les inductances mutuelles ne sont pas représentées.

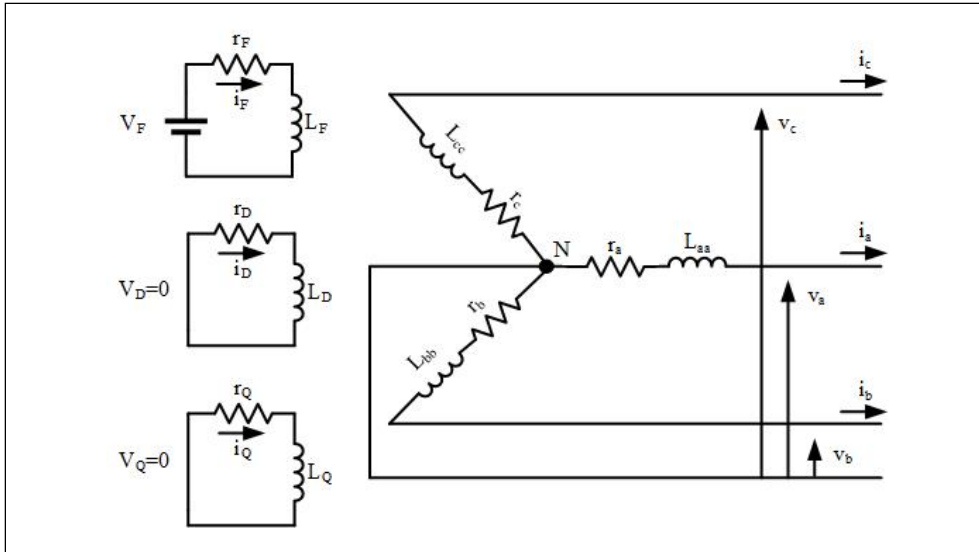


Figure 3.4 Schéma électrique de la machine synchrone dans le référentiel fixe
Tirée de (Rezkallah, 2010)

Les équations des flux (λ_i) sont données par l'équation suivante. L'inductance L_{ij} est une self inductance si $i=j$ et une inductance mutuelle si $i \neq j$.

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \\ 0 \\ \lambda_F \\ \lambda_D \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{aF} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & 0 & L_{bF} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & 0 & L_{cF} & L_{cD} & L_{cQ} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ L_{Fa} & L_{Fb} & L_{Fc} & L_{FF} & L_{FD} & L_{FQ} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & 0 & L_{DF} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & 0 & L_{QF} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ 0 \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

L'équation précédente peut être exprimée de manière plus compacte :

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abc} \\ \lambda_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{aR} \\ L_{Ra} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Où, L_{aa} est la matrice de l'inductance stator-stator, L_{aR} , L_{Ra} sont les matrices des inductances stator-rotor et rotor-stator et enfin L_{RR} est la matrice rotor-rotor.

Les tensions exprimées dans le référentiel fixe sont définies de la façon suivante :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \\ -v_F \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a & & & & & \\ & r_b & & & & \\ & & r_c & & & \\ & & & 0 & & \\ & & & & r_F & \\ & & & & & r_D \\ & & & & & & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_a}{dt} \\ \frac{d\lambda_b}{dt} \\ \frac{d\lambda_c}{dt} \\ \frac{d\lambda_F}{dt} \\ \frac{d\lambda_D}{dt} \\ \frac{d\lambda_Q}{dt} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

De manière plus compacte :

$$\begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{abc} & 0 \\ 0 & r_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \\ \frac{d\lambda_{FDQ}}{dt} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Les équations décrites précédemment sont non linéaires à cause des inductances qui varient avec l'angle θ_m . Pour supprimer cette non-linéarité, on peut utiliser la transformée de Park et transformer les enroulements statoriques en enroulements orthogonaux. Les enroulements au rotor ne subissent aucune transformation, car ils sont déjà ordonnés selon deux axes perpendiculaires. On pose $\theta = \theta_m$ et $\omega = \omega_m$ afin que le référentiel tourne avec le rotor. Et on utilise les indices d, q et o afin d'identifier les variables dans le nouveau référentiel, respectivement sur les axes directs, en quadrature et homopolaire.

Ainsi pour simplifier l'équation (3.24) on applique la transformée de Park (équations (3.20) et (3.21) à la partie de l'équation qui décrit le stator :

$$\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{abc} \\ \lambda_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{aR} \\ L_{Ra} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Et après plusieurs manipulations algébriques et matricielles, on obtient l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} \lambda_q \\ \lambda_d \\ \lambda'_F \\ \lambda'_D \\ \lambda'_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -L_q & 0 & 0 & 0 & L_{mq} \\ 0 & -L_d & L_{md} & L_{md} & 0 \\ 0 & -L_{md} & L'_F & L_{md} & 0 \\ 0 & -L_{md} & L_{md} & L'_D & 0 \\ -L_{mq} & 0 & 0 & 0 & L'_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i'_F \\ i'_D \\ i'_Q \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

On peut noter deux choses : 1) la composante homopolaire est nulle et 2) le symbole « ' » est apparu pour les grandeurs relatives au rotor, car les grandeurs du rotor ont été ramenées au stator.

Également, on définit de nouvelles inductances. Ainsi l'inductance totale de chaque circuit comporte une inductance de fuite et une inductance mutuelle avec chacun des autres circuits du même axe. Il n'y a pas de couplage magnétique entre les deux axes du fait de leur orthogonalité. On définit alors L_{md} et L_{mq} , les inductances mutuelles de l'axe d et de l'axe q respectivement.

$$L_{dD} = L_{Dd} = L_{dF} = L_{Fd} = L_{DF} = L_{FD} = L_{md} \quad (3.29)$$

$$L_{qQ} = L_{Qq} = L_{mq} \quad (3.30)$$

Et les inductances des cinq circuits sont définies de la façon suivante. Où, L_i est l'inductance totale et L_{li} l'inductance de fuite de l'enroulement i , s désigne le stator et L_{mj} l'inductance mutuelle de l'axe j .

$$L_d = L_{ls} + L_{md} \quad (3.31)$$

$$L_q = L_{ls} + L_{mq} \quad (3.32)$$

$$L'_F = L'_{lF} + L_{md} \quad (3.33)$$

$$L'_Q = L'_{lQ} + L_{mq} \quad (3.34)$$

$$L'_D = L'_{lD} + L_{md} \quad (3.35)$$

Appliquons maintenant la transformée de Park à l'équation de tensions (3.26).

$$\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{FDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} r_{abc} & 0 \\ 0 & r_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i'_{FDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \\ \frac{d\lambda'_{FDQ}}{dt} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Encore une fois, de nombreuses manipulations algébriques et matricielles sont nécessaires. On obtient alors l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} v_q \\ v_d \\ v'_F \\ v'_D \\ v'_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_s & & & & \\ & -r_s & 0 & & \\ & & r'_F & & \\ & 0 & & r'_D & \\ & & & & r'_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i'_F \\ i'_D \\ i'_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_q}{dt} \\ \frac{d\lambda_d}{dt} \\ \frac{d\lambda'_F}{dt} \\ \frac{d\lambda'_D}{dt} \\ \frac{d\lambda'_Q}{dt} \end{bmatrix} + \omega_m \begin{bmatrix} \lambda_d \\ -\lambda_q \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Où :

$$r_a = r_b = r_c = r_s \quad (3.38)$$

Et ω_m est la vitesse angulaire du rotor. L'équation (3.37) décrit le comportement électrique de la machine synchrone. La figure 3.5 montre le schéma électrique de la machine synchrone dans le référentiel (dq).

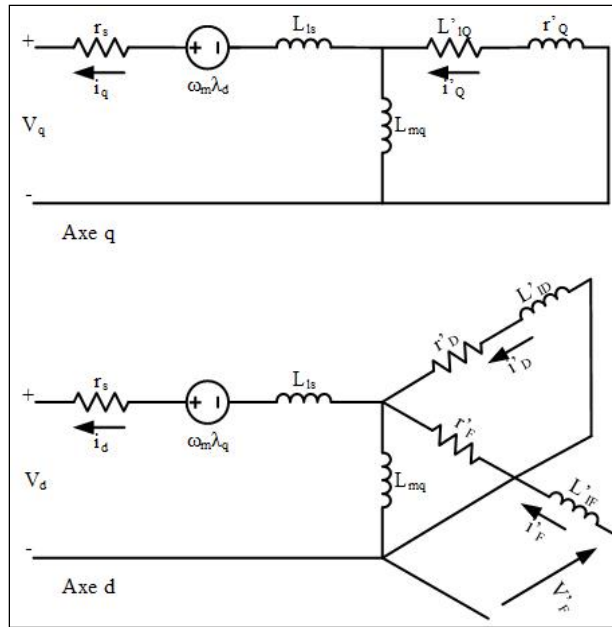


Figure 3.5 Schéma électrique de la machine synchrone dans le référentiel tournant
Tirée de (Rezkallah, 2010)

Enfin le couple électromagnétique est donné par la relation suivante :

$$T_{em} = \frac{3}{2} P_P (i_q \lambda_q - i_d \lambda_d) \quad (3.39)$$

Et finalement, la dynamique de la machine est définie de la façon suivante :

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_{mech} - T_{em} - D\omega_m \quad (3.40)$$

Où ω_m , T_{mech} , T_{em} , J et D sont respectivement la vitesse angulaire du rotor, le couple mécanique appliqué à l'arbre de la machine, le couple électromécanique développé par la machine, le moment d'inertie combiné du rotor et du moteur diesel qui entraîne et le coefficient de frottement visqueux.

3.6 Conclusion

Ce chapitre nous aura permis de revoir les modèles mathématiques utilisés pour la modélisation des différents éléments de notre système et ainsi de mieux comprendre leur fonctionnement dynamique. Ces modèles ont ensuite été ajoutés à un modèle MATLAB/Simulink pour permettre la validation du système par simulation. Enfin, le chapitre suivant détaillera les algorithmes de commandes utilisés pour contrôler ces différents éléments.

CHAPITRE 4

ALGORITHMES DE COMMANDE

4.1 Introduction

Ce chapitre décrit les méthodes de commande des générateurs diesel, de l'onduleur, du convertisseur CC-CC hacheur-élévateur, du système photovoltaïque et de l'éolienne. Ce sont ces algorithmes de commande qui permettront d'atteindre les objectifs fixés dans la problématique à savoir : la régulation de la tension et de la fréquence au PCC, la régulation de la tension sur le bus CC, le partage intelligent des puissances et enfin la maximisation des puissances extraites des sources d'énergies renouvelables.

4.2 Commande des générateurs diesel

Un convertisseur CC-CC hacheur est utilisé comme AVR, il permet de satisfaire les besoins de régulation dynamique de la tension d'excitation (Li, Li, Ni, Zhang, & Monti, 2011). Deux boucles de contrôle sont utilisées, la première compare la tension de sortie de la machine (V_{PCC}) à sa référence (V_{ref}) et génère la référence du courant d'excitation (I_{ex_ref}). Un second PI permet de forcer le courant d'excitation à sa référence en comparant le courant mesuré à l'inductance du convertisseur (I_L) à la sortie du premier PI. La sortie de ce second PI est fournie à un PWM afin de créer les signaux permettant le contrôle de l'interrupteur du convertisseur. Enfin, la tension d'excitation est la tension à la sortie du convertisseur CC-CC hacheur. On a donc :

$$I_{ex_ref} = \left(k_{p1} + \frac{k_{i1}}{s} \right) (V_{ref} - V_{PCC}) \quad (4.1)$$

$$d = \left(k_{p2} + \frac{k_{i2}}{s} \right) (I_{ex_ref} - I_L) \quad (4.2)$$

Où k_{p1} , k_{i1} , k_{p2} et k_{i2} sont les gains proportionnels et intégraux de chacun des correcteurs PI.

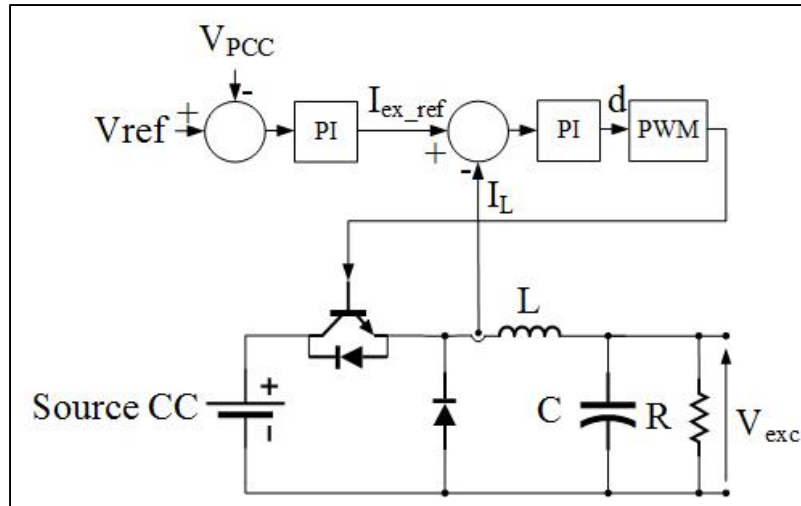


Figure 4.1 Commande de l'AVR

Comme vu dans l'introduction, (Basler Electric, 2009) établit que pour limiter l'échange de puissance réactive entre deux générateurs diesel fonctionnant en parallèle, ils doivent avoir la même tension d'excitation. La méthode de compensation des courants croisés propose de connecter les deux AVR afin d'assurer des tensions d'excitations égales comme on peut le voir sur la figure 4.2.

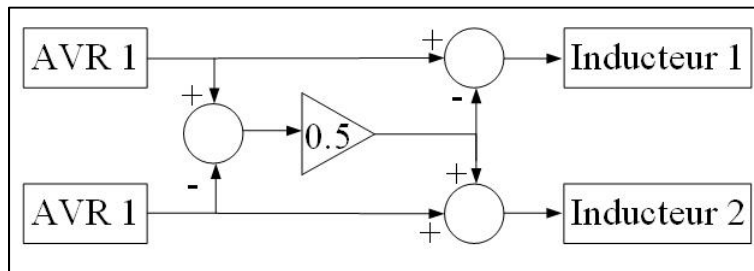


Figure 4.2 Méthode de compensation des courants croisés

4.3 Commande de l'onduleur

La figure 4.3 représente la commande utilisée pour contrôler l'onduleur. Comme on peut le voir il y a en fait deux algorithmes différents, l'un est utilisé lorsque l'onduleur fonctionne seul, sans les générateurs diesel (modes 1, 2, 6 et 7). Le second algorithme, quant à lui, est

utilisé lorsqu'un ou deux générateurs diesel sont utilisés (modes 3, 4 et 5), comme l'ont proposé (Miao et al., 2011).

Lorsque les générateurs diesel sont éteints, l'onduleur fournit la puissance à la charge et assure la régulation de la tension et de la fréquence au PCC. Ainsi, la tension mesurée au PCC (V_{PCC}) est comparée à sa référence (V_{ref}). L'erreur est fournie à un contrôleur PI, le courant mesuré à la sortie du transformateur (I_{INV}) est ensuite soustrait à la sortie du contrôleur PI afin de créer la nouvelle référence de courant. On obtient alors l'équation suivante où k_p et k_i sont respectivement les gains proportionnel et intégral du contrôleur PI.

$$I_{INV_ref} = \left(\left(k_p + \frac{k_i}{s} \right) (V_{ref} - V_{PCC}) \right) - I_{INV} \quad (4.3)$$

Lorsque les générateurs diesel sont allumés, la commande de l'onduleur est basée sur la méthode de statisme. Comme spécifié précédemment, l'expression des puissances est simplifiée si le vecteur de tension est aligné sur l'axe q. Ainsi la puissance active est proportionnelle à la partie réactive du courant i_q et la puissance réactive est proportionnelle à la partie active du courant i_d . Et le système d'équations (3.22) peut alors s'exprimer de la façon suivante :

$$\begin{cases} V_{PCC} = -L \frac{di_q}{dt} - Ri_q + \omega Li_d - V_{DC} d_q \\ 0 = -L \frac{di_d}{dt} - Ri_d + \omega Li_q - V_{DC} d_d \end{cases} \quad (4.4)$$

Les termes de couplage peuvent être considérés comme des perturbations, on définit alors les deux variables suivantes :

$$\begin{cases} v'_q = L \frac{di_q}{dt} + Ri_q \\ v'_d = L \frac{di_d}{dt} + Ri_d \end{cases} \quad (4.5)$$

Et ainsi le système (4.4) peut s'exprimer de la façon suivante :

$$\begin{cases} V_{DC}d_q = v'_q + \omega Li_d + V \\ V_{DC}d_d = v'_d - \omega Li_q + 0 \end{cases} \quad (4.6)$$

Sur la figure 4.3, on retrouve, tout d'abord, les équations (1.1) et (1.2) vues dans l'introduction. Grâce aux variations de fréquence et de tension mesurées au PCC on peut établir de nouvelles références de puissances actives et réactives respectivement. Ensuite, ces nouvelles références sont comparées aux puissances actives et réactives mesurées à la sortie du transformateur (P_{INV} et Q_{INV}). Ces différences sont fournies à des correcteurs PI. Cette première boucle de contrôle est lente et permet de créer les références de courant i_q^* et i_d^* . Puis ces références sont comparées aux composantes q et d du courant mesuré à la sortie du transformateur. Une seconde boucle de contrôle utilisant des correcteurs PI est alors utilisée. Cette seconde boucle est plus rapide et permet de forcer les courants à suivre leur référence et crée les perturbations v'_d et v'_q . On retrouve finalement le système d'équations (4.6) qui permet de définir dans le référentiel tournant la nouvelle référence de tension à appliquer à l'onduleur. Un contrôleur hystérésis est ensuite utilisé pour comparer cette nouvelle référence avec la tension mesurée au PCC et créer les signaux qui commanderont les interrupteurs de l'onduleur.

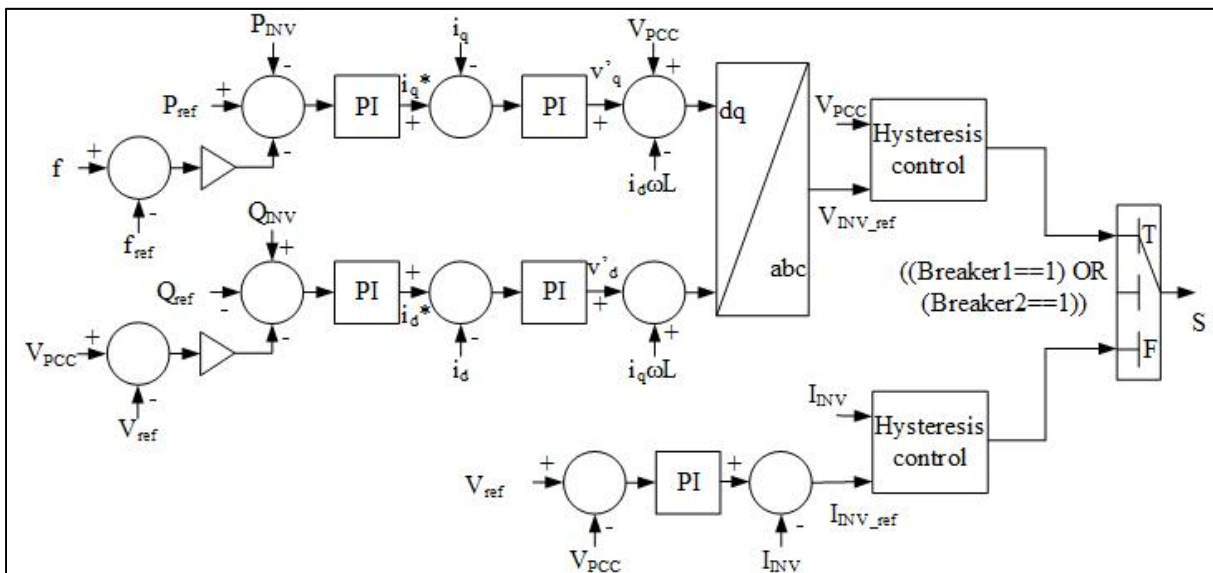


Figure 4.3 Commande de l'onduleur

4.4 Commande du convertisseur hacheur-élevateur

Rappelons que le convertisseur CC-CC hacheur-élevateur est connecté entre la batterie et le bus CC, son rôle est d'assurer la régulation de la tension CC. Comme on peut le voir à la figure 4.4, deux boucles de contrôles sont utilisées. La première boucle compare la tension mesurée sur le bus CC (V_{CC}) à sa référence (V_{CC_ref}) et utilise un correcteur PI. Ce correcteur PI permet de créer la référence de courant de batterie (I_{bat_ref}). La seconde boucle de contrôle compare cette nouvelle référence au courant mesuré à la sortie de la batterie (I_{bat}) et un second correcteur PI est utilisé. La sortie de ce second correcteur PI (d) est fournie à une PWM afin de créer les signaux (S) qui commanderont les transistors du convertisseur. On a donc :

$$I_{bat_ref} = \left(k_{p1} + \frac{k_{i1}}{s} \right) (V_{CC_ref} - V_{CC}) \quad (4.7)$$

$$d = \left(k_{p2} + \frac{k_{i2}}{s} \right) (I_{bat_ref} - I_{bat}) \quad (4.8)$$

où k_{p1} , k_{i1} , k_{p2} et k_{i2} sont les gains proportionnels et intégrales de chacun des correcteurs PI.

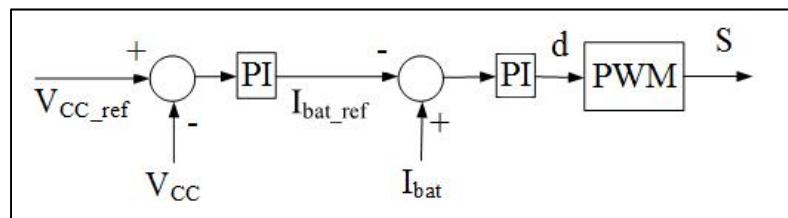


Figure 4.4 Commande du convertisseur CC-CC hacheur-élevateur

4.5 Commande du système photovoltaïque

Comme on peut le voir à la figure 4.5, les points correspondant à V_{DC} sont proches du point de puissance maximale pour différentes valeurs d'ensoleillement et pour une température constante. Ainsi il est possible d'extraire le maximum de puissance du système photovoltaïque

pour une température donnée sans utiliser de convertisseur et d'algorithme MPPT. Et c'est donc le convertisseur CC-CC hacheur-élévateur qui contrôle le courant de la batterie et la tension du bus CC qui permet d'extraire le maximum de puissance du système photovoltaïque.

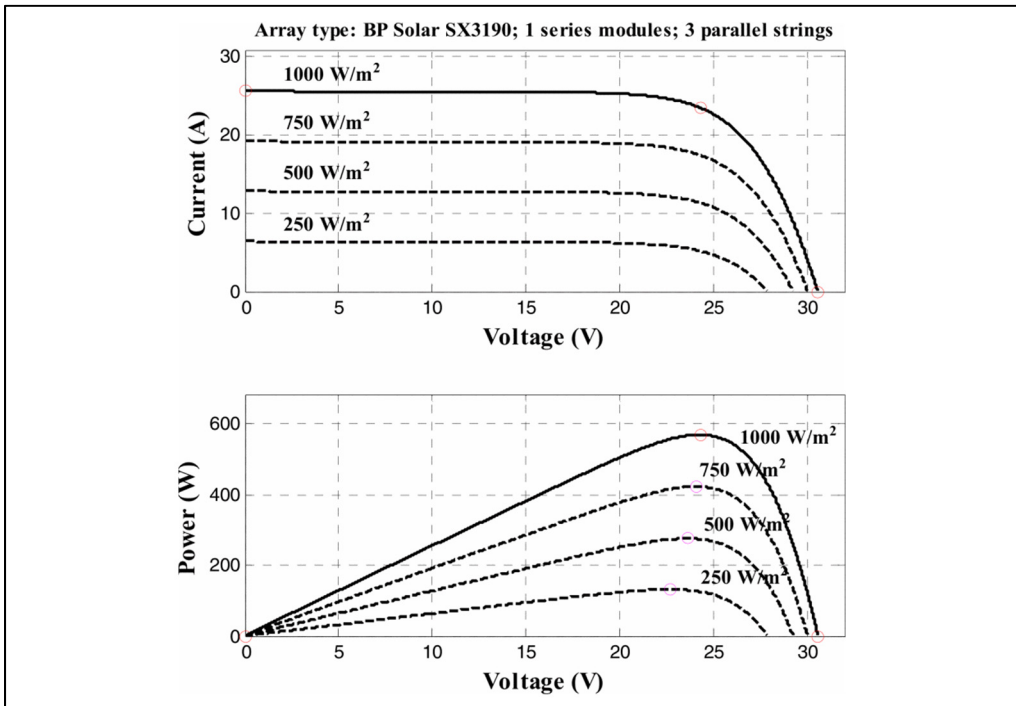


Figure 4.5 Caractéristiques P-V et I-V pour différentes valeurs d'ensoleillement
Tiré de (Kumar, Babu, & Prabhu, 2017)

4.6 Commande de l'éolienne

Afin d'extraire le maximum de puissance de l'éolienne, la méthode utilisée est basée sur le principe de Perturbation et Observation. Cette méthode utilise une corrélation entre les variations de la puissance et de la tension à l'entrée du convertisseur CC-CC hacheur. Ainsi, cette méthode n'utilise aucune mesure mécanique et seulement des mesures électriques. D'après (Abouobaida, 2017), la tension à l'entrée du convertisseur est proportionnelle à la vitesse de rotation de la MSAP.

Si les variations de puissance et de tension ont le même signe, alors le point de fonctionnement permettant d'extraire le maximum de puissance est sur la droite. Alors que si les variations de

puissance et de tension sont de signes différents alors le point de puissance maximale est sur la gauche du point d'opération actuelle.

La figure 4.6 représente la commande utilisée. Comme on peut le voir, la tension et le courant mesurés à la sortie du pont de diode permettent de calculer la puissance. Ensuite, on extrait les variations de la tension mesurée et de la puissance calculée. Ces deux variations sont ensuite multipliées et c'est le signe de ce produit qui est étudié pour savoir si ces deux données varient dans la même direction et ainsi se rapprocher du point de puissance maximale. C'est le pas d'incrément dD qui permet de faire varier la vitesse de convergence vers le MPP mais aussi l'amplitude des oscillations autour de ce point. Enfin, une PWM est utilisée pour créer les signaux nécessaires à la commande de l'IGBT du convertisseur CC-CC élévateur.

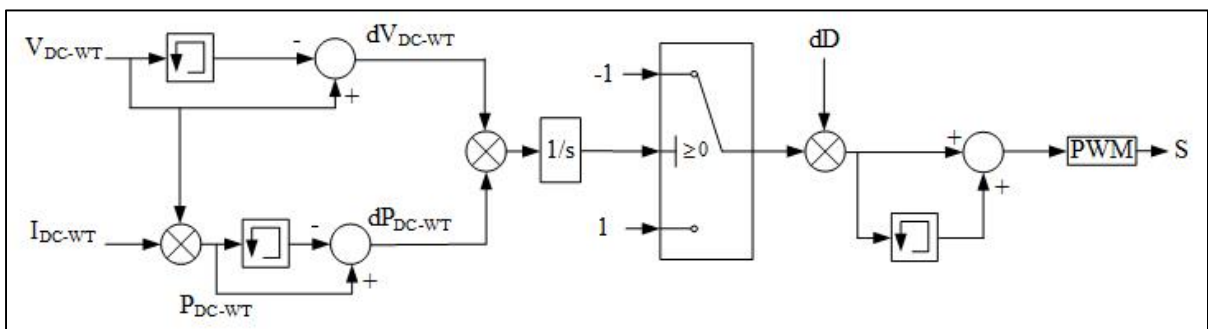


Figure 4.6 Commande de l'éolienne

4.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons passé en revue les différents algorithmes de commande que nous avons utilisés afin de faire fonctionner notre système selon les objectifs fixés. Tout d'abord le contrôle du générateur diesel afin de garantir une tension et une fréquence régulées au PCC ainsi qu'un partage des puissances optimales. Puis la commande du convertisseur CC-CC hacheur-élévateur qui permet de réguler la tension du PCC et d'extraire le maximum de puissance du système photovoltaïque. Et enfin l'algorithme de commande permettant d'extraire le maximum de puissance de l'éolienne. Finalement, ces algorithmes ont été intégrés au modèle MATLAB/Simulink qui permettra la validation du système par simulation.

CHAPITRE 5

VALIDATION DU SYSTÈME PAR SIMULATION

5.1 Introduction

Afin de valider les différents algorithmes de commande présentés précédemment, des simulations ont été effectuées grâce à MATLAB/Simulink. Le système simulé est celui présenté dans le chapitre 2. Différents tests ont été faits afin de vérifier le fonctionnement de tous les modes de fonctionnement.

5.2 Résultats de Simulation pour les modes 1 et 2

Le tableau 5.1 permet de rappeler les modes 1 et 2. Comme on peut le voir, les générateurs diesel ne seront pas utilisés pour ce test. Pour le premier mode, des conditions météorologiques favorables permettent de charger la batterie et d'alimenter la charge simultanément. Pour le second mode, les conditions météorologiques ne permettent plus de charger la batterie et d'alimenter la charge. La batterie va alors se décharger afin de garantir l'alimentation à la charge.

Tableau 5.1 Modes de fonctionnements 1 et 2

Mode	Conditions	Source d'Énergie	État de la batterie
Mode 1	$P_{PV} + P_{WT} > P_{Load}$ $SOC > 50\%$	PV + WT	Charge
Mode 2	$P_{PV} + P_{WT} < P_{Load}$ $SOC > 50\%$	PV + WT + Batterie	Décharge

La figure 5.1 présente les résultats de simulation obtenus pour ces deux modes. On peut y voir la tension au PCC, l'amplitude de cette tension, le courant à la charge, le courant du premier et second générateur diesel, le courant de l'onduleur, la tension du bus CC, le courant produit

par le système de panneaux photovoltaïques, le courant produit par l'éolienne, le courant de la batterie, l'état de charge de la batterie et enfin la fréquence du système.

Pour ce test le système est soumis à deux variations de charge, une première de $t=4s$ à $t=5s$ et une seconde de $t=7s$ à $t=8s$. Aussi, les conditions météorologiques varient, l'ensoleillement augmente de $t=0s$ à $t=1s$ puis reste constant jusqu'à $t=4s$ et enfin diminue jusqu'à $t=8s$ puis reste nul jusqu'à la fin de la simulation. Le vent suit plus ou moins le même profil, il augmente de $t=0s$ à $t=2s$, puis reste constant jusqu'à $t=4s$ et enfin diminue jusqu'à $t=8s$ pour rester nul jusqu'à la fin de la simulation.

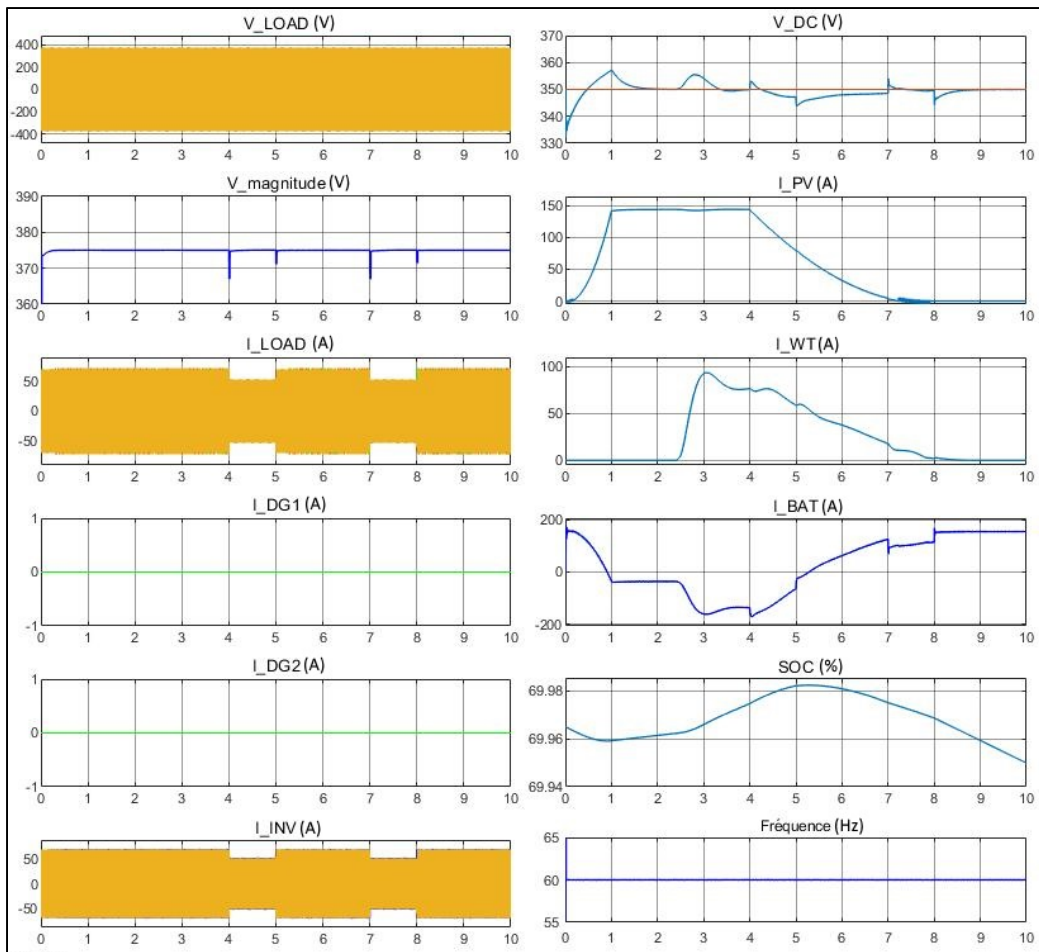


Figure 5.1 Performances du système pour les modes 1 et 2

Comme on peut le voir sur la figure précédente, les générateurs diesel ne produisent pas de courants. Les sources d'énergies renouvelables produisent du courant en suivant les variations de conditions météorologiques. Les variations de charge sont visibles sur les formes d'ondes des courants à la charge et à l'onduleur. On peut voir également que la tension au PCC et la fréquence sont bien régulées ainsi que la tension au bus CC, les variations qu'on peut voir sur la tension CC sont liées aux variations de charges et de conditions météorologiques, mais restent dans un intervalle acceptable. Enfin on peut voir grâce au courant de la batterie et à son SOC que la batterie charge jusqu'à $t=5s$ puis se décharge jusqu'à la fin de la simulation. Les modes 1 et 2 ont donc bien été simulés.

La figure 5.2 représente les courbes de puissance active et réactive des deux générateurs diesel, de l'onduleur et de la charge. On remarque que les variations de conditions météorologiques n'ont aucune influence sur la puissance consommée par la charge. Il est également possible de voir les variations de la charge sur les courbes de puissance.

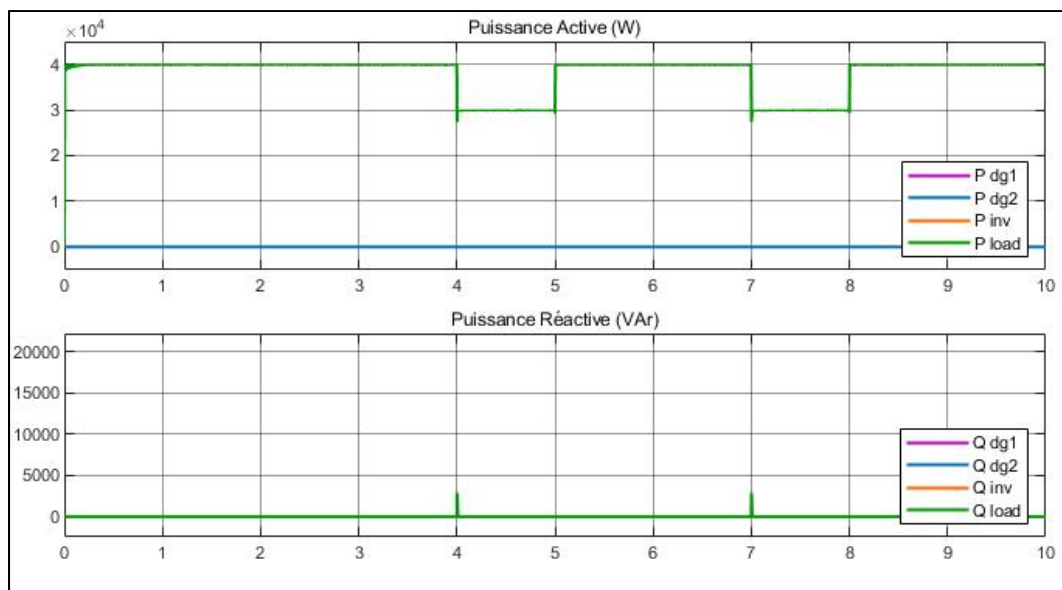


Figure 5.2 Puissances actives et réactives pour les modes 1 et 2

5.3 Résultats de simulation pour les modes 2, 3 et 4

Le tableau 5.2 rappelle les modes 2, 3 et 4. Comme on peut le voir pour ce test, un seul générateur diesel est utilisé. Tout d'abord, le générateur diesel est éteint et les conditions météorologiques ne permettent pas à la batterie de charger et donc la charge est alimentée par la batterie qui se décharge. Ensuite, le générateur diesel démarre afin de charger la batterie et de fournir la puissance à la charge. Enfin, une augmentation de la charge va obliger la batterie à se décharger afin d'aider le générateur diesel à alimenter la charge.

Tableau 5.2 Modes de fonctionnements 2, 3 et 4

Mode	Conditions	Source d'Énergie	État de la batterie
Mode 2	$P_{PV} + P_{WT} < P_{Load}$ $SOC > 50\%$	PV + WT + Batterie	Décharge
Mode 3	$P_{PV} + P_{WT} < P_{Load}$ $SOC < 50\%$	PV + WT + 1 DG	Charge
Mode 4	$P_{PV} + P_{WT} + P_{DG} < P_{Load}$ $SOC > 50\%$	PV + WT + 1DG + Batterie	Décharge

Pour ce test le système est soumis à une variation de charge de $t=5s$ à $t=10s$. Aussi, les conditions météorologiques varient, l'ensoleillement augmente de $t=7s$ à $t=12s$ puis reste constant jusqu'à la fin de la simulation. Le vent suit plus ou moins le même profil, il augmente de $t=9s$ à $t=11s$, puis reste constant jusqu'à la fin de la simulation.

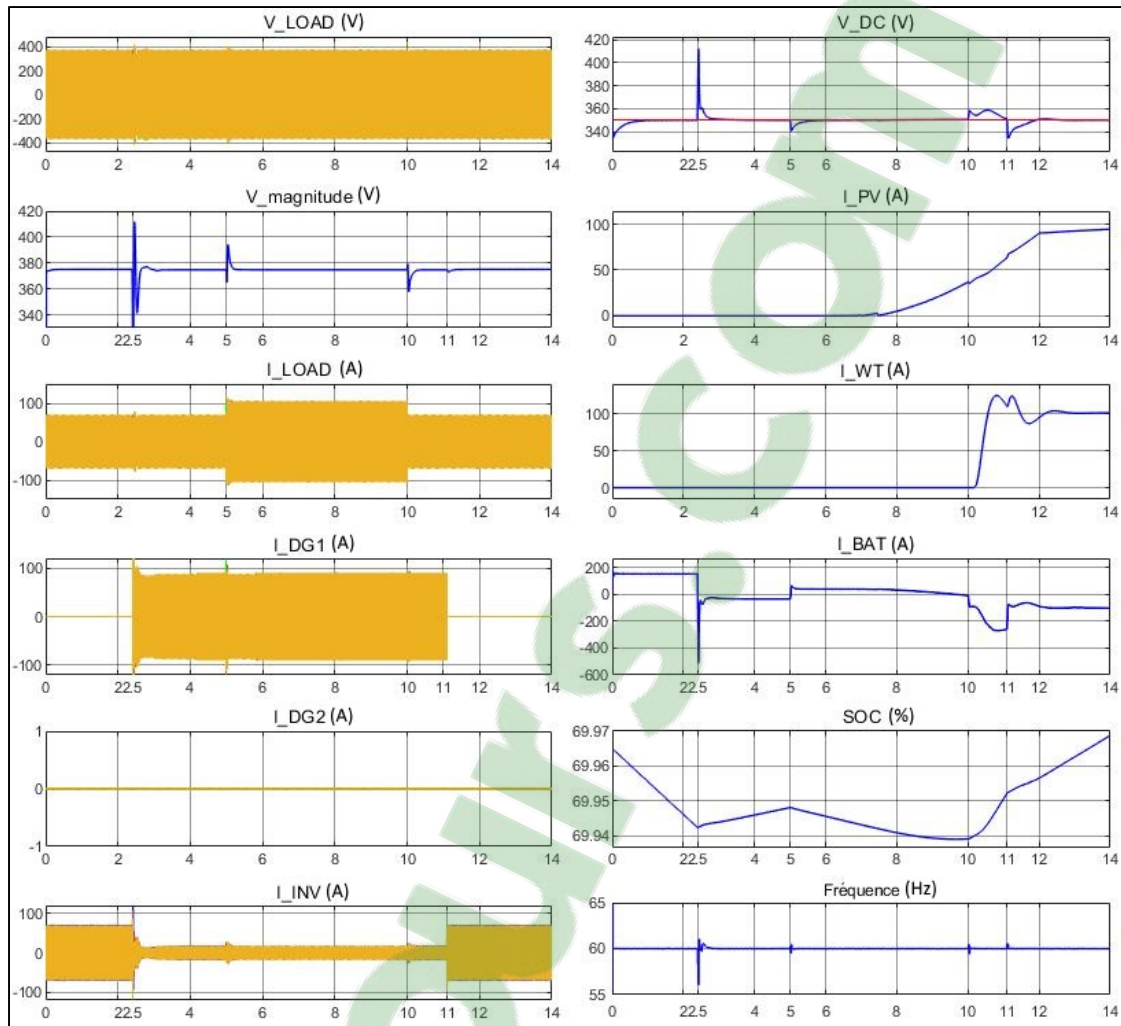


Figure 5.3 Performances du système pour les modes 2, 3 et 4

Comme on peut le voir sur la figure 5.3, un seul générateur est utilisé et il produit du courant de $t=2.5s$ à $t=11s$. Les sources d'énergie renouvelable produisent du courant en suivant les variations de conditions météorologiques. La variation de charge est visible sur les formes d'ondes des courants à la charge et à l'onduleur. On peut voir également que la tension au PCC et la fréquence sont bien régulées ainsi que la tension au bus CC, les variations qu'on peut voir sur la tension CC sont liées aux variations de charges et de conditions météorologiques, mais restent dans un intervalle acceptable. Enfin, on peut voir grâce au courant de la batterie et à son SOC que la batterie se décharge jusqu'à $t=2.5s$, puis comme l'un des générateurs diesel est utilisé, la batterie charge jusqu'à $t=5s$ où une augmentation de la charge oblige la batterie à se décharger afin d'aider le générateur diesel à fournir la puissance nécessaire à la charge. Enfin,

la batterie charge de nouveau à partir de $t=10s$ du fait de la diminution de charge et de la présence de conditions météorologiques favorable. Enfin à $t=11s$, le générateur diesel s'arrête et la batterie continue de charger, car l'éolienne et les panneaux solaires produisent assez de courant pour alimenter la charge et charger la batterie simultanément.

La figure 5.4 représente les puissances actives et réactives des générateurs diesel de l'onduleur et de la charge. On peut y observer la variation de la charge de $t=5s$ à $t=10s$. On peut voir aussi le fonctionnement du générateur diesel de $t=2.5s$ à $t=5s$. Aussi, on peut voir sur les courbes de puissances actives un échange de puissance entre le générateur diesel et l'onduleur entre $t=2.5s$ et $t=5s$ mais aussi $t=10s$ à $t=11s$, ce qui correspond aux moments où la batterie est chargée par le générateur diesel. Entre $t=5s$ et $t=10s$ on peut voir que la batterie fournit de la puissance afin d'aider le générateur diesel à fournir la puissance nécessaire à la charge. En ce qui concerne la puissance réactive, on peut voir qu'il y a un échange entre l'onduleur et le générateur diesel. Cet échange est relativement faible, environ 200VAr et peut donc être considéré comme négligeable.

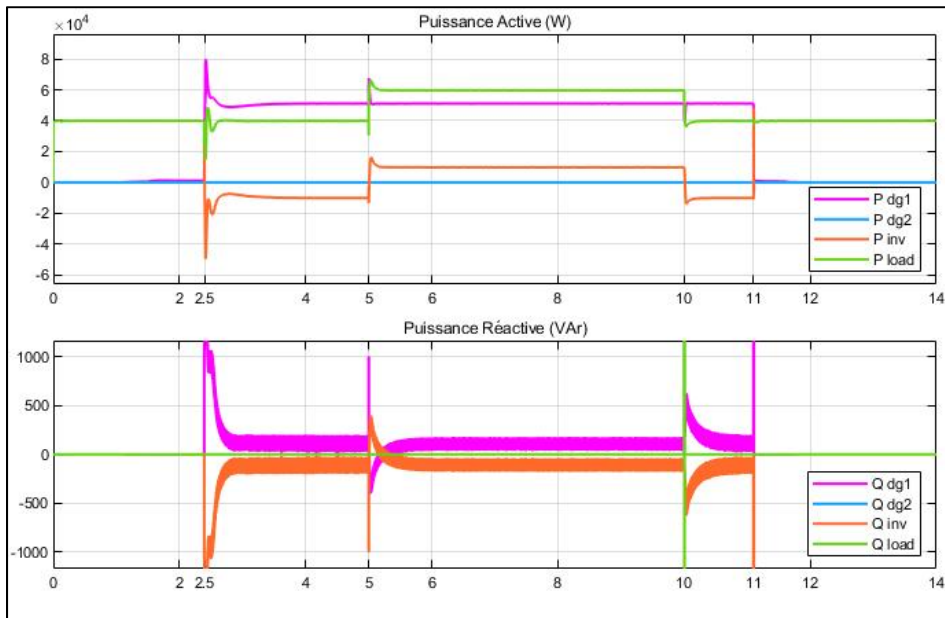


Figure 5.4 Puissances actives et réactives pour les modes 2, 3 et 4

5.4 Résultats de simulation pour les modes 2, 3, 4 et 5

Le tableau 5.3 rappelle les modes 2, 3 et 4 et 5. Comme on peut le voir pour ce test, les deux générateurs diesel sont utilisés. Tout d'abord, les générateurs diesel sont éteints et les conditions météorologiques ne permettent pas à la batterie de charger et donc la charge est alimentée par la batterie qui se décharge. Ensuite, le premier générateur diesel démarre afin de charger la batterie et de fournir la puissance à la charge. Puis, une augmentation de la charge va obliger la batterie à se décharger afin d'aider le générateur diesel à alimenter la charge. Enfin, le second générateur diesel va démarrer afin d'assurer l'alimentation de la charge et la charge de la batterie.

Tableau 5.3 Modes de fonctionnements 2, 3, 4 et 5

Mode	Conditions	Source d'Énergie	État de la batterie
Mode 2	$P_{PV} + P_{WT} < P_{Load}$ $SOC > 50\%$	PV + WT + Batterie	Décharge
Mode 3	$P_{PV} + P_{WT} < P_{Load}$ $SOC < 50\%$	PV + WT + 1 DG	Charge
Mode 4	$P_{PV} + P_{WT} + P_{DG} < P_{Load}$ $SOC > 50\%$	PV + WT + 1 DG + Batterie	Décharge
Mode 5	$P_{PV} + P_{WT} + P_{DG} < P_{LOAD}$ $SOC < 50\%$	PV + WT + 2 DG	Charge rapide

Pour ce test, le système est soumis à une augmentation de la charge à $t=4s$. Il n'y a pas de variation des conditions météorologiques. En effet, pour ce test nous vérifions le fonctionnement du système dans un cas extrême où ni l'éolienne ni les panneaux solaires ne produisent du courant.

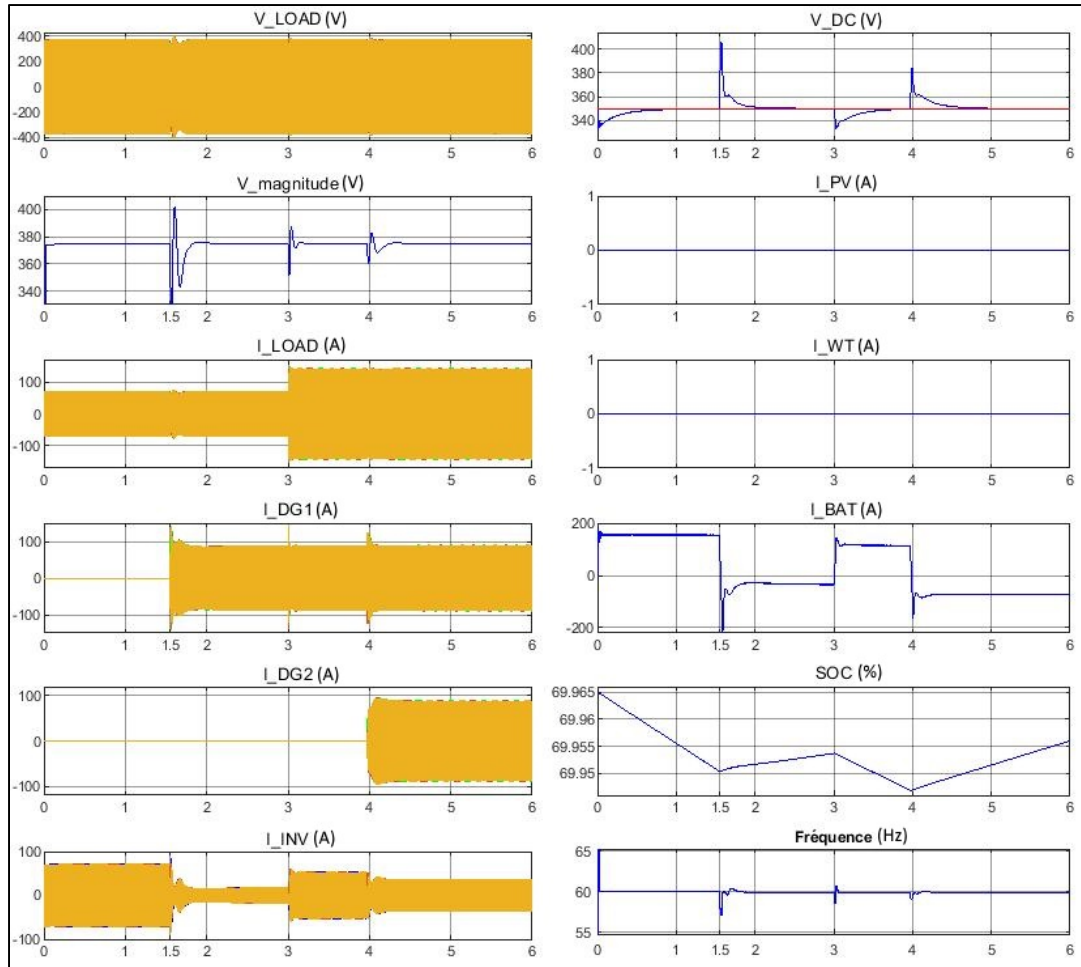


Figure 5.5 Performances du système pour les modes 2, 3, 4 et 5

Comme on peut le voir sur la figure 5.5, les deux générateurs diesel sont utilisés, le premier à partir de $t=1.5s$ et le second à partir de $t=6s$. Les sources d'énergies renouvelables ne produisent aucun courant durant toute la simulation. La variation de charge est visible sur les formes d'ondes des courants à la charge et à l'onduleur. On peut voir également que la tension au PCC et la fréquence sont bien régulées ainsi que la tension au bus CC. Les variations qu'on peut voir sur la tension CC sont liées aux variations de charges et de conditions météorologiques ainsi qu'aux connexions des générateurs diesel mais ces variations de tension restent dans un intervalle acceptable. Enfin on peut voir grâce au courant de la batterie et à son SOC que la batterie se décharge jusqu'à $t=1.5s$, puis comme le premier générateur diesel est utilisé, la batterie charge jusqu'à $t=4s$ où une augmentation de la charge oblige la batterie à se décharger afin d'aider le générateur diesel à fournir la puissance nécessaire à la charge. Et comme la

batterie ne charge plus, le second générateur diesel va alors démarrer afin d'assurer la recharge de la batterie, à partir de $t=6s$.

La figure 5.6 représente les puissances actives et réactives des générateurs diesel de l'onduleur et de la charge. On peut y observer l'augmentation de la charge de $t=4s$. On peut voir aussi le fonctionnement du premier générateur diesel à partir de $t=1.5s$ puis du second à partir de $t=6s$. Aussi, on peut voir sur les courbes de puissances actives un échange de puissance entre le premier générateur diesel et l'onduleur entre $t=1.5s$ et $t=4s$ puis un autre échange entre les deux générateurs diesel et l'onduleur à partir de $t=6s$. Ces échanges correspondent aux moments où la batterie est chargée par le ou les générateurs diesel. Entre $t=4s$ et $t=6s$ on peut voir que la batterie fournit de la puissance afin d'aider le générateur diesel à fournir la puissance nécessaire à la charge. En ce qui concerne la puissance réactive, on peut voir qu'il y a des échanges entre l'onduleur et les générateurs diesel. Encore une fois, ces échanges restent faibles, environ 200VAr et peuvent donc être considérés comme négligeables.

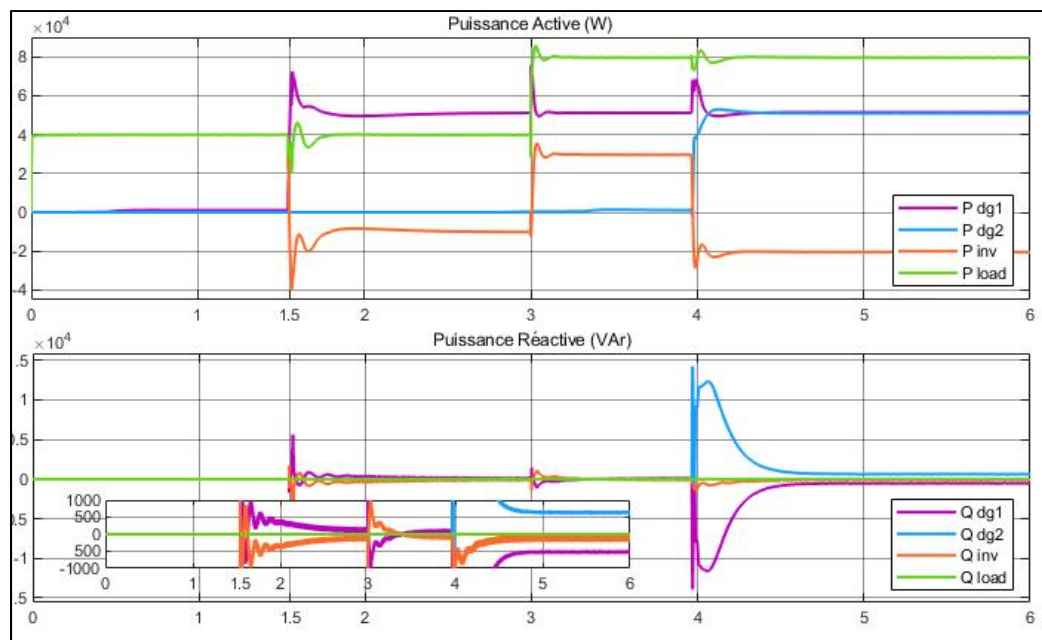


Figure 5.6 Puissances actives et réactives pour les modes 2, 3, 4 et 5

5.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis en évidence le bon fonctionnement des différents algorithmes de commandes présentés lors du chapitre précédent. Différents scénarios ont été testés et ont permis de valider l'ensemble des modes de fonctionnement établi dans le chapitre 2. Enfin, les objectifs définis à la fin du premier chapitre ont tous été atteints :

- la tension et la fréquence sont régulées au PCC, ainsi que la tension du bus CC;
- les puissances extraites des sources d'énergies renouvelables ont été maximisées;
- le partage des puissances se fait de façon intelligente.

La validation de ces objectifs nous permet de valider notre objectif principal, nous pouvons garantir le bon fonctionnement du micro réseau proposé.

CHAPITRE 6

RÉSULTATS EXPÉRIMENTAUX

6.1 Introduction

Afin de valider les performances de la configuration proposée et des différentes stratégies de contrôles ainsi que les résultats de simulation présentés dans chapitre 5, des tests expérimentaux ont été menés sur un modèle réduit de notre système.

6.2 Description du système

La figure 6.1 montre la plateforme expérimentale utilisée pour les tests expérimentaux, qui contient les éléments suivants : 1) un actionneur ABB qui permet de commander une machine à induction, cette machine est couplée à une machine à aimant permanent et permet d'émuler le fonctionnement d'une éolienne, 2) un second actionneur ABB permet de commander une seconde machine à induction, cette seconde machine est couplée à une machine synchrone et permet d'émuler le fonctionnement d'un DG, 3) un contrôleur dSPACE est utilisée afin de commander l'onduleur et le convertisseur CC-CC élévateur, 4) des batteries Lead-Acid, et 5) un autotransformateur ainsi qu'un filtre passif type RC. La figure 6.2 présente la configuration du micro réseau utilisé pour les tests expérimentaux. Les caractéristiques de chacun de ces éléments sont disponibles en annexe dans le Tableau A.2.6.

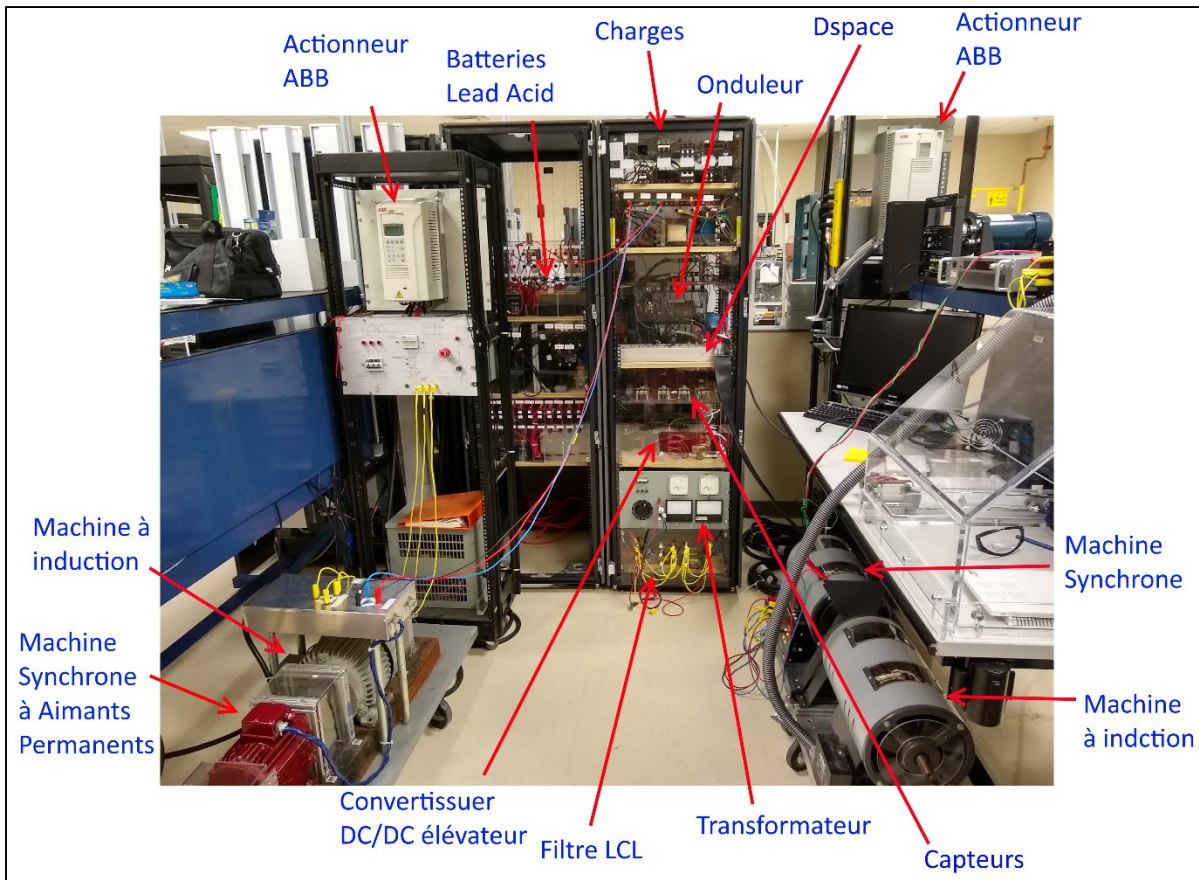


Figure 6.1 Installation pour les tests expérimentaux

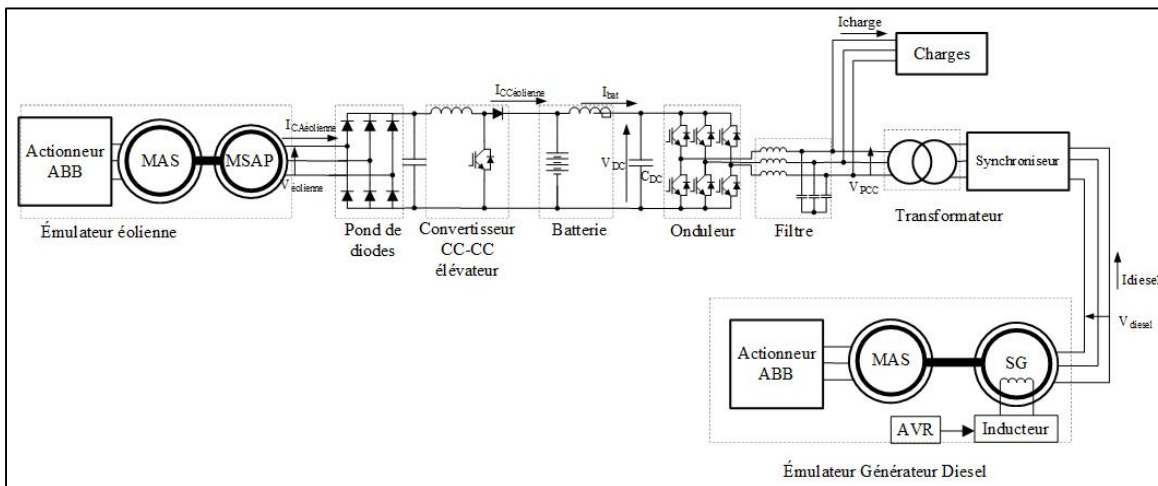


Figure 6.2 Topologie du micro réseau utilisé pour les tests expérimentaux

Afin de valider le fonctionnement des différents modes de fonctionnement déjà détaillé dans le chapitre 2, différents tests ont été menés. Le premier test a permis de valider la régulation de la tension au niveau du bus à CC (V_{cc}) dans le cas où le DG est la seule source d'énergie utilisée. Pour le deuxième test, le pack de batterie est utilisé en plus afin de tester les performances telles que la charge de la batterie à partir du DG ainsi que la compensation instantanée de l'énergie (balancement de la puissance dans le système) durant la variation rapide de la charge. Pour le troisième test, uniquement la batterie est utilisée comme source d'énergie. Dans le quatrième test, l'éolienne et la batterie sont connectées au système sans DG. Finalement le cinquième consiste à faire synchroniser DG avec la batterie et l'éolienne pour alimenter la charge. Pour chacun de ces tests, nous avons fait varier la charge et la vitesse de rotation de l'éolienne, lorsque celle-ci intervient.

6.3 Mode : DG et régulation de tension V_{CC}

Le premier test effectué vise à valider le fonctionnement du DG et de la régulation de la tension CC (V_{cc}). Dans la figure 6.3 (a), les tensions V_{ab} , V_{bc} et V_{ca} à la sortie de la machine synchrone ainsi que le courant de la phase (a) sont présentés. Dans a figure 6.3 (b) les trois courants de phase ainsi que la tension V_{ca} sont détaillés. La figure 6.3 (c) montre les tensions V_{ab} et V_{bc} , le courant de la phase (a) ainsi que le courant d'excitation de la machine. Dans la figure 6.3 (d), on peut voir que la tension à CC, la tension V_{bc} , le courant de la phase (a) et le courant à la charge dans le cas où la charge est nulle. On peut voir aussi que V_{cc} est bien régulée à sa valeur de consigne qui est 120V comme prévu.

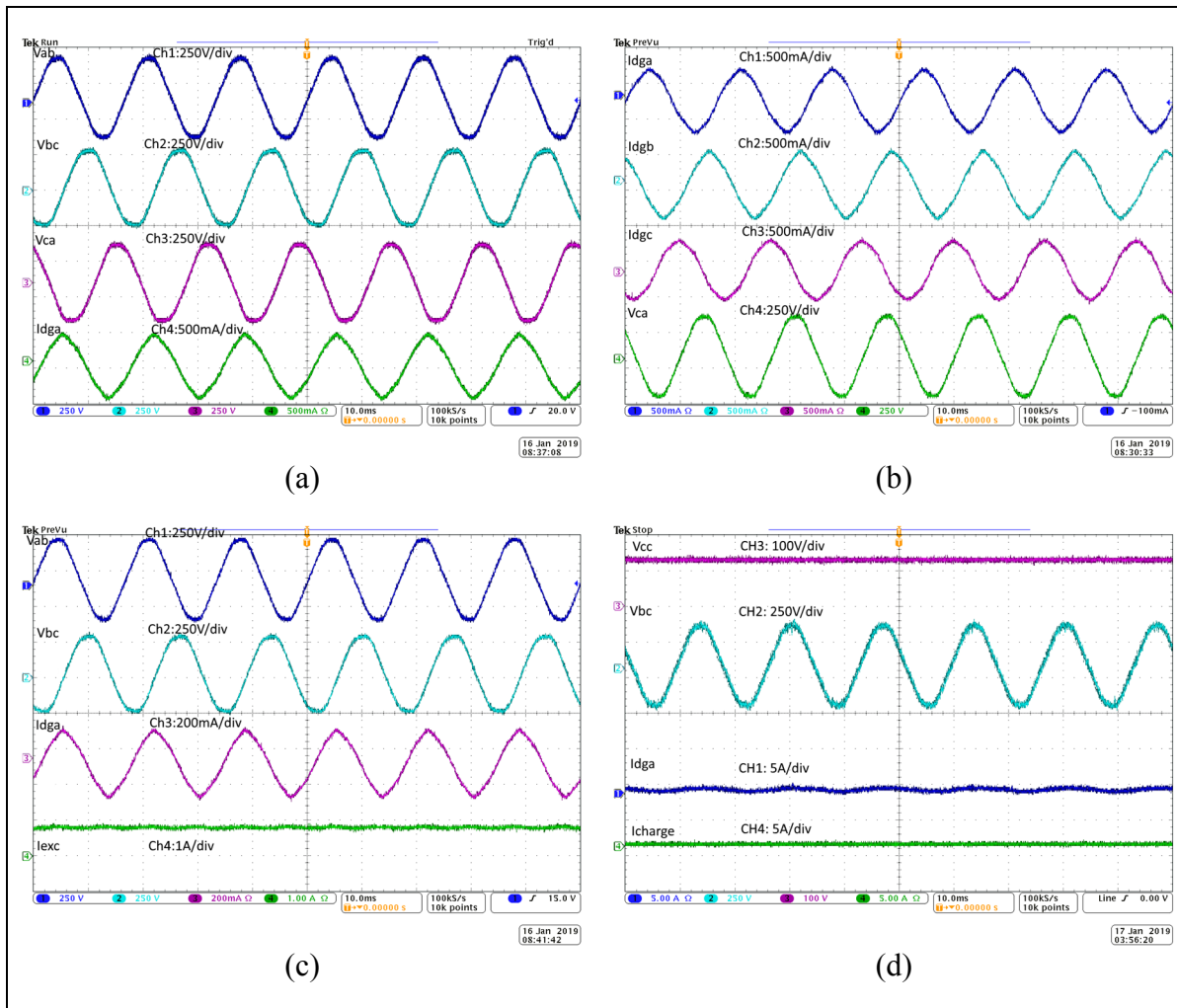


Figure 6.3 Générateur diesel triphasé et régulation de la tension CC

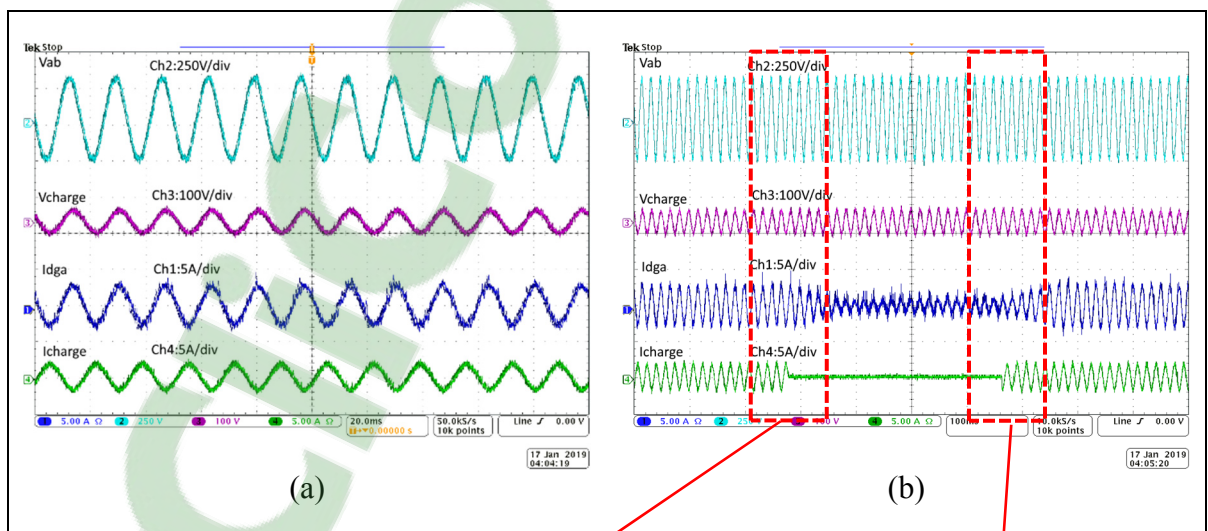
6.4 Mode : Générateur diesel et la batterie

Sur les figures 6.4, la tension V_{ab} , la tension aux bornes de la charge (V_{charge}), le courant du DG (I_{dga}), et le courant à la charge (I_{charge}). La figure 6.4 (a) montre le système fonctionnant avec une charge et en régime établi. La figure 6.4 (b) montre la réponse du système lorsqu'on déconnecte la charge et qu'on la reconnecte rapidement, les figures 6.4 (c) et (d) sont des zooms de la figure 6.4 (b) à la déconnexion puis à la reconnexion de la charge. En ce qui concerne les performances présentées dans la figure 6.4 (e) on trouve les mêmes phénomènes, ces résultats sont obtenus par la variation de la charge (connexions et déconnexion rapide de la charge). La figure 6.4 (f), montre le comportement du système si une charge dynamique est connectée.

Dans les figures 6.4 (g) et (h) les zooms de la première et la seconde augmentation de la charge dynamique sont présentés.

Sur la figure 6.5, on peut voir les formes d'ondes de la tension V_{CC} , du courant I_{dga} , du courant de la batterie (I_{bat}) et du courant à la charge (I_{charge}). La figure 6.5 (a) montre le fonctionnement du système en régime permanent avec une charge. Les figures 6.5 (b) et (c) montrent le fonctionnement du système lorsqu'on connecte et qu'on déconnecte une charge. La figure 6.5 (d) montre la réponse du système lorsqu'on augmente et qu'on diminue une charge.

Pour chacun de ces scénarios, on remarque que lorsque la charge est nulle, le DG continue de fournir de l'énergie, ce qui permet de charger les batteries. On remarque également que les dynamiques du générateur diesel sont lentes, on l'observe particulièrement sur les figures 6.4 (b) et (e). Et, grâce aux formes d'ondes de la figure 6.5, on peut voir que la batterie compense ces dynamiques en fournissant ou en absorbant plus de courant lors des variations de charges. On peut donc dire que le générateur diesel fournit l'énergie à la charge et que la batterie balance les puissances afin de garantir la stabilité du système. On peut voir également que la tension CC et la tension à la charge sont bien régulées.



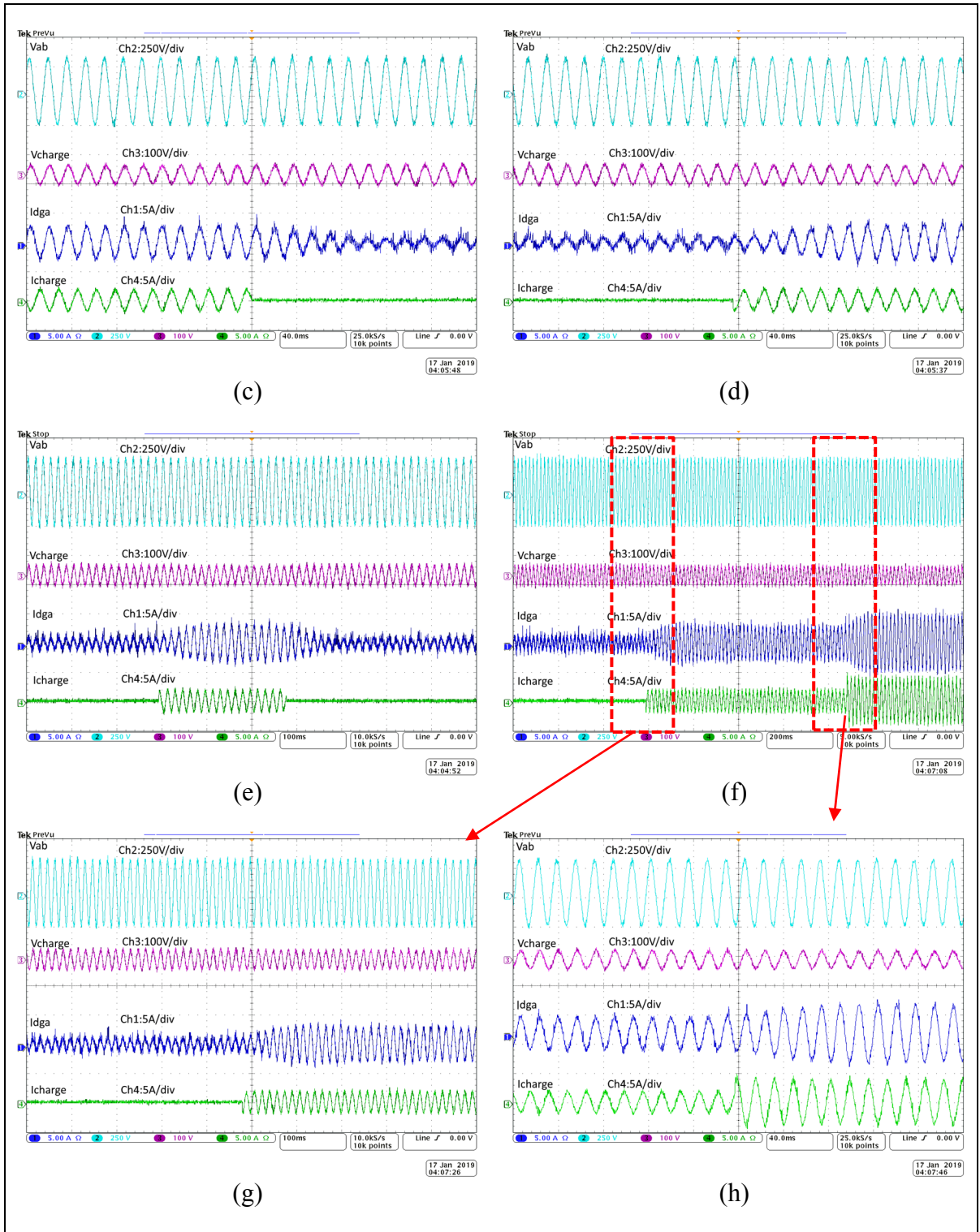


Figure 6.4 Performances dynamiques du système Batterie-Générateur diesel lors de variations de charges

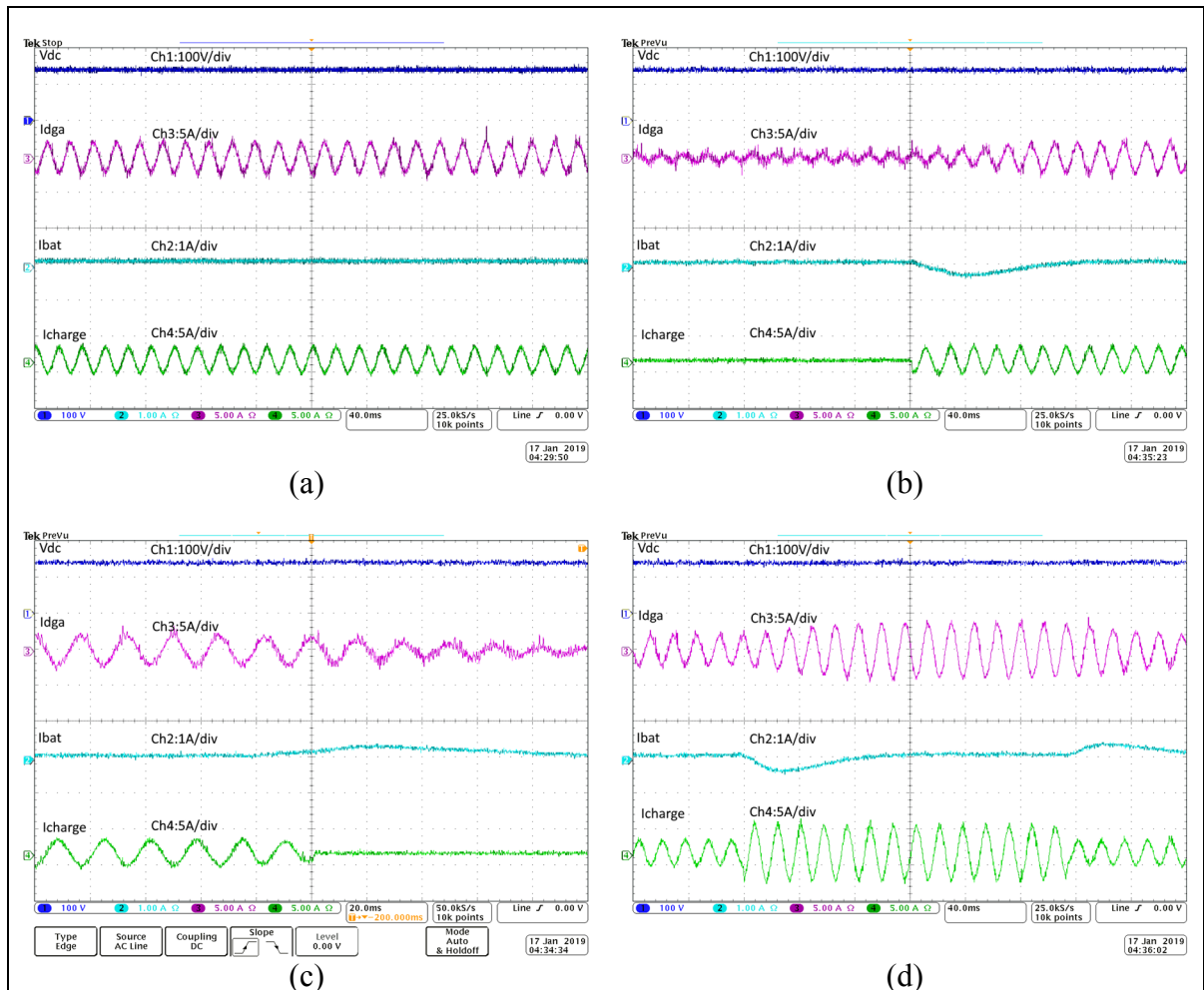


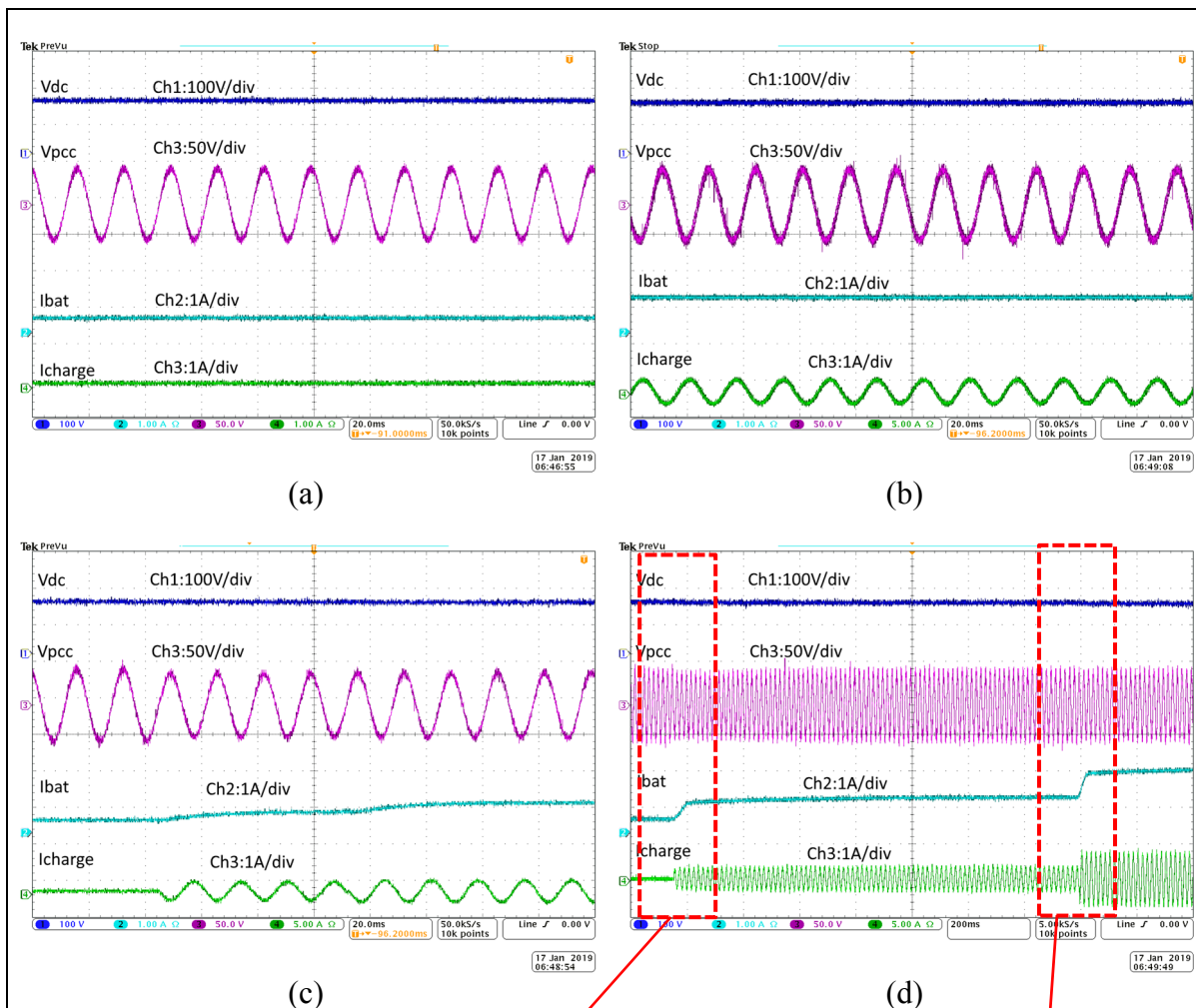
Figure 6.5 Performances dynamiques du système Batterie-Générateur diesel lors de variations de charges

6.5 Mode : Batterie comme source d'énergie sans générateur diesel

Pour ce test le générateur diesel est déconnecté et la batterie est la seule source d'énergie qui alimente la charge. La figure 6.6 regroupe les formes d'ondes de la tension du bus à CC (V_{CC}), la tension au PCC (V_{PCC}), le courant de la batterie (I_{bat}) et le courant de la charge (I_{charge}). Les figures 6.6 (a) et (b) montrent respectivement le fonctionnement du système en régime établi sans et avec charge. La figure 6.6 (c) montre le fonctionnement du système lorsqu'on connecte soudainement une charge. Les figures 6.6 (d) et (g) montre le fonctionnement du système lorsqu'on varie soudainement la charge. Dans le premier cas, nous augmentons soudainement la charge et dans les deuxièmes cas nous diminuons soudainement la charge. L'objectif de ce

test est de connaître le comportement du système lors de cette variation et de vérifier que la charge est alimentée sans interruption. Les figures 6.6 (e), (f), (h) et (i) sont des zooms des figures 6.6 (d) et (g) pour chacune des augmentations et des diminutions.

On peut voir clairement à partir des résultats que la batterie est capable de fournir de l'énergie à la charge en tout temps. Il est capable de balancer la puissance dans le système durant la transition et en régime établi. Également, on peut voir que la tension au niveau du PCC ainsi que la tension du bus à CC sont bien régulées à leurs valeurs de consigne.



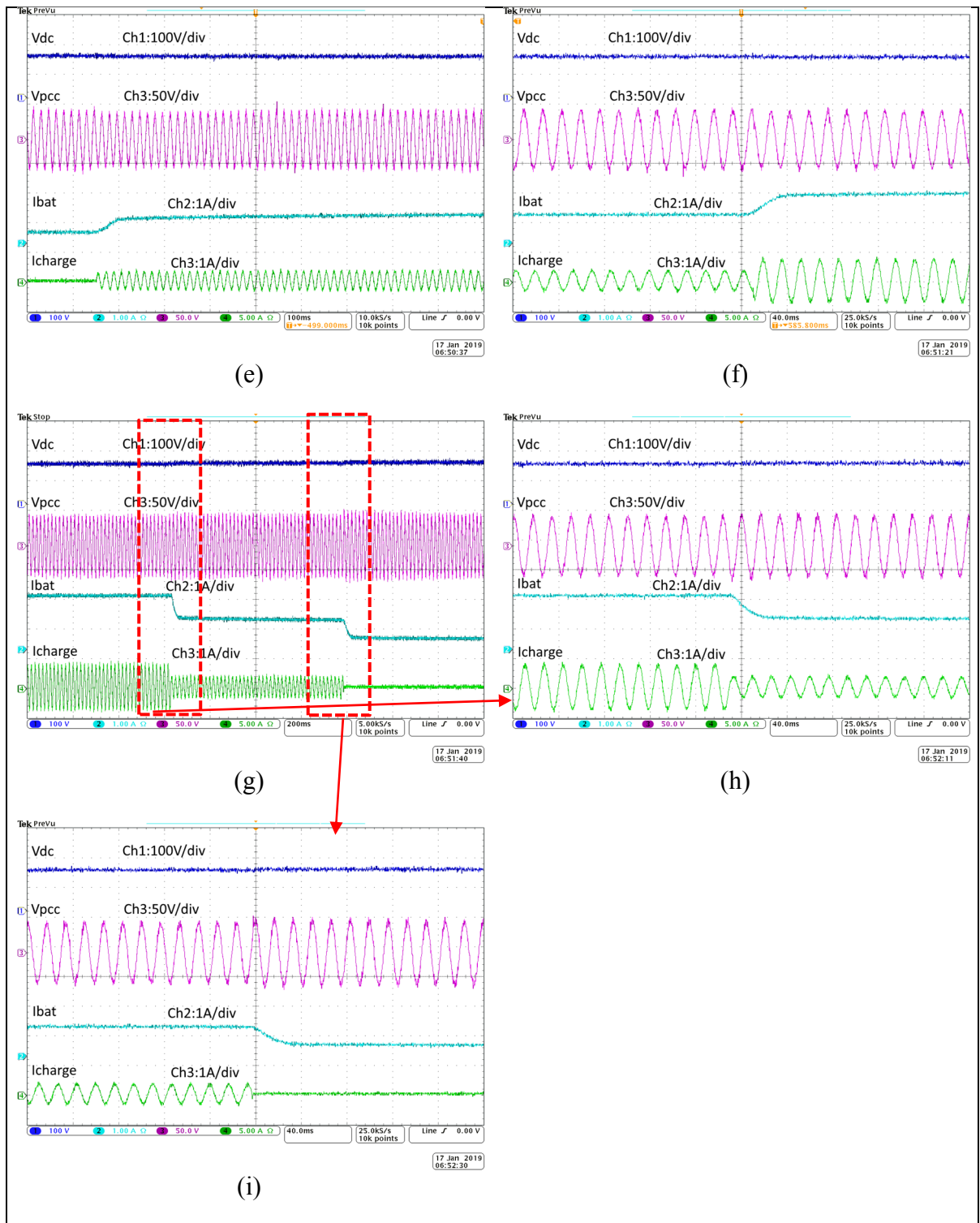
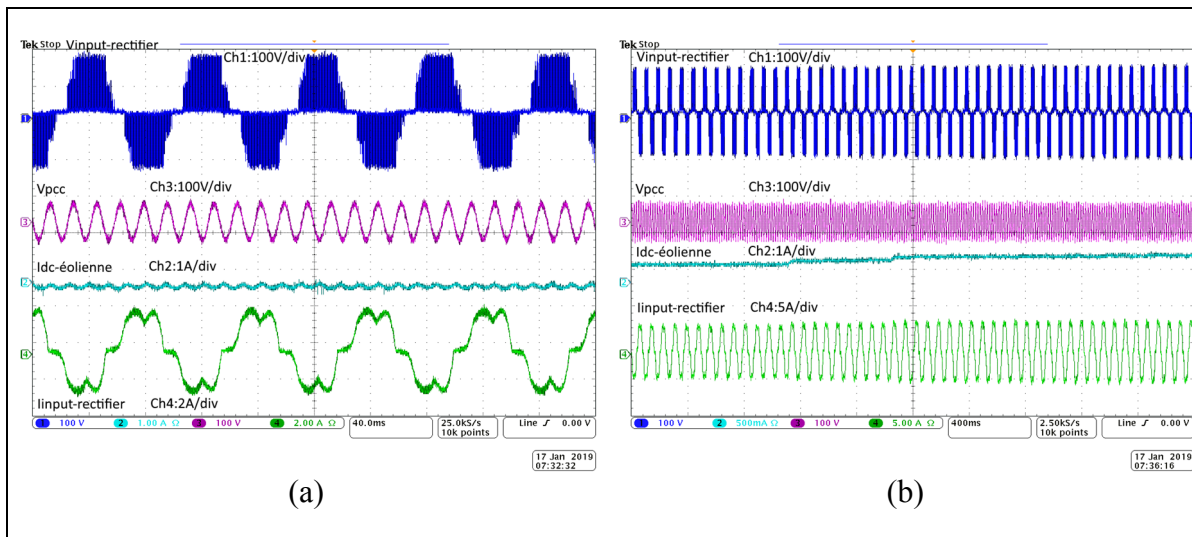


Figure 6.6 Performances dynamiques du système sans générateur diesel lors de variations de charges

6.6 Mode : Éolienne et batterie sans générateur diesel

Sur la figure 6.7, on peut voir clairement les formes d'ondes de la tension à la sortie de la MSAP ($V_{\text{input-rectifier}}$), la tension au PCC (V_{PCC}), le courant à la sortie du convertisseur à CC-CC type élévateur ($I_{\text{dc-éolienne}}$) et le courant à la sortie de la MSAP ($I_{\text{input-rectifier}}$). La figure (a) montre le fonctionnement du système en régime permanent. Dans ce test le drive ABB est actionné afin de faire tourner la MSAP à une vitesse constante de 180 rpm. Sur la figure (b), la vitesse de rotation augmente de 190 rpm à 240 rpm, on peut voir clairement que le courant à la sortie du convertisseur à CC-CC type élévateur augmente avec l'augmentation de la vitesse de la génératrice. Enfin sur la figure (c), la vitesse de rotation passe de 240 à 190 rpm, nous observons que le courant à la sortie du convertisseur à CC-CC élévateur diminue également. Ces tests nous permettent de valider notre approche proposée pour l'extraction de maximum de puissance à partir de l'éolienne quand la vitesse du vent varie.



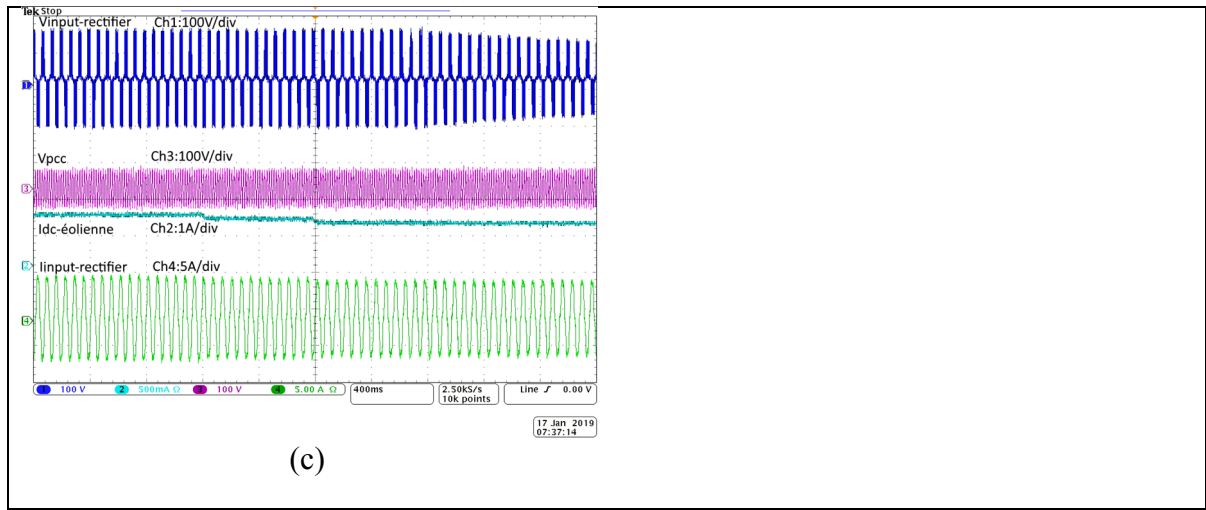


Figure 6.7 Performances dynamiques du système sans générateur diesel lors de variations de vitesse de rotation de l'éolienne

Sur la figure 6.8, les formes d'ondes visibles sont les mêmes, mais le courant à la sortie du convertisseur à CC-CC type élévateur est remplacé par le courant de la batterie (I_{bat}). Pour ces tests, la MSAP fonctionne à vitesse constante égale à 210rpm. Sur la figure (a), le système fonctionne au début sans charge ou l'éolienne charge la batterie. Nous observons que lors du branchement de la charge, l'éolienne prend en charge l'alimentation de la charge connectée au lieu de charger la batterie. Les performances présentées dans la figure (b) sont le zoom de la figure (a) au moment où la charge est connectée. La figure (c) montre le fonctionnement du système lorsqu'on déconnecte complètement la charge. Dans ce test, nous présentons un scénario inverse ou au début de simulation la batterie est l'éolienne fournissent de l'énergie à la charge, cependant lorsque la charge est complètement déconnectée l'énergie produite par l'éolienne est envoyée à la batterie. En ce qui concerne la figure (d), les performances du système lors de la connexion d'une charge dynamique sont présentées, au début, la charge est nulle c'est pour cela que la batterie est en train de charger à partir de l'énergie produite par l'éolienne. Suite à la première augmentation de la charge, la batterie ne charge plus et commence à se décharger afin de balancer la puissance dans le système. Les figures (e) et (f) sont des zooms sur les deux augmentations de charge visibles sur la figure (d).

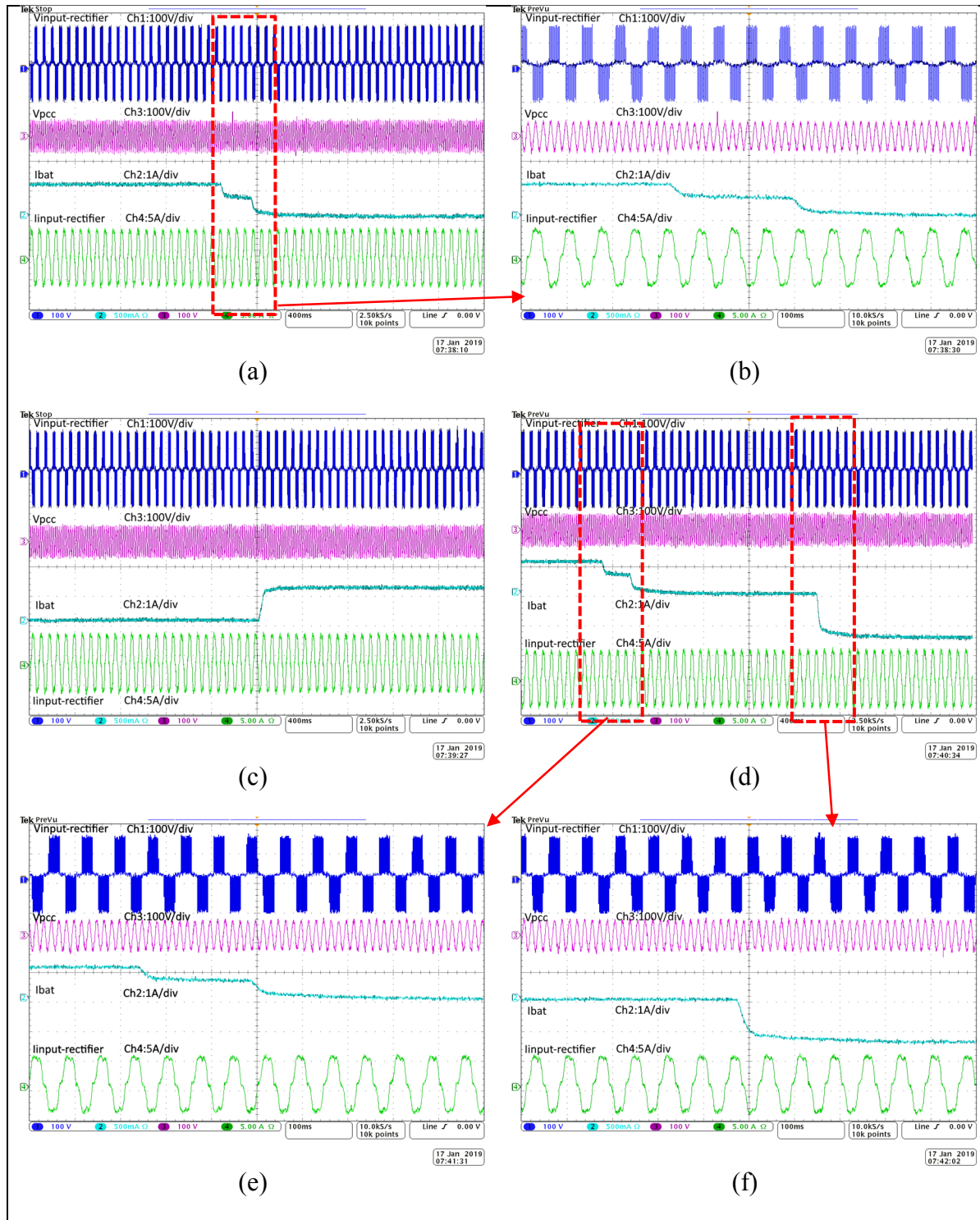
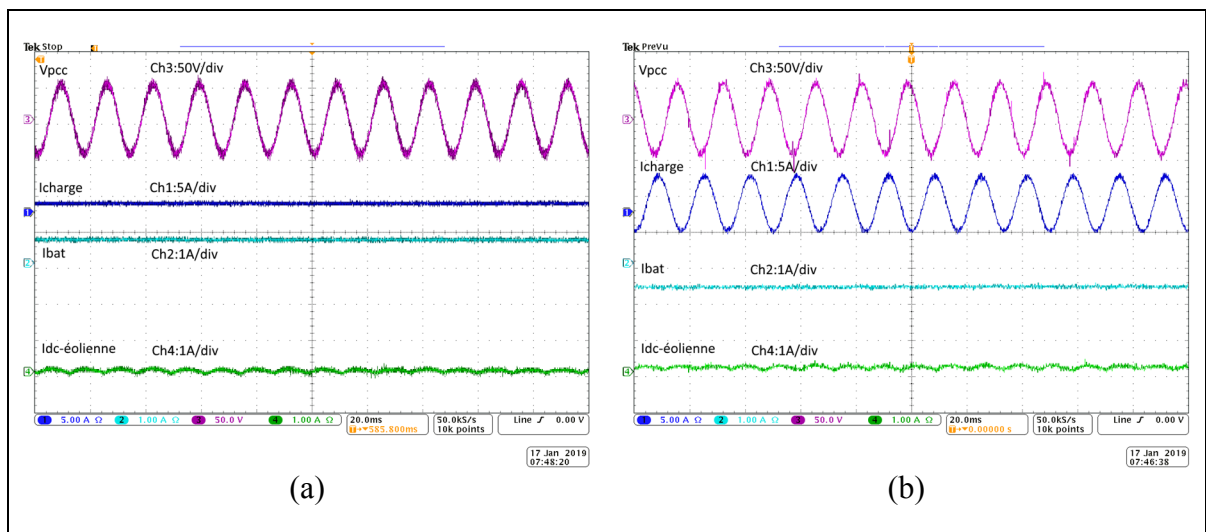


Figure 6.8 Performances dynamiques du système sans générateur diesel lors de variations de charge

La figure 6.9 montre les formes d'ondes de la tension au PCC (V_{PCC}), le courant à la charge (I_{charge}), le courant de la batterie (I_{bat}) et le courant à la sortie du convertisseur à CC-CC type élévateur ($I_{dc-éolienne}$). Pour ces tests la MSAP fonctionne à vitesse constante. Les figures (a) et (b) montre le fonctionnement du système en régime permanent avec et sans charge, respectivement, on peut voir sur la figure (b) que la batterie se décharge afin d'alimenter la charge. La figure (c) montre le fonctionnement du système avec une charge dynamique, on retrouve les résultats énoncés précédemment. Au début la charge est nulle et l'éolienne charge la batterie. On peut voir, à partir de $t=18$ ms, que le processus de chargement de la batterie est arrêté vu que l'éolienne commence à fournir de l'énergie produite à la charge enfin la batterie se décharge à partir de $t=60$ ms afin d'aider l'éolienne à subvenir à la charge. Les figures (d) et (e) sont des zooms sur les deux augmentations de la charge visibles sur la figure (c). La figure (f) montre une autre charge dynamique qui est connectée puis déconnectée, on observe les mêmes phénomènes que nous avons déjà détaillés auparavant. En ce qui concerne les performances montrées dans la figure (i) et (j), qui sont obtenues lors de la variation de la vitesse de rotation de la MSAP et pour une charge constante, afin de valider une nouvelle fois l'approche proposée pour l'extraction de la puissance à partir de l'éolienne. Également, on peut dire une nouvelle fois que cette approche fonctionne parfaitement durant la variation du vent et il est capable d'extraire le maximum de puissance.



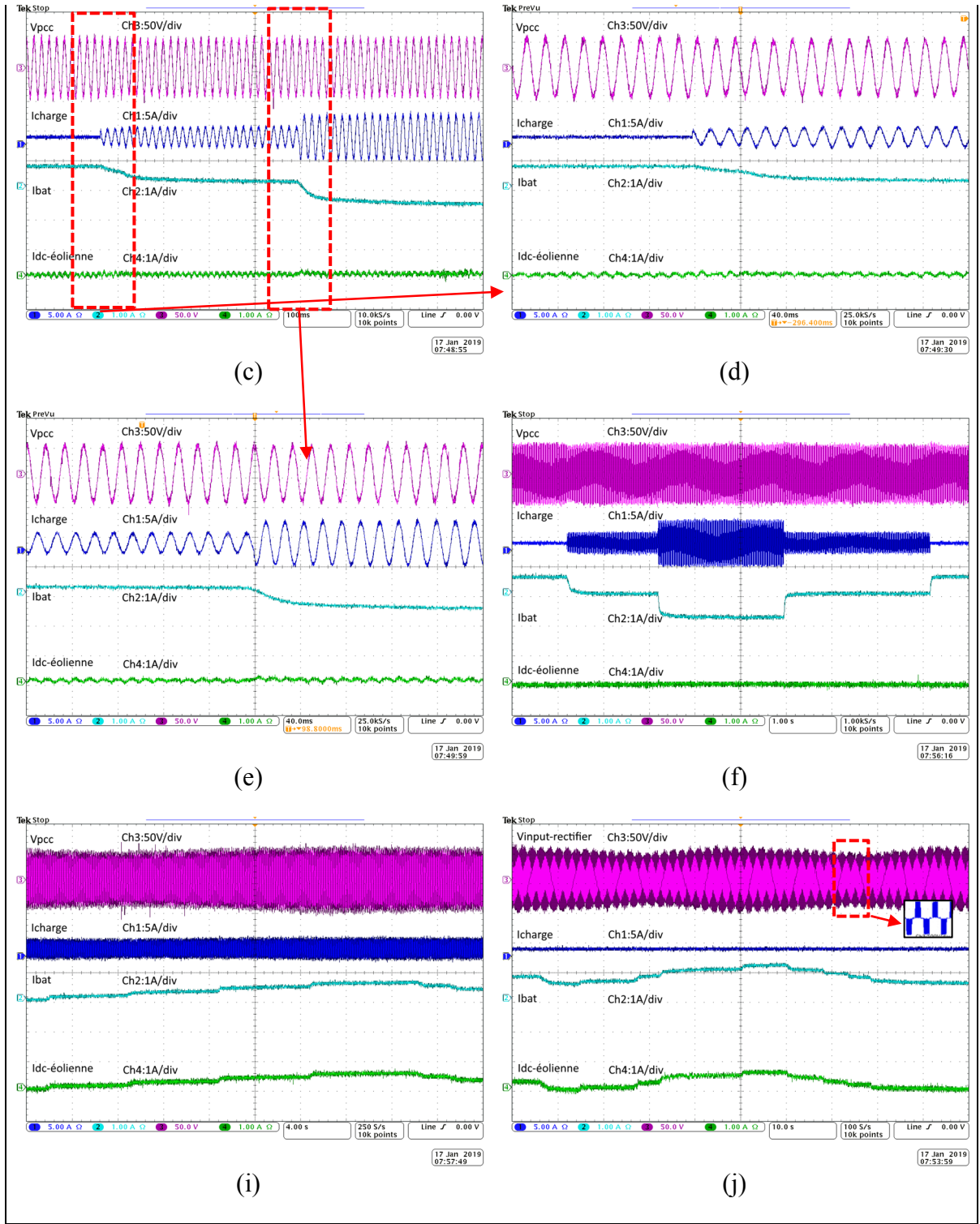
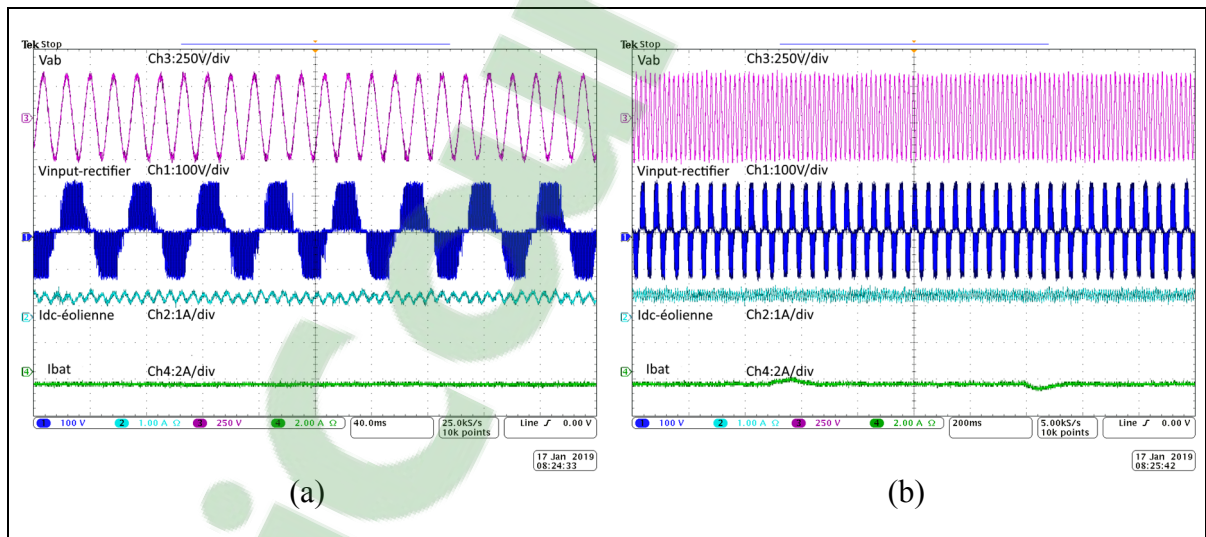


Figure 6.9 Performances dynamiques du système sans générateur diesel lors de variations de charge et de vitesse du vent

6.7 Mode : Générateur diesel, éolienne et batterie

La figure 6.10 montre les formes d'ondes de la tension du générateur diesel (V_{ab}), la tension à la sortie de la MSAP ($V_{input-rectifier}$), le courant à la sortie du convertisseur à CC-CC type élévateur ($I_{dc-éolienne}$) et le courant de la batterie (I_{bat}). Pour ces tests la MSAP fonctionne à vitesse constante. La figure (a) montre le fonctionnement du système en régime établi avec une charge. Le générateur alimente la charge et l'éolienne produit également du courant et donc la batterie charge. Dans la figure (b) les performances lors du fonctionnement du système lorsqu'on branche et on débranche soudainement la charge sont présentées. Pour la figure (c), les performances lors d'une augmentation soudaine d'une charge sont présentées. Les variations de charges sont seulement visibles sur la forme d'onde du courant de la batterie qui va balancer la puissance dans le système soit en absorbant soit en fournissant, afin de garantir la stabilité du système comme on l'a vu précédemment.



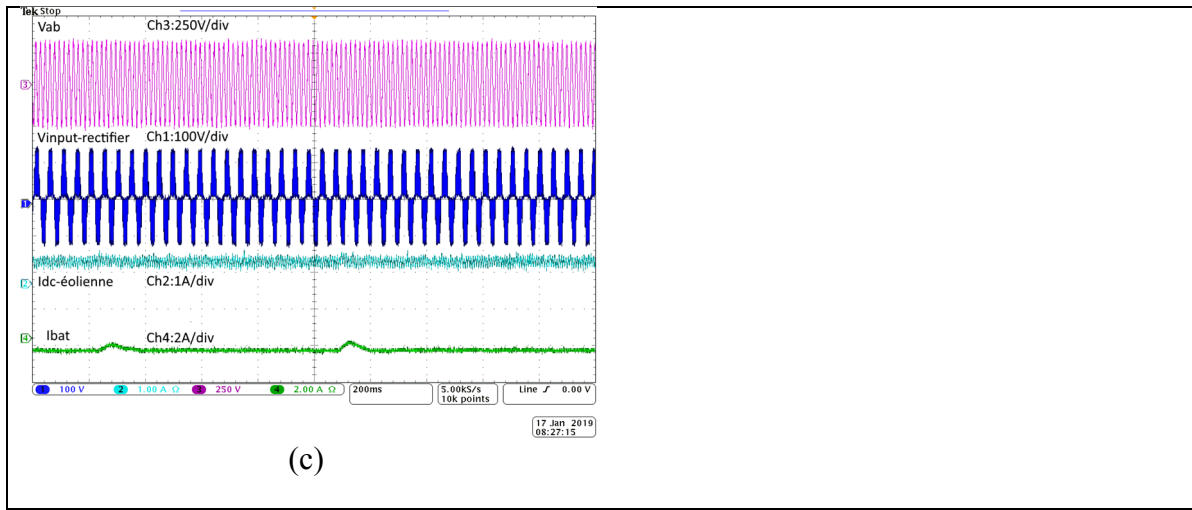
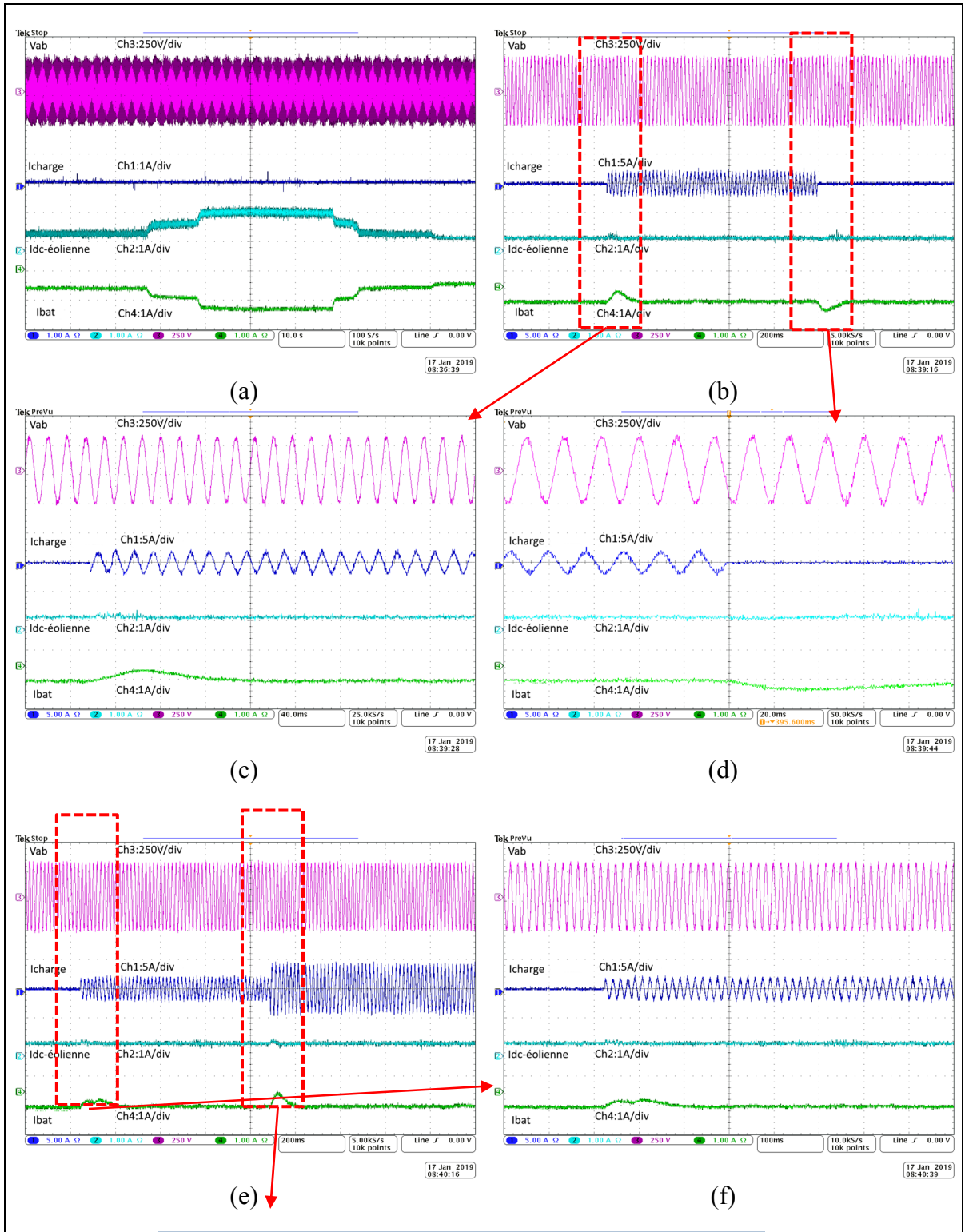


Figure 6.10 Performances dynamiques du système lors de variations de charge

La figure 6.11 montre les formes d'ondes de la tension du générateur diesel (V_{ab}), le courant à la charge (I_{charge}), le courant à la sortie du convertisseur à CC-CC type élévateur ($I_{dc-éolienne}$) et le courant de la batterie (I_{bat}). La figure (a) montre le fonctionnement du système lorsque la charge est nulle et que la vitesse de rotation de la MSAP augmente puis diminue soudainement. On peut voir le courant du convertisseur à CC-CC type élévateur varie avec la variation de la charge, il augmente à $t=30s$ et augmente plus à $t=40s$. Pour les figures (b) à (h), la MSAP tourne à vitesse constante. La figure (b) montre la réponse du système lorsqu'on connecte une charge puis qu'on la déconnecte, on retrouve les résultats énoncés précédemment, la batterie fournit ou absorbe plus de courant afin de compenser les dynamiques plus lentes du générateur diesel et ainsi garantir la stabilité du système. Les figures (c) et (d) sont des zooms sur les variations des charges visibles sur la figure (b). Pour la figure (e), une charge dynamique est utilisée, on retrouve les mêmes résultats. Et les figures (f) et (g) sont des zooms sur les deux augmentations visibles sur la figure (e). Enfin la figure (f) montre le fonctionnement du système lorsque la charge est constante et que la vitesse de rotation de la MSAP varie. On peut dire une nouvelle fois que les tensions sont bien régulées à leurs valeurs de consignes et que la batterie aide le système à rester stable en balançant les puissances lors de la variation de la charge ainsi que lors de la variation de la vitesse de l'éolienne.



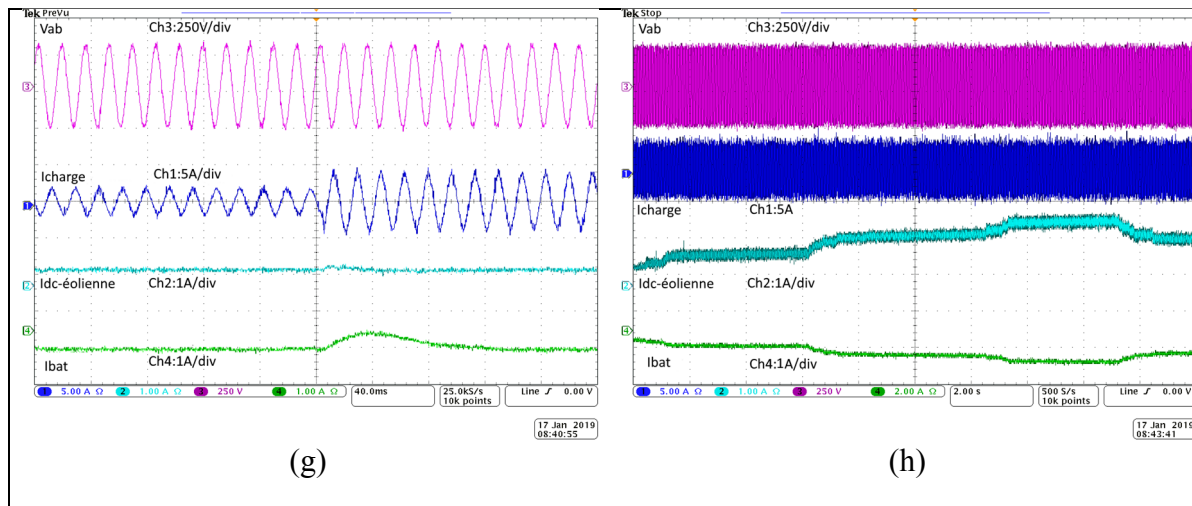


Figure 6.11 Performances dynamiques du système lors de variations de charge et de vitesse de rotation de l'éolienne

6.8 Conclusion

Les résultats obtenus grâce aux tests expérimentaux nous permettent de valider le bon fonctionnement de notre système ainsi que les stratégies de contrôle proposées pour la maximisation de l'énergie produite par l'éolienne, synchronisation entre les différentes sources d'énergie et la régulation de la tension au PCC quand le système fonctionne sans générateur diesel. Plusieurs modes de fonctionnement tel que présenté dans le tableau 1.1 ont été validés. Les objectifs définis dans le premier chapitre ont été atteints : la tension au PCC et la tension CC sont bien régulées, la puissance extraite de l'éolienne est maximisée et le partage des puissances est satisfaisant.

CONCLUSION

Comme nous l'avons vu, la compétitivité des micros réseaux hybrides passe par l'utilisation de contrôles sophistiqués. Ainsi le travail de recherche présenté dans ce mémoire contribue au développement de cette technologie.

Après des rappels quant aux différentes technologies liées à la production d'énergie, le système utilisé a été décrit et ses différents modes de fonctionnement ont été définis. Puis, on a vu comment modéliser les différents éléments du micro réseau. Ensuite, les algorithmes de commandes permettant de remplir les objectifs fixés ont été développés et expliqués. Enfin des résultats de simulations et expérimentaux ont été présentés permettant de valider les performances du système.

Cette partie relative aux résultats de simulations nous a permis de montrer que malgré des variations de charge et de conditions météorologiques, le système montre de bons résultats. Les différents modes de fonctionnement s'enchaînent de façon convenable, la synchronisation des différentes sources d'énergie avec le PCC montre de bonnes performances dynamiques, les tensions et la fréquence sont bien régulées, la puissance extraite des sources d'énergies renouvelables est maximisée et les écoulements de puissance sont satisfaisants.

La partie regroupant les résultats expérimentaux a permis de valider le bon fonctionnement du système ainsi que des stratégies de contrôle pour plusieurs modes de fonctionnement. Les objectifs définis dans le premier chapitre ont été atteints : la tension au PCC et la tension CC sont bien régulées, la puissance extraite de l'éolienne est maximisée et le partage des puissances est satisfaisant.

La méthode de statisme a permis d'obtenir de bons écoulements de puissance et la compensation de courant croisé a permis de limiter l'échange de puissance réactive entre les deux générateurs diesel. La méthode P&O a permis d'atteindre le point de puissance maximale de l'éolienne. Et, la régulation de la tension CC a permis de maximiser la puissance extraite

des panneaux solaires. Enfin, les régulations de la tension et de la fréquence au PCC ont montré de bonnes performances, quel que soit le mode de fonctionnement et également lors du passage d'un mode à l'autre.

Ce travail de recherche a fait l'objet de deux publications lors de conférences internationales :

- F Dubuisson, M Rezkallah, A Chandra, M Saad et M Tremblay. 2018. « Implementation of a new Control for Hybrid Wind-Diesel for Water Treatment Standalone System ». In *2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*. p. 1-5. IEEE.
- F Dubuisson, M Rezkallah, A Chandra et M Tremblay. 2018. « Control of a new standalone microgrid configuration ». In *2018 IEEE Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering (CCECE)*. p. 1-4. IEEE.

Et, je travaille à la rédaction d'un article pour la revue IEEE Transactions on Industry Applications.

RECOMMANDATIONS

Bien que le système étudié montre des performances satisfaisantes, des recommandations peuvent être faites pour de futurs travaux de recherche.

Il serait intéressant de modifier les algorithmes de contrôle afin de garantir la qualité de l'énergie. Le système pourrait alors alimenter des charges non linéaires ou déséquilibrées par exemple, sans compromettre les performances générales du système.

Aussi, l'implémentation d'un nouveau superviseur pour la gestion de puissance et la prédiction des défaillances dans le système pourrait être intéressante.

Enfin, il est également recommandé de remplacer le contrôle décentralisé par un contrôle centralisé et d'intégrer dans le côté implémentation des équipements intelligents afin de rendre le système intelligent et donc plus fiable, plus performant et capable d'une meilleure adaptabilité face aux événements imprévus.

ANNEXE I

PARAMÈTRES DU SYSTÈME

Tableau A.1.6 Paramètres du système

Éléments	Paramètres et Valeurs
Générateur Synchrone	$S_n=52.5\text{kVA}$, $V_n=460\text{V}$, $f_s=60\text{Hz}$, $2P=4$, $R_s=0.0181\Omega$, $L_l=0.0009622\text{ H}$, $L_{md}=0.02683\text{H}$, $L_{mq}=0.01187\text{H}$, $J=0.3987\text{kg.m}^2$, $F=0.031\text{N.m.s}$
Panneaux Photovoltaïques	$P=50\text{kW}$, $V_{out}=350\text{V}$, $C_{out}=5000\mu\text{F}$, $R_p=120\ \Omega$, $R_s=0.05\ \Omega$, $I_0=1\text{e-}9\text{A}$, $k=1.381\text{e-}23\text{J.K-}1$, $q=1.602\text{e-}9\text{ C}$, $T=24^\circ\text{C}$, $N_s=800$, $N_p=150$
Moteur à aimants permanents (éolienne)	$P=50\text{kW}$, $V_{DC-WT}=288\text{V}$, $\omega=12500\text{rpm}$, $R_s=0.0041\ \Omega$, $L_d=8.7079\text{e-}05\text{H}$, $L_q=1.4634\text{e-}04\text{H}$, Flux de liaison= 0.07V.s , $J=0.089\text{kg.m}^2$, $F=0.005\text{N.M}$, $T_f=4\text{N.m}$
Batterie	Tension nominale= 250V , Tension de coupure= 187.5V , Tension de charge maximale= 286V , Capacité énergétique= 100KWh , Courant de décharge nominal= 80A , Résistance interne= 0.00625Ω
Bus AC	$V_{LLrms}=460\text{V}$, Fréquence= 60Hz
Charge	Charge maximal= 80kW

ANNEXE II

PARAMÈTRES DU SYSTÈME

Tableau A.1.7 Paramètres du système

Éléments	Paramètres et Valeurs
Machine synchrone m(générateur diesel)	$P=2\text{kW}$, $\omega=1800\text{rpm}$, $V=208$, $I=6.8\text{A}$, $f_s=60\text{Hz}$,
Machine synchrone à aimants permanents (éolienne)	$P=2.5\text{kW}$, $\omega=1800\text{rpm}$, $V=280\text{V}$, $I=5,1\text{A}$
Batterie	$V=120\text{V}$
Bus AC	$V=40\text{V}$

BIBLIOGRAPHIE

- Abouobaida, Hassan. 2017. « New MPPT control for wind conversion system based PMSG and a comparison to conventional approaches ». In *Systems, Signals & Devices (SSD), 2017 14th International Multi-Conference on*. p. 38-43. IEEE.
- Alfergani, Asma, et Ashraf Khalil. 2017. « Modeling and control of master-slave microgrid with communication delay ». In *Renewable Energy Congress (IREC), 2017 8th International*. p. 1-6. IEEE.
- Basler Electric. 2009. «Voltage Regulator and Parallel Operation». Technical reports p. 28. En ligne. <http://seagrant.mit.edu/pubs_desc.php?media_ID=1459>
- Bevrani, Hassan, et Shores Shokoohi. 2013. « An intelligent droop control for simultaneous voltage and frequency regulation in islanded microgrids ». *IEEE transactions on smart grid*, vol. 4, n° 3, p. 1505-1513.
- Blackstone, B, C Hicks, O Gonzalez et Y Baghzouz. 2017. « Improved islanded operation of a diesel generator—PV microgrid with advanced inverter ». In *Industrial Electronics (ISIE), 2017 IEEE 26th International Symposium on*. p. 123-127. IEEE.
- Boicea, Valentin A. 2014. « Energy storage technologies: The past and the present ». *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, n° 11, p. 1777-1794.
- Chen, Jiawei, Ting Lin, Changyun Wen et Yongduan Song. 2016. « Design of a unified power controller for variable-speed fixed-pitch wind energy conversion system ». *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, n° 8, p. 4899-4908.
- Chen, Zhuihui, Zhe Chen et Xiao Liu. 2014. « A 2MW 6-phase BLDC generator developed from a PM synchronous generator for wind energy application ». In *Industrial Technology (ICIT), 2014 IEEE International Conference on*. p. 110-114. IEEE.
- Cortajarena, Jose Antonio, Julian De Marcos, Patxi Alkorta, Oscar Barambones et Jon Cortajarena. 2018. « DFIG wind turbine grid connected for frequency and amplitude control in a smart grid ». In *Industrial Electronics for Sustainable Energy Systems (IESES), 2018 IEEE International Conference on*. p. 362-369. IEEE.
- Dalala, Zakariya M, Zaka Ullah Zahid, Wensong Yu, Younghoon Cho et Jih-Sheng Jason Lai. 2013. « Design and analysis of an MPPT technique for small-scale wind energy conversion systems ». *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, n° 3, p. 756-767.
- Engleitner, Raffael, Ademir Nied, Mariana Santos Matos Cavalca et Jean Patric da Costa. 2018. « Dynamic Analysis of Small Wind Turbines Frequency Support Capability in a

- Low-Power Wind-Diesel Microgrid ». *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, n° 1, p. 102-111.
- Esram, Trishan, et Patrick L Chapman. 2007. « Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques ». *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 22, n° 2, p. 439-449.
- Goel, Puneet K, Bhim Singh, Sreenival S Murthy et Navin Kishore. 2011. « Isolated wind–hydro hybrid system using cage generators and battery storage ». *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, n° 4, p. 1141-1153.
- Gupta, Abhishek Kumar, et Ravi Saxena. 2016. « Review on widely-used MPPT techniques for PV applications ». In *Innovation and Challenges in Cyber Security (ICICCS-INBUSH), 2016 International Conference on*. p. 270-273. IEEE.
- Hu, Jiefeng, Jianguo Zhu, David G Dorrell et Josep M Guerrero. 2014. « Virtual flux droop method—A new control strategy of inverters in microgrids ». *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 29, n° 9, p. 4704-4711.
- Hu, Yalong, Ji Xiang, Yonggang Peng, Pengcheng Yang et Wei Wei. 2017. « Decentralised control for reactive power sharing using adaptive virtual impedance ». *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, n° 5, p. 1198-1205.
- Kim, Jong-Yul, Jin-Hong Jeon, Seul-Ki Kim, Changhee Cho, June Ho Park, Hak-Man Kim et Kee-Young Nam. 2010. « Cooperative control strategy of energy storage system and microsources for stabilizing the microgrid during islanded operation ». *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, n° 12, p. 3037-3048.
- Kolluri, Ramachandra Rao, Iven Mareels, Tansu Alpcan, Marcus Brazil, Julian de Hoog et Doreen Anne Thomas. 2017. « Power sharing in angle droop controlled microgrids ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, n° 6, p. 4743-4751.
- Kumar, K, N Ramesh Babu et KR Prabhu. 2017. « Analysis of integrated Boost-Cuk high voltage gain DC-DC converter with RBFN MPPT for solar PV application ». In *Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT), 2017 Innovations in*. p. 1-6. IEEE.
- Li, Weilin, Huimin Li, Fei Ni, Xiaobin Zhang et Antonello Monti. 2012. « Digital automatic voltage regulator for synchronous generator considering sensor failure ». *European Transactions on Electrical Power*, vol. 22, n° 8, p. 1037-1052.
- Malik, Sarmad Majeed, Xin Ai, Yingyun Sun, Chen Zhengqi et Zhou Shupeng. 2017. « Voltage and frequency control strategies of hybrid AC/DC microgrid: a review ». *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, n° 2, p. 303-313.

- Miao, Zhixin, Alexander Domijan et Lingling Fan. 2011. « Investigation of microgrids with both inverter interfaced and direct AC-connected distributed energy resources ». *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, n° 3, p. 1634-1642.
- Micallef, Alexander, Maurice Apap, Cyril Spiteri-Staines, Josep M Guerrero et Juan C Vasquez. 2014. « Reactive power sharing and voltage harmonic distortion compensation of droop controlled single phase islanded microgrids ». *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n° 3, p. 1149-1158.
- Momoh, James A. 2012. *Smart grid: fundamentals of design and analysis*, 63. John Wiley & Sons.
- Mortezaei, Ali, Marcelo Godoy Simões, Mehdi Savaghebi, Josep M Guerrero et Ahmed Al-Durra. 2018. « Cooperative Control of Multi-Master–Slave Islanded Microgrid With Power Quality Enhancement Based on Conservative Power Theory ». *IEEE transactions on smart grid*, vol. 9, n° 4, p. 2964-2975.
- Putri, Ratna Ika, Margo Pujiantara, Ardyono Priyadi, Toshifumi Ise et Mauridhi Hery Purnomo. 2017. « Maximum power extraction improvement using sensorless controller based on adaptive perturb and observe algorithm for PMSG wind turbine application ». *IET Electric Power Applications*, vol. 12, n° 4, p. 455-462.
- Rezkallah, M, A Chandra, M Saad, M Tremblay et H Ibrahim. 2017. « High performance single-stage photovoltaic system interfacing grid without any MPPT algorithm ». In *Industrial Electronics Society, IECON 2017-43rd Annual Conference of the IEEE*. p. 7777-7782. IEEE.
- Rezkallah, Miloud. 2010. « Amélioration de la qualité d'énergie fournie au réseau autonome hybride éolien-diesel ». École de technologie supérieure.
- Sahoo, Saroja Kanti, AK Sinha et NK Kishore. 2017. « Control Techniques in AC, DC, and Hybrid AC-DC Microgrid: A Review ». *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*.
- Sebastian, R, et R Pena-Alzola. 2012. « Study and simulation of a battery based energy storage system for wind diesel hybrid systems ». In *Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International*. p. 563-568. IEEE.
- Semënov, Mirzaeva, Townsend et Goodwin. 2017. «A battery storage control scheme for AC microgrids» In *International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2017*. p. 1-6. IEEE.
- Shahi, Ankit, et Chayan Bhattacharjee. 2018. « A study & analysis of fuzzy based P&O MPPT scheme in PMSG based wind turbine ». In *Technologies for Smart-City Energy Security and Power (ICSESP), 2018*. p. 1-4. IEEE.

- Sun, Yao, Xiaochao Hou, Jian Yang, Hua Han, Mei Su et Josep M Guerrero. 2017. « New perspectives on droop control in AC microgrid ». *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, n° 7, p. 5741-5745.
- Trilla, Lluís, Fernando D Bianchi et Oriol Gomis-Bellmunt. 2014. « Linear parameter-varying control of permanent magnet synchronous generators for wind power systems ». *IET Power Electronics*, vol. 7, n° 3, p. 692-704.
- Vazquez, Sergio, Srdjan M Lukic, Eduardo Galvan, Leopoldo G Franquelo et Juan M Carrasco. 2010. « Energy storage systems for transport and grid applications ». *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, n° 12, p. 3881-3895.
- Villalva, Marcelo Gradella, Jonas Rafael Gazoli et Ernesto Ruppert Filho. 2009. « Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays ». *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 24, n° 5, p. 1198-1208.
- Wu, Bin, Yongqiang Lang, Navid Zargari et Samir Kouro. 2011. *Power conversion and control of wind energy systems*, 76. John Wiley & Sons.
- Xiaobo, Zhang, Wang Kangda et Zhang Baohui. 2016. « An improved droop controller for eliminating control error in microgrid ». In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2016 IEEE PES Asia-Pacific*. p. 1101-1105. IEEE.
- Yao, Tong, et Raja Ayyanar. 2017. « Variable structure robust voltage regulator design for microgrid master-slave control ». In *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2017 IEEE*. p. 1532-1539. IEEE.
- Zhao, Yue, Chun Wei, Zhe Zhang et Wei Qiao. 2013. « A review on position/speed sensorless control for permanent-magnet synchronous machine-based wind energy conversion systems ». *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 1, n° 4, p. 203-216.
- Zhou, Zhibin, Mohamed Benbouzid, Jean Frédéric Charpentier, Franck Scuiller et Tianhao Tang. 2012. « Energy storage technologies for smoothing power fluctuations in marine current turbines ». In *Industrial Electronics (ISIE), 2012 IEEE International Symposium on*. p. 1425-1430. IEEE.