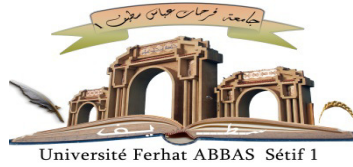


الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF1

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THESE

Présentée au Département d'électronique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option: Contrôle

Par

LAKHDARI Abdelkader

THÈME

**Contribution à la Commande du Flux d'Énergie
dans les Smart Grids**

Soutenue le/...../..... devant le Jury:

M. Zegadi Ameer	Professeur	Université Ferhat Abbas Sétif 1	Président
M. Krim Fateh	Professeur	Université Ferhat Abbas Sétif 1	Directeur de thèse
M. Bessous Noureddine	MCA	Université d'El Oued	Examineur
M. Rekioua Toufik	Professeur	Université de Béjaia	Examineur
M. Boulehbal Sebti	MCA	Université Ferhat Abbas Sétif 1	Examineur
M. Bouzekri Hacene	Professeur	Université 20 Août 1955-Skikda	Examineur

Remerciements

Je tiens à remercier tout d'abord et avant tout à dieu, le tout grand, le tout puissant qui m'a donné la santé, la volonté et la patience.

*Ensuite, je tiens à adresser mes plus vifs remerciements à mon directeur de thèse, Mr. **Krim. F**, Professeur à l'université de Sétif pour m'avoir encadré, suivi et encouragé, et pour ses conseils appréciables et ses critiques constructives.*

Je remercie également, tous les membres du jury de bien vouloir accepter juger ce travail,

Je n'exclue pas de ces remerciements toutes les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin dans la réalisation de cette thèse, notamment :

*Mes collègues à l'unité de recherche appliquée en énergies renouvelables URAER, Ghardaïa et plus particulièrement : **Borni. A, Bouarroudj. N, Benlahbib. B, Abdelkrim. T.***

*Mes collègues de ma promotion d'électronique et plus particulièrement, **Kasmi.B, Sahli.A, Talbi. B** et tous les responsables de Laboratoire du Département.*

Les discussions, les remarques et les commentaires de mes collègues ont été sources d'idées et ont contribué au développement et à l'amélioration de cette étude.

Je veux également remercier ma famille et mes amis pour leur soutien inconditionnel tout au long de mes longues années d'étude.

Résumé

L'objectif général de ce travail est la contribution au traitement de deux fonctions essentielles parmi les plus associées à un smart grid à savoir la commande du flux d'énergie issu d'un système hybride à énergies renouvelables (éolien/piles à combustible) interconnecté au réseau électrique. Ce dans le but de réduire sa consommation d'énergie par le partage de l'énergie requise par une charge commune et, aussi d'améliorer la qualité de l'énergie électrique par l'utilisation d'un filtre actif de puissance parallèle servant simultanément à neutraliser les harmoniques du courant de la charge et fournir la puissance réactive consommée par une charge polluante.

Les résultats de simulation sous Matlab/Simulink montrent bien que le filtre actif et le réseau électrique parviennent à partager la demande en énergie des charges connectées au point de raccordement commun que ce soit dans le cas d'un système éolien seul ou le cas d'un système hybride à savoir éolien/PàC. Les résultats montrent également l'efficacité de la commande prédictive en courant proposée pour compenser la puissance réactive, et atténuer les harmoniques du courant de réseau et l'efficacité du contrôle des deux sources composant le système hybride afin de garantir une injection continue de la puissance active.

Mots-clés: Smart grid, Système hybride, Charge polluante, Filtre actif parallèle, Commande prédictive.

Sommaire

Remerciements

Résumé

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale..... 2

CHAPITRE 1:

Système hybride éolien/pile à combustible..... 10

1.1 Introduction 10

1.2 C'est quoi le smart grid ? 10

1.3 Gestion des smart grids 11

1.4 Caractéristiques des smart grids 12

1.5 Système d'énergie hybride 12

1.6 Classification des systèmes hybrides 13

1.6.1 Régime de fonctionnement 13

1.6.2 Structure du système hybride 13

1.7 Présentation du système hybride éolien/Pile à combustible 14

1.7.1 Système de conversion éolien 15

1.7.2 Pile à Combustible 17

1.8 Topologie du système hybride 18

1.9 Conclusion 19

CHAPITRE 2:

Modélisation du système hybride éolien/pile à combustible..... 21

2.1 Introduction 21

2.2 Modélisation du système de conversion éolien..... 21

2.2.1 Caractéristique aérodynamique de la turbine 21

2.2.2 Modèle du multiplicateur et équation dynamique de l'arbre 23

2.2.3 Maximisation de puissance sans asservissement de vitesse 24

2.2.4 La génératrice à aimant permanent 27

2.2.4.1 Modèle de la machine dans le repère de Park 27

2.2.4.2 Expression du couple électromagnétique 28

2.2.5 Redresseur à diodes 29

2.2.6 Modèle du convertisseur DC-DC avec algorithme de contrôle 30

2.3 Pile à combustible à hydrogène	34
2.3.1 Circuit équivalent de la pile à combustible.....	34
2.3.1.1 Potentiel thermodynamique-cellule de tension réversible.....	35
2.3.1.2 Chute de tension d'activation.....	35
2.3.1.3 Chute de tension ohmique	36
2.3.1.4 Chute de tension de concentration.....	37
2.3.2 Puissance de la pile à combustible.....	37
2.3.3 Hacheur Boost de la pile à combustible	38
2.3.4 Contrôle du hacheur Boost de la pile combustible	39
2.4 Conclusion	40
CHAPITRE 3:	
Pollution harmonique: origines et remèdes	42
3.1 Introduction	42
3.2 Problématique des harmoniques.....	42
3.2.1 Définition d'une charge non-linéaire	43
3.2.2 Caractérisation des harmoniques.....	45
3.2.2.1 Expression de la valeur efficace	46
3.2.2.2 Taux (globale) de distorsion harmonique THD.....	46
3.2.2.3 Facteur de puissance	47
3.3 Normes et réglementations standards.....	49
3.3.1 EN50 006	49
3.3.2 Norme IEC555-3	49
3.3.3 Normes allemandes	49
3.3.4 Norme IEEE	49
3.3.5 BSI-5406(UK)	50
3.4 Solution du problème de pollution	50
3.4.1 Les filtres passifs	50
3.4.2 Les filtres actifs	52
3.4.2.1 Filtre actif série (FAS).....	52
3.4.2.2 Filtre actif parallèle (FAP).....	53
3.4.2.3 Filtre hybride parallèle-série (UPQC).....	53
3.4.2.4 Filtre actif série avec un filtre passif parallèle.....	54
3.5 Conclusion	55

CHAPITRE 4:

Filtre actif parallèle: identification des courants et Commande.....	57
4.1 Introduction	57
4.2 Structure générale d'un filtre actif parallèle	57
4.2.1 Onduleur de tension à deux niveaux	58
4.2.2 Système de stockage d'énergie	60
4.2.3 Inductance de couplage	62
4.3 Commande du filtre actif parallèle	62
4.3.1 Identification des courants harmoniques.....	63
4.3.1.1 Méthodes du domaine fréquentiel	63
4.3.1.2 Méthodes du domaine temporel.....	63
4.3.1.3 Estimation du courant de référence de source et régulation de la tension du bus continu	64
4.3.2 Contrôle des courants de filtre.....	66
4.3.2.1 Commande en courant par hystérésis	67
4.3.2.2 Commande prédictive en courant.....	68
4.3.2.2.1 Modèle du filtre actif parallèle	69
4.3.2.2.2 Modèle à temps discret pour la prédiction.....	71
4.4 Conclusion	72

CHAPITRE 5:

Résultats de simulation et discussion.....	74
5.1 Introduction	74
5.2 Système éolien associé à un filtre actif parallèle	74
5.3 Système hybride et filtre actif.....	82
5.3.1 Mode de fonctionnement 1 [t = 0s à t = 2.5s] (SEH + FAP):	86
5.4.2 Mode de fonctionnement 2 [après t = 2.5s] (mode FAP):	90
5.5 Conclusion	92
Conclusion générale	95
Références bibliographiques	98
Annexe	108

Liste des figures

Figure 1 Défis et avantages du smart grid.....	3
Figure 1.1 Schéma représentatif d'un smart grid.....	11
Figure 1.2 Classification des systèmes hybrides [38-40].....	14
Figure 1.3 Schéma synoptique du système hybride éolien/ pile à combustible.....	16
Figure 1.4 Schéma de principe d'une cellule de PàC.....	17
Figure 1.5 Schéma de principe d'une cellule PàC de type PEMFC.....	18
Figure 1.6 Configuration du système d'énergie hybride.....	19
Figure 2.1 Système de production d'énergie éolienne avec redresseur et hacheur.....	21
Figure 2.2 Allure du coefficient de puissance et la puissance mécanique de la turbine éolienne.....	23
Figure 2.3 Schéma bloc du modèle de la turbine.....	24
Figure 2.4 Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.....	27
Figure 2.5 Schéma de MPPT sans asservissement de vitesse.....	27
Figure 2.6 Modèle Simulink du redresseur à diode triphasé.....	29
Figure 2.7 Circuit électrique du hacheur Boost.....	30
Figure 2.8 Circuit électrique du hacheur Boost éolien.....	30
Figure 2.9 Circuit équivalent du hacheur éolien durant l'intervalle $[0, d_w.T_S]$	31
Figure 2.10 Circuit équivalent du hacheur éolien durant l'intervalle $[d_w.T_S, T_S]$	31
Figure 2.11 Modèle sous Simulink du convertisseur boost éolien.....	32
Figure 2.12 Schéma de contrôle du convertisseur boost du système éolien.....	33
Figure 2.13 Circuit équivalent de la pile à combustible.....	35
Figure 2.14 Modèle sous Simulink d'une pile à combustible.....	38
Figure 2.15 Modèle Simulink du boost PàC.....	39
Figure 2.16 Commande du convertisseur boost de la pile à combustible.....	39
Figure 3.1 Décomposition d'une onde distordue en composantes harmoniques de rang 1 (fondamental), 3, 5, et 7.....	43
Figure 3.2 Exemple de formes d'onde de la tension et du courant de réseau alimentant une charge non-linéaire.....	43
Figure 3.3 Les principaux convertisseurs statiques qui absorbent des courants non-sinusoïdaux [65].....	44
Figure 3.4 Digramme de Fresnel des puissances pour le cas d'une charge non-linéaire.....	48

Figure 3.5 Raccordement du filtre passif pour une rejection harmonique.	51
Figure 3.6 Schéma bloc monophasé de plusieurs filtres passifs connectés en parallèle sur un réseau pollué.....	51
Figure 3.7 Filtre actif série de puissance.....	53
Figure 3.8 Filtre actif parallèle de puissance.....	54
Figure 3.9 Filtre combiné parallèle-série (UPQC).	54
Figure 4.1 Structure générale d'un FAP triphasé connecté à une charge non-linéaire.	58
Figure 4.2 Schéma de détection du courant de charge et de compensation du FAP.....	64
Figure 4.3 Génération des courants de référence de réseau par un détecteur de crête.....	65
Figure 4.4 Schéma fonctionnel de régulation de la tension du bus continu du FAP [64, 86]..	66
Figure 4.5 Principe de la commande de courant par hystérésis.	67
Figure 4.6 Comportement d'un contrôleur à hystérésis à deux niveaux.....	67
Figure 4.7 Modèle électrique par phase de l'association (réseau+FAP+charge non-linéaire+ charge linéaire).....	70
Figure 4.8 Schéma fonctionnel de la commande prédictive en courant.....	71
Figure 4.9 Organigramme de la commande prédictive proposée.....	72
Figure 5.1 Profil de vent.....	74
Figure 5.2 Variation de la vitesse mécanique	75
Figure 5.3 Variation du couple de contrôle.....	75
Figure 5.4 Variation du courant de contrôle	76
Figure 5.5 Coefficient de puissance après MPPT	76
Figure 5.6 Allure de la puissance mécanique	76
Figure 5.7 Allure de la puissance électrique	76
Figure 5.8 Allure de la tension redressée	77
Figure 5.9 Allure du courant redressé	77
Figure 5.10 Courants statoriques du GSAP	77
Figure 5.11 Zoom sur les courants du GSAP.....	77
Figure 5.12 Puissances active et réactive consommées par la charge non-linéaire avant l'insertion du FAP.	78
Figure 5.13 Formes d'onde et spectre du courant de réseau (phase a).	78
Figure 5.14 Allure de la puissance de charge, les puissances active et réactive du réseau et la puissance active injectée par le FAP.	79
Figure 5.15 Partage de la puissance de charge entre le réseau et l'énergie éolienne injectée par le filtre.	80

Figure 5.16 Formes d'onde de la tension et du courant de réseau (phase a): (a) Avant le changement de signe de la puissance de réseau (b) Après le changement de signe de la puissance de réseau	80
Figure 5.17 Formes d'onde et spectre du courant du réseau avant la variation de charge: (a) Commande prédictive, (b) Commande par hystérésis.....	81
Figure 5.18 Formes d'onde du courant de référence prédit et le courant du réseau mesuré....	81
Figure 5.19 Courant de compensation injecté par le filtre (phase a).....	82
Figure 5.20 Tension de bus continu.	82
Figure 5.21 Profil de vent.....	83
Figure 5.22 Caractéristique V/I de PàC	84
Figure 5.23 Caractéristique P/I de PàC	84
Figure 5.24 Puissances active et réactive consommées par la charge (linéaire et non-linéaire) avant l'insertion du FAP.	85
Figure 5.25 Formes d'onde et spectre du courant de réseau (phase a).	85
Figure 5.26 Allure des puissances de référence, éolienne et PàC.	86
Figure 5.27 Courant de contrôle des piles à combustible.	87
Figure 5.28 Allure de la puissance de charge, les puissances active et réactive du réseau et la puissance active injectée par le FAP en mode SEH + FAP.	87
Figure 5.29 Formes d'onde de la tension et du courant de réseau (phase a): (a) Avant le changement de signe de la puissance du réseau (b) Après le changement de signe de la puissance du réseau	88
Figure 5.30 Formes d'onde et spectre du courant du réseau avant la variation de charge: (a) Commande prédictive, (b) Commande par hystérésis.....	89
Figure 5.31 Formes d'onde et spectre du courant du réseau après la variation de charge: (a) Commande prédictive, (b) Commande par hystérésis.....	89
Figure 5.32 Formes d'onde du courant de référence prédit et le courant du réseau mesuré....	90
Figure 5.33 Allure de la puissance de charge, des puissances active et réactive du réseau et la puissance du FAP dans le mode FAP.....	90
Figure 5.34 Formes d'onde de tension et courant de réseau dans le mode FAP, (phase a). ...	91
Figure 5.35 Comparaison des formes d'onde et du spectre du courant de réseau en mode FAP : (a) Commande prédictive, (b) Commande par hystérésis.	91
Figure 5.36 Allure de la tension du bus continu.	92

Liste des tableaux

Tableau 4.1: Etats de commutation et vecteurs possibles.....	61
Tableau 5.1 Paramètres de simulation.....	75
Tableau 5.2 Cahier des charges.....	83

Introduction générale

Introduction générale

De nos jours, la demande croissante en énergie et la dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles deviennent des questions importantes dans le monde entier. Par conséquent, il existe une forte tendance à utiliser des sources d'énergie renouvelables (SER) pour traiter la production d'électricité. La forte pénétration des sources d'énergie renouvelables et de la gestion de l'énergie impose d'immenses défis au système électrique. Face à ces défis, le fonctionnement global du système nécessite des technologies avancées afin d'améliorer les performances du système électrique [1].

Le réseau intelligent (Smart Grid en anglais) est un système grâce auquel l'infrastructure du système électrique existante est mise à niveau avec l'intégration de plusieurs technologies, telles que le flux d'énergie bidirectionnel, la communication bidirectionnelle, la production distribuée, les contrôles automatisés avancés et les systèmes de prévision [2].

Le smart grid permet une interaction entre le producteur et le consommateur, ce qui permet une utilisation optimale de l'énergie en fonction de l'environnement, des préférences de prix et des problèmes techniques du système. Cela permet au système d'alimentation d'être plus fiable, plus efficace et plus sécurisé [3].

Les défis qui peuvent être résolus grâce au smart grids sont résumés en figure 1. La gestion de l'énergie et la formation du profil de la demande sont des défis importants du système de réseau intelligent. La gestion de l'énergie est la stratégie d'ajustement et d'optimisation de l'énergie, qui utilise des systèmes et des procédures afin de réduire les besoins en énergie par unité de production tout en maintenant ou en réduisant les coûts totaux de produire la sortie de ces systèmes.

Le smart grid a récemment commencé à susciter un vif intérêt de la part de diverses organisations gouvernementales à travers le monde. Par conséquent, il constitue ainsi que ses applications le centre d'intérêt de plusieurs recherches, en particulier dans le domaine de la production d'énergie renouvelable.

L'énergie renouvelable est une option prometteuse pour la production d'électricité, en particulier les systèmes d'énergie éolienne et photovoltaïque, car ils constituent des sources d'énergie propres et sont devenus une technologie mature. En outre, l'énergie éolienne est l'une des principales sources d'énergie renouvelables et elle est disponible dans diverses régions de la planète, elle utilise la force motrice du vent pour actionner une génératrice. Les progrès au niveau de l'efficacité des génératrices ont été gigantesques ces dernières années avec l'apparition d'éolienne de petite envergure ayant la vocation d'alimenter en énergie un

site aussi restreint qu'une maison. Il devient possible de produire et de consommer sur place l'électricité produite à un coût tout à fait comparable à l'électricité conventionnelle. La source d'énergie est inépuisable à notre échelle et sa consommation n'affecte pas la source de production, c'est-à-dire le vent. Le site doit être assez fortement exposé aux vents et de préférence à un vent régulier quant à sa force et à sa direction.

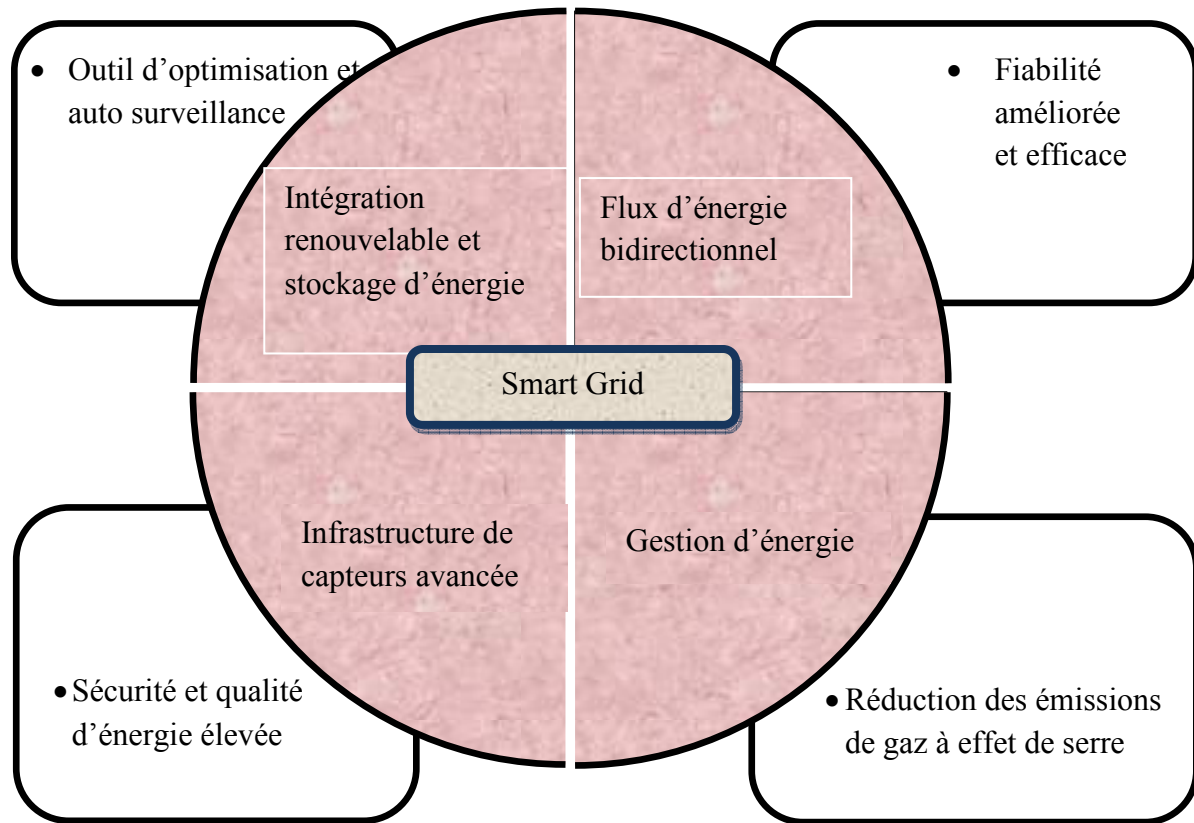


Figure 1 Défis et avantages du smart grid.

La pile à combustible (PàC) est un dispositif de conversion d'énergie statique électrochimique qui produit un courant continu à travers la réaction d'hydrogène et de l'oxygène en présence d'un électrolyte, une électrode positive (cathode) et une électrode négative (anode). L'électrolyte porte des charges électriques par une électrode à l'autre. Un catalyseur est habituellement exploité pour accélérer la réaction aux électrodes. Mais le coût de la pile à combustible est très élevé pour justifier leur utilisation généralisée.

Mais, ces ressources renouvelables ont une nature aléatoire et discontinue à cause de leur dépendance aux conditions climatiques ce qui les rend difficiles à contrôler et il est nécessaire de caractériser le plus précisément possible les changements de ces ressources [4]. L'influence de cet inconvénient de ces ressources peut être réduite par le couplage de deux ou plusieurs sources d'énergie dans un système dite « système d'énergie hybride (SEH) ». Donc, dans ce

sens, un système hybride Eolien / pile à combustible s'avère être le meilleur pour fournir une source d'énergie fiable pour les applications connectées au réseau qu'un système contenant une seule ressource, un système d'énergie éolienne comme une source de production principale et des piles à combustible comme une source auxiliaire dont le but de répondre à un profil de puissance de référence donné.

D'un autre côté, dans les discussions en cours sur les smart grids, la qualité de l'énergie doit devenir un aspect important et ne doit pas être négligée. L'évaluation de la distorsion des formes d'onde du courant et de tension électrique présente un intérêt particulier car les systèmes de distribution ont été conçus pour fonctionner avec des formes d'onde sinusoïdales. Les écarts par rapport à la forme sinusoïdale s'accompagnent de dommages infligés aux utilisateurs et de la réduction des performances globales des opérateurs de distribution. La qualité de l'énergie représente un ensemble d'indicateurs qui définissent la nature des sources d'approvisionnement dans des conditions normales de fonctionnement de tension et de fréquence en termes d'alimentation continue [5].

Les distorsions d'harmoniques sont des perturbations avec plusieurs entiers de fréquence provoqués par n'importe quel dispositif ou charge non linéaire. Les dispositifs passifs non linéaires génèrent des harmoniques impaires et les dispositifs actifs génèrent les harmoniques paires. Dans le réseau, nous pourrions avoir des composants non harmoniques: sous-harmoniques ou inter-harmoniques générés par les convertisseurs de fréquence ou les moteurs asynchrones qui utilisent un phénomène de glissement [6].

La connexion des charges non linéaires dans le réseau de distribution entraînera des effets indésirables sur l'alimentation. Les éoliennes et les centrales PV qui ont une production d'énergie variable produiront des distorsions importantes au point de couplage commun [7-9].

L'impact sur la qualité de l'énergie des installations photovoltaïques et des filtres harmoniques connectés au système de distribution peut être évalué au moyen de l'indicateur THD.

Auparavant, le conditionnement de puissance était effectué par des machines synchrones effectuant une compensation réactive. De nos jours, cela se fait de plus en plus avec des dispositifs à l'état solide. Il existe deux façons de connecter un conditionneur d'alimentation à semi-conducteurs au réseau [10], en série ou en parallèle. Comme les générateurs distribués sont généralement connectés au réseau dans une connexion shunt, nous ne considérons ici que la connexion shunt et la compensation de courant.

L'importance de la compensation de courant dans le système d'alimentation avec une charge non linéaire est la suivante : si la charge est linéaire, le courant du système suivra la

forme d'onde de la tension, ce qui est la condition idéale pour le réseau. Mais pratiquement les charges industrielles sont généralement non linéaires, principalement en raison de redressements non-commandés qui sont connectés au niveau de la basse et moyenne tension. Dans ce cas, le courant sera déformé par le courant harmonique. Il y a beaucoup d'inconvénients dans le système harmonique. Par exemple, il augmentera le courant dans le système d'alimentation, ce qui provoque une forte augmentation du courant homopolaire, et augmente donc le courant dans le conducteur neutre.

Cet effet peut nécessiter une considération spéciale dans la conception d'un système électrique pour servir des charges non linéaires. En plus du courant de ligne accru, différents équipements électriques peuvent subir des effets d'harmoniques sur le système d'alimentation. Et plus encore, il provoquera la distorsion de la forme d'onde de tension au niveau des charges et des problèmes de qualité de l'alimentation.

De nos jours, de plus en plus de charges non linéaires sont incluses dans le système d'alimentation, en particulier certains équipements d'électronique de puissance, tels que le redresseur et le dispositif à mode de commutation. Tous ces dispositifs augmenteront le niveau de contamination des formes d'onde de tension et de courant.

D'autre part, de plus en plus d'équipements et de clients nécessitent l'amélioration de la qualité du système d'alimentation. Entre les différentes options techniques disponibles pour améliorer la qualité de l'énergie, les filtres actifs de puissance se sont avérés être une alternative importante pour compenser les perturbations de courant et de tension dans les réseaux de distribution d'énergie [11-13].

Le filtre actif parallèle (shunt) de puissance (FAP) [14] compense les harmoniques de courant en injectant un courant de compensation harmonique égal mais en opposition de phase avec celui consommé par la charge non-linéaire. Dans ce cas, le filtre actif shunt fonctionne comme une source de courant, injectant les composantes harmoniques générées par la charge mais avec un déphasage de 180° . Ce principe est applicable à tout type de charge considérée comme une source d'harmoniques.

Les méthodes de commande du FAP telles que la théorie de p-q instantannée [15], la commande directe de puissance (DPC) [16] et la théorie de référentiel synchrone [17-18], sont les plus couramment utilisées en raison de la simplicité de leur implémentation. Mais la faible performance dynamique et la limitation de la bande passante diminuent la qualité de la compensation. De plus, l'absence de boucle à verrouillage de phase (PLL) rend ces méthodes inaptes aux systèmes à fréquence variable [19].

Récemment, des travaux se sont intéressés à l'association de filtres actifs de puissance et des sources d'énergie renouvelables (systèmes à source unique ou systèmes hybrides) afin d'attribuer une autre tâche au filtre actif en plus de la réduction de la pollution harmonique, à savoir l'injection de la puissance active produite par les sources renouvelables au réseau électrique.

Les travaux de [20] ont proposé un système hybride PV / PaC connecté à un FAP monophasé afin de réaliser une alimentation fiable pour des charges non-linéaires connectées au réseau. Les chercheurs dans [21, 22] ont proposé un système PV associé à un filtre actif shunt commandé par une commande DPC par hystérésis. Dans [23] les auteurs ont présenté un système éolien associé à un filtre actif commandé par une combinaison de la méthode du référentiel synchrone et la modulation de type SVM. Les auteurs dans [24] ont mis au point une implémentation en temps réel d'une commande directe de puissance prédictive du FAP utilisé pour connecter un système PV au réseau électrique, où une commande MPPT floue pour poursuivre le point optimal du générateur photovoltaïque est utilisée.

Les auteurs dans [25] ont proposé une validation expérimentale d'une DPC prédictive du FAP afin d'interfacer un système PV à petite échelle au réseau, pour ce faire la commande MPPT glissante est utilisée.

Les auteurs dans [26] ont présenté une étude expérimentale d'un système PV à un seul étage (pas de convertisseur MPPT) connecté au réseau avec comme objectif l'amélioration de la qualité de l'énergie, le filtre actif est commandé par la technique DPC (Direct Power Control) utilisant une nouvelle table de commutation pour minimiser les pertes dans le FAP.

Les auteurs dans [27] ont proposé une étude comparative expérimentale et de simulation entre le contrôle direct en courant par hystérésis et le contrôle prédictif en courant pour un FAP multifonctionnel raccordant un système PV au réseau électrique.

Comme discuté précédemment, la plupart des travaux traitent la connexion d'une seule source renouvelable au réseau dans le but de partager les besoins énergétique de la charge non-linéaire. En plus, pour la commande prédictive, l'existence d'une fonction de coût à optimiser augmente le degré de liberté de choisir une expression adéquate en fonction des besoins de contrôle du système.

Donc, à cause de la dépendance des énergies renouvelables aux conditions climatiques (Ensoleillement, température, vent,...etc), un système hybride s'avère plus efficace qu'un système à source unique. En outre, l'ajout d'une charge linéaire à la charge non-linéaire déjà en place augmente la complexité du système mais donne une simulation complète de la charge réelle existante.

Ainsi ce travail a contribué dans le traitement de deux fonctions essentielles associées à un réseau intelligent:

- Intégrer et contrôler le flux d'énergie issu d'un système hybride éolien/pile à combustible, et observer comment le SEH étudié se comporte pour satisfaire un profil de puissance de référence dans le but d'assurer un partage avec le réseau électrique de l'énergie demandée par une charge commune composée de charges linéaire et non linéaire.
- Améliorer la qualité de l'énergie ; dans ce contexte, on s'intéresse à la compensation du courant. Dans ce sens, une nouvelle commande prédictive en courant sera proposée pour le contrôle du FAP dans le but d'améliorer les formes d'ondes distordues des courants du réseau, tout en neutralisant les courants harmoniques consommés par une charge non-linéaire (dans notre étude il s'agit d'un redresseur à diodes alimentant une charge RL). La fonction de coût utilisée minimise l'erreur entre les valeurs de courant prédites et de référence du réseau au lieu des courants de filtre comme dans le cas des travaux de [27].

La thèse est organisée selon cinq chapitres:

Le premier chapitre, introduit les systèmes énergétiques hybrides et leurs différentes catégories, et donne une vue générale sur la topologie du système hybride proposée.

Le second chapitre, présente le système hybride Eolien / pile à combustible proposé dans cette thèse en décrivant les modèles développés pour les composants qui le constituent ainsi que les interfaces puissance-commande.

Le troisième chapitre donne une vue générale sur la problématique des harmoniques, leurs origines, leurs conséquences et la réglementation. Ensuite, les différentes solutions possibles traditionnelles et modernes sont présentées : filtrage passif, filtrage actif et hybride. Dans ce travail, on se focalisera sur le filtrage actif parallèle.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons la structure générale d'un filtre actif parallèle et la méthode d'identification des courants harmoniques utilisée. La deuxième partie sera consacrée aux stratégies de commande du FAP, la commande directe en courant à hystérésis et la commande prédictive en courant.

Dans le cinquième chapitre, constitué de deux parties, nous présentons les résultats obtenus à l'aide de MATLAB/SIMULINK :

La première partie est consacrée aux résultats issus de l'association FAP + système éolien seul. Ainsi les résultats des tests effectués sur les différents modèles décrivant chaque étage de la chaîne de conversion éolienne sont présentés et discutés.

La deuxième partie est dédiée aux résultats relatifs au système global (SEH + FAP) selon deux modes de fonctionnement:

- Mode de fonctionnement (FAP + SEH) : dans ce mode de fonctionnement, deux fonctions sont affectées au FAP : l'injection de puissance active issue du système hybride avec la compensation des courants harmoniques et la puissance réactive de la charge (charge linéaire + charge non-linéaire).
- Mode de fonctionnement (FAP) : dans ce mode de fonctionnement, le filtre assure seulement la compensation des courants harmoniques et la puissance réactive de la charge non-linéaire. Tandis que les besoins énergétiques de la charge totale seront fournis par le réseau électrique.

Enfin, une conclusion générale clôture cette thèse.

Chapitre :

1

***Systeme hybride
éolien/pile à combustible***

CHAPITRE 1:

Systeme hybride éolien/pile à combustible

1.1 Introduction

Le réseau électrique actuel a été conçu pour fonctionner comme une structure verticale composée de production, de transport et de distribution, et soutenu par des commandes et des dispositifs destinés à maintenir la fiabilité, la stabilité et l'efficacité. Cependant, les opérateurs de systèmes font maintenant face à de nouveaux défis notamment la pénétration des énergies renouvelables dans le système existant, les changements technologiques rapides et les différents types d'acteurs du marché et d'utilisateurs finaux.

Le réseau du futur, le smart grid (SG), sera équipé de systèmes d'aide à la communication et de techniques de mesure du temps pour améliorer la résilience et les prévisions, ainsi que pour se protéger contre les perturbations internes et externes. Le cadre de conception du smart grid repose sur le dégroupage, la restructuration du secteur de l'électricité et l'optimisation de ses composants.

L'augmentation des installations de production d'énergie d'origine renouvelable a conduit à de nouveaux défis pour les compagnies d'électricité. Ces défis concernent particulièrement l'intégration de ces sources décentralisées dans un réseau électrique existant, compte tenu des problèmes qui leur sont associés et notamment, l'intermittence de la puissance produite. C'est dans ce contexte que la notion du smart grid est apparue.

1.2 C'est quoi le smart grid ?

Le SG est un réseau de distribution d'électricité qui utilise des technologies informatiques de manière à optimiser et coordonner la production, la distribution et la consommation d'électricité afin d'améliorer l'efficacité énergétique et la fiabilité de ce système[28].

Les SGs sont des nouvelles structures du réseau électrique qui intègrent les sources d'énergies renouvelables (SERs). Un SG comporte des composants du réseau conventionnel tels que les postes de transformation, les systèmes de protection unidirectionnel, ainsi que les SERs, des systèmes de protection bidirectionnel et des systèmes de communication performants (Internet, wifi, 4G...) en parallèle avec le réseau de puissance.

Ce sont ces derniers qui, essentiellement, transforment un réseau conventionnel en un réseau intelligent.

Les SGs permettent d'intégrer de manière efficace les actions de l'ensemble des utilisateurs (producteurs et consommateurs) afin de garantir un approvisionnement électrique durable, sûr et au moindre coût [29-30].

Les nouvelles technologies permettront de faire des économies en lissant les pointes de consommation en utilisant la production décentralisée et ainsi de diminuer les appels aux capacités qui sont coûteuses et plus polluantes. De cette manière l'alimentation des consommateurs sera plus fiable et le coût de l'énergie électrique pourrait être réduit.

La figure 1.1 illustre le schéma de principe d'un SG.

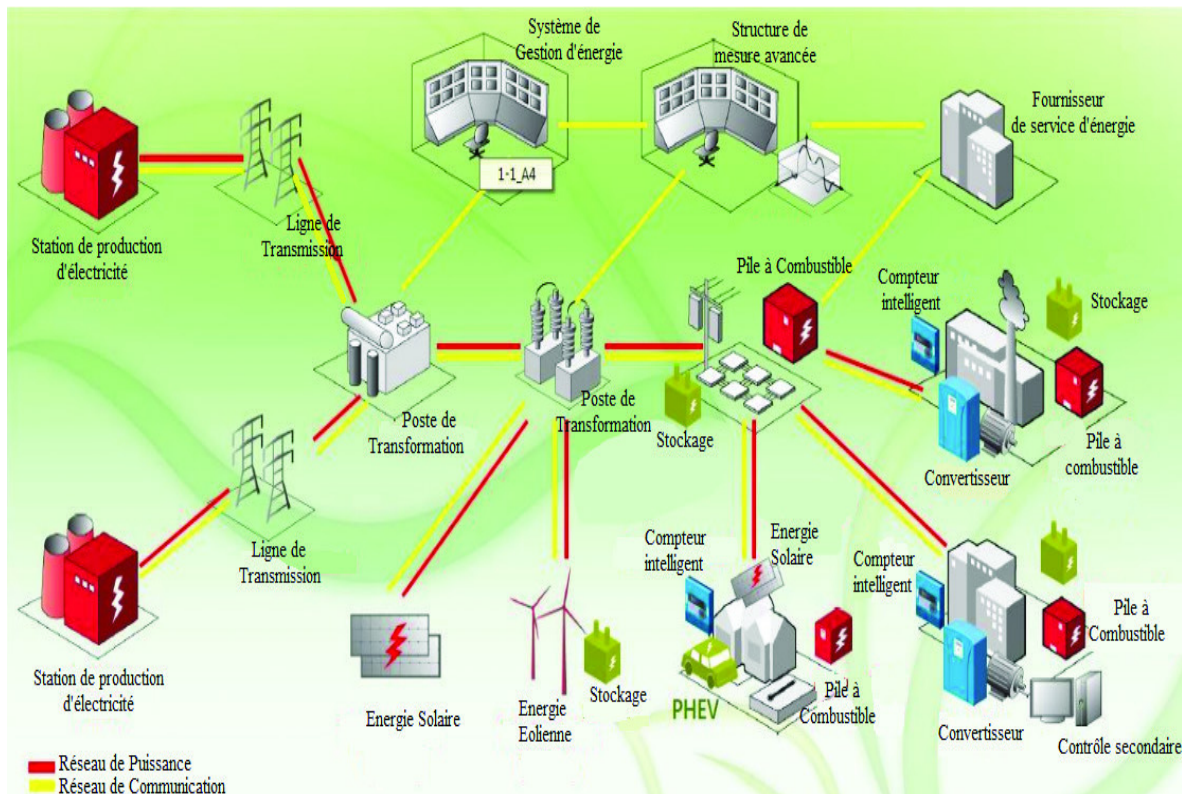


Figure 1.1 Schéma représentatif d'un smart grid

1.3 Gestion des smart grids

Dans le réseau conventionnel la gestion est garantie par l'opérateur réseau. C'est une gestion centralisée et souvent cet opérateur est en manque d'information relative au réseau de distribution. Dans le cas d'un incident, l'opérateur ne sait pas si les utilisateurs du tertiaire sont alimentés ou non.

Avec les SGs cette information est disponible à travers le compteur intelligent et les technologies de l'information et de la communication (TIC). En introduisant ce nouvel élément, d'autres perspectives sur l'état du réseau électrique s'ouvrent avec en conséquence de plus grande possibilité sur le contrôle du réseau. Aussi le consommateur participe d'une certaine manière à la stabilité du réseau. On obtient à la fin une structure du réseau bidirectionnel en énergie et information (communication).

1.4 Caractéristiques des smart grids

Les SGs ont les principales caractéristiques suivantes [31]:

- Possibilité de récupération dans le cas de perturbation ou de dommage observé dans le réseau (Self-Healing).
- Offrir au consommateur la possibilité de participer à la gestion de l'énergie à travers les compteurs intelligents dans le cas du fonctionnement normal du réseau électrique.
- Capacité de résilience vis-à-vis de possible attaque physique ou cybernétique (piratage).
- Augmentation de la capacité d'accueil de nouvelles sources de production (conventionnelle ou renouvelable) et des systèmes de stockage.
- Amélioration de la qualité de l'énergie produite (minimum d'harmonique).

Ces deux dernières caractéristiques des smart grids seront le centre d'intérêt de ce travail, malgré récemment, les études sur les systèmes hybrides à énergie renouvelable portent sur la modélisation, le dimensionnement et les performances, tandis que les études basées sur l'intégration de ces systèmes dans le smart grid sont limitées. Par conséquent, il était très important d'étudier l'intégration de systèmes hybrides dans les smart grids pour le développement durable.

1.5 Système d'énergie hybride

L'épuisement des ressources traditionnelles a attiré l'intérêt de la communauté scientifique pour l'utilisation des sources d'énergie renouvelables. Malheureusement, la nature aléatoire et discontinue de ces énergies les rend difficiles à contrôler et il est nécessaire de caractériser aussi précisément que possible les changements de ces ressources [4]. L'influence de leur nature peut être réduite par le couplage de deux ou plusieurs sources d'énergie, renouvelables ou non, connectées à un réseau électrique ou alimentant une charge isolée (système autonome) en système hybride à sources d'énergie renouvelables.

Donc, le terme « Système d'énergie hybride (SEH) » fait allusion aux systèmes de génération d'énergie électrique utilisant plusieurs types de sources. La combinaison des sources d'énergies renouvelables peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesels destinés généralement pour produire de l'électricité dans les régions rurales ou éloignées de manière compétitive. La combinaison des technologies des énergies renouvelable et conventionnelle peut aboutir à des performances techniques et économiques équivalentes à celles des systèmes de production d'énergie à base des combustibles fossiles et conventionnelles [32-33].

On peut donc définir un SEH comme une installation qui utilise au moins deux types de technologies de génération d'énergie. En général, elle est constituée d'une ou plusieurs sources de production d'énergie conventionnelle et au moins une source de production d'énergie renouvelable dont l'objectif est de réunir les avantages et les meilleures caractéristiques opérationnelles de chaque type de système [34-35].

Les points suivants constituent les principaux avantages et inconvénients des systèmes hybrides [36]:

Avantage:

- Ne dépendent pas d'une unique source d'énergie.
- Simples d'utilisation.
- Efficaces.
- Ne nécessitent pas toujours de système de stockage.

Inconvénients:

- Plus complexes que les systèmes à source unique.
- Coût d'investissement élevé.

1.6 Classification des systèmes hybrides

Plusieurs classifications des SEH existent selon le critère choisi. Nous présentons les plus répandues.

1.6.1 Régime de fonctionnement

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides travaillant en parallèle avec le réseau électrique dits aussi connectés au réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du réseau électrique. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique, le cas d'un refuge de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière ...etc. [37-38].

1.6.2 Structure du système hybride

Trois critères peuvent être pris en compte dans la classification selon la structure du système. Le premier critère est la présence ou non d'une source d'énergie classique. Cette source conventionnelle peut être un générateur diesel, une micro turbine à gaz, et dans le cas d'une étude du réseau électrique complète, une centrale entière.

Un second critère possible est la présence ou non d'un dispositif de stockage: la présence d'un stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction de la charge électrique pendant la période d'absence des ressources énergétiques convertibles. Les dispositifs de stockage peuvent être des batteries rechargeables, des électrolyseurs avec réservoir à hydrogène, des volants d'inertie, etc.

Le troisième critère est relatif au type de la source d'énergie renouvelable utilisée, la structure du système peut contenir un système photovoltaïque, éolien, hydraulique (une centrale hydroélectrique, l'utilisation des vagues ou bien une combinaison des deux sources). Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le potentiel énergétique disponible qui dépend de l'endroit de l'installation du système hybride. Un autre facteur déterminant est le consommateur, son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle, etc... [37-38].

Une généralisation de la classification présentée est illustrée sur la figure 1.2.

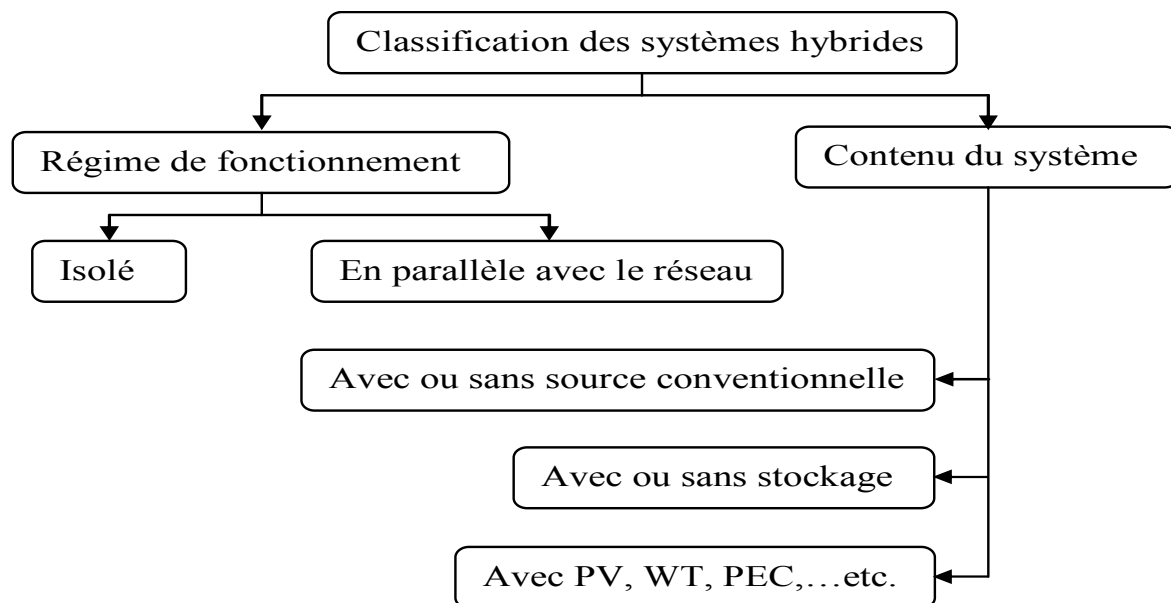


Figure 1.2 Classification des systèmes hybrides [37-39].

1.7 Présentation du système hybride éolien/Pile à combustible

Pour un développement durable, le recours à l'utilisation des systèmes énergétiques à sources d'énergie renouvelable est devenu indispensable pour la production de l'énergie électrique [40-41]. La combinaison de plusieurs sources d'énergie renouvelable permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique. L'avantage d'un système hybride par rapport à un système

purement éolien ou photovoltaïque, dépend de beaucoup de facteurs fondamentaux: la forme et le type de la charge, le régime du vent, le rayonnement solaire, le coût et la disponibilité de l'énergie, le coût relatif de l'éolienne, le champ photovoltaïque, la disponibilité de l'hydrogène, le développement des piles à combustible, le système de stockage électrochimique et d'autres facteurs d'efficacité. Les systèmes photovoltaïques sont actuellement économiques pour les installations de faible puissance. Pour les systèmes autonomes, le coût du stockage représente la plus grande contrainte du coût global du système pour les installations de grande puissance [42]. Dans ce contexte, le travail proposé consiste en une combinaison de deux sources d'énergie (éolienne et pile à combustible) de production continue de l'énergie électrique connecté au réseau à travers un filtre actif parallèle (onduleur à deux niveaux) et destiné à participer avec le réseau électrique à satisfaire les besoins d'énergie d'une charge commune (charge polluante non-linéaire (redresseur à diodes triphasé connecté en série avec une charge R-L variable) + charge R-L linéaire variable).

Ce chapitre introductif présente une vue générale sur le système hybride à deux sources d'énergie renouvelable : éolienne et pile à combustible. L'éolienne est utilisée comme source d'énergie primaire (source principale non contrôlée), elle dépend seulement du profil de vent appliqué à la turbine et qui contrôle l'énergie extraite de ce système. Une source d'énergie contrôlée à base de piles à combustible (source auxiliaire), sert à fournir si nécessaire le déficit énergétique lorsque l'énergie éolienne disponible ne peut pas répondre au profil de puissance de référence donné.

La figure 1.3 illustre le système global étudié (système hybride + Onduleur (FAP) + réseau + charge polluante + charge linéaire).

1.7.1 Système de conversion éolien

L'énergie éolienne est une forme indirecte d'énergie solaire. Les gradients thermiques causés par le rayonnement solaire provoquent des mouvements de masse d'air. L'air ascendant à l'équateur est remplacé par le mouvement de l'air des latitudes nord et sud. La rotation de la terre crée des alizés d'est en ouest dans certaines parties du monde et d'ouest en est dans d'autres régions. Les vents diurnes sont créés par des gradients thermiques terrestres et maritimes. Les systèmes météorologiques créent des vents synoptiques moins prévisibles. La turbulence est une caractéristique des vents synoptiques qui n'est pas une composante favorable du vent lors de l'extraction d'énergie. La turbulence perturbe l'effet Bernoulli et provoque une perte de portance et d'efficacité des profils.

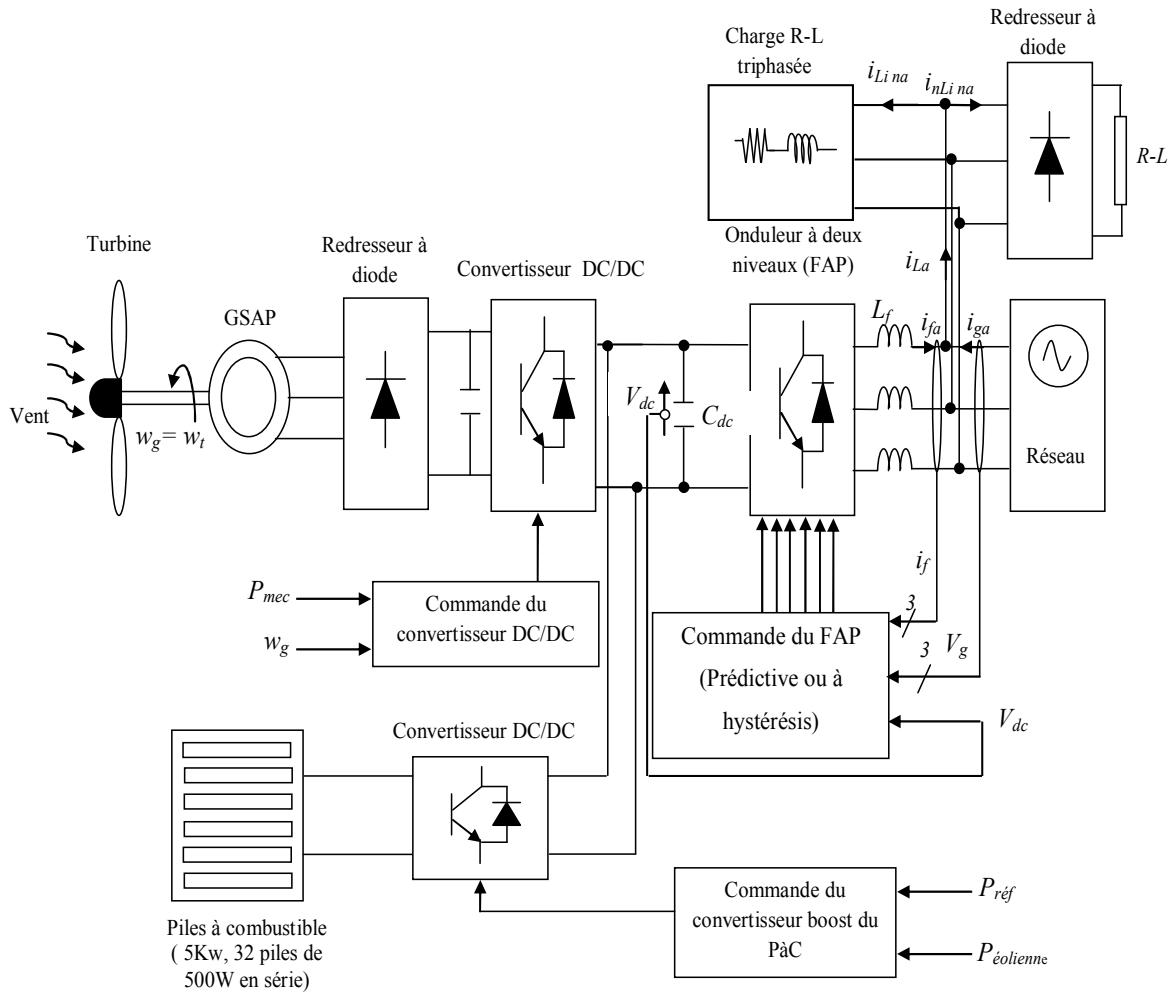


Figure 1.3 Schéma synoptique du système hybride éolien/ pile à combustible.

Les meilleures ressources éoliennes sont des zones de caractéristiques de vent cohérentes et uniformes [43]. Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique de l'air en mouvement en énergie mécanique ou électrique. Les éoliennes nécessitent un peu plus d'entretien que les panneaux photovoltaïques, mais avec des vitesses de vent modérées, elles produisent souvent plus d'énergie qu'une gamme de panneaux PV de même prix. Plusieurs éoliennes peuvent être installées en parallèle pour produire plus d'énergie, et elles existent dans de nombreux types différents en termes de processus de fabrication et de matériaux utilisés. En conséquence, les prix varient considérablement [44].

Les vitesses du vent sont très irrégulières, donc la production d'énergie éolienne devient très variable. Cela peut réduire la rentabilité des éoliennes. Si une turbine est montée plus haut, elle capte des vitesses de vent plus élevées et produit plus d'énergie [44].

1.7.2 Pile à Combustible

Une pile à combustible (PàC) est un assemblage de cellules élémentaires, en nombre suffisant pour assurer la production électrochimique d'électricité dans les conditions de tension et courant voulues. Une cellule élémentaire forme le noyau de la pile à combustible, cette cellule est responsable de la conversion électrochimique de l'énergie chimique (combustible) en une énergie électrique. La structure de base d'une cellule est constituée de deux compartiments disjoints alimentés chacun par les gaz réactifs. Les deux électrodes, séparées par un milieu conducteur ionique appelé électrolyte, complètent le dispositif formé [45].

La figure 1.4 en donne une illustration schématique d'une cellule de PàC:

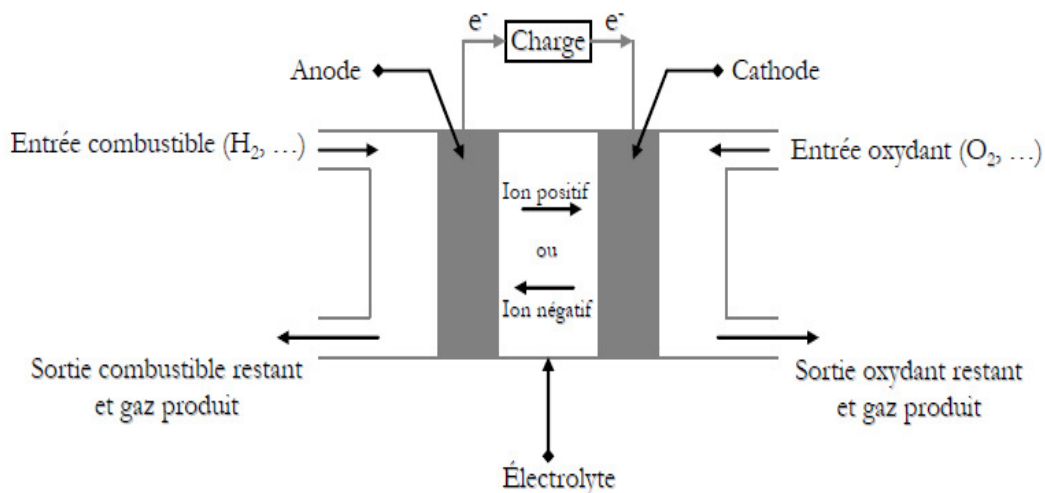
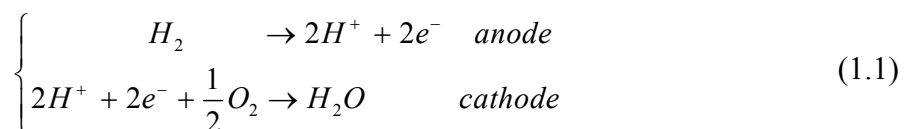


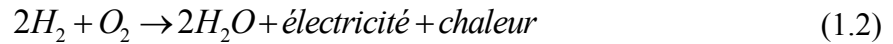
Figure 1.4 Schéma de principe d'une cellule de PàC.

Le combustible le plus employé est l'hydrogène sous forme gazeuse. Suivant la nature de l'électrolyte, acide ou basique, l'eau formée par oxydation de l'hydrogène est produite à la cathode (dans le premier cas) et à l'anode (dans le second cas). Dans les deux cas, le réacteur produit donc, de l'eau, de l'électricité et de la chaleur.

De façon générale, le principe de fonctionnement électrochimique d'une cellule unitaire est décrit par une double réaction chimique. A l'anode, l'hydrogène est oxydé en deux protons H^+ et deux électrons tandis qu'à la cathode l'oxygène est réduit en eau au contact des deux protons H^+ et deux électrons. Les deux demi-réactions d'oxydation et de réduction sont donc les suivantes:



Et donnent lieu à la réaction globale exothermique suivante:



A partir de l'hydrogène et l'oxygène, l'oxydo-réduction produit de l'électricité, de l'eau, et de la chaleur faisant de la pile un tri-générateur.

Le principe de fonctionnement de la pile peut être illustré par la figure suivante :

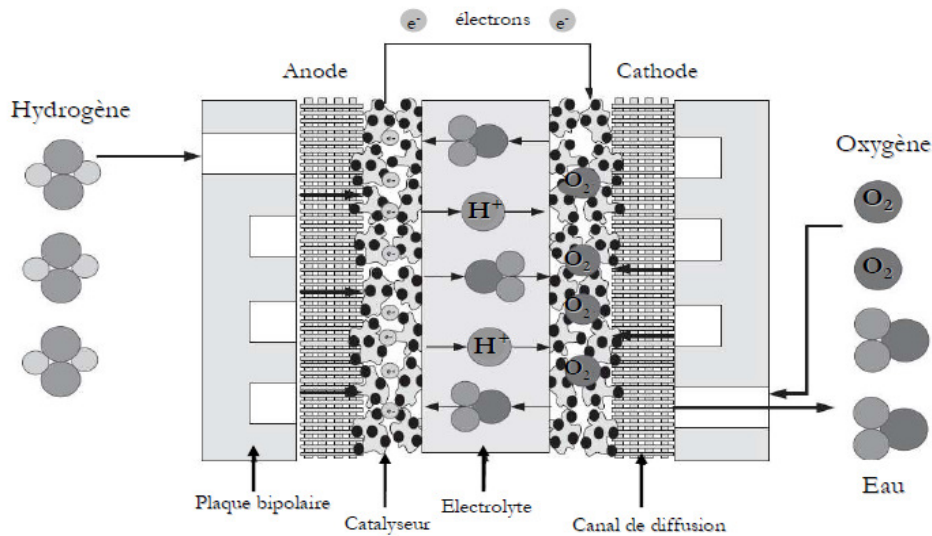


Figure 1.5 Schéma de principe d'une cellule PàC de type PEMFC.

1.8 Topologie du système hybride

La configuration du système hybride proposé est constituée par une turbine éolienne comme source d'énergie primaire et la pile à combustible comme source d'énergie de secours (figure 1.6). Les deux sources d'énergie sont connectées en parallèle à une source de tension, un convertisseur PWM commun à travers des convertisseurs individuels DC-DC.

Dans ce système, chaque source a son propre contrôle, côté onduleur, les deux unités de production peuvent être remplacées par une unité globale avec un courant égal à $i_{Dw} + i_{DPaC}$. Pour expliquer le principal avantage de cette topologie de circuit, concentrons-nous sur la figure 1.6, les diodes D_w , D_{PaC} , jouent un rôle clé dans le système. Les diodes permettent seulement un écoulement unidirectionnel de puissance, c'est à dire à partir des sources de la liaison DC au réseau électrique. Par conséquent, en cas de mauvais fonctionnement de l'une des sources d'énergie, la diode anti-retour se déconnecte automatiquement de l'ensemble de la source du système.

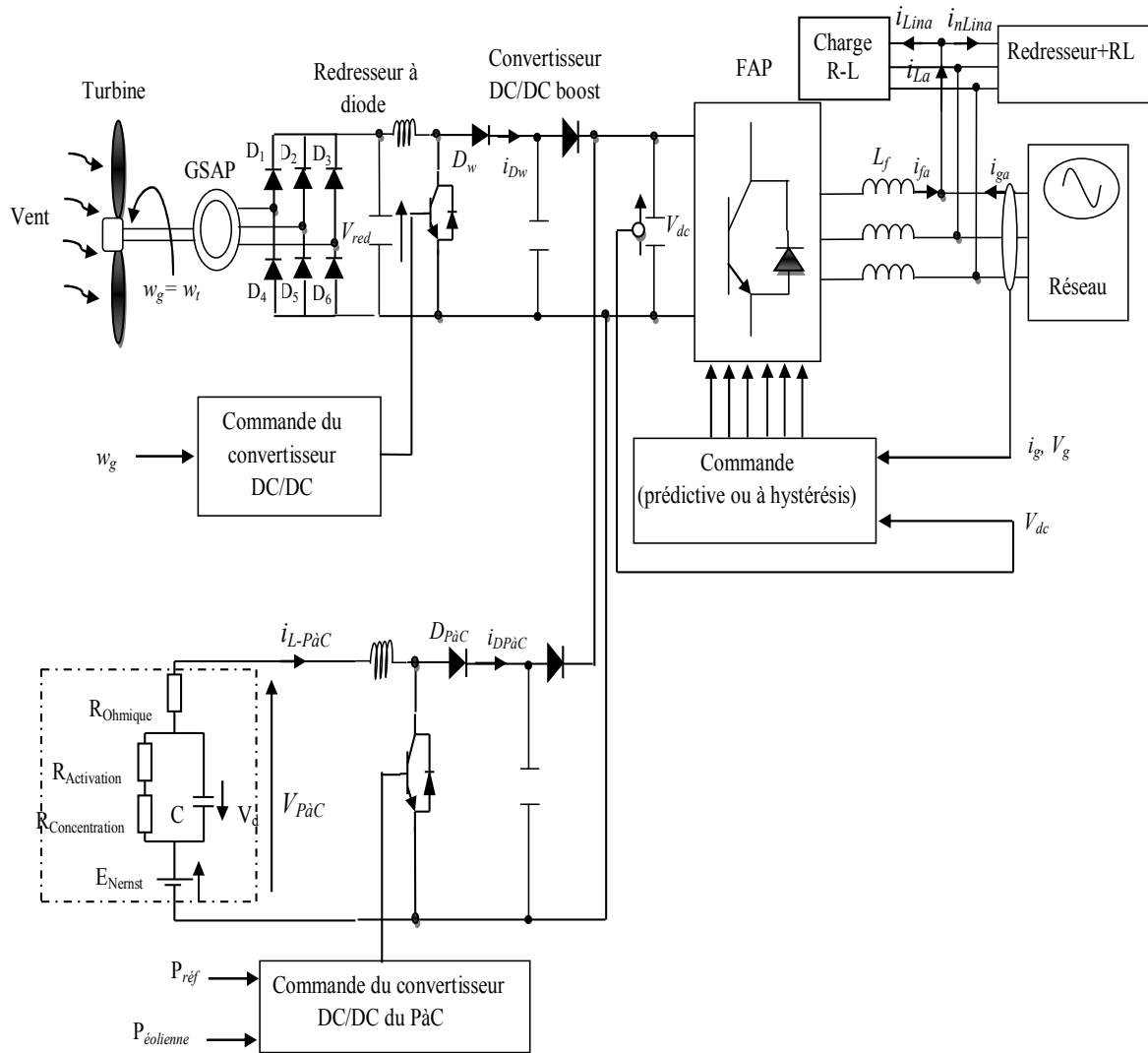


Figure 1.6 Configuration du système d'énergie hybride.

1.9 Conclusion

Dans ce chapitre introductif, la définition et les caractéristiques d'un réseau de type smart grid ont été présentées. Les sources d'énergie renouvelables constituent un mot clef dans les réseaux intelligents du futur. Dans ce contexte, un système d'énergie hybride éolien/pile à combustible est étudié, les modèles des différents blocs de puissance et de commande du système, seront présentés au chapitre suivant.

Chapitre:

2

Modélisation du système
hybride éolien/pile à
combustible

CHAPITRE 2:

Modélisation du système hybride éolien/pile à combustible

2.1 Introduction

Après le choix de la topologie du système hybride, une modélisation détaillée des différentes parties le constituant sera effectuée. Ainsi, nous allons présenter toutes les équations décrivant les modèles mathématiques de chaque bloc à savoir: la turbine éolienne, la génératrice, la PàC, ainsi que les modèles mathématiques et les techniques de commande des convertisseurs de puissance, à savoir le hacheur boost et l'onduleur triphasé.

2.2 Modélisation du système de conversion éolien

La figure 2.1 montre la topologie du circuit proposé pour un système de production d'énergie éolienne. Ce système comprend une turbine éolienne, un générateur à aimant permanent, un pont redresseur à diodes triphasé, un convertisseur DC-DC élévateur de tension, et une capacité pour réguler la tension d'entrée de l'onduleur PWM.

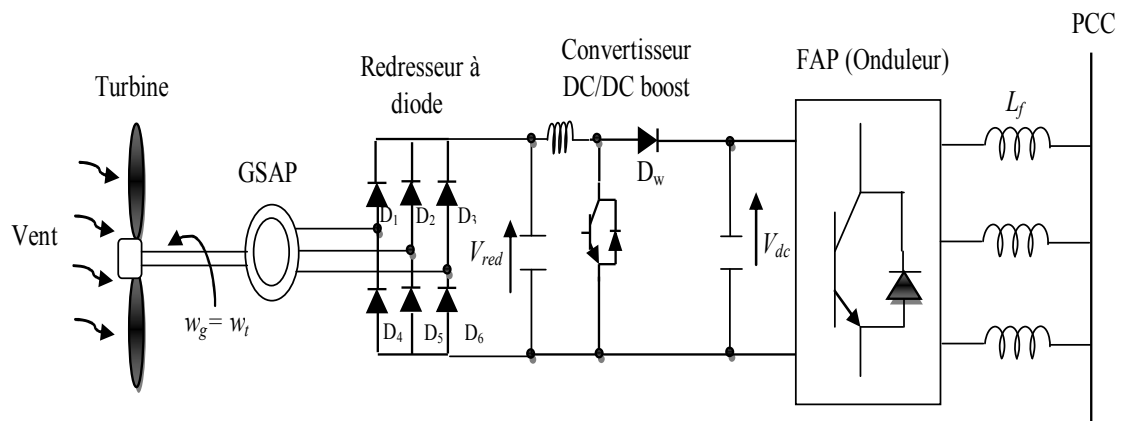


Figure 2.1 Système de production d'énergie éolienne avec redresseur et hacheur.

2.2.1 Caractéristique aérodynamique de la turbine

Le rotor aérodynamique convertit l'énergie éolienne en puissance mécanique. Les effets aérodynamiques à travers les pales transforment le flux du vent en couple aérodynamique.

Le modèle aérodynamique utilise la vitesse du vent équivalente comme entrée pour calculer la puissance disponible; de plus, il utilise la vitesse du rotor pour calculer le couple sur l'arbre principal. De cette façon, la puissance mécanique captée du vent par la turbine pourrait être formulée comme suit [44, 46]:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p (\lambda, \beta) v^3 \quad (2.1)$$

Où :

ρ : La densité de l'air (Kg/m^3).

A : La surface balayée par les pales de la turbine.

C_p : Coefficient de puissance caractérisant chaque turbine.

β : Angle de calage des pales.

v : Vitesse du vent (m/s).

λ : Vitesse relative (ou spécifique), elle est donnée par:

$$\lambda = \frac{R \Omega_t}{v} \quad (2.2)$$

Avec :

R : Rayon des pales.

Ω_t : Vitesse de la turbine.

Par conséquent, si la densité de l'air, la surface balayée et la vitesse du vent sont constantes, la puissance de sortie de la turbine sera fonction du coefficient de puissance C_p de la turbine. Ce coefficient est une courbe connue donnée par le fabricant caractérisant chaque turbine, la valeur maximale théorique possible de ce coefficient, appelée limite de Betz est de

$$C_{p_{\max}} = \frac{16}{27} = 0.593. \text{ Cette limite n'est jamais atteinte en pratique [47].}$$

Dans ce travail, l'expression du coefficient de puissance en fonction de la vitesse relative λ et de l'angle de calage des pales β est donnée par l'approximation suivante [48]:

$$C_p(\lambda, \beta) = (0.5 - 0.0167(\beta - 2)) \sin \left[\frac{\pi(\lambda + 0.1)}{18 - 0.3(\beta - 2)} \right] - 0.00184(\lambda - 3)(\beta - 2) \quad (2.3)$$

La figure 2.2 nous donne les allures du coefficient de puissance en fonction de λ et pour différentes valeurs de l'angle de calage β , ainsi que la puissance mécanique extraite par la turbine pour différentes vitesses de vent. Nous constatons d'après ces courbes que le coefficient de puissance C_p et la puissance mécanique P_m à la sortie de la turbine diminuent quand l'angle β augmente et vice versa. L'objectif de la régulation de cette grandeur mécanique β est de limiter la puissance mécanique et d'assurer la sécurité de l'éolienne des fortes vitesses de vent.

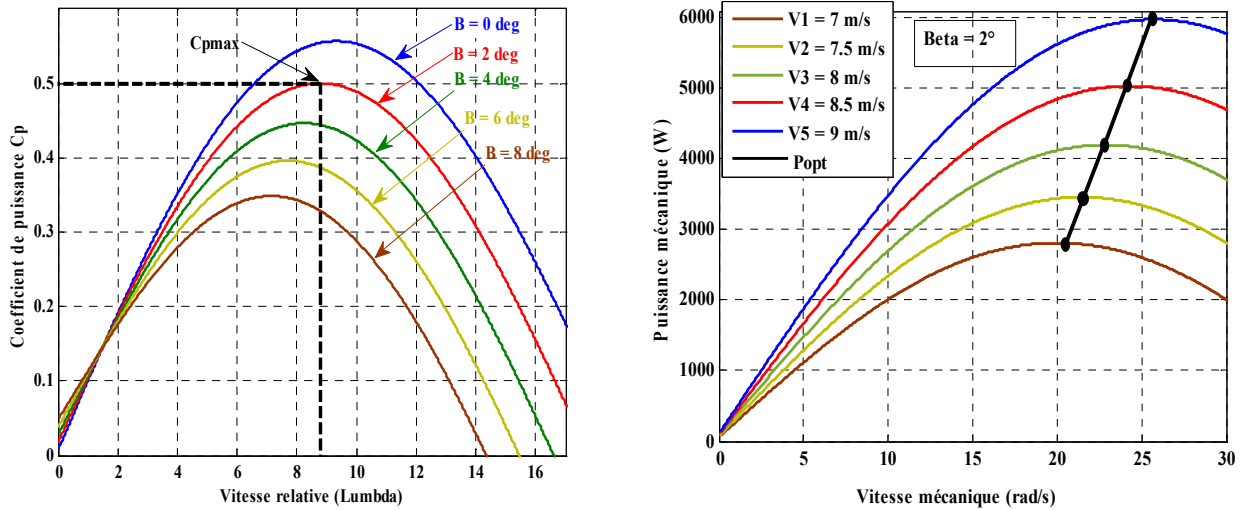


Figure 2.2 Allure du coefficient de puissance et la puissance mécanique de la turbine éolienne.

Dans ce travail, nous avons fixé la valeur de $\beta = 2^\circ$ pour obtenir une valeur maximale de $C_p = 0.5$, ce qui correspond à la valeur optimale de la vitesse spécifique $\lambda_{opt} = 8.8$.

2.2.2 Modèle du multiplicateur et équation dynamique de l'arbre

Le multiplicateur est modélisé mathématiquement par les expressions suivantes:

$$T_g = \frac{T_t}{G} \tag{2.4}$$

$$\Omega_m = G.\Omega_t \tag{2.5}$$

Avec :

Ω_m : La vitesse mécanique de la génératrice.

Le moment d'inertie est [49]:

$$J = \frac{J_t}{K^2} + J_g \tag{2.6}$$

L'équation mécanique est représentée comme suit:

$$J.\frac{d\Omega_m}{dt} = T_m \tag{2.7}$$

Avec :

$$T_m = T_g - T_{em} - T_{vis} \tag{2.8}$$

$$T_{vis} = f \cdot \Omega_m \quad (2.9)$$

Où :

J : L'inertie totale qui apparaît sur le rotor de la génératrice.

T_m : Le couple mécanique appliqué au rotor.

T_{em} : Le couple électromagnétique.

T_{vis} : Le couple de frottement.

Le schéma bloc correspondant à cette modélisation de la turbine déduit des équations précédentes est représenté sur la figure 2.3.

Ce schéma bloc nous montre que la vitesse de la turbine peut être contrôlée par action sur deux entrées:

- Le couple électromagnétique de la génératrice.
- La vitesse du vent.

L'angle d'orientation de la pale, est considéré comme une entrée perturbatrice de ce système.

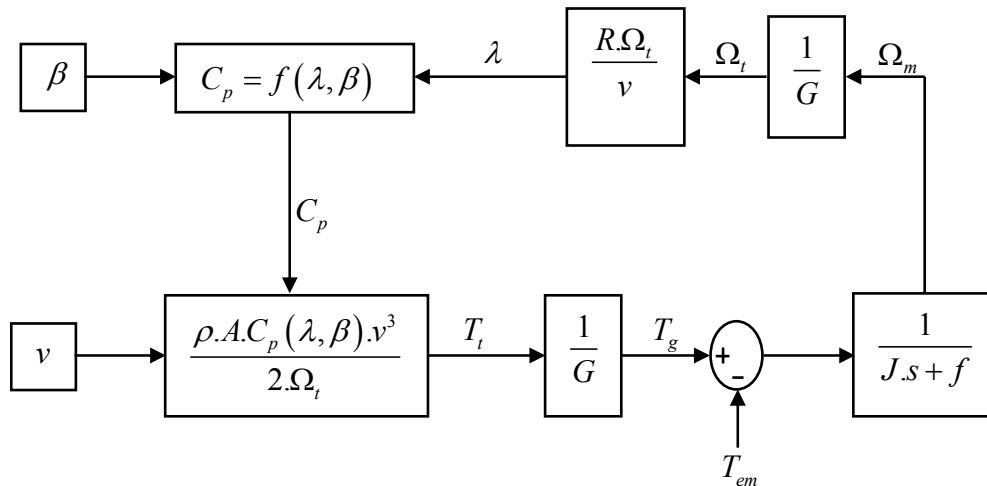


Figure 2.3 Schéma bloc du modèle de la turbine.

2.2.3 Maximisation de puissance sans asservissement de vitesse

Elle consiste à la recherche du point de puissance maximale en se basant sur la connaissance de la courbe caractéristique $C_p(\lambda, \beta)$ de la turbine éolienne à piloter. Cette façon de procéder exige du constructeur de la turbine éolienne des essais de caractérisation ou des simulations du profile de pales.

La forme non linéaire en cloche de puissance en raison de la forme en cloche de la courbe caractéristique du coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ (figure 2.2) présentant un seul point de puissance maximale (PPM). En fonctionnement dynamique, ce point se déplace à chaque fois que la vitesse du vent change. Ce maximum correspond à une vitesse de fonctionnement optimale de l'éolienne, une vitesse réduite optimale λ_{opt} , et une valeur optimale du coefficient de puissance C_p^{opt} . La vitesse de la génératrice asservie à une référence issue d'un algorithme permettant l'extraction maximale de la puissance. Cet algorithme nécessite la mesure ou l'estimation de la vitesse du vent, on parle alors de MPPT contrôlée en vitesse.

Il existe aussi l'algorithme MPPT contrôlé en couple (qui sera considéré dans ce travail), qui consiste à déterminer le couple de référence pour chaque vitesse de rotation mesurée.

Cette méthode est basée sur l'hypothèse que la vitesse du vent, et par conséquent la vitesse de rotation de la turbine varient très peu en régime permanent [50-52].

Ceci, nous conduit à déduire à partir de l'équation dynamique de la turbine en régime permanent que le couple mécanique exercé sur l'arbre est considéré nul en régime permanent :

$$T_m = J \cdot \frac{d\Omega_m}{dt} = 0 \quad (2.10)$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique T_m développé comme étant nul. Donc, en négligeant l'effet du couple résistant dû aux frottements visqueux, on obtient:

$$T_{vis} \approx 0 \quad (2.11)$$

Le comportement dynamique de la turbine est décrit donc par l'équation statique:

$$T_m = T_g - T_{em} - T_{vis} = 0 \quad (2.12)$$

Le couple résistant dû aux frottements et le couple mécanique sont nuls, l'équation (2.12) devient:

$$T_{em} = T_g = \frac{T_t}{G} \quad (2.13)$$

Le couple électromagnétique de référence est déterminé à partir d'une estimation du couple aérodynamique:

$$T_{em-ref} = \frac{T_{t-est}}{G} \quad (2.14)$$

Le couple éolien peut être déterminé à partir de la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent et de la mesure de la vitesse mécanique comme donné par l'équation (2.15):

$$T_{t-est} = \frac{C_p \cdot \rho \cdot A}{2 \cdot \Omega_{t-est}} \cdot v_{est}^3 \quad (2.15)$$

Où :

Ω_{t-est} : vitesse estimée de la turbine.

v_{t-est} : Valeur estimée de la vitesse du vent.

La vitesse estimée de la turbine est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique, soit:

$$\Omega_{t-est} = \frac{\Omega_m}{G} \quad (2.16)$$

L'estimation de la vitesse du vent peut être obtenue à partir de l'équation:

$$v_{est} = \frac{\Omega_{t-est} \cdot R}{\lambda} \quad (2.17)$$

En utilisant les équations (2.14) à (2.17), on obtient:

$$T_{em-est} = \frac{C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{2 \cdot \lambda^3 \cdot G^3} \cdot \Omega_m^2 \quad (2.18)$$

Pour que la puissance extraite soit maximale, on associe à la grandeur λ sa valeur optimale λ_{opt} correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} . La valeur du couple électromagnétique de référence doit alors être réglée à la valeur maximale suivante:

$$T_{em-ref} = \frac{C_{pmax} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{2 \cdot \lambda_{opt}^3 \cdot G^3} \cdot \Omega_m^2 \quad (2.19)$$

Donc, on peut écrire :

$$T_{em-ref} = K_{opt} \cdot \Omega_m^2 \quad (2.20)$$

Avec :

$$K_{opt} = \frac{C_{pmax} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5}{2 \cdot \lambda_{opt}^3 \cdot G^3} \quad (2.21)$$

L'expression du couple de référence devient alors proportionnelle au carré de la vitesse du générateur.

Dans cette stratégie, l'algorithme MPPT est contrôlé à l'aide de la valeur de la vitesse de rotation mesurée durant l'intervalle 'k', qui détermine le couple de référence durant l'intervalle 'k+1', après quelques itérations, le point optimum de fonctionnement (Ω_{mopt} , C_{opt}) est atteint et qui correspond à la puissance maximale P_{opt} (Ω_{mopt} , C_{opt}), figure 2.4 [51].

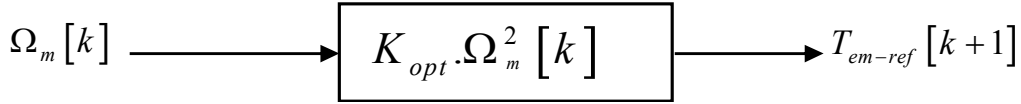


Figure 2.4 Couple de référence en fonction de la vitesse de rotation.

Le schéma de ce mode de contrôle est illustré sur la figure 2.5.

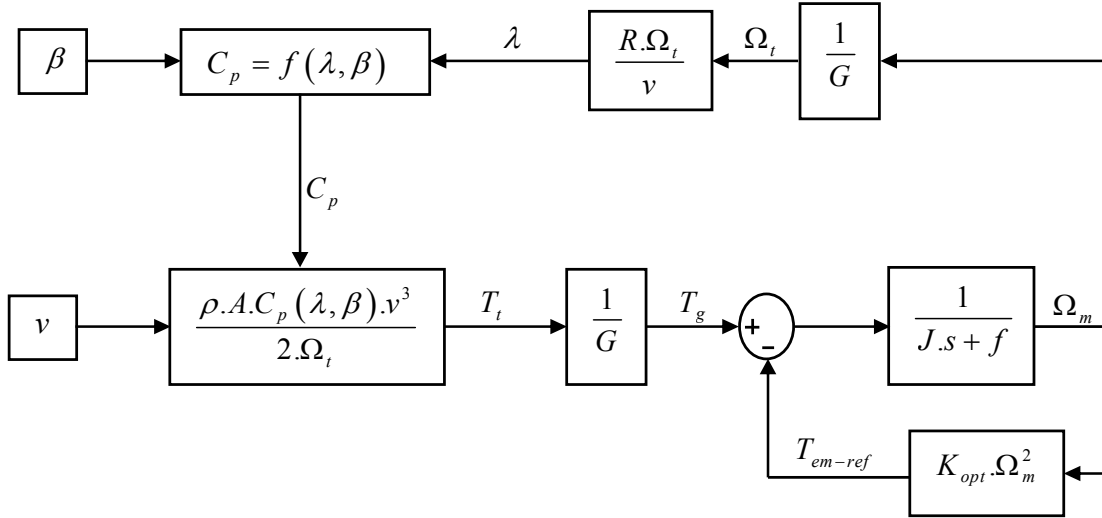


Figure 2.5 Schéma de MPPT sans asservissement de vitesse.

2.2.4 La génératrice à aimant permanent

Les machines à aimants se développent de manière importante à l'heure actuelle, grâce à la mise au point d'aimants permanents de grande qualité, permettant l'obtention de couples massiques élevés. Lorsque le nombre de pôles est élevé, les puissances peuvent atteindre quelques centaines de kilowatts. Toutefois, leur domaine d'emploi privilégié reste dans des puissances plus petites (quelques dizaines de kilowatts), où l'aimant permanent permet d'obtenir, à taille égale, une induction dans l'entrefer plus élevée que les machines à rotor bobiné. Par ailleurs, l'emploi d'aimants permanents à la place de l'enroulement inducteur annule les pertes, par effet joule au rotor et augmente le rendement [53]. Les machines synchrones à aimants permanents sont avec ou sans pièces polaires (pôles lisses ou saillants).

2.2.4.1 Modèle de la machine dans le repère de Park

Les variables du système ABC peuvent être transformées pour les deux axes d et q tournant à l'aide d'une transformation de matrice variant dans le temps donné en (2.22) [37, 46, 54]:

$$[T(\theta)] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta - 4\pi/3) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 2\pi/3) & -\sin(\theta - 4\pi/3) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} = T(\theta) \cdot \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

$$\begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} = T(\theta)^{-1} \cdot \begin{bmatrix} X_d \\ X_q \\ X_0 \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

En (2.23) et (2.24), les variables X peuvent être définies comme un ensemble de tensions ou de courants. En outre, dans un système triphasé équilibré X_0 est la composante homopolaire et est toujours égal à zéro.

Afin de rechercher les lois de contrôle d'une machine à courant alternatif, nous pouvons la modéliser dans un repère (d, q) tournant et dont l'orientation est à priori arbitraire. Ce modèle est obtenu après transformation virtuelle de la machine triphasée en machine diphasée équivalente [37, 45, 54-55].

Le modèle de la machine dans le repère de Park est décrit par les équations suivantes:

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R_s}{L_d} i_d + \omega \frac{L_q}{L_d} i_q - \frac{V_d}{L_d} \\ \frac{di_q}{dt} = -\omega \frac{L_d}{L_q} i_d - \frac{R_s}{L_q} i_q - \frac{V_q - \omega \phi_e}{L_q} \end{cases} \quad (2.25)$$

Sous Simulink, la génératrice sera modélisée en courant, c.-à-d que le courant direct i_d et le courant en quadrature i_q sont les sorties du modèle de GSAP, tandis-que les tensions V_d et V_q sont les entrées.

2.2.4.2 Expression du couple électromagnétique

L'expression du couple électromagnétique est donnée par:

$$T_{em} = P \cdot \frac{3}{2} \cdot \left((L_d - L_q) i_d + \phi_e \right) i_q \quad (2.26)$$

$$L_d = L_q = L \quad (2.27)$$

$$T_{em} = P \frac{3}{2} \phi_e i_q \quad (2.28)$$

L'équation (2.28) montre bien que le couple électromagnétique ne dépend que du courant en quadrature i_q , cette équation sera donc exploitée pour extraire le courant en quadrature de

référence i_{qref} pour commander le courant d'inductance i_{Lw} du hacheur boost du système éolien.

2.2.5 Redresseur à diodes

Dans le cadre de cette étude, on utilise un redresseur à diodes. Les diodes sont supposées idéales et par conséquent, leur conduction correspond à un court-circuit et leur blocage correspond à un circuit ouvert. Dans un régime sinusoïdal, les deux diodes qui conduisent à chaque séquence, correspondent à la phase ayant la tension la plus positive pour la diode du demi-pont supérieur (D_1 ou D_2 ou D_3) et à la phase ayant la tension la plus négative pour la diode du demi- pont inférieur (D_4 ou D_5 ou D_6). La tension et le courant redressés sont reliés aux tensions et courants de phases [37, 46, 55-56].

Comme la GSAP est modélisée en courant, le redresseur à diodes sera par conséquent aussi modélisé en courant, la figure 2.6 illustre le schéma bloc du modèle du redresseur utilisé dans le cadre de ces travaux.

A cause des inductances des phases statoriques L_s , la croissance du courant de sortie est graduelle (ces inductances s'opposent aux variations brutales des courants statoriques) et il y a conduction simultanée de deux phases. A titre d'exemple, lorsque la diode D_1 commence à conduire, la diode D_2 continue à conduire. Le courant I_a s'établit dans la diode D_1 tandis que le courant I_b diminue dans la diode D_2 . Donc, pendant la durée Δt de la commutation, il y a conduction simultanée de deux diodes due au phénomène d'empiètement..

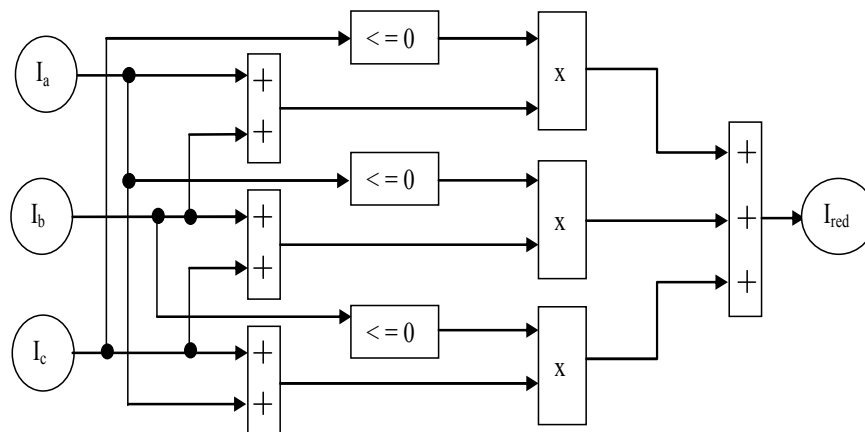


Figure 2.6 Modèle Simulink du redresseur à diode triphasé

2.2.6 Modèle du convertisseur DC-DC avec algorithme de contrôle

Deux convertisseurs boost sont utilisés pour coupler les deux sous-systèmes (éolien et la PàC) à la tension de bus continu du filtre actif de puissance. La figure 2.7 montre le circuit électrique d'un convertisseur boost..

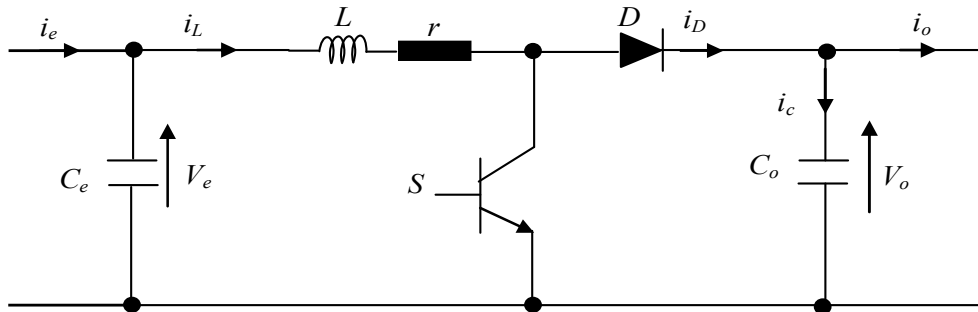


Figure 2.7 Circuit électrique du hacheur Boost.

Le bus continu sera la sortie commune des deux convertisseurs boost. Donc, pour décrire le modèle mathématique du boost éolien, le courant issu de la diode du boost PàC $i_{DPàC}$ sera une entrée perturbatrice comme illustré en figure 2.8.

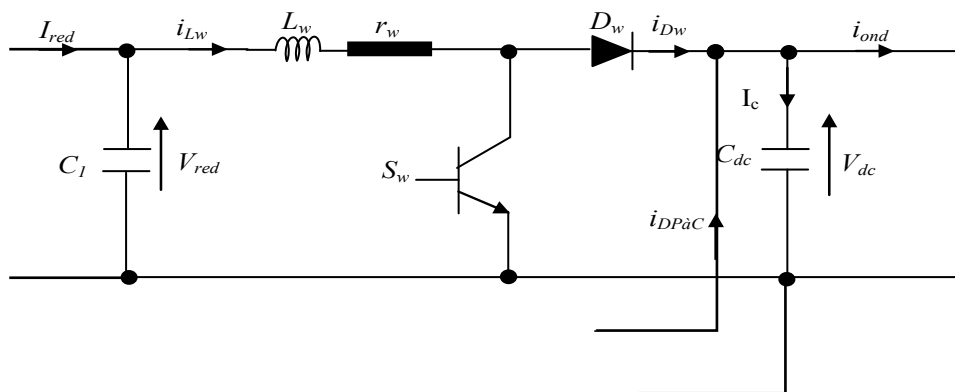


Figure 2.8 Circuit électrique du hacheur boost éolien.

Durant le premier intervalle de temps de durée $d_w.T_s$, le transistor S_w est fermé, le courant dans l'inductance croit progressivement, ce qui permet d'emmagasiner au fur et à mesure de l'énergie, jusqu'à la fin de cet intervalle. Le circuit équivalent du boost est montré en figure 2.9:

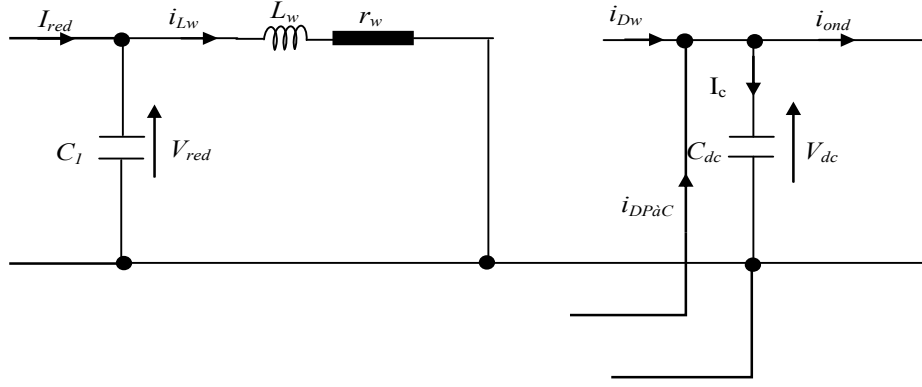


Figure 2.9 Circuit équivalent du hacheur éolien durant l'intervalle $[0, d_w.T_s]$

Les équations décrivant le fonctionnement du convertisseur durant cet intervalle $[0, d_w.T_s]$ sont données par :

$$\begin{cases} C_1 \cdot \frac{dV_{red}(t)}{dt} = I_{red}(t) - i_{Lw}(t) \\ L_w \cdot \frac{di_{Lw}(t)}{dt} = V_{red}(t) - r_w \cdot i_{Lw}(t) \\ C_{dc} \cdot \frac{dV_{dc}(t)}{dt} = i_{DPàC}(t) - i_{ond}(t) \end{cases} \quad (2.29)$$

Durant le deuxième intervalle de durée $(1-d_w).T_s$, l'inductance L_w s'oppose à la diminution du courant i_{Lw} et génère ainsi une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge à travers la diode D_w (figure 2.10).

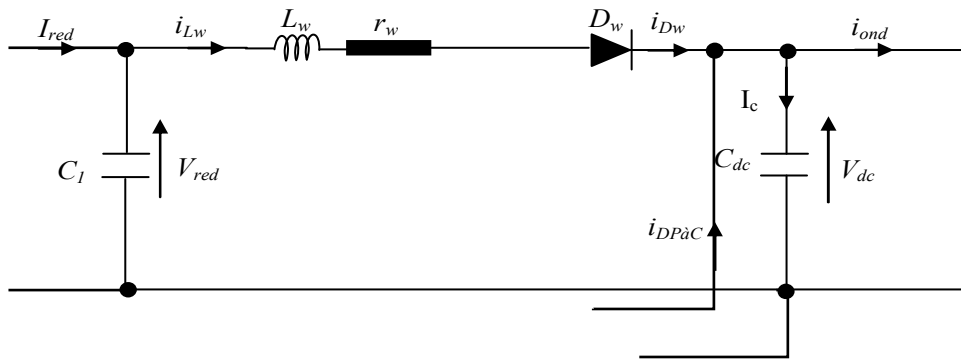


Figure 2.10 Circuit équivalent du hacheur éolien durant l'intervalle $[d_w.T_s, T_s]$

Les équations décrivant le fonctionnement du convertisseur durant cet intervalle $[d_w.T_s, T_s]$ sont:

$$\begin{cases} C_1 \cdot \frac{dV_{red}(t)}{dt} = I_{red}(t) - i_{Lw}(t) \\ L_w \cdot \frac{di_{Lw}(t)}{dt} = V_{red}(t) - r_w \cdot i_{Lw}(t) - V_{dc}(t) \\ C_{dc} \cdot \frac{dV_{dc}(t)}{dt} = i_{Lw}(t) + i_{DPaC}(t) - i_{ond}(t) / \text{car } i_{Dw}(t) = i_{Lw}(t) \end{cases} \quad (2.30)$$

Les équations (2.29 et 2.30) sont utilisées pour construire le modèle moyen durant une période de commutation:

$$\begin{cases} C_1 \cdot \frac{dV_{red}}{dt} = I_{red} - i_{Lw} \\ L_w \cdot \frac{di_{Lw}}{dt} = V_{red} - r_w \cdot i_{Lw} - (1 - d_w) V_{dc} \\ C_{dc} \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} = (1 - d_w) i_{Lw} + i_{DPaC} - i_{ond} \end{cases} \quad (2.31)$$

La figure 2.11 montre le modèle de simulation sous Simulink du convertisseur boost éolien:

Comme mentionné auparavant, la commande MPPT utilisée dans ces travaux consiste à maximiser la puissance sur la base du couple électromagnétique de référence T_{em-ref} correspondant. Ou du courant en quadrature i_{qref} (car le couple est une fonction du courant i_q seulement (équation 2.28)).

Physiquement, la maximisation de puissance est effectuée par le biais du hacheur boost en régulant le courant d'inductance i_{Lw} par rapport au courant i_{qref} dérivé de l'expression du couple électromagnétique de référence T_{em-ref} comme montré par la figure 2.12.

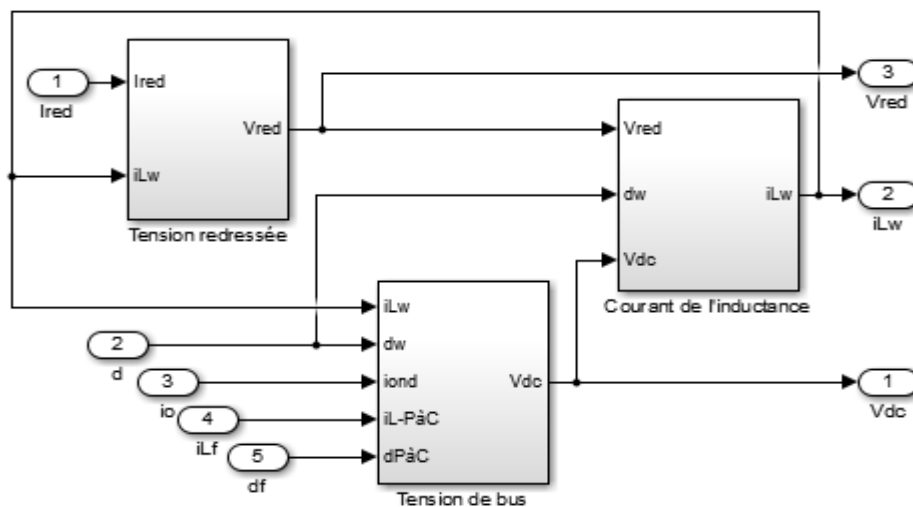


Figure 2.11 Modèle sous Simulink du convertisseur boost éolien

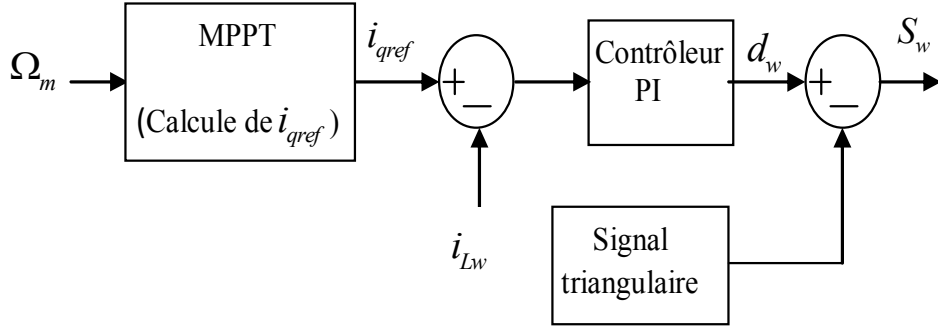


Figure 2.12 Schéma de contrôle du convertisseur boost du système éolien.

A partir de système d'équation (2.31) décrivant le modèle moyen du boost éolien, pour le réglage de la boucle de courant, l'évolution du courant de l'inductance est donné par :

$$L_w \cdot \frac{di_{Lw}}{dt} = V_{red} - r_w \cdot i_{Lw} - (1 - d_w) V_{dc} \quad (2.32)$$

En appliquant la transformée de Laplace à l'équation (2.32):

$$L_w \cdot p \cdot i_{Lw}(p) = V_{red}(p) - r_w \cdot i_{Lw}(p) - \frac{V_{dc}}{p} + d_w(p) \cdot V_{dc} \quad (2.33)$$

Comme c'est le rapport cyclique d_w qui contrôle le courant, on considère l'équation reliant d_w avec i_{Lw} , soit:

$$\frac{i_{Lw}(p)}{d_w(p)} = F_{BO}(p) = \frac{V_{dc}}{r_w \cdot (1 + \tau \cdot p)} \quad (2.34)$$

$F_{BO}(p)$: est la fonction de transfert de courant en boucle ouverte.

La fonction de transfert du correcteur PI est de la forme :

$$C_{PI}(p) = K_p + \frac{K_i}{p} = \frac{K_i \cdot \left(1 + \frac{K_p}{K_i} \cdot p\right)}{p} \quad (2.35)$$

Par une compensation pole/zéro et en imposant $\frac{K_p}{K_i} = \tau = \frac{L_w}{r_w}$, on arrive à la fonction de transfert en boucle fermée:

$$F_{BF}(p) = \frac{F(p) \cdot C_{PI}(p)}{1 + F(p) \cdot C_{PI}(p)} = \frac{1}{1 + T \cdot p}, \text{ avec } T = \frac{r_w}{V_{dc} \cdot K_i} \quad (2.36)$$

On déduit les expressions de K_p et K_i :

$$K_i = \frac{r}{T.V_{dc}}, \quad K_p = K_i \cdot \frac{L_w}{r} \quad (2.37)$$

2.3 Pile à combustible à hydrogène

2.3.1 Circuit équivalent de la pile à combustible

Le but principal de créer un modèle de PàC est d'obtenir la tension de sortie, la puissance et l'efficacité en fonction du courant de charge réel. La tension de sortie d'une PàC unique est donnée par l'équation (2.38) [46, 55]:

$$V_{PàC} = E_{Nernst} - V_{Act} - V_{Ohmic} - V_{Con} \quad (2.38)$$

Où:

E_{Nernst} : Potentiel thermodynamique de la cellule représentant la tension réversible.

V_{Act} : Chute de tension due à l'activation de l'anode et de la cathode. Il s'agit d'une mesure de la chute de tension associée aux électrodes.

V_{Ohmic} : Chute de tension ohmique résultant des résistances de conduction de protons à travers l'électrolyte solide et les électrons à travers son chemin d'accès.

V_{Con} : Chute de tension résultant de la réduction de la concentration des réactifs de gaz ou, en variante, par le transport de masse de l'oxygène et un atome d'hydrogène.

Le potentiel thermodynamique (E_{Nernst}) représente la tension de circuit ouvert de la PàC, les trois autres tensions: la chute de tension (V_{Act}) liée à l'activation de l'anode et la cathode, la chute de tension ohmique (V_{Ohmic}) (liée à la conduction des protons et des électrons), et la chute de tension de concentration (V_{Con}) résultant de la diminution de la concentration de l'oxygène et de l'hydrogène ; représentent des réductions de cette tension pour fournir la tension utile pour les électrodes de la cellule ($V_{PàC}$), comme fonction de l'exploitation de courant.

Et pour n cellules connectées en série et constituant une pile à combustible, la tension V_s , peut être calculée par:

$$V_s = n.V_{PàC} \quad (2.39)$$

Le circuit équivalent de la pile à combustible est représenté sur la figure 2.13 [37]:

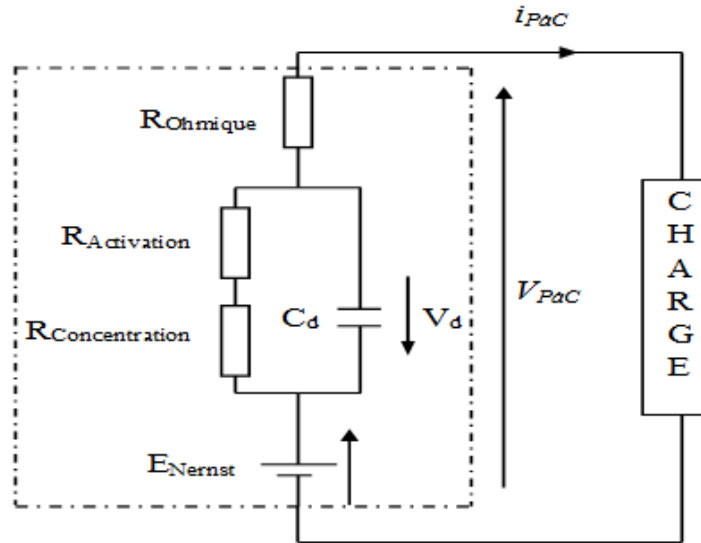


Figure 2.13 Circuit équivalent de la pile à combustible.

2.3.1.1 Potentiel thermodynamique-cellule de tension réversible

E_{Nernst} est calculé à partir d'une version modifiée de l'équation de *Nernst*, avec un terme supplémentaire prenant en compte les changements de température par rapport à la température normale [46, 55], donc E_{Nernst} est donné par l'équation simplifiée (2.40):

$$E_{Nernst} = 1.229 - 0.85 \cdot 10^{-5} (T - 298.15) + 4.31 \cdot 10^{-5} \left[\ln(P_{H_2}) + \frac{1}{2} \ln(P_{O_2}) \right] \quad (2.40)$$

Où:

T : Température de fonctionnement (K).

P_{H_2} : Pression partielle de l'hydrogène (atm).

P_{O_2} : Pressions partielles de l'oxygène (atm).

2.3.1.2 Chute de tension d'activation

La chute de tension d'activation, est donnée par l'équation (2.41) [45, 54]:

$$V_{Act} = - \left[\xi_1 + \xi_2 \cdot T + \xi_3 \cdot T \cdot \ln(C_{O_2}) + \xi_4 \cdot T \cdot \ln(i_{PaC}) \right] \quad (2.41)$$

Où:

i_{PaC} : Courant de fonctionnement de la cellule (A).

ξ : Coefficient de chaque modèle paramétrique de la cellule, qui est calculé sur la base des équations théoriques avec des fondations cinétiques, thermodynamiques et électrochimiques.

C_{O_2} : Concentration d'oxygène à l'interface du catalyseur de la cathode (mol/cm³).

C_{O_2} peut être déterminé par l'équation (2.42) :

$$C_{O_2} = \frac{P_{O_2}}{5.08 \cdot 10^6 \cdot e^{\frac{-498}{T}}} \quad (2.42)$$

2.3.1.3 Chute de tension ohmique

La chute de tension ohmique résulte de la résistance de transfert d'électrons à travers la collecte des plaques et des électrodes de carbone, plus la résistance au transfert de protons dans la membrane de polymère solide [46, 55], cette chute de tension peut être représentée en utilisant la loi d'Ohm et elle est donnée par l'équation (2.43) :

$$V_{Ohmic} = i_{PaC} \cdot (R_C + R_M) \quad (2.43)$$

Où:

R_C : Résistance due à la circulation des électrons, qui est habituellement considérée comme constante sur une plage de température relativement étroite de polymère électrolytique à membrane (PEM) le fonctionnement des piles à combustible [57].

R_M : Résistance à l'écoulement des protons, qui est donnée par l'équation (2.44):

$$R_M = \frac{l \cdot \rho_m}{A} \quad (2.44)$$

Où:

ρ_m : Résistivité spécifique au flux de protons hydratés, ($\Omega \cdot cm$).

l : Epaisseur de la membrane polymère (cm).

A : Surface de la cellule de la zone active (cm^2)

Dans ce modèle PEMFC particulier, les membranes de type *Nafion* sont considérées, ce qui est une marque déposée de Dupont et largement utilisés dans les piles à combustible PEM.

L'expression numérique de la résistivité de la membrane *Nafion* donnée par l'équation (2.45) est utilisée [45, 58].

$$\rho_m = \frac{181.6 \cdot \left[1 + 0.03 \cdot \left(\frac{i_{PaC}}{A} \right)^2 + 0.062 \cdot \left(\frac{T}{303} \right)^2 \cdot \left(\frac{i_{PaC}}{A} \right)^{2.5} \right]}{\left[\psi - 0.634 - 3 \cdot \left(\frac{i_{PaC}}{A} \right) \right] e^{\left[4.18 \cdot \left(\frac{T-303}{T} \right) \right]}} \quad (2.45)$$

Où:

ψ : Paramètre réglable avec une valeur allant de 14 à 100% d'humidité relative conditions et 22-23% sous les conditions ultra saturés.

2.3.1.4 Chute de tension de concentration

Le transport de masse affecte les concentrations d'hydrogène et d'oxygène. Cela permet de réduire les pressions partielles de ces gaz. La réduction des pressions de l'oxygène et de l'hydrogène dépend du courant électrique et des caractéristiques physiques du système. Pour déterminer la chute de tension de concentration, la densité de courant maximale (J_{Max}) est définie, selon lequel le carburant est utilisé à la même vitesse de la vitesse d'alimentation maximum. La densité de courant ne peut pas dépasser cette limite parce que le carburant ne peut pas être fourni à un débit plus important. Des valeurs typiques pour J_{Max} sont dans la gamme de 500 à 1500 mA/cm². La chute de tension de concentration est donnée par l'équation (2.46) [46, 55]:

$$V_{Con} = -B \cdot \ln \left(1 - \frac{J}{J_{Max}} \right) \quad (2.46)$$

Où:

B : Coefficient paramétrique (V).

J : Densité de courant (A / cm²).

J_{Max} : Densité de courant maximale (A / cm²).

2.3.2 Puissance de la pile à combustible

La puissance électrique instantanée et l'efficacité de chaque pile à combustible sont données par les équations (2.47), respectivement [46, 55, 57]:

$$P_{PaC} = V_{PaC} * i_{PaC} \quad (2.47)$$

Où:

i_{PaC} : Courant de fonctionnement de la cellule (A).

V_{PaC} : Tension de sortie de la pile à combustible (V).

P_{PaC} : Puissance de sortie de chaque pile à combustible (W).

La figure 2.14 montre le modèle sous Simulink d'une pile à combustible.

Les caractéristiques (tension/courant) et (puissance/courant) seront présentées au chapitre 5.

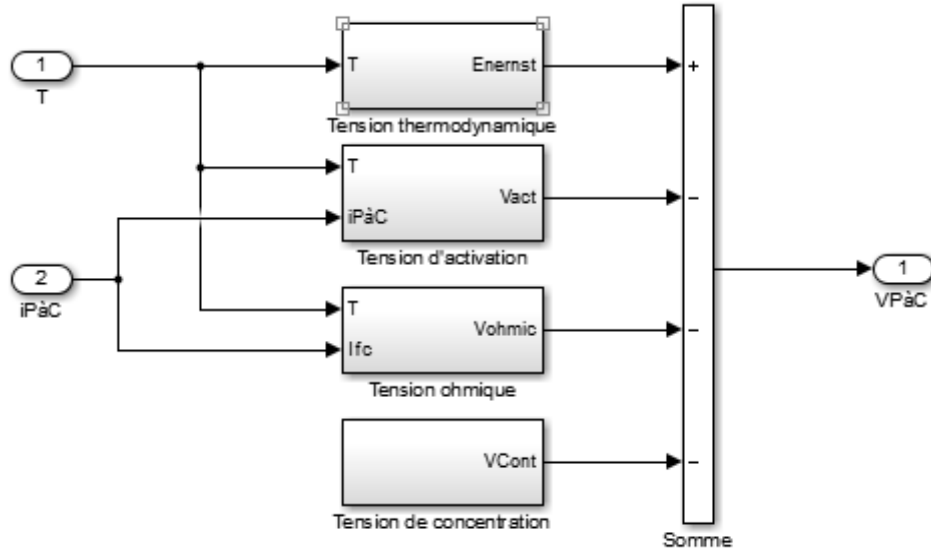


Figure 2.14 Modèle sous Simulink d'une pile à combustible

2.3.3 Hacheur Boost de la pile à combustible

Le système d'équations (2.31) décrivant le modèle du boost PaC reste toujours valable. Deux équation nous intéressent, à savoir l'équation du courant de la diode i_{DPaC} et l'équation du courant de la PaC i_{PaC} .

Les équations décrivant le fonctionnement du boost durant l'intervalle du temps $[0, d_{PaC}.T_s]$ sont:

$$\begin{cases} C_1 \cdot \frac{dV_{PaC}(t)}{dt} = i_{PaC}(t) - i_{L-PaC}(t) \\ L_{PaC} \cdot \frac{di_{L-PaC}(t)}{dt} = V_{PaC}(t) - r_{PaC} \cdot i_{L-PaC}(t) \\ i_{DPaC} = 0 \end{cases} \quad (2.48)$$

Les équations décrivant le fonctionnement du boost durant l'intervalle du temps $[d_{PaC}.T_s, T_s]$ sont:

$$\begin{cases} C_1 \cdot \frac{dV_{PaC}(t)}{dt} = i_{PaC}(t) - i_{L-PaC}(t) \\ L_{PaC} \cdot \frac{di_{L-PaC}(t)}{dt} = V_{PaC}(t) - r_{PaC} \cdot i_{L-PaC}(t) - V_{dc}(t) \\ i_{DPaC} = i_{L-PaC}(t) \end{cases} \quad (2.49)$$

Donc, le modèle moyen du convertisseur boost de la PaC est décrit par :

$$\begin{cases} C_1 \cdot \frac{dV_{PàC}}{dt} = i_{PàC} - i_{L-PàC} \\ L_{PàC} \cdot \frac{di_{L-PàC}}{dt} = V_{PàC} - r_{PàC} \cdot i_{L-PàC} - (1 - d_{PàC})V_{dc} \\ i_{DPàC} = (1 - d_{PàC})i_{L-PàC} \\ C_{dc} \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} = (1 - d_w)i_{Lw} + (1 - d_{PàC})i_{L-PàC} - i_{ond} \end{cases} \quad (2.50)$$

La figure 2.15 montre le modèle Simulink du boost de la PàC.

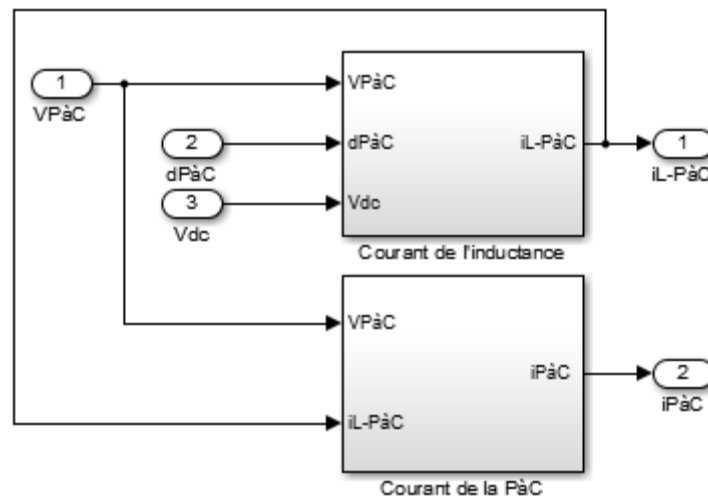


Figure 2.15 Modèle Simulink du boost PàC

2.3.4 Contrôle du hacheur Boost de la pile combustible

Pour le système de pile à combustible, on utilise un superviseur pour calculer le courant de référence $i_{Lref-PàC}$. L'entrée du superviseur correspond à la différence entre la puissance demandée (référence) et la puissance éolienne, cette différence représente le déficit de la puissance qu'il faut fournir à partir de la pile à combustible.

La différence entre le courant de référence et le courant d'inductance mesuré est contrôlée par un régulateur PI ayant pour objectif de la minimiser, figure 2.16.

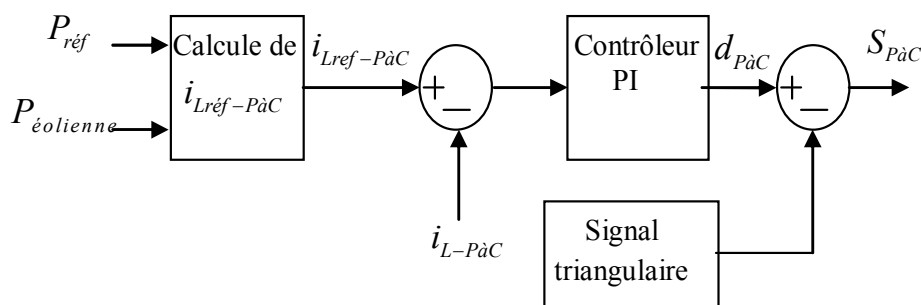


Figure 2.16 Commande du convertisseur boost de la pile à combustible.

2.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté en détails les modèles mathématiques décrivant chaque source composant le système hybride, puis les modèles et les techniques de commande des convertisseurs de puissance (redresseur, hacheurs, ...etc.) à l'exception de l'onduleur à deux niveaux (filtre actif) qui sera étudié en détail au chapitre 4.

Chapitre:

3

Pollution harmonique:
origines et remèdes

CHAPITRE 3: Pollution harmonique: origines et remèdes

3.1 Introduction

L'objectif principal du fournisseur d'énergie est de fournir un système de tensions et courants sinusoïdaux triphasés équilibrés au consommateur. Par contre, l'utilisation des charges domestiques non-linéaires comme: ordinateurs, télécopieurs, lampes à décharge, chargeurs de batterie, et convertisseurs statiques dans les installations industrielles devient la cause principale de la pollution des réseaux de distribution électrique. Ils se comportent comme des générateurs d'harmoniques tout en consommant de la puissance réactive [59].

A cause des effets néfastes sur le bon fonctionnement des appareils électriques et des conséquences à la fois instantanées et à long terme, pour une installation donnée, il est donc important de savoir définir, analyser et identifier les harmoniques [60]. Ce chapitre, a pour but de décrire la notion d'harmoniques, leurs origines, conséquences et les équations communément utilisées. Nous terminerons par les solutions possibles utilisées pour réduire les perturbations.

3.2 Problématique des harmoniques

La problématique des harmoniques, également appelée pollution harmonique, n'est pas un phénomène nouveau. Néanmoins, du fait que de plus en plus de charges non-linéaires se connectent au réseau, la problématique des harmoniques est devenue très répandue. Les charges non-linéaires provoquent une distorsion dans le courant, et donc dans la tension, ce qui peut entraîner un mauvais fonctionnement des dispositifs raccordés au réseau. D'où, l'intérêt d'éliminer ou repousser ces harmoniques vers les fréquences les plus élevées [61].

Les charges non-linéaires sont considérées par le réseau comme des charges perturbatrices, le courant non-sinusoïdal ou déséquilibré consommé par ces charges peut déformer ou déséquilibrer les tensions de réseau si l'impédance de celui-ci n'est pas négligeable. Aussi leur consommation de puissance réactive réduit la capacité de production ou de transmission de la puissance active des générateurs, des transformateurs, et des lignes électriques [62-63].

Les harmoniques de courant, une fois injectés par des charges non-linéaires, se propagent à travers le réseau électrique en affectant la forme d'onde des tensions aux différents points du réseau. Cette propagation n'est limitée que par les bifurcations (points de division des courants) et les impédances du réseau qui dépendent généralement de la fréquence des

courants harmoniques. La présence des harmoniques de courant se révèle essentiellement à travers leurs effets sur la tension du réseau [61, 63].

Une perturbation harmonique est définie comme une déformation de la forme d'onde d'un signal sinusoïdal pur. Donc, un signal déformé $s(t)$ est la résultante de la superposition des différents rangs d'harmoniques sur le signal fondamental comme illustré sur la figure 3.1.

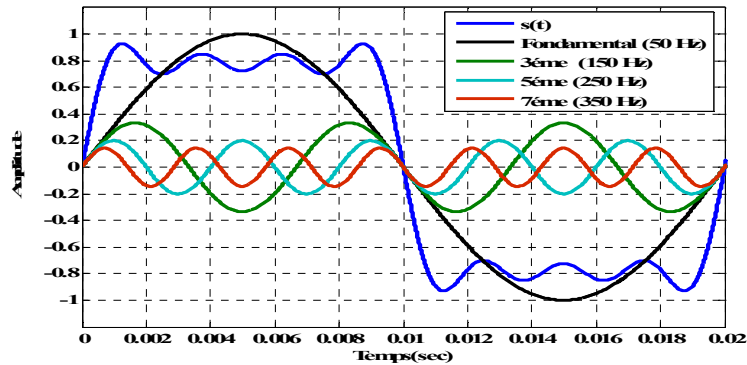


Figure 3.1 Décomposition d'une onde distordue en composantes harmoniques de rang 1 (fondamental), 3, 5, et 7.

3.2.1 Définition d'une charge non-linéaire

Une charge est dite non linéaire lorsque le courant qu'elle absorbe n'a pas la même forme que la tension qui l'alimente, autrement dit la relation entre la tension et le courant n'est plus linéaire [63]. Ces genres de charges alimentées par une tension sinusoïdale, consomment un courant non-sinusoïdal. Typiquement, les charges utilisant l'électronique de puissance sont non-linéaires. Or, elles sont de plus en plus nombreuses et leur part dans la consommation d'électricité ne cesse de croître (figure 3.2).

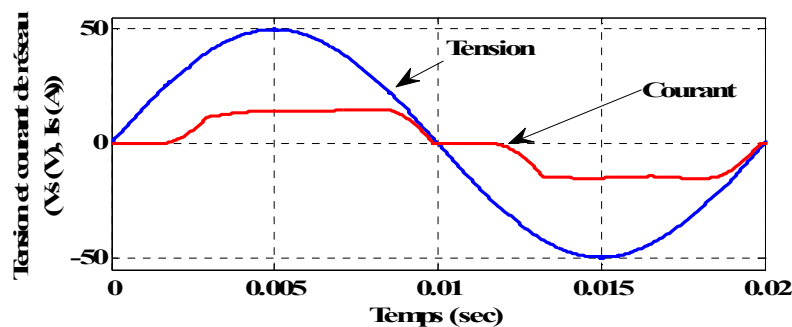
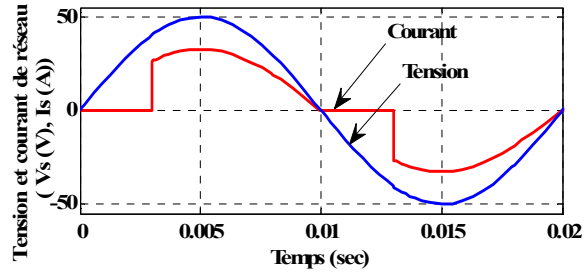
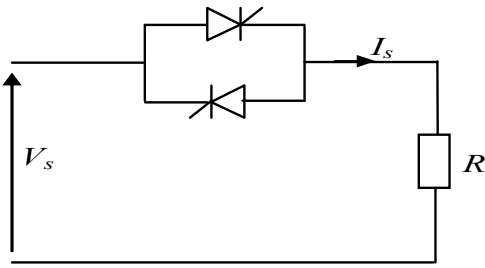
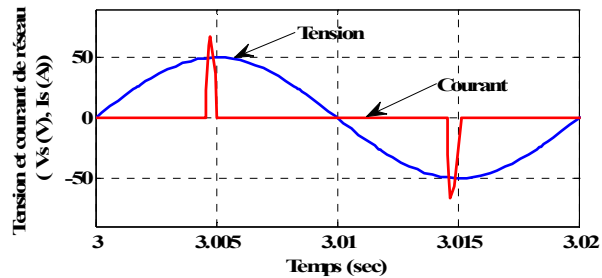
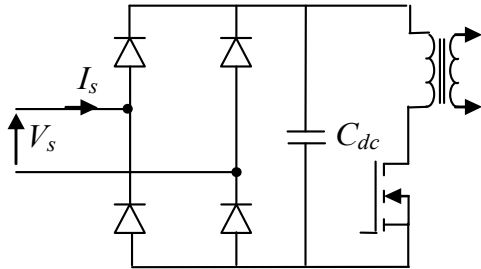


Figure 3.2 Exemple de formes d'onde de la tension et du courant de réseau alimentant une charge non-linéaire.

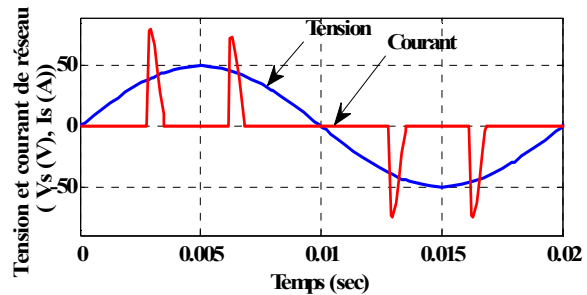
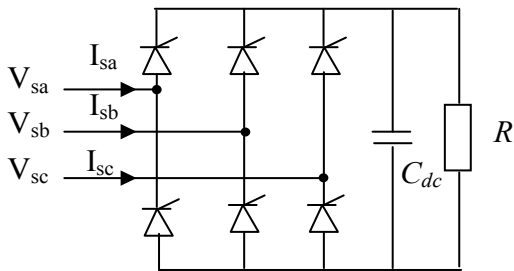
La figure 3.3 présente aussi un exemple des principaux convertisseurs de puissance absorbant un courant non-sinusoïdal:



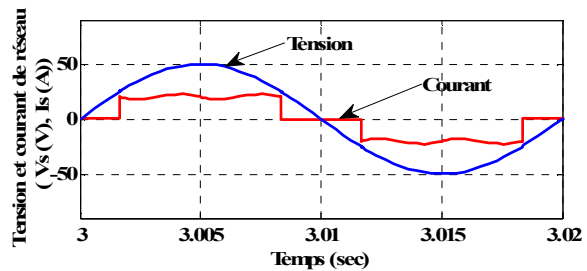
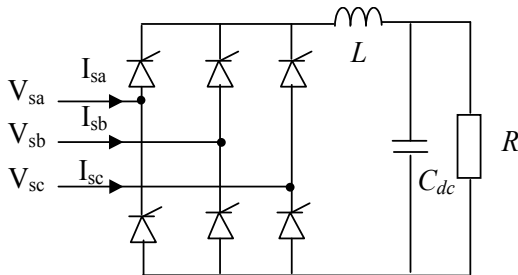
(a). Gradateur de lumière ou de chauffage.



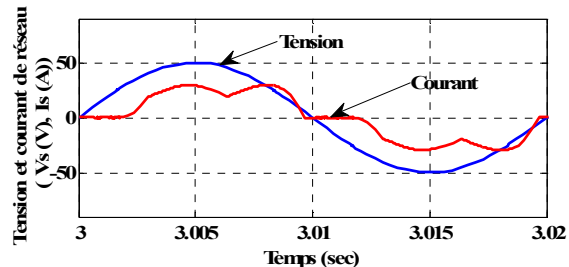
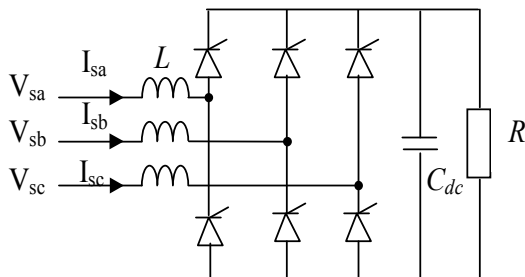
(b). Redresseur d'alimentation à découpage, par exemple: ordinateur, électroménager.



(c). Redresseur triphasé avec condensateur en tête, par exemple: variateur de vitesse pour moteur asynchrone.



(d). Redresseur triphasé avec inductance de filtrage en côté continu, par exemple: chargeur de batterie.



(e). Redresseur triphasé avec inductance de lissage en côté alternatif, par exemple: ASI de forte puissance.

Figure 3.3 Les principaux convertisseurs statiques qui absorbent des courants non-sinusoidaux [64].

3.2.2 Caractérisation des harmoniques

Le concept d'harmonique a été introduit par Joseph Fourier qui démontra que tout signal périodique physiquement réalisable non-sinusoïdal $i(t)$ de période T peut être décomposé en somme ou série d'ondes sinusoïdes de fréquences discrètes et une composante continue dite « valeur moyenne » comme décrit par l'équation (3.1):

$$i(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} (a_n \sin(h\omega t) + b_n \cos(h\omega t)) \quad (3.1)$$

Avec : a_0, a_n, b_n les coefficients de Fourier:

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T i(t) dt \quad (3.2)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T i(t) \sin(ht) dt \quad (3.3)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_0^T i(t) \cos(ht) dt \quad (3.4)$$

L'équation 3.1 peut s'écrire sous la forme d'une somme comme suit:

$$i(t) = I_0 + \sum_{h=1}^{\infty} I_h \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(h\omega t - \varphi_h) \quad (3.5)$$

Avec:

- I_0 : valeur moyenne ou composante continue du signal $s(t)$
- h : rang de l'harmonique,
- I_h : valeur efficace de l'harmonique de rang h .
- ω : pulsation fondamentale $\omega = 2\pi f_1$.
- φ_h : phase de l'harmonique de rang h .

Le courant absorbé par une charge non linéaire (convertisseur statique) n'est pas sinusoïdal, mais à cause de la symétrie du signal, sa valeur moyenne et les harmoniques de rang pair (2, 4, 6, 8...), sur chaque phase sont souvent nuls dans les applications industrielles.

Par contre, les harmoniques de rang impair (3, 5, 7, 9...) sont fréquemment rencontrés sur le réseau électrique.

Dans ce cas, la décomposition en série de Fourier du courant donne:

$$i(t) = I_1 \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega t - \varphi_1) + \sum_{h=3}^{\infty} I_h \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(h \cdot \omega t - \varphi_h) \quad (3.6)$$

Dans l'écriture de l'équation 3.6, il est possible d'identifier le terme fondamental, correspondant au rang 1, qui est une composante sinusoïdale de fréquence égale à f_1 , généralement 50 ou 60 Hz. Puis des composantes harmoniques sinusoïdales de rang h , de fréquences multiples de celle du fondamental. Le rang harmonique est donc le rapport entre la fréquence du signal harmonique et du fondamental.

3.2.2.1 Expression de la valeur efficace

La valeur efficace vraie (TRMS values: True Root Mean Square values) conditionne les échauffements [60]. Pour un signal périodique non sinusoïdal (courant ou tension) de valeur moyenne nulle, son expression est:

$$I_{eff} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \quad (3.7)$$

Il est important de noter que pour un signal purement sinusoïdal, sa valeur efficace est égale à sa valeur maximale divisée par une racine de deux.

3.2.2.2 Taux (globale) de distorsion harmonique THD

La notion la plus communément utilisée est le taux de distorsion harmonique (Total Harmonic Distortion en anglais), c'est une mesure de la distorsion d'une onde de courant ou de tension [60, 64-65]. Selon IEEE-519, le taux de distorsion harmonique est défini comme le rapport entre la valeur efficace des composantes harmoniques dans la forme d'onde déformée (distordue) par rapport à la composante fondamentale. Il peut être calculé pour la tension ou le courant.

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} X_h^2}}{X_1} \quad (3.8)$$

X: soit un courant ou une tension.

La plupart des normes internationales utilisent ces indices pour déterminer la limite de distorsion harmonique totale acceptable et le taux de distorsion harmonique individuel pour chaque harmonique efficace; les mesures de distorsion harmonique (individuelle et globale) doivent être comprises dans les limites standards [66].

3.2.2.3 Facteur de puissance

Le facteur de puissance est défini comme le rapport entre la puissance active (réelle) P et la puissance apparente S comme écrit dans l'équation (3.9). Autrement dit, est le cosinus de du déphasage entre la tension et le courant en régime sinusoïdal. Les générateurs, les transformateurs, les lignes de transport et les appareils de contrôle et de mesure sont dimensionnés pour la tension et le courant nominaux. Une faible valeur du facteur de puissance se traduit par une mauvaise utilisation de ces équipements [63, 67].

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3.9)$$

Il est donc possible de caractériser les harmoniques par leur participation dans la puissance apparente. Nous utilisons alors la notion de puissance déformante D , d'où la puissance apparente dans le cas d'un réseau triphasé équilibré sera exprimée sous la formule suivante:

$$S = 3 \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} V_n^2} \cdot \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2} = 3V \cdot I \quad (3.10)$$

La puissance active P , la puissance réactive Q sont données par les relations suivantes:

$$P = 3 \sum_{n=1}^{\infty} V_n I_n \cos \varphi_n \quad (3.11)$$

$$Q = 3 \sum_{n=1}^{\infty} V_n I_n \sin \varphi_n \quad (3.12)$$

Dans le cas où il y a des harmoniques, une puissance supplémentaire appelée puissance déformante D apparaît, l'expression de la puissance apparente devient:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (3.13)$$

Le facteur de puissance est alors donné par:

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{\sum_{n=1}^{\infty} V_n I_n \cos \varphi_n}{\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} V_n^2} \cdot \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2}} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (3.14)$$

D'après l'équation (3.14), on peut remarquer que le facteur de puissance diminue en raison de l'existence des harmoniques en plus de la consommation de puissance réactive [63, 67-68].

D'après le diagramme de Fresnel des puissances représentées sur la figure 3.4, le facteur de puissance peut être écrit sous une autre forme:

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} = \cos \theta \cdot \cos \varphi_1 \quad (3.15)$$

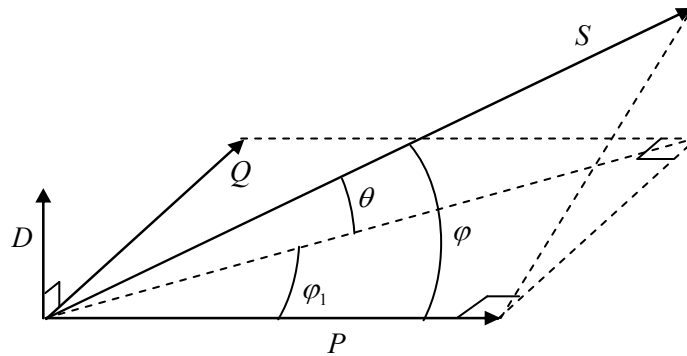


Figure 3.4 Diagramme de Fresnel des puissances pour le cas d'une charge non-linéaire.

Le cas particulier, où la source de tension est considérée comme parfaitement sinusoïdale (réseau de distribution idéal) conduit à une simplification des écritures. En effet, les nouvelles expressions des puissances sont:

$$P = 3VI_1 \cos \varphi_1 \quad (3.16)$$

$$Q = 3VI_1 \sin \varphi_1 \quad (3.17)$$

En ce qui concerne le facteur de puissance, il devient :

$$F_p = \frac{I_1 \cos \varphi_1}{\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2}} = \frac{\cos \varphi_1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} = F_d \cos \varphi_1 \quad (3.18)$$

L'équation (3.18) montre que le facteur de puissance à la source se compose de deux termes:

- Le premier terme F_d désigné sous le nom facteur de distorsion qui caractérise la qualité du courant de source.
- Le deuxième terme $\cos \varphi_1$ représente le facteur de déplacement qui donne une image de la puissance réactive consommée.

On constate que la dégradation du facteur de puissance est due à la consommation de l'énergie réactive et l'injection des harmoniques dans le réseau [63].

3.3 Normes et réglementations standards

Afin de garantir un niveau de qualité de l'énergie satisfaisant on doit limiter les effets des perturbations harmoniques. Les distributeurs d'énergie et les utilisateurs sont amenés à respecter des normes standards des harmoniques qui ont été imposés par des organismes nationaux et internationaux pour limiter les niveaux des harmoniques de courant afin d'assurer une bonne qualité de l'énergie du réseau de distribution. Ces normes harmoniques et pratiques indiquent les limites sur les niveaux de distorsion des harmoniques de courant et de tension aux différentes fréquences harmoniques. Parmi les principales normes, on peut mentionner [63]:

3.3.1 EN50 006

Limitation des perturbations dans les réseaux électriques causées par des appareils domestiques et semblables équipés de dispositifs électroniques, norme européenne du Comité Européen de Normalisation Electronique (CENELEC).

3.3.2 Norme IEC555-3

Préparée par la Commission Electrotechnique Internationale (CEI).

3.3.3 Normes allemandes

- VDE 0838: pour les appareils électroménagers.
- VDE 0160: pour les convertisseurs.
- VDE 0712: pour les ballasts de lampes fluorescentes.

3.3.4 Norme IEEE

L'IEEE définit les exigences et les recommandations pratiques pour le contrôle des harmoniques dans les systèmes électriques de puissance. Cette norme s'applique aussi bien aux fournisseurs qu'aux utilisateurs et couvrent toutes les plages de puissance.

Dans ce standard, les limites sont données par rapport au quotient des courants de court-circuit au point de raccordement du réseau et du courant de charge fondamental. La norme IEEE 519-1992 recommande notamment une distorsion harmonique totale de tension inférieure à 5% pour les systèmes de moins de 69 KV et une distorsion harmonique individuelle de tension inférieure à 3%.

3.3.5 BSI-5406(UK)

Ces normes indiquent les limites strictes de distorsion de courant, très difficiles à respecter pour les industriels pour garantir une bonne qualité de l'énergie. Alternativement, la limite maximale permise pour les différents harmoniques dominants est également parfois employée comme mesure de la qualité de l'énergie, une limite pratique de moins de 5% du THD doit être utilisée par tous les concepteurs de système et/ou les utilisateurs pour assurer la conformité aux normes établies.

3.4 Solution du problème de pollution

Plusieurs solutions, basées sur le filtrage d'harmoniques, ont été envisagées pour limiter la propagation des harmoniques dans le réseau électrique. La solution la plus classique et largement utilisée dans l'industrie consiste à utiliser des filtres passifs. Ces filtres sont placés en amont et en parallèle avec la charge génératrice d'harmoniques mais ils présentent quelques limites et difficultés (non adaptatifs aux variations de la charge et du réseau, phénomène de résonance, ...etc.).

Afin de surmonter ces limitations, et grâce au progrès remarquable des composants de semi-conducteurs (GTO, IGBT, MOSFET, ... etc.), des nouvelles structures basées sur les circuits d'électronique de puissance dites « filtres actifs » ont été conçues et commercialisées. Le principe des filtres actifs consiste à injecter des courants harmoniques égaux et en opposition de phase à ceux consommés par la charge non linéaire. Il y a d'autres structures basées sur la combinaison des deux types des filtres précédents (passifs et actifs) dites filtres hybrides devenus plus répandus mais ces derniers, pour l'instant, ont eu une pénétration très limitée sur le marché.

3.4.1 Les filtres passifs

Un filtre passif est typiquement constitué d'une inductance, un condensateur et une résistance, le filtre doit être placé en parallèle avec le réseau avec une impédance significativement inférieure à l'impédance de la source. Les paramètres du filtre (R, L, C) sont dimensionnés de manière à ce que la fréquence de coupure du filtre corresponde à la

fréquence harmonique à éliminer (atténuer). Si on veut par exemple éliminer le courant harmonique de rang 7, il faut dimensionner les éléments constituant le filtre de manière à ce que l'impédance équivalente du filtre soit la plus petite possible à la fréquence $7x$ fondamental, le courant circulera alors dans l'impédance la plus faible, c'est à dire dans le filtre passif et donc plus dans l'impédance de court-circuit du réseau comme l'illustre la figure 3.5:

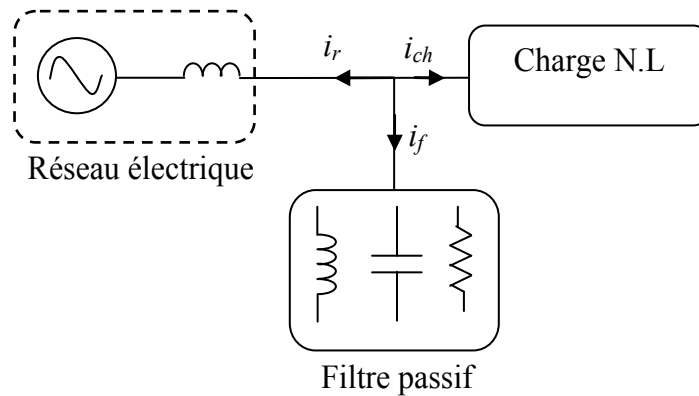


Figure 3.5 Raccordement du filtre passif pour une rejection harmonique.

On différencie quatre types de filtres passifs: les filtres réglés à des fréquences déterminées, les filtres passe-haut, les filtres passe-bas et les filtres passe-bande. Le choix le plus commun pour le redresseur à thyristors de haute puissance consiste à utiliser une combinaison de plusieurs filtres réglés à une seule fréquence (sur les harmoniques 5, 7, 11 et 13) et un filtre passe haut du deuxième ordre réglé autour de la fréquence de l'harmonique 17 comme le montre la figure 3.6 [61].

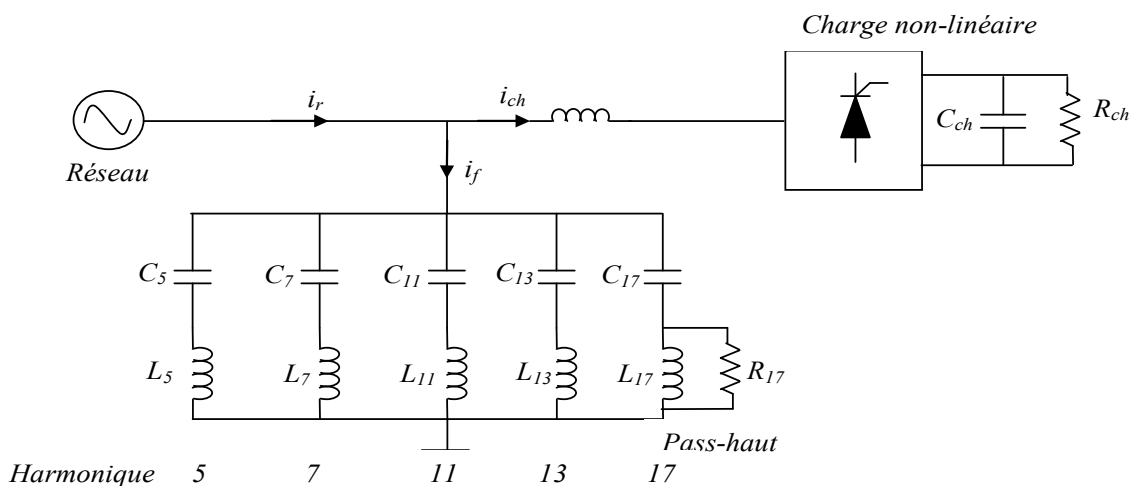


Figure 3.6 Schéma bloc monophasé de plusieurs filtres passifs connectés en parallèle sur un réseau pollué.

La fonction de transfert de ces filtres passifs est donnée ci-dessous :

$$G(s) = \frac{\frac{1}{L_5} s}{s^2 + \frac{1}{C_5 L_5}} + \frac{\frac{1}{L_7} s}{s^2 + \frac{1}{C_7 L_7}} + \frac{\frac{1}{L_{11}} s}{s^2 + \frac{1}{C_{11} L_{11}}} + \frac{\frac{1}{L_{13}} s}{s^2 + \frac{1}{C_{13} L_{13}}} + \frac{\frac{1}{R_{17}} s^2 + \frac{1}{L_{17}} s}{s^2 + \frac{1}{R_{17} C_{17}} s + \frac{1}{L_{17} C_{17}}} \quad (3.19)$$

Les filtres harmoniques passifs ont l'avantage de pouvoir corriger le facteur de puissance en dimensionnant correctement les condensateurs afin d'échanger une quantité déterminée de puissance réactive avec le réseau. Cependant, ces filtres présentent quelques inconvénients:

- L'impédance du réseau en présence des filtres peut faire apparaître des résonances.
- Le filtrage passif peut absorber les courants harmoniques d'autres charges non linéaires et dans ce cas, le filtre passif peut être surchargé.
- Le filtrage passif est peu flexible et, en cas de modifications dans le réseau, il peut avoir du mal à s'adapter aux nouveaux besoins du filtrage.
- La conception des filtres passifs doit considérer la tolérance de fabrication et les dérives paramétriques qui apparaissent à l'usage.

Ainsi, avant d'installer un filtre de ce type, une étude détaillée doit être menée afin d'analyser, cas par cas, les risques de résonance et de surcharge [61].

3.4.2 Les filtres actifs

Les inconvénients inhérents aux filtres passifs (non adaptables aux variations de la charge et du réseau, phénomène de résonance) et l'apparition de nouveaux composants semi-conducteurs, comme les thyristors GTO et les transistors IGBT, ont conduit à concevoir une nouvelle structure de filtres appelée filtres actifs de puissance (FAP). Le but de ces filtres est de générer soit des courants, soit des tensions harmoniques de manière à ce que le courant et la tension du réseau soient rendus sinusoïdaux et parfois avec un facteur de puissance unitaire. Le filtre actif est connecté en série, en parallèle, combiné ou associé à des filtres passifs en fonction des grandeurs électriques harmoniques (courants ou tensions) à compenser [59, 69].

3.4.2.1 Filtre actif série (FAS)

Le but du filtre actif série est de créer une impédance en série avec le réseau qui sera nulle pour le fondamental et de valeur élevée aux fréquences des harmoniques. Il est destiné à protéger les installations sensibles aux perturbations provenant du réseau telles que les harmoniques de tension, les surtensions, déséquilibres et creux de tension [70-71]. En revanche, le filtrage série ne permet pas de compenser les courants harmoniques consommés

par la charge mais les empêche de remonter vers la source [72-73]. La neutralisation des perturbations de tension se fait par l'injection de la différence entre la tension désirée et la tension réelle comme le montre la figure 3.7 [62].

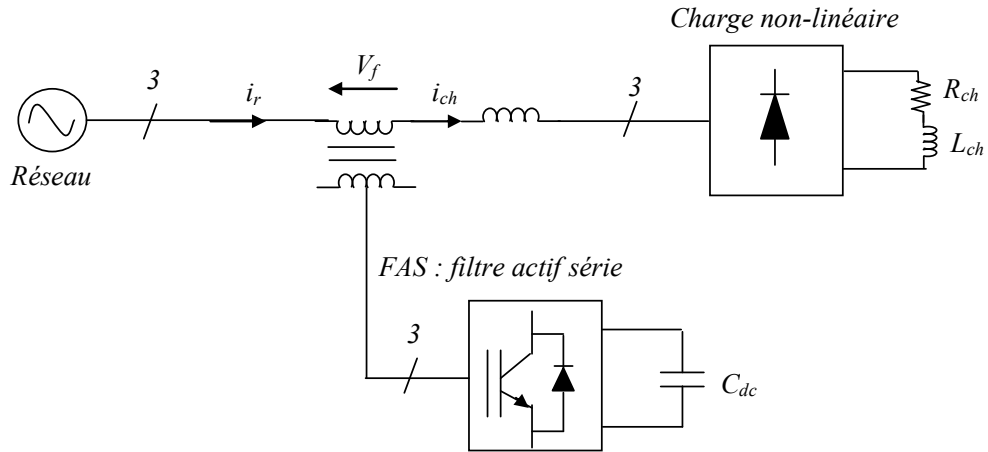


Figure 3.7 Filtre actif série de puissance.

3.4.2.2 Filtre actif parallèle (FAP)

Le filtre actif parallèle, appelé aussi compensateur shunt, présenté sur la figure 3.8 permet, avec une commande appropriée, de neutraliser les courants harmoniques des charges polluantes et de compenser les déséquilibres et les courants réactifs. Généralement, une analyse préalable de la charge permet d'identifier les perturbations et de les compenser au niveau du réseau via le filtre actif parallèle. Le courant résultant côté réseau est de forme sinusoïdale, voire en phase avec la tension au point de raccordement dans le cas d'une compensation d'harmoniques et du fondamental réactif [62, 74-75].

3.4.2.3 Filtre hybride parallèle-série (UPQC)

L'UPQC (Unified Power Quality Conditionner) (figure 3.9) est principalement la combinaison de deux filtres actifs série et parallèle qui partagent la même capacité sur le bus continu. Ce type de dispositif est capable à la fois de régler la tension du réseau et d'éliminer les harmoniques. Il est considéré comme le plus puissant dispositif et il est capable d'effectuer efficacement, toutes les tâches de conditionnement de puissance [60, 76-77]. Cependant, son prix important et la complexité des commandes des nombreux interrupteurs limitent son utilisation à des applications critiques comme l'équipement médical [60].

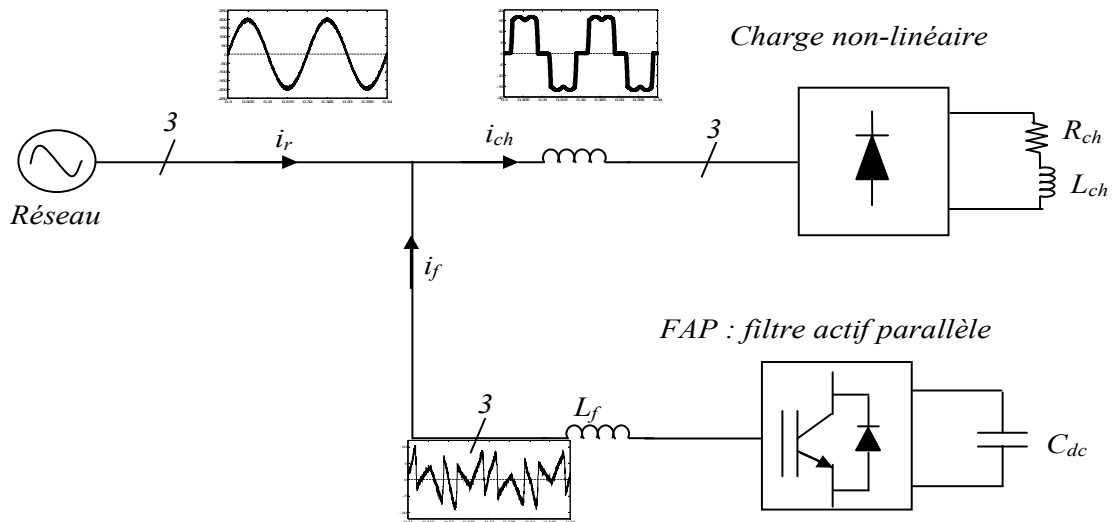


Figure 3.8 Filtre actif parallèle de puissance.

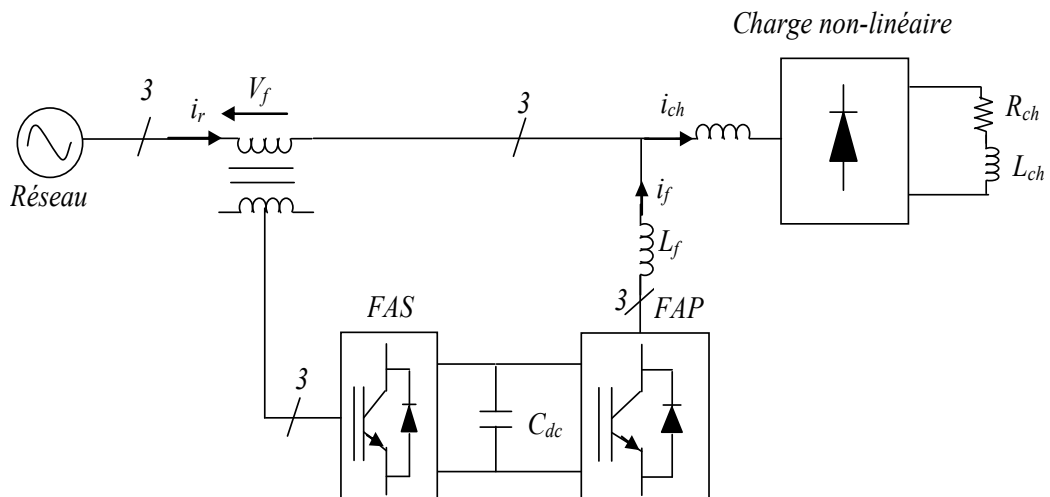


Figure 3.9 Filtre combiné parallèle-série (UPQC).

3.4.2.4 Filtre actif série avec un filtre passif parallèle

La deuxième configuration des filtres hybrides combine la mise en œuvre simultanée de filtres passifs accordés et actifs. Les filtres passifs éliminent généralement les harmoniques en basses fréquences et peuvent fournir aussi de l'énergie réactive, cette solution entraîne une réduction du dimensionnement du filtre actif qui n'est affecté qu'au traitement des autres perturbations. De plus, ces topologies améliorent l'efficacité des filtres passifs. Les combinaisons de ces structures hybrides sont nombreuses, nous pouvons citer les associations les plus usitées [62]:

1. mise en parallèle d'un filtre actif shunt et d'un (de) filtre(s) passif(s) connecté(s) en dérivation avec la (les) charge(s) polluante(s) ;

2. filtre actif série avec un (des) filtre(s) passif(s) en parallèle(s) ;
3. filtres passifs résonnants en série avec un filtre actif qui constitue les configurations les plus récentes [62, 78].

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté, en premier lieu, le phénomène des harmoniques, leurs origines et leurs caractéristiques. L'accent a été mis sur les harmoniques produits par les convertisseurs statiques, insistant sur les harmoniques générés par les redresseurs à commutation naturelle (pont à diodes).

On a vu que les filtres passifs peuvent être utilisés comme des solutions du problème d'harmonique, mais ils ont l'inconvénient de ne pas pouvoir s'adapter à l'évolution du réseau et aux charges polluantes. Cette solution est souvent pénalisante en ce qui concerne l'encombrement et le phénomène de résonance.

Les filtres actifs basés sur l'électronique de puissance pour la neutralisation des harmoniques et l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique présentent une bonne solution dans un futur proche. De nos jours, les filtres actifs parallèles apparaissent comme la solution la plus standard pour le filtrage de courants harmoniques. Ces structures nous serviront ainsi de supports pour développer et appliquer des techniques de commande permettant le fonctionnement à facteur de puissance unitaire.

Chapitre:

4

Filtre actif parallèle:
identification des courants et
commande

CHAPITRE 4:

Filtre actif parallèle: identification des courants et Commande

4.1 Introduction

Comme nous avons vu au chapitre précédent, les ponts redresseurs à commutation naturelle (à diodes ou à thyristors) consomment des courants de forme très loin d'être sinusoïdale. Ces convertisseurs statiques, sont de nature non-linéaire, et classés parmi les principales charges polluantes et génératrices de courants harmoniques au niveau du réseau électrique de distribution. Ceci est très néfaste pour le réseau électrique, car une dégradation de la qualité du courant et de la forme de la tension implique une dégradation de la qualité de l'énergie fournie par ce réseau.

La prolifération spectaculaire de fabrication des composants semi conducteurs de puissance entièrement commandables comme (les thyristors, IGBT, MOSFET, GTO), a contribué à l'amélioration des différents systèmes de compensation des perturbations harmoniques. Parmi ces solutions modernes on peut distinguer le filtre actif parallèle, celui-ci n'est qu'un onduleur soit de tension ou bien de courant.

Dans le cadre de ce travail, nous nous sommes intéressés à l'étude du filtre actif parallèle (FAP) triphasé de tension dont l'objectif de développer des techniques de commande performantes concernant la neutralisation des harmoniques, la compensation de l'énergie réactive ou le déséquilibre.

Avant d'entamer la commande du FAP, nous présentons la structure générale du système. Ensuite, le principe général du FAP triphasé sera présenté, ainsi que les éléments nécessaires constitutifs du FAP: l'onduleur de tension à deux niveaux triphasé, l'élément de stockage de l'énergie à l'entrée du filtre (condensateur), et l'inductance de lissage à sa sortie. Pour la partie commande, nous montrons, dans un premier temps, comment identifier les courants harmoniques de la charge polluante qui servent en effet de référence pour le FAP, et comment déterminer les courants de référence de source en se basant sur la régulation de la tension du bus continu par un régulateur PI (proportionnel-intégral) classique. Dans un second temps, nous présentons le principe général des commandes utilisées pour la commande du FAP: commande directe en courant par hystérésis, et commande prédictive en courant.

4.2 Structure générale d'un filtre actif parallèle

La structure générale d'un FAP présentée sur la figure 4.1 est constituée essentiellement d'un onduleur de tension à base d'interrupteurs de puissance, commandables à l'amorçage et

au blocage (GTO, IGBT, ...etc.) avec des diodes antiparallèles. Un élément de stockage d'énergie qui est le condensateur (C_{dc}) joue le rôle d'une source de tension continue V_{dc} . Le choix des paramètres (C_{dc} , et V_{dc}) affecte la dynamique et la qualité de compensation du filtre actif parallèle. Une inductance de filtrage est placée à la sortie du FAP afin de connecter l'onduleur de tension au réseau électrique, afin d'assurer une bonne dynamique du courant du FAP et empêcher les composantes dues aux commutations de se propager sur le réseau électrique.

Le FAP est connecté au point de raccordement PCC (Point of Common Coupling) en parallèle avec le réseau électrique supposé équilibré alimentant un redresseur triphasé à diodes en série avec une charge R-L.

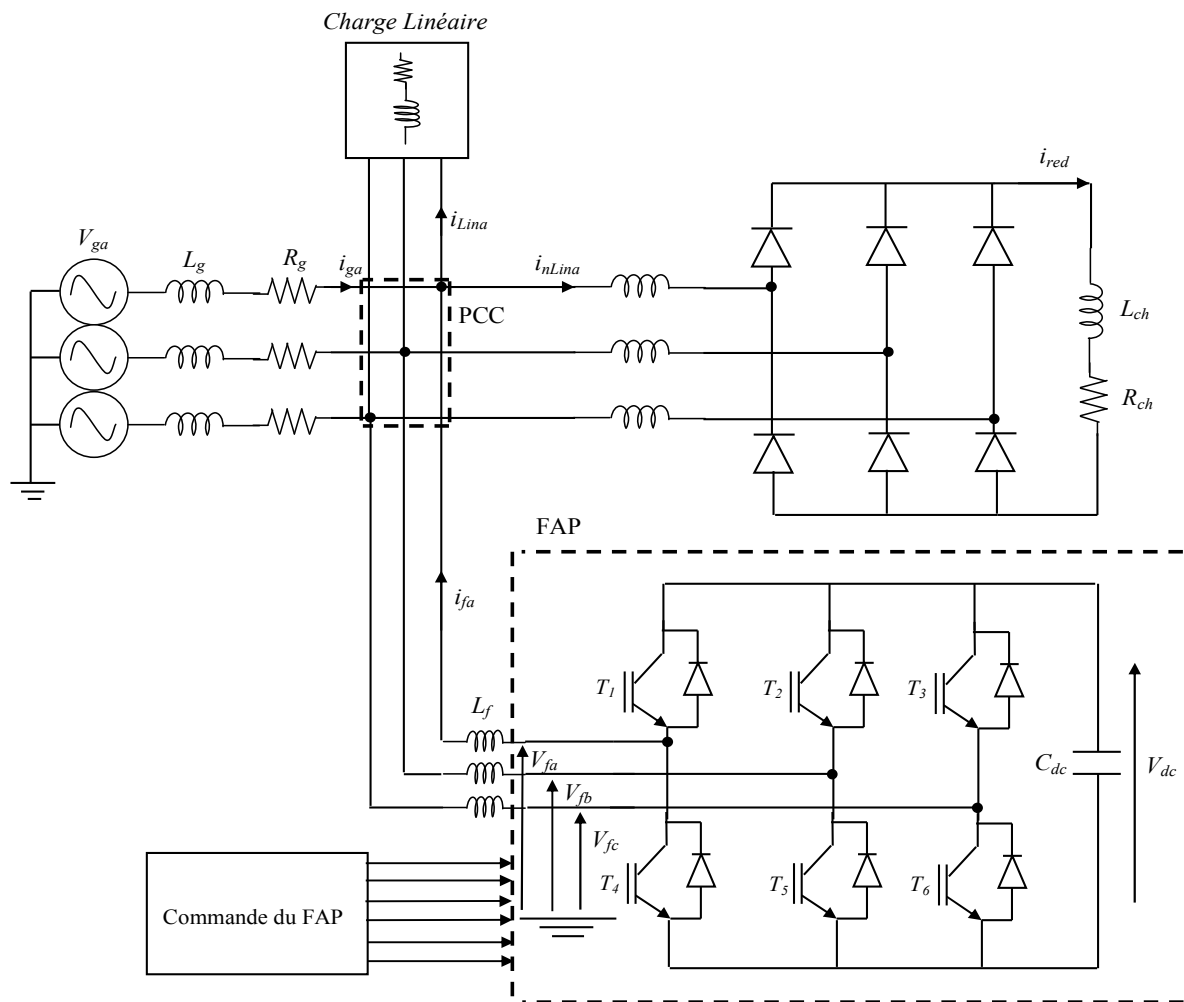


Figure 4.1 Structure générale d'un FAP triphasé connecté à une charge non-linéaire.

4.2.1 Onduleur de tension à deux niveaux

L'onduleur triphasé est constitué d'interrupteurs bidirectionnels en courant qui sont réalisés par des semi-conducteurs commandables à l'ouverture et à la fermeture (de type *IGBT*

dans la majorité des cas) montés en antiparallèle avec une diode. Pour cette structure, on doit respecter les contraintes suivantes:

- ❖ à un instant donné, un seul interrupteur d'un même bras doit conduire afin d'éviter tout court-circuit de la source de tension.
- ❖ le courant de ligne doit toujours trouver un chemin possible d'où la mise en antiparallèle de diodes au niveau des interrupteurs.

En théorie, nous commandons les deux semi-conducteurs d'un même bras de façon complémentaire : la conduction de l'un entraîne le blocage de l'autre. En pratique, afin d'éviter le phénomène de chevauchement des interrupteurs d'un même bras il est nécessaire de générer un temps d'attente, appelé également temps mort, entre la commande au blocage d'un interrupteur et la commande à l'amorçage de l'autre interrupteur du même bras [63].

L'ouverture et la fermeture des interrupteurs de l'onduleur de la figure 4.1 dépendent de l'état des signaux de commande (S_a, S_b, S_c), comme il est défini par [79-80]:

$$S_a = \begin{cases} 1 & T_1 \text{ fermé } T_4 \text{ ouvert} \\ 0 & T_1 \text{ ouvert } T_4 \text{ fermé} \end{cases}$$

$$S_b = \begin{cases} 1 & T_2 \text{ fermé } T_5 \text{ ouvert} \\ 0 & T_2 \text{ ouvert } T_5 \text{ fermé} \end{cases}$$

$$S_c = \begin{cases} 1 & T_3 \text{ fermé } T_6 \text{ ouvert} \\ 0 & T_3 \text{ ouvert } T_6 \text{ fermé} \end{cases}$$

Les tensions de ligne, imposées par l'onduleur, sont alors définies par:

$$\begin{bmatrix} V_{fa} - V_{fb} \\ V_{fb} - V_{fc} \\ V_{fc} - V_{fa} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_a - S_b \\ S_b - S_c \\ S_c - S_a \end{bmatrix} V_{dc} \quad (4.1)$$

En négligeant les effets de résistances R_g et R_f , les tensions de sortie de l'onduleur, définies par V_{fx} ; avec ($x = \{a, b, c\}$), sont référencées par rapport au neutre du réseau et vérifient l'équation suivante:

$$V_{fx} = V_{gx} + L_f \frac{di_{fx}}{dt} - L_g \frac{di_{gx}}{dt} \quad (4.2)$$

Les tensions du réseau étant supposées équilibrées et sachant que les sommes des courants du réseau et des courants injectés par l'onduleur sont nulle, on peut écrire:

$$\begin{cases} V_{ga} + V_{gb} + V_{gc} = 0 \\ i_{ga} + i_{gb} + i_{gc} = 0 \\ i_{fa} + i_{fb} + i_{fc} = 0 \end{cases} \quad (4.3)$$

Nous pouvons donc déduire des équations (4.2) et (4.3) la relation suivante:

$$V_{fa} + V_{fb} + V_{fc} = 0 \quad (4.4)$$

A partir des équations (4.1) et (4.4), nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \\ V_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2S_a - S_b - S_c \\ -S_a + 2S_b - S_c \\ -S_a - S_b + 2S_c \end{bmatrix} \cdot \frac{V_{dc}}{3} \quad (4.5)$$

Le modèle biphasé du FAP dans le plan (α, β) peut être obtenu au moyen d'une transformation de Clarke comme illustré par l'équation (4.6) :

$$\begin{bmatrix} V_{f\alpha} \\ V_{f\beta} \end{bmatrix} = T_3^2 \cdot \begin{bmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \\ V_{fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2S_a - S_b - S_c \\ \sqrt{3} S_b - \sqrt{3} S_c \end{bmatrix} \cdot \frac{V_{dc}}{3} \quad (4.6)$$

Avec :

$$T_3^2 = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Puisque les grandeurs S_a , S_b et S_c sont binaires, il en résulte huit commandes possibles produisant huit vecteurs de tension comme présentées au tableau 4.1.

4.2.2 Système de stockage d'énergie

Le système de stockage de l'énergie du filtre n'est pas une source de tension autonome mais une capacité C_{dc} qui se charge à travers le redresseur formé par la diode montée en antiparallèle aux bornes des transistors, cette source est dite source flottante.

Le choix des paramètres du système de stockage (V_{dc} , C_{dc}) se répercute sur la dynamique et la qualité de compensation du FAP [63, 81-82]. Le système de stockage de l'énergie à l'aide de batterie de condensateurs a deux tâches essentielles :

- ❖ En régime permanent, il maintient la tension du bus continu V_{dc} quasiment constante avec de faibles ondulations.
- ❖ Il sert d'élément de stockage d'énergie pour compenser la différence de puissance active entre la charge et la source lors des périodes transitoires.

Tableau 4.1: Etats de commutation et vecteurs possibles

S_a	S_b	S_c	V_{fa}	V_{fb}	V_{fc}	$V_{f\alpha}$	$V_{f\beta}$	$V_{f\alpha\beta}$
0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	$\frac{2}{3}.V_{dc}$	$-\frac{1}{3}.V_{dc}$	$-\frac{1}{3}.V_{dc}$	$\frac{2}{3}.V_{dc}$	0	$\frac{2}{3}.V_{dc}$
1	1	0	$\frac{1}{3}.V_{dc}$	$\frac{1}{3}.V_{dc}$	$-\frac{2}{3}.V_{dc}$	$\frac{1}{3}.V_{dc}$	$\frac{\sqrt{3}}{3}.V_{dc}$	$\frac{1}{3}.V_{dc} + j\frac{\sqrt{3}}{3}.V_{dc}$
0	1	0	$-\frac{1}{3}.V_{dc}$	$\frac{2}{3}.V_{dc}$	$-\frac{1}{3}.V_{dc}$	$-\frac{1}{3}.V_{dc}$	$\frac{\sqrt{3}}{3}.V_{dc}$	$-\frac{1}{3}.V_{dc} + j\frac{\sqrt{3}}{3}.V_{dc}$
0	1	1	$-\frac{2}{3}.V_{dc}$	$\frac{1}{3}.V_{dc}$	$\frac{1}{3}.V_{dc}$	$-\frac{2}{3}.V_{dc}$	0	$-\frac{2}{3}.V_{dc}$
0	0	1	$-\frac{1}{3}.V_{dc}$	$-\frac{1}{3}.V_{dc}$	$\frac{2}{3}.V_{dc}$	$-\frac{1}{3}.V_{dc}$	$-\frac{\sqrt{3}}{3}.V_{dc}$	$-\frac{1}{3}.V_{dc} - j\frac{\sqrt{3}}{3}.V_{dc}$
1	0	1	$\frac{1}{3}.V_{dc}$	$-\frac{2}{3}.V_{dc}$	$\frac{1}{3}.V_{dc}$	$\frac{1}{3}.V_{dc}$	$-\frac{\sqrt{3}}{3}.V_{dc}$	$\frac{1}{3}.V_{dc} - j\frac{\sqrt{3}}{3}.V_{dc}$
1	1	1	0	0	0	0	0	0

En régime permanent, la puissance réelle générée par la source est égale à celle imposée par la charge ajoutée à une petite quantité de puissance pour compenser les pertes dans le FAP. Donc, la tension du bus continu peut être maintenue constante à sa référence.

Lorsque les conditions de fonctionnement de la charge non-linéaire évoluent, l'équilibre en puissance réelle entre celle-ci et la source d'entrée sera perturbé. La différence en puissance engendrée doit être compensée par celle du condensateur. En conséquence la valeur de la tension à ses bornes s'éloigne de sa référence. Pour un bon fonctionnement du FAP, l'amplitude de la valeur du courant de référence doit être ajustée pour adapter proportionnellement la puissance réelle demandée par la source. Cette puissance réelle, avec un flux positif ou négatif au niveau du condensateur, compense celle consommée par la charge. Si la tension aux bornes du condensateur est rétablie et atteint sa référence, la puissance réelle produite par la source est supposée égale à celle consommée par la charge de nouveau. Alors, de cette manière, l'amplitude du courant de référence peut être effective en régulant la valeur moyenne de la tension du bus continu. Si cette tension V_{dc} est inférieure à sa référence V_{dc}^* , cela se traduit par un manque de puissance réelle produite par la source, donc le

courant du réseau doit être augmenté. Au contraire, une valeur de la tension V_{dc} supérieure à la référence V_{dc}^* conduit à une diminution du courant de référence de l'alimentation [60, 63].

4.2.3 Inductance de couplage

Le filtre de sortie est un filtre passif utilisé pour connecter l'onduleur de tension au réseau électrique. Le filtre de sortie est dimensionné pour satisfaire les deux critères suivants [59]:

- ❖ Assurer la dynamique du courant, c'est à dire:

$$\frac{d \vec{i}_{L-h}}{dt} = \frac{d \vec{i}_f}{dt} \quad (4.7)$$

Avec i_{L-h} le courant harmonique de la charge et i_f le courant injecté par le filtre actif,

- ❖ empêcher les composantes dues aux commutations de se propager sur le réseau.

Le filtre inductif est le plus utilisé. Il est composé d'une inductance L_f comme le montre la Figure.4.1. Un filtre de ce type ne permet pas de satisfaire simultanément les deux critères de dimensionnement du filtre de sortie. En effet, seule une valeur relativement faible de L_f peut réaliser une bonne dynamique du filtre actif en satisfaisant l'égalité (4.7), autrement dit, une inductance suffisamment faible a le pouvoir de suivre la forte vitesse de changement du courant de compensation. Mais, ceci permet à la majorité des composantes dues aux commutations de se retrouver côté réseau et par conséquent d'affecter les installations et les équipements électriques. Inversement, une valeur relativement élevée de L_f va empêcher ces composantes de se propager sur le réseau électrique mais affectera la dynamique du filtre actif et dégradera alors la qualité de compensation. Le bon dimensionnement du filtre de sortie du premier ordre dépendra donc du compromis à trouver entre la dynamique et l'efficacité du filtre actif parallèle [59].

4.3 Commande du filtre actif parallèle

La commande d'un filtre actif parallèle triphasé est basée sur la division du système en deux boucles [83]. La première sert à générer les courants de références, que l'onduleur doit injecter au point de raccordement, quant à la deuxième, elle sert à contrôler les courants injectés par l'onduleur de sorte qu'ils suivent le plus fidèlement possible ceux de la référence [84].

Puisque, le but étant d'améliorer les caractéristiques du filtrage tout en utilisant une méthode de commande de complexité réduite. Pour ce dernier facteur, deux stratégies de commande seront appliquées, la première est la commande conventionnelle par hystérésis, la

seconde est la commande prédictive en courant. Mais d'abord, il est nécessaire de présenter la technique d'identification utilisée pour déterminer les courants harmoniques.

4.3.1 Identification des courants harmoniques

La qualité du filtrage réside dans l'efficacité de la méthode utilisée pour l'identification des courants harmoniques, les méthodes d'identification sont classées en deux groupes: «méthodes du domaine temporel, et méthodes du domaine fréquentiel».

4.3.1.1 Méthodes du domaine fréquentiel

Cette stratégie basée sur l'analyse de Fourier du courant, est bien adaptée aux charges où le contenu harmonique varie lentement. Elle donne aussi l'avantage de sélectionner les harmoniques individuellement et choisir de ne compenser que les plus prépondérants. Il est à noter que cette méthode nécessite une grande puissance de calcul afin de réaliser, en temps réel, toutes les transformations nécessaires pour extraire les harmoniques.

4.3.1.2 Méthodes du domaine temporel

Cette stratégie de commande se base sur la détection des courants perturbateurs dans le domaine temporel. Ces méthodes du domaine temporel permettent une réponse plus rapide et requièrent moins d'opérations que les méthodes précédentes. Plusieurs méthodes d'identification des courants perturbateurs ont déjà été proposées, on peut citer [63]:

1. *Détection du courant de charge et de compensation du filtre actif.*
2. *Détection du courant de source.*

La première méthode est la plus appropriée au filtre actif parallèle installé par le consommateur pour compenser les courants perturbateurs causés par ses charges polluantes.

Comme le montre la figure 4.2, on détecte le courant de charge et on le compare avec une référence sinusoïdale pour obtenir le courant de compensation harmonique de référence. Ensuite, ce courant de compensation harmonique de référence sera comparé avec le courant de compensation réel injecté par le FAP et le résultat de comparaison sera envoyé à un contrôleur afin de générer les impulsions des gâchettes de l'onduleur du FAP. Le point le plus important ici est que le courant injecté par le FAP est surveillé et commandé pour suivre son courant de compensation harmonique de référence [63].

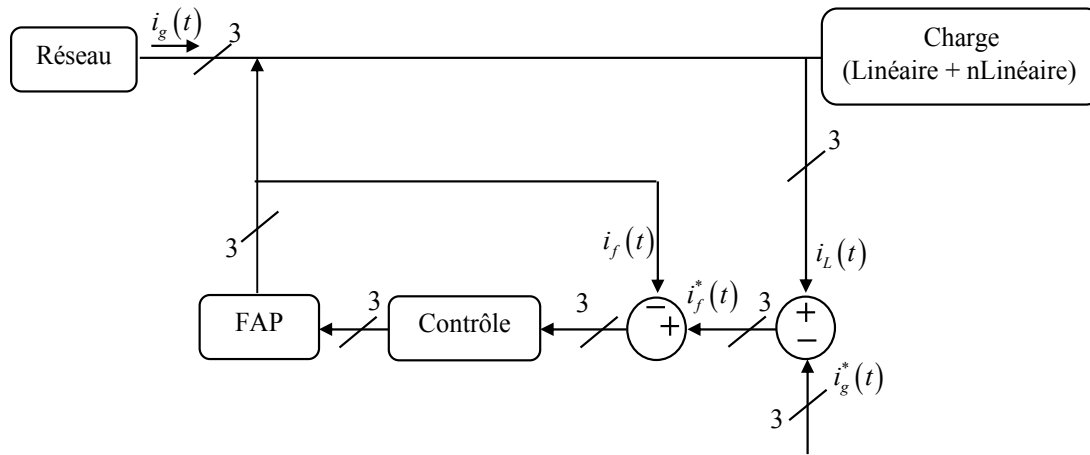


Figure 4.2 Schéma de détection du courant de charge et de compensation du FAP.

4.3.1.3 Estimation du courant de référence de source et régulation de la tension du bus continu

Différentes méthodes ont été proposées pour déterminer les courants de réseau de référence. Dans ce travail, la méthode par détecteur de crête est utilisée. L'amplitude des courants de réseau $I_{g\max}$ est le résultat d'une boucle de régulation de la tension du bus continu du FAP en utilisant un régulateurs PI. Cette valeur crête $I_{g\max}$ est multipliée par trois sinus unitaires ($\sin(\omega t)$, $\sin(\omega t + 2\pi/3)$, $\sin(\omega t - 2\pi/3)$) pour générer les courants de réseau de référence instantanés i_{ga}^* , i_{gb}^* , i_{gc}^* . Les trois sinus unitaires sont obtenus à partir de la division de trois tensions du réseau par leur amplitude V_{gm} . A partir de la méthode de détecteur de crête, V_{gm} est obtenue à l'aide de l'équation [63]:

$$V_{gm} = \sqrt{2/3.(V_{ga}^2 + V_{gb}^2 + V_{gc}^2)} \quad (4.8)$$

En effet, cette méthode n'est pas toujours applicable, parce qu'elle exige que les tensions de réseau doivent être saines (sinusoïdale et équilibrée) et non perturbées et/ou déformées. Pour généraliser l'application de cette méthode d'identification, l'utilisation d'une boucle à verrouillage de phase (Phase-Locked-Loop PLL) est indispensable pour la synthèse des trois sinus unitaires [59, 63].

La seconde partie de cette méthode est la régulation de la tension du bus continu, et puisque la source d'alimentation du filtre n'est pas une source de tension autonome mais une capacité qui se charge et se décharge. La tension aux bornes de cette dernière n'est pas constante, à cause de sa sensibilité aux échanges de puissance active entre la charge polluante et le réseau, aussi les pertes dans les composantes de puissance font varier la tension aux

bornes de la capacité, d'où la nécessité de réguler cette tension et de la maintenir à un niveau constant. Le régulateur PI sera utilisé en raison de sa simplicité d'implémentation et sa possibilité d'obtenir une bonne réponse dynamique, quand ses paramètres sont bien réglés.

La valeur de la tension de référence doit être supérieure ou égale au minimum à la tension redressée maximum (redresseur composé par les diodes antiparallèle des interrupteurs du filtre)

$$V_{dc\min}^* = \frac{3\sqrt{3}\cdot\sqrt{2}}{\pi} \cdot V_g \approx \sqrt{6} \cdot V_g = \sqrt{6} \cdot 90 = 220,45V \text{ [85]},$$

c'est la valeur minimale assurant le passage du flux d'énergie de l'entrée de l'onduleur vers le point de raccordement (PCC). Elle doit aussi, être inférieure à une limite maximale $V_{dc\max}^*$, qui définit la limitation physique des semi-conducteurs de puissance.

En contrôlant le processus de charge et de décharge du condensateur. La tension du bus continu V_{dc} est détectée et comparée à une tension de référence V_{dc}^* , le résultat de cette comparaison (l'erreur) est appliqué à ce régulateur PI pour obtenir l'amplitude des trois courants de référence de la source $I_{g\max}$.

Ensuite cette amplitude sera multipliée par trois signaux sinusoïdaux d'amplitude égale à l'unité pour l'obtention des trois courants de référence instantanés de source $i_{ga}^*, i_{gb}^*, i_{gc}^*$. Pour une source saine, le courant de source de référence instantané unitaire est obtenu à partir des trois tensions à travers un détecteur de crête comme montré à la figure 4.3:

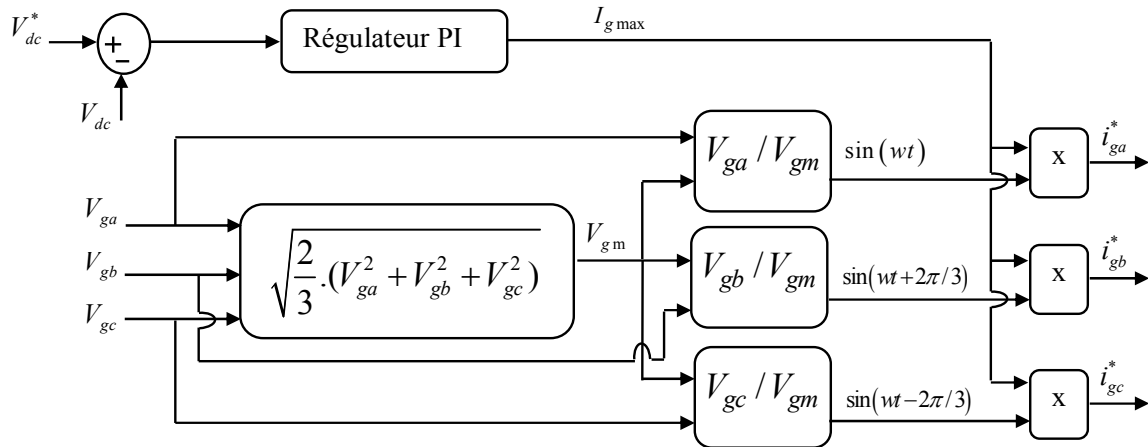


Figure 4.3 Génération des courants de référence de réseau par un détecteur de crête.

Pour déterminer les paramètres du régulateur PI, on procède de la manière suivante.

La relation entre la puissance absorbée par le condensateur et la tension aux bornes de celui-ci s'écrit [85]:

$$P_f = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} \cdot C_{dc} \cdot V_{dc}^2 \right) \tag{4.9}$$

Soit après transformation de Laplace :

$$V_{dc}^2 = P_f \cdot \frac{2}{C_{dc} \cdot p} \quad (4.10)$$

La fonction de transfert du régulateur PI peut être exprimée par :

$$K_p + \frac{K_i}{p} = \frac{1 + \tau \cdot p}{T_i \cdot p} \quad (4.11)$$

Le schéma de régulation de la tension du bus continu du FAP à l'aide de régulateur PI est montré sur la figure 4.4 :

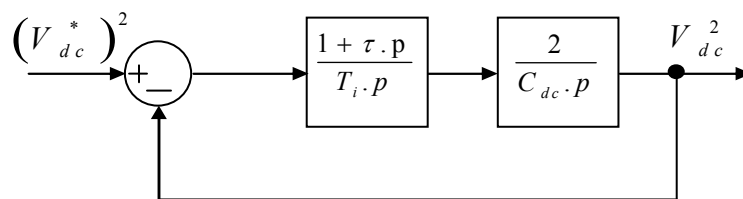


Figure 4.4 Schéma fonctionnel de régulation de la tension du bus continu du FAP [63, 85]

Après un calcul, la fonction de transfert en BF du système de la figure 3.4 est de la forme:

$$F(p) = \frac{w_0^2 \cdot (\tau \cdot p + 1)}{p^2 + 2\zeta w_0 \cdot p + w_0^2} \quad (4.12)$$

Donc:

$$w_0 = \sqrt{\frac{2}{C_{dc} \cdot T_i}}, \zeta = \frac{\tau}{\sqrt{2 * C_{dc} \cdot T_i}} \quad \text{avec : } K_i = 1 / T_i, K_p = \tau / T_i \quad (4.13)$$

Nous serons amenés à établir un compromis, entre la minimisation du taux de distorsion des harmoniques de courant THDi, et la limitation des fluctuations de tension $V_{dc}(t)$, ainsi que de minimiser le temps de cette fluctuation. On choisit un amortissement ζ entre 0.4 et 0.8, soit $\zeta = 0.7$. La qualité de la régulation dépendra du choix de la fréquence de coupure w_0 . Celle-ci doit être assez élevée pour assurer une bonne dynamique, lors des transitoires de charge [85].

4.3.2 Contrôle des courants de filtre

Dans le but de maintenir les courants générés par le filtre actif autour de sa référence calculé Précédemment, deux techniques de commande peuvent être utilisées:

- ❖ Commande en courant par hystérésis.
- ❖ Commande prédictive en courant.

4.3.2.1 Commande en courant par hystérésis

La commande conventionnelle par hystérésis, encore connue sous la dénomination de commande en tout ou rien est très couramment utilisée de par sa simplicité d'utilisation et sa robustesse. En fait, cette stratégie assure un contrôle satisfaisant du courant sans exiger une connaissance poussée du modèle du système à contrôler ou de ses paramètres.

Un système de base pour le contrôle à bande d'hystérésis est représenté sur la figure 4.5, en premier temps, les courants de réseau sont détectés et comparés à leurs référence, cette erreur est ensuite comparée à un gabarit appelé bande d'hystérésis afin de fixer les ordres de commande des interrupteurs. Le courant de compensation harmonique va rester dans une bande autour du signal de référence (figure 4.6).

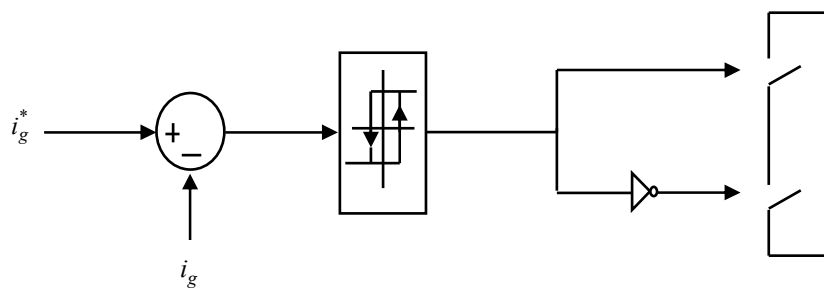


Figure 4.5 Principe de la commande de courant par hystérésis.

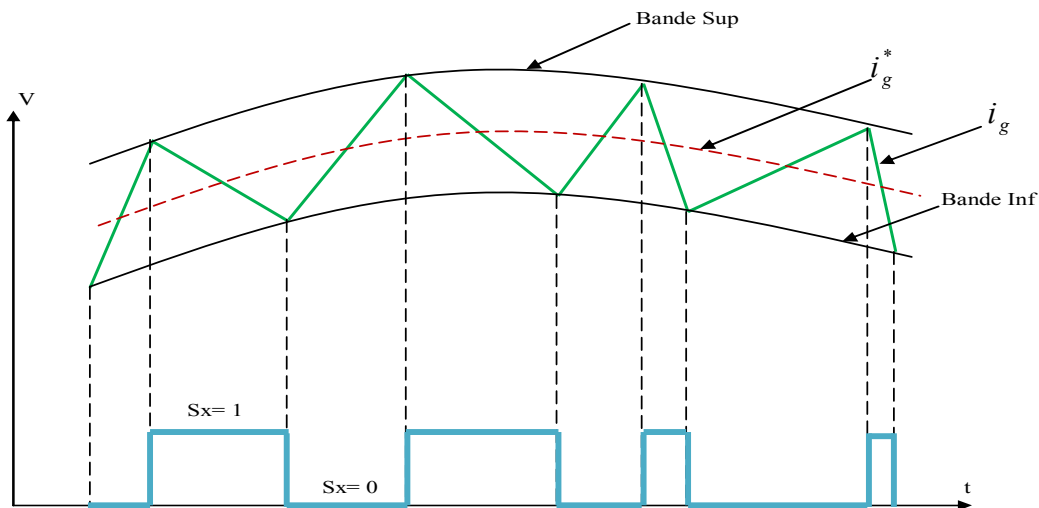


Figure 4.6 Comportement d'un contrôleur à hystérésis à deux niveaux.

Les ordres de commande des interrupteurs sont générés par la loi de commande suivante:

$$\begin{cases} S_x(k-1) = 0, \text{ if } i_g > i_g^* + HB \Rightarrow S_x(k) = 1 \\ S_x(k-1) = 1, \text{ if } i_g < i_g^* - HB \Rightarrow S_x(k) = 0 \end{cases} \quad (4.14)$$

Malgré sa simplicité de mise en œuvre, sa robustesse et sa bonne dynamique, cette commande présente certains inconvénients à savoir :

- ❖ La fréquence de commutation n'est pas fixe, elle dépend de la bande d'hystérésis et de la dérivée du courant.
- ❖ La commande est appliquée séparément sur les trois phases. Or la structure électrotechnique impose à chaque instant que la somme des trois courants soit nulle.
- ❖ Des composantes harmoniques basses fréquences, voire une composante continue, peuvent apparaître sur le signal de sortie. La composante continue est due au fait que la forme de l'alternance positive peut différer de celle de l'alternance négative, au signe près.

4.3.2.2 Commande prédictive en courant

La principale caractéristique de la commande prédictive est l'utilisation d'un modèle du système pour prédire le comportement futur des variables contrôlées. Cette information est utilisée par le contrôleur pour obtenir l'action optimale selon un critère d'optimisation prédéfini [86-87].

La commande prédictive en courant appliquée au FAP est basée sur la prédiction du comportement des courants de réseau en utilisant le modèle du système (FAP + réseau + charge). Cette information sera exploitée par le contrôleur prédictif pour appliquer parmi les huit vecteurs de tension possibles du filtre, le vecteur de tension optimal qui minimise une fonction de coût prédéfinie choisie en fonction des besoins de contrôle du système. Pour chaque vecteur de tension, la valeur prédite du courant de réseau à l'instant $k+1$ est calculée et ensuite, la séquence de commutation correspondant au vecteur de tension qui minimise la fonction de coût sera sélectionnée et envoyée aux interrupteurs du FAP.

Les étapes à suivre pour appliquer cette technique sont résumées comme suit [86-88, 27]:

- 1- Définir une fonction de coût appropriée J .
- 2- Construire le modèle du filtre et ses séquences de commutation possibles (les huit vecteurs de tension).
- 3- Construire le modèle du FAP (associé à une charge non linéaire et alimenté par le réseau) pour extraire la loi de prédiction.

Dans ce travail, le contrôleur prédictif proposé, estime à chaque temps d'échantillonnage T_s la valeur du courant du réseau à l'instant $k+1$ utilisant le modèle du système (FAP + réseau + charge non-linéaire).

Donc, la fonction de coût choisie est celle qui minimise l'erreur entre les valeurs prédites et les valeurs de référence des courants du réseau comme l'équation (4.15) le montre:

$$J = \left| i_{g\alpha}^*(k+1) - i_{g\alpha}^p(k+1) \right| + \left| i_{g\beta}^*(k+1) - i_{g\beta}^p(k+1) \right| \quad (4.15)$$

Où $i_{g\alpha}^p(k+1)$, $i_{g\alpha}^*(k+1)$ et $i_{g\beta}^p(k+1)$, $i_{g\beta}^*(k+1)$ se réfèrent respectivement aux composantes réelle et imaginaire des courants du réseau prédits et de référence dans le repère stationnaire de Park $\alpha\beta$.

Mais, le courant de référence du réseau à l'instant $k+1$ est inconnu; il peut être prédit en utilisant ses valeurs aux instants k et $k-1$ en utilisant l'extrapolation de second ordre donnée dans l'équation (4.16):

$$i_g^*(k+1) = 3i_g^*(k) - 3i_g^*(k-1) + i_g^*(k-2) \quad (4.16)$$

Pour un faible temps d'échantillonnage; l'approximation $i_g^*(k+1) = i_g^*(k)$ peut être utilisée et aucune extrapolation n'est nécessaire [88].

Le contrôleur prédictif proposé est décrit par:

1. Le courant du réseau $i_g(k)$ est détecté et transformé en coordonnées $\alpha\beta$, et le courant de référence du réseau $i_g^*(k)$ est obtenu à partir de la boucle de contrôle de la tension de bus-continu.
2. Le modèle du FAP est utilisé pour calculer la valeur prédite du courant du réseau à l'instant $k+1$ $i_g^p(k+1)$ pour chaque vecteur des huit vecteurs de tension possibles.
3. La fonction de coût sélectionnée J minimise l'erreur entre le courant du réseau de référence généré et le courant du réseau prédit calculé par la loi de prédiction à l'instant $k+1$ pour les huit vecteurs de tension possibles.
4. Le vecteur de tension qui minimise l'erreur de courant du réseau est sélectionné et les ordres de commutation optimaux correspondants sont envoyés aux interrupteurs du FAP.

4.3.2.2.1 Modèle du filtre actif parallèle

La représentation du modèle électrique par phase de l'association du FAP et de la charge connectée au réseau, est donnée par la figure 4.7 [27, 89]:

À partir de la figure 4.7, les équations électriques décrivant le système peuvent être écrites comme suit:

$$V_g - V_{PCC} = R_g i_g + L_g \frac{di_g}{dt} \quad (4.17)$$

$$V_f - V_{PCC} = R_f i_f + L_f \frac{di_f}{dt} \quad (4.18)$$

En soustrayant l'équation (4.17) de l'équation (4.18) et en négligeant les effets des résistances de réseau et de filtre, on trouve respectivement:

$$V_g - V_f = L_g \frac{di_g}{dt} - L_f \frac{di_f}{dt} \quad (4.19)$$

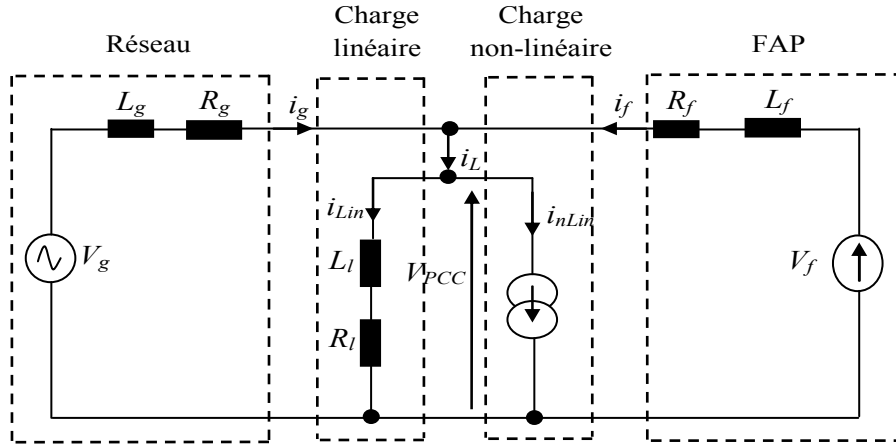


Figure 4.7 Modèle électrique par phase de l'association (réseau+FAP+charge non-linéaire+charge linéaire).

Mais le courant de charge i_L est la somme du courant fondamental $i_{L,f}$ et du courant harmonique $i_{L,h}$:

$$i_L = i_{L,h} + i_{L,f} \quad (4.20)$$

D'une autre coté:

$$i_L = i_f + i_g = i_{Lin} + i_{nLin} \quad (4.21)$$

A partir des équations (4.20) et (4.21), on obtient:

$$i_{L,h} + i_{L,f} = i_f + i_g \quad (4.22)$$

Avec :

$$\begin{cases} i_{L,h} = i_{nLin,h} \\ i_{L,f} = i_{nLin,f} + i_{Lin,f} \end{cases} \quad (4.23)$$

Par conséquent, nous pouvons écrire:

$$i_{L,h} - i_f = -(i_{L,f} - i_g) \Rightarrow \Delta i_f = -\Delta i_g \quad (4.24)$$

Pour une petite variation de courant, on peut approximer, l'équation (4.24) devient:

$$di_g = -di_f \quad (4.25)$$

En substituant l'équation (4.25) dans l'équation (4.19), l'équation électrique finale peut être donnée comme:

$$V_g - V_f = L_T \frac{di_g}{dt} \quad L_T = (L_g + L_f) \quad (4.26)$$

4.3.2.2.2 Modèle à temps discret pour la prédiction

Cette section décrit la discrétisation du courant du réseau de l'équation (4.26) pour un temps d'échantillonnage T_s , le modèle à temps discret est essentiel pour prédire la future valeur du courant du réseau $i_g^p(k+1)$ en utilisant le courant du réseau $i_g(k)$ mesuré à l'instant k , la tension du réseau et du FAP $V_g(k)$ et $V_f(k)$. En tenant compte du fait que le système est modélisé comme un modèle de premier ordre, la dérivée de courant du réseau $\frac{di_g}{dt}$ peut être remplacée par une approximation d'Euler vers l'avant:

$$\frac{\Delta i_g}{\Delta t} = \frac{i_g(k+1) - i_g(k)}{T_s} \quad (4.27)$$

En substituant l'approximation (4.27) dans l'équation (4.26), la loi de commande qui donne les valeurs futures du courant du réseau pour chaque vecteur de tension du FAP est donnée par l'équation (4.28):

$$i_g^p(k+1) = i_g(k) + \frac{T_s}{L_T} * (V_g(k) - V_f(k)) \quad (4.28)$$

Les figures 4.8 et 4.9 illustrent respectivement le schéma fonctionnel et l'organigramme de la commande prédictive en courant utilisée pour contrôler le FAP :

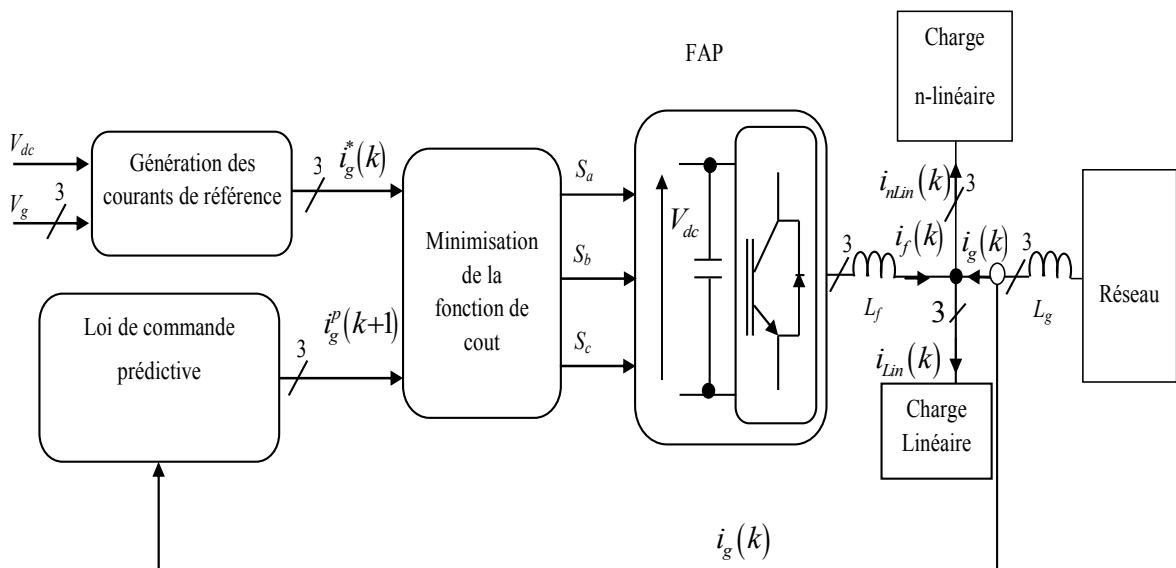


Figure 4.8 Schéma fonctionnel de la commande prédictive en courant.

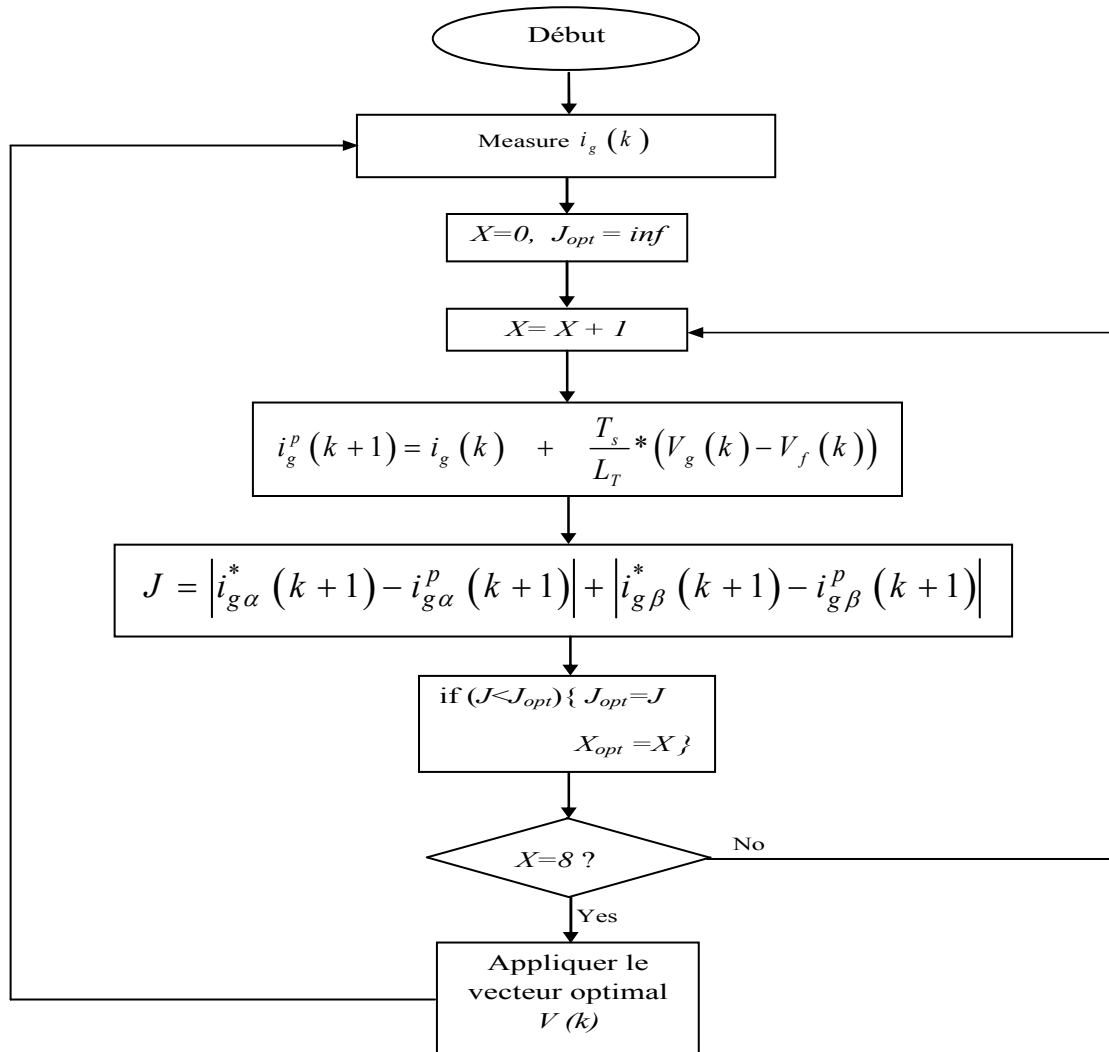


Figure 4.9 Organigramme de la commande prédictive proposée.

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la plupart des éléments essentiels constituant la structure générale d'un FAP à structure tension (l'onduleur à deux niveaux, filtre inductif, système de stockage). Ce filtre permet de neutraliser les harmoniques de courant et compenser la puissance réactive générés par des charges non-linéaires, connectées à un réseau électrique.

Nous avons ensuite successivement étudié chacun des éléments de la partie commande du FAP :

- l'identification des courants de référence par la méthode de détecteur de crête.
- la régulation de la tension du bus continu un correcteur PI.
- le contrôle des courants de référence par deux méthodes: commande à hystérésis et la commande prédictive.

Les résultats de simulation seront présentés et discutés au chapitre suivant.

Chapitre:
5

Résultats de simulation
et discussion

CHAPITRE 5: Résultats de simulation et discussion

5.1 Introduction

Pour valider la conception du système hybride proposé et prouver la faisabilité du système de compensation harmonique, le système global est simulé en utilisant MATLAB 8.3/SIMULINK. Les deux sources d'énergie (éolien / PàC) sont modélisées afin de prédire leurs caractéristiques réelles.

Avant d'aborder la présentation des résultats, il est nécessaire de présenter les résultats issus des modèles décrivant les différents blocs constituant le système global. Donc, les travaux de simulation seront divisés en deux parties, la première concerne les tests sur la source principale à savoir l'éolienne associée au filtre actif parallèle. La deuxième partie concerne la combinaison de deux sources à énergie renouvelable dans un système dite hybride à savoir l'éolien et la pile à combustible, deux modes de fonctionnement seront étudiés et discutés, mode FAP et système hybride, et mode FAP.

5.2 Système éolien associé à un filtre actif parallèle

Dans cette partie de simulation, le système éolien est connecté au réseau électrique via le FAP se partagent les besoins énergétique d'une charge non-linéaire commune. Le FAP est responsable d'injecter la puissance électrique extraite de système éolien et l'amélioration de la qualité d'énergie par l'injection des courants harmoniques et la puissance réactive de la charge non-linéaire. Les valeurs des paramètres utilisés dans ces simulations sont présentées dans le tableau 5.1.

Le profil de vent utilisé est donné par la figure 5.1.

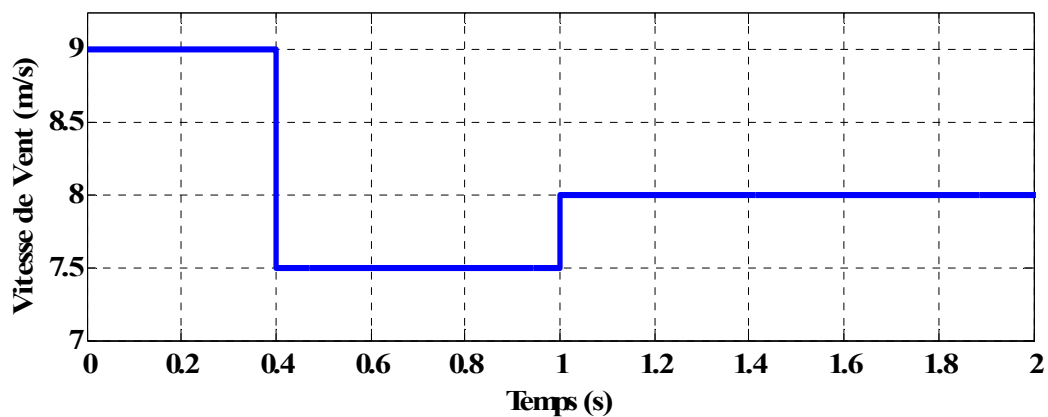


Figure 5.1 Profil de vent

Tableau 5.1 Paramètres de simulation

Système		Désignation	Valeurs
Réseau électrique		<ul style="list-style-type: none"> ▪ La tension simple efficace <ul style="list-style-type: none"> ▪ Fréquence ▪ Inductance interne 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $V_g = 142 V$ ▪ $f_s = 50 Hz$ ▪ $L_s = 0.1 mH$
Charge non-linéaire (Pont redresseur + charge RL)	Avant la variation de charge	<ul style="list-style-type: none"> ▪ puissance active ▪ puissance réactive 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $P_{ch1} \approx 10 Kw$ ▪ $Q_{ch1} \approx 1.8 Kvar$
	Après la variation de charge	<ul style="list-style-type: none"> ▪ puissance active ▪ puissance réactive 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $P_{ch2} \approx 2.5 Kw$ ▪ $Q_{ch2} \approx 230 Var$
Filtre actif parallèle		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tension de bus V_{dc}^* ▪ Capacité de stockage ▪ Inductance de lissage 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $V_{dc}^* = 600 V$ ▪ $C_{dc} = 2200 \mu f$ ▪ $L_f = 3 mH$
Convertisseur DC/DC (boost)		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacité C_l ▪ Inductance L_w 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $C_l = 1100 \mu f$ ▪ $L_w = 350 mH$

Selon les figures 5.2, 5.3, 5.4, présentés ci-dessous, toutes les grandeurs à réguler, à savoir la vitesse mécanique, le couple du générateur et le courant i_q suivent l'allure du profil de vent appliqué et convergent bien vers leurs références après des temps de réponse courts égaux à 0.017s, 0.015s et 0.01s respectivement. Mais, on observe des pics de courants, dues aux inductances de la machine et aux commutations des interrupteurs des convertisseurs de puissance (ouverture et fermeture).

La figure 5.5 montre l'efficacité de la commande sans asservissement de vitesse pour assurer un fonctionnement optimal et extraire à chaque instant le maximum de puissance correspondante à chaque vitesse de vent.

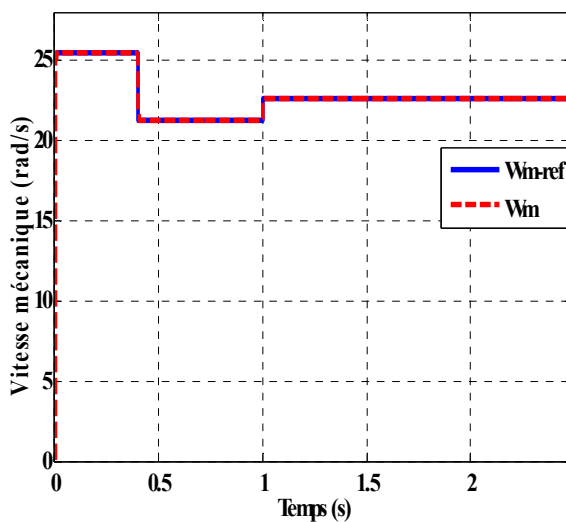


Figure 5.2 Variation de la vitesse mécanique

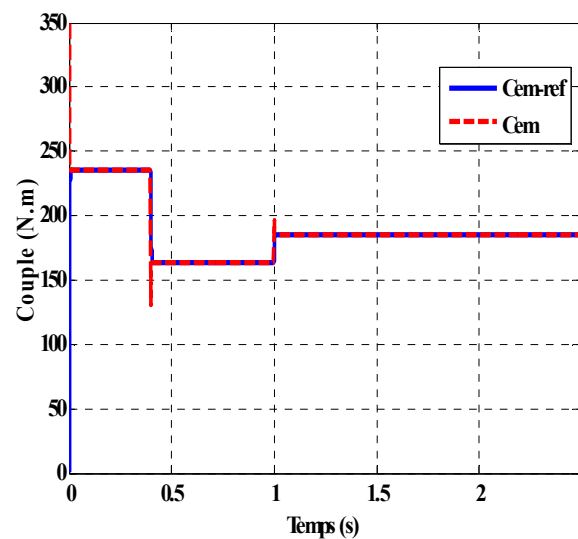


Figure 5.3 Variation du couple de contrôle

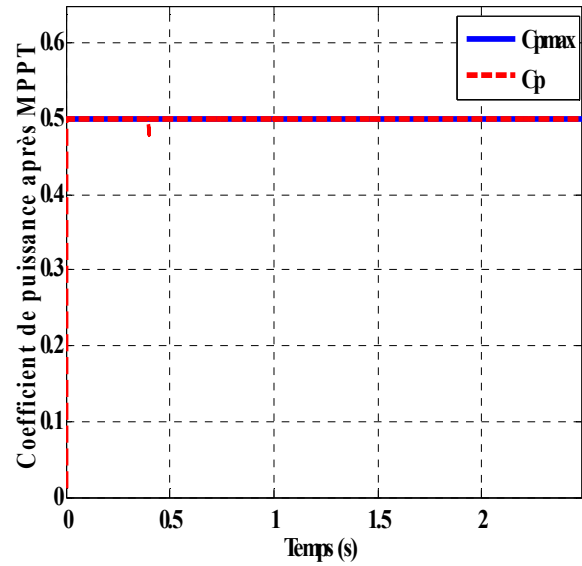
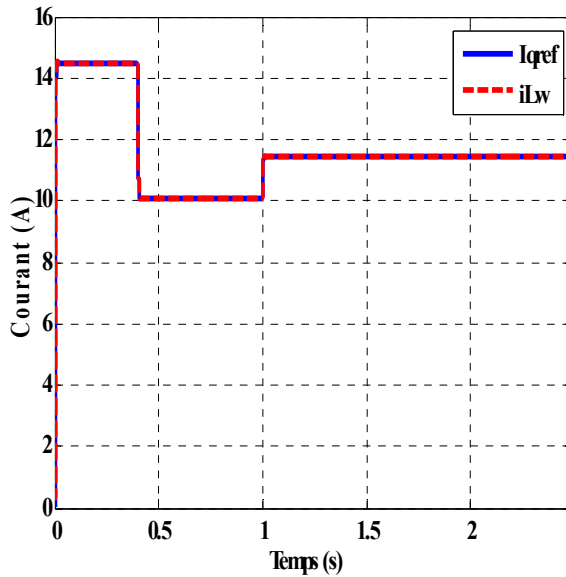


Figure 5.4 Variation du courant de contrôle **Figure 5.5** Coefficient de puissance après MPPT

Les figures 5.6 et 5.7 montrent les variations des puissances mécanique et électrique extraite correspondant à chaque vitesse de vent. Initialement, la puissance de la turbine est de 6 Kw, après 0.4s, elle passe environ à 3.5 Kw, puis elle augmente à environ 4.2 Kw. En raison des changements de la vitesse du vent, il est très clair que la génératrice électrique utilisée extrait une puissance électrique égale à la puissance mécanique disponible au rotor de la turbine. Cela montre l'efficacité de la technique de commande utilisée pour le convertisseur DC/DC reliant le système éolien au bus continu à l'entrée de l'onduleur à deux niveaux.

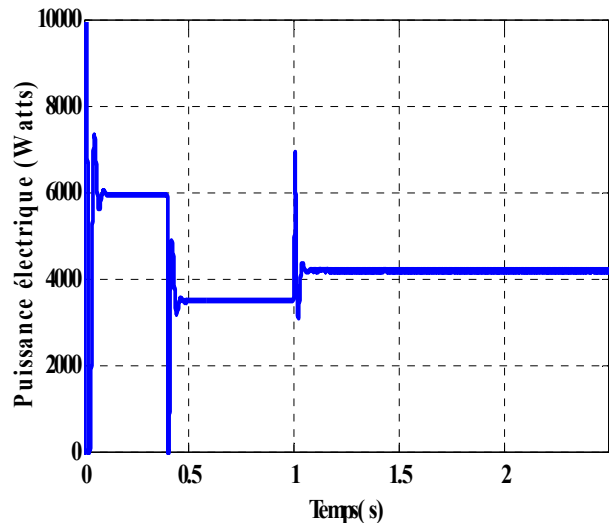
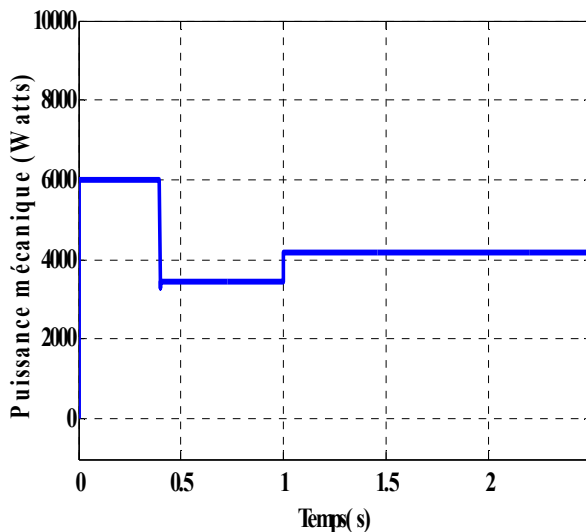


Figure 5.6 Allure de la puissance mécanique **Figure 5.7** Allure de la puissance électrique

Les figures 5.8, 5.9, 5.10 et 5.11 représentent l'allure de la tension d'entrée de redresseur, le courant de sortie redressé et les trois courants statoriques de la machine synchrone à aimants permanents, on remarque que l'amplitude des trois grandeurs ainsi que la fréquence

des courants statoriques s'adaptent suite à la variation de la vitesse de vent (ils sont proportionnels), à cause de la variation de puissance éolienne et la vitesse de rotation.

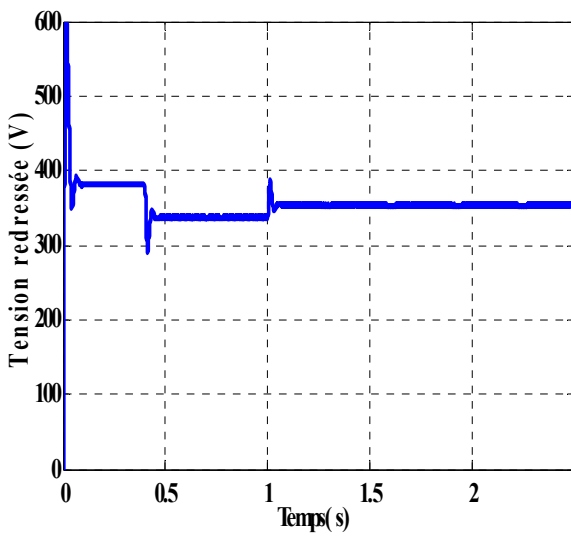


Figure 5.8 Allure de la tension redressée

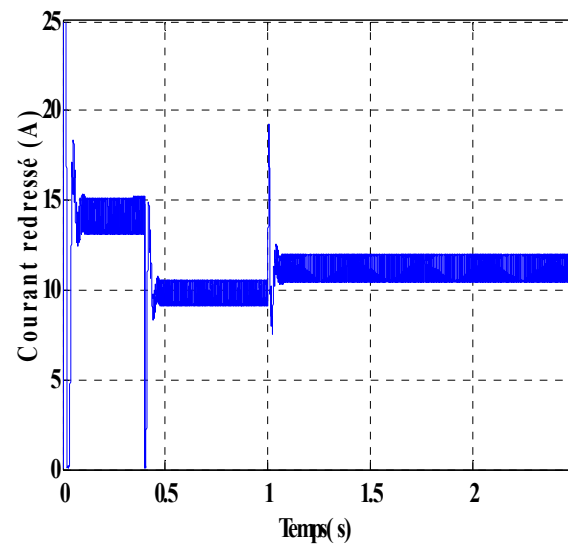


Figure 5.9 Allure du courant redressé

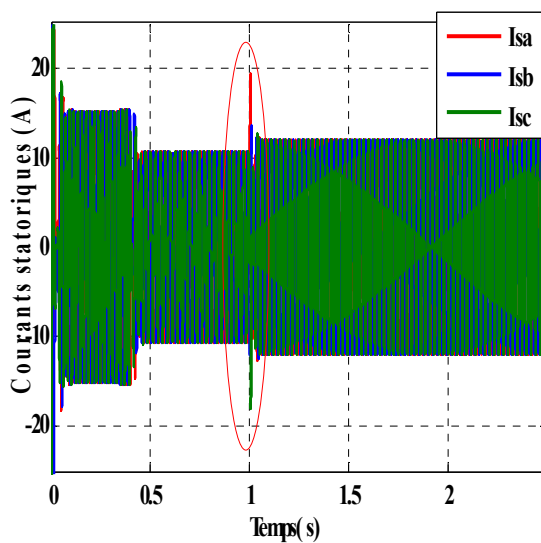


Figure 5.10 Courants statoriques du GSAP

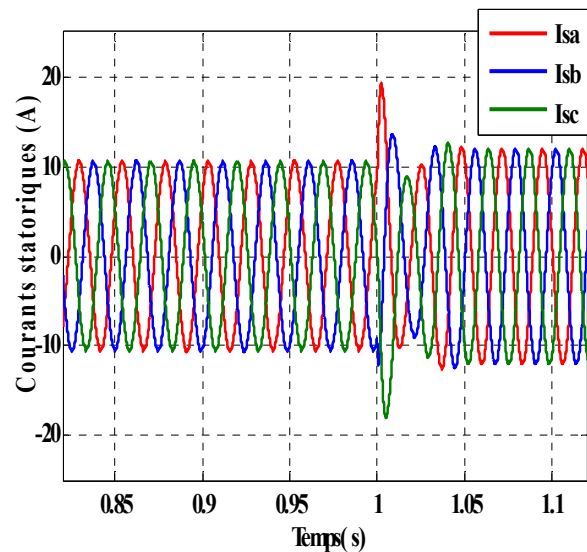


Figure 5.11 Zoom sur les courants du GSAP

La forme sinusoïdale du courants statoriques est due à la modélisation en source de courant du GSAP et du redresseur à diodes.

Initialement, avant l'insertion du filtre actif parallèle et en mode de branchement direct de la charge non-linéaire sur le réseau, la puissance requise par la charge (puissance active et réactive) est fournie par le réseau, cela signifie que ($P_{charge} = P_{réseau}$ & $Q_{charge} = Q_{réseau}$), où P et Q désignent les puissances active et réactive respectivement comme illustré par la figure 5.12.

Pendant l'intervalle de temps [$t = 0s$ à $t = 1s$], la charge consomme une puissance active $P_{charge1} \approx 10$ Kw avec une puissance réactive total $Q_{charge1} \approx 1.8$ Kvar.

Pendant l'intervalle de temps [t = 1s à t = 2s], nous introduisons une variation de charge; la nouvelle charge consomme une puissance active $P_{charge2} \approx 2.5$ Kw avec une puissance réactive totale $Q_{charge2} \approx 230$ Var.

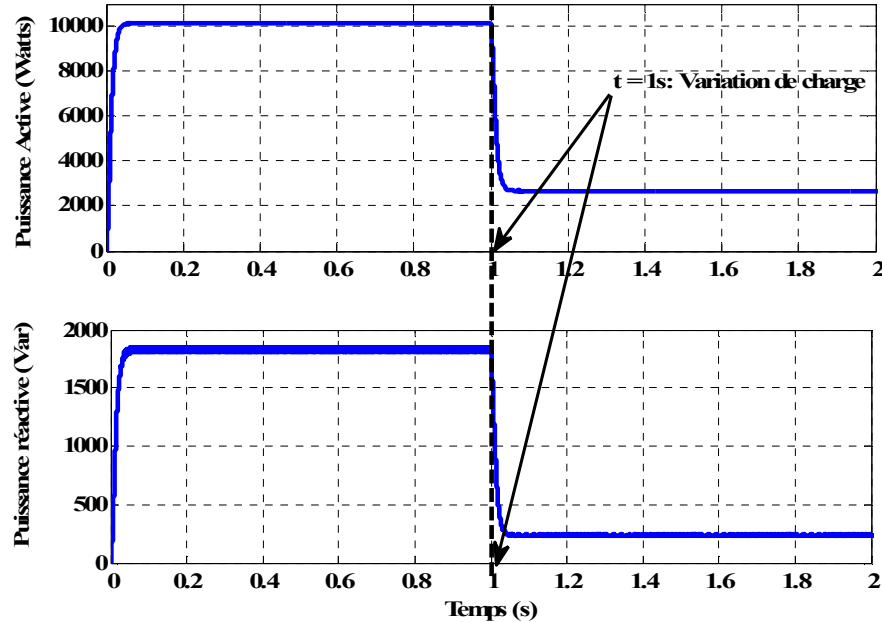


Figure 5.12 Puissances active et réactive consommées par la charge non-linéaire avant l'insertion du FAP.

La figure 5.13 montre la forme d'onde et le spectre de fréquence correspondant du courant de réseau (phase a), on peut observer que la charge non-linéaire consomme un courant non sinusoïdal avec taux global d'harmoniques en courant élevé (THDi = 25,24%) supérieur à 5% (limite spécifiée par IEEE standard 519-1992).

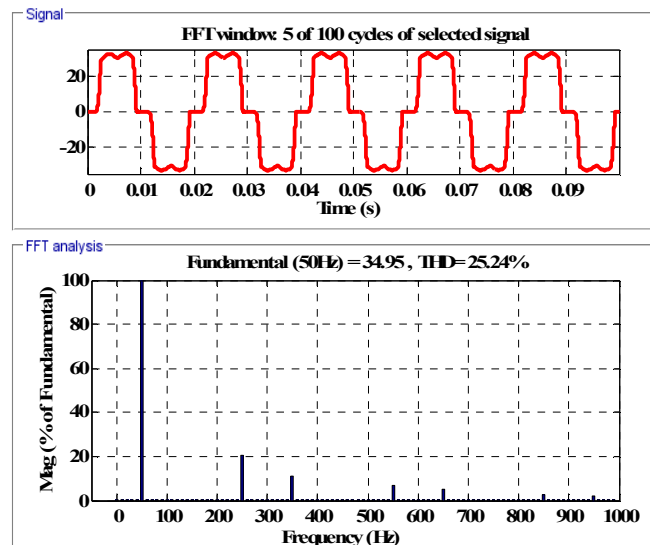


Figure 5.13 Formes d'onde et spectre du courant de réseau (phase a).

Ensuite nous redémarrons le système avec l'insertion du FAP, la puissance générée par le système éolien est injectée au système à travers le filtre.

Les figures 5.14 et 5.15 montrent le comportement du FAP et du réseau pour satisfaire la demande en puissance de la charge. De $t = 0\text{s}$ jusqu'à $t = 1\text{s}$, la source éolienne et le réseau fonctionnent en conjonction; dans ce cas là, l'énergie éolienne produite est inférieure à la puissance demandée par la charge, la puissance injecté par le FAP n'est plus capable de satisfaire la demande en puissance de la charge, donc le réseau augmentera instantanément la puissance produite pour compenser le déficit en puissance. Ceci est caractérisé par un signe positif de la puissance du réseau (figure 5.14) ainsi que la tension de réseau est en phase avec le courant (figure 5.16 (a)).

Après la variation de charge ($[t = 1\text{s} \text{ à } t = 2\text{s}]$); la puissance injectée par le filtre (P_{fap}) sera supérieure à celle requise par charge, l'excès de puissance est transféré directement au réseau. Ceci est caractérisé par un signe négatif de la puissance du réseau (figure 5.14), ainsi que le courant et la tension de réseau sont en opposition de phase (figure 5.16 (b)).

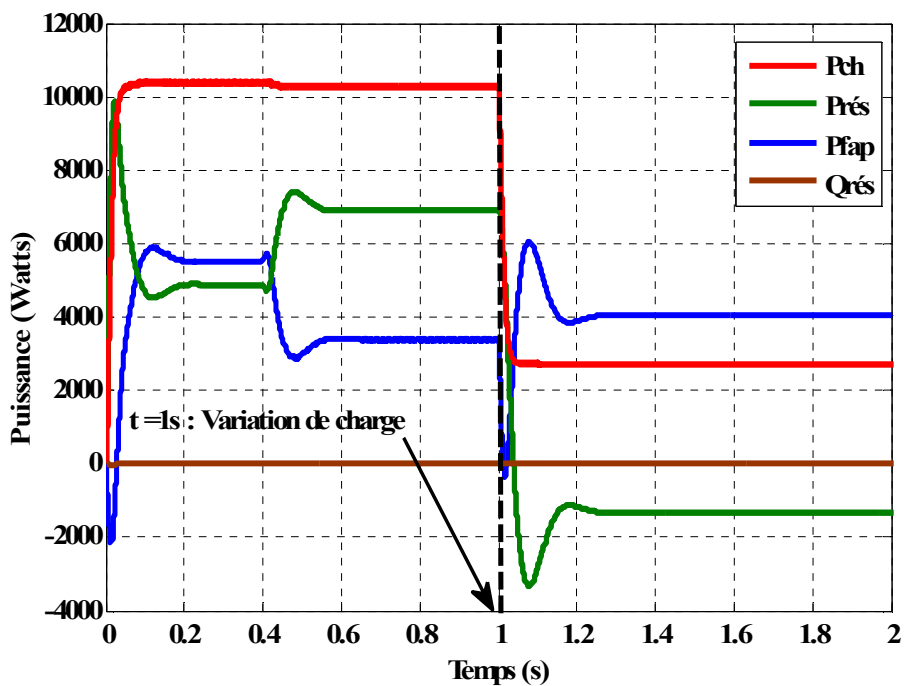


Figure 5.14 Allure de la puissance de charge, les puissances active et réactive du réseau et la puissance active injectée par le FAP.

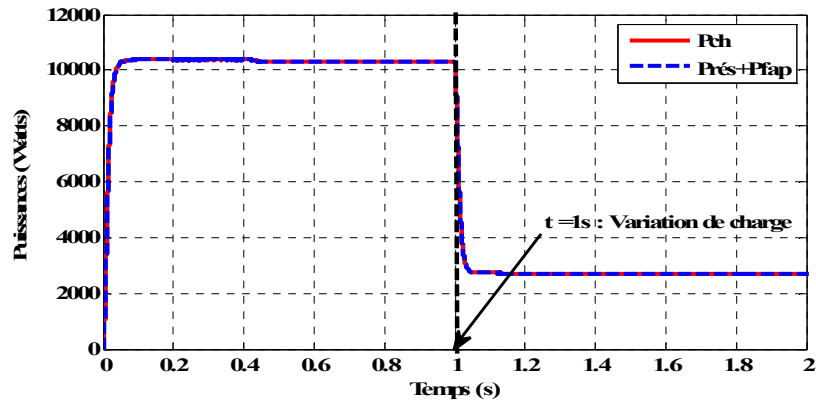
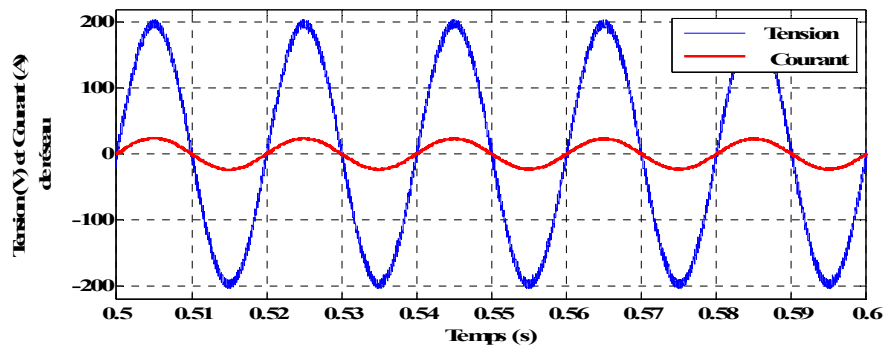
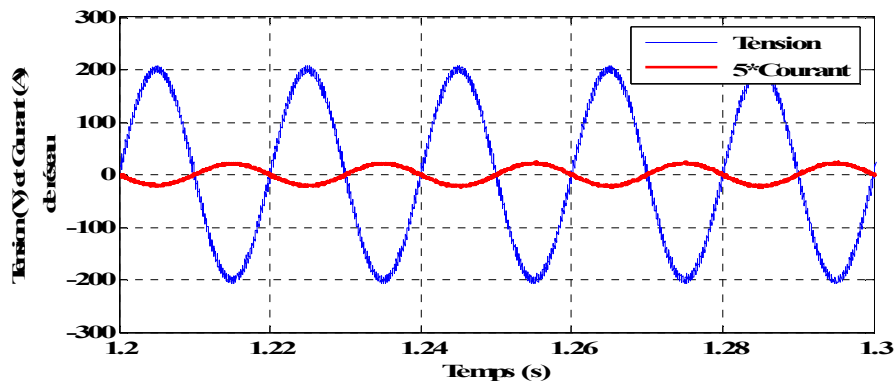


Figure 5.15 Partage de la puissance de charge entre le réseau et l'énergie éolienne injectée par le filtre.



(a)

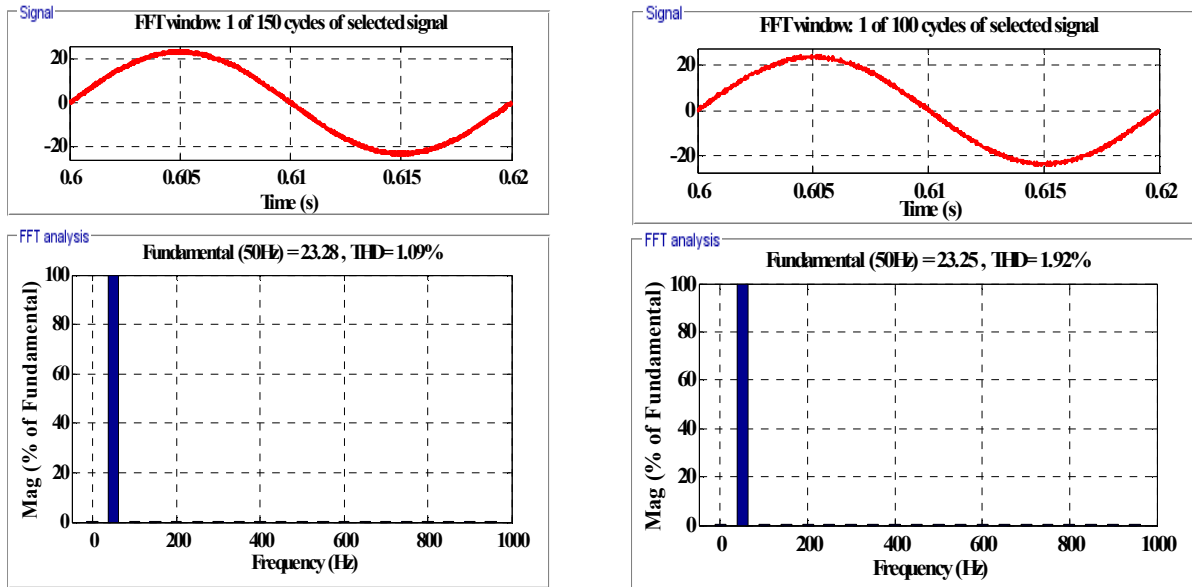


(b)

Figure 5.16 Formes d'onde de la tension et du courant de réseau (phase a): (a) Avant le changement de signe de la puissance de réseau (b) Après le changement de signe de la puissance de réseau

La figure 5.17 (a et b) présente une comparaison entre les formes d'onde et le spectre fréquentiel du courant du réseau obtenues par les deux techniques de commande, la commande prédictive en courant et la commande directe en courant par hystérésis. Ces

figures montrent l'efficacité de la commande prédictive à améliorer les formes d'onde des courants du réseau, à partir de la valeur de $THDi = 1.09\%$ obtenu, on peut conclure que la commande prédictive en courant appliquée au filtre actif parallèle entraîne une bonne poursuite de la référence du courant du réseau avec une stabilité élevée par rapport à la commande directe par hystérésis, où la valeur de $THDi = 1.92\%$.



(a)

(b)

Figure 5.17 Formes d'onde et spectre du courant du réseau avant la variation de charge:

(a) Commande prédictive, (b) Commande par hystérésis

La figure 5.18 montre une grande cohérence entre le courant de référence, le courant prédit et le courant de réseau. Ceci est dû à la sélection de la séquence de commutation optimale correspondante au vecteur de tension optimal à chaque période d'échantillonnage T_s .

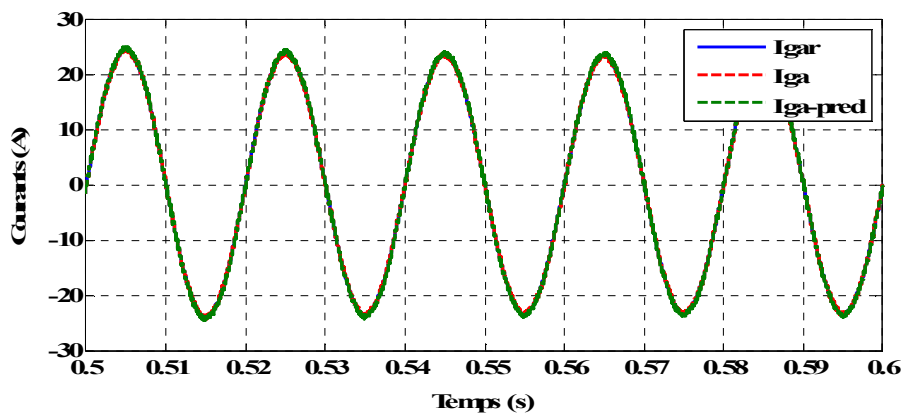


Figure 5.18 Formes d'onde du courant de référence prédit et le courant du réseau mesuré

Le courant de compensation injecté par le filtre (phase a) est donné par la figure 5.19.

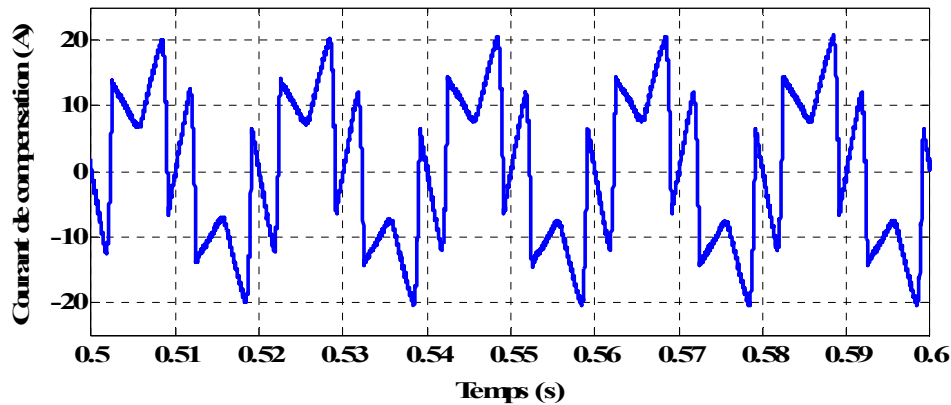


Figure 5.19 Courant de compensation injecté par le filtre (phase a).

La figure 20 montre que le contrôleur PI parvient à maintenir la tension du bus continu constante et proche de sa valeur de référence choisie (600 volts).

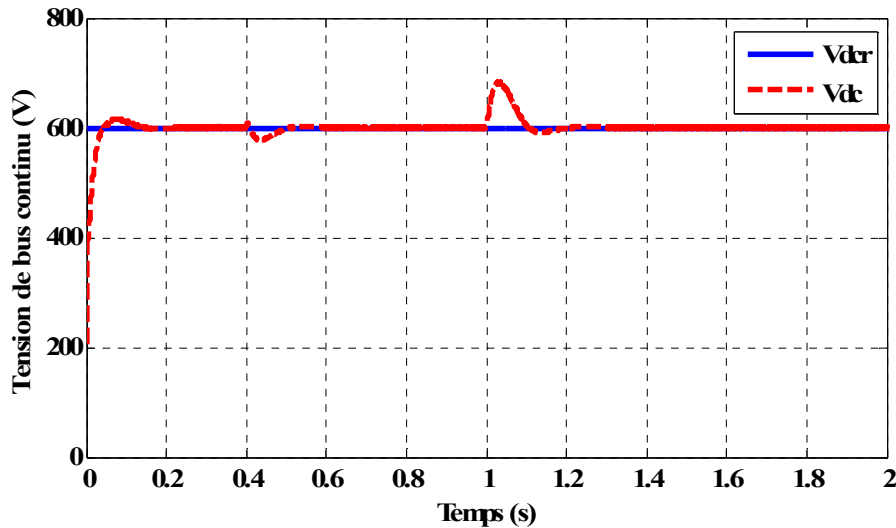


Figure 5.20 Tension de bus continu.

5.3 Système hybride et filtre actif

Dans cette partie, nous allons présenter les résultats des différents scénaris du SEH dans le but de mettre en évidence le partage de l'énergie de la charge entre le SEH et le réseau électrique de distribution, et de montrer la capacité de la commande prédictive en courant dans l'amélioration de la qualité des courants de réseau par rapport à la commande conventionnelle en courant par hystérésis.

Les puissances nominales des sources constituant le SEH sont respectivement de 6,6 Kw et 5 Kw pour le système éolien et les piles à combustible. Le système éolien est utilisé comme une source d'énergie principale, tandis que le système de piles à combustible est utilisé

comme une source auxiliaire pour compenser si nécessaire la différence d'énergie de la source principale et de l'énergie de référence demandée.

Le cahier des charges est décrit par le tableau 5.2:

Tableau 5.2 Cahier des charges

Type de la charge		Avant la variation de charge	Après la variation de charge
Charge linéaire	Puissance Active	1 Kw	3.1 Kw
	Puissance Réactive	0 Var	1.8 KVar
Charge non-linéaire	Puissance Active	2Kw	7.7 Kw
	Puissance Réactive	230 Var	1.9 KVar
Charge totale	Puissance Active	$P_{chl} \approx 3Kw$	$P_{chl} \approx 10.8 Kw$
	Puissance Réactive	$Q_{chl} \approx 230 Var$	$Q_{ch2} \approx 3.7 KVar$
Réseau électrique	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tension simple efficace ▪ Fréquence ▪ Inductance interne 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $V_g = 90 V$ ▪ $f_s = 50 Hz$ ▪ $L_s = 0.1 mH$ 	
Filtre actif parallèle	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tension de bus V_{dc}^* ▪ Capacité de stockage ▪ Inductance de lissage 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $V_{dc}^* = 400 V$ ▪ $C_{dc} = 2200 uf$ ▪ $L_f = 2 mH$ 	
Convertisseur DC/DC (boost)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacité C_l ▪ Inductance (L_w, L_{PaC}) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $C_l = 1100 uf$ ▪ $L_w = L_{PaC} = 350 mH$ 	

Dans cette partie de simulation, le profil de vent utilisé est donné par La figure 5.21.

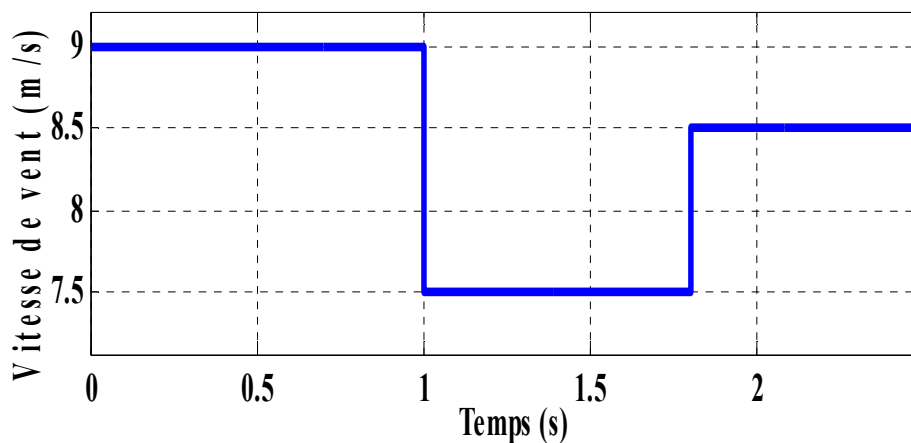


Figure 5.21 Profil de vent

Comme nous l'avons mentionné précédemment, la pile à combustible est utilisée seulement comme une source auxiliaire pour compenser la différence de puissance quand la puissance éolienne produite n'arrive pas à suivre le profil de la puissance de référence demandé; c'est pourquoi dans cette section, nous allons présenter seulement la caractéristique tension / courant ainsi que la caractéristique puissance / courant de la pile à combustible obtenues à partir du modèle présenté au premier chapitre (figures 5.22 et 5.23).

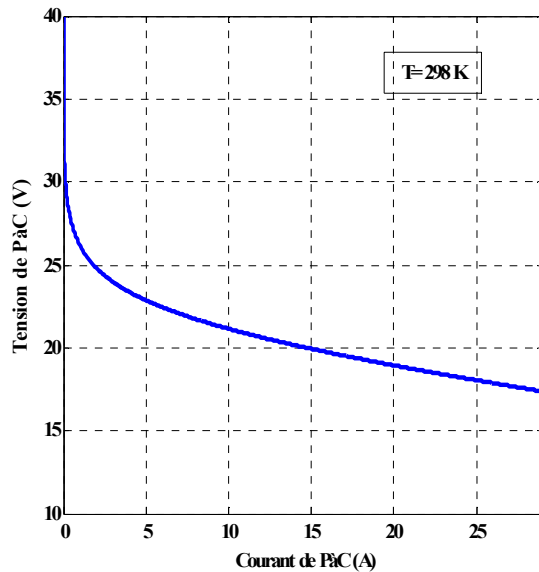


Figure 5.22 Caractéristique V/I de PaC

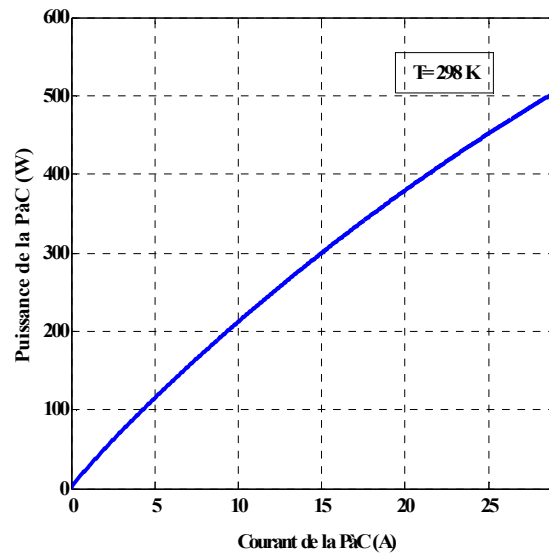


Figure 5.23 Caractéristique P/I de PaC

Initialement, avant l'insertion du filtre actif parallèle et en mode de branchement direct de la charge (linéaire et non-linéaire) sur le réseau, la puissance requise par la charge (puissance active et réactive) est fournie par le réseau, cela signifie que ($P_{charge} = P_{réseau}$ & $Q_{charge} = Q_{réseau}$), où P et Q désignent les puissances active et réactive respectivement comme illustré par la figure 5.14.

Pendant l'intervalle de temps $[t = 0s \text{ à } t = 1.8s]$, la charge consomme une puissance active (en total Pch-linéaire + Pch-nlinéaire) $P_{charge1} \approx 3 \text{ Kw}$ avec une puissance réactive total $Q_{charge1} \approx 230 \text{ Var}$.

Pendant l'intervalle de temps $[t = 1.8s \text{ à } t = 2.5s]$, nous introduisons une variation de charge; la nouvelle charge consomme une puissance active $P_{charge2} \approx 10.8 \text{ Kw}$ avec une puissance réactive total $Q_{charge2} \approx 3.7 \text{ KVar}$.

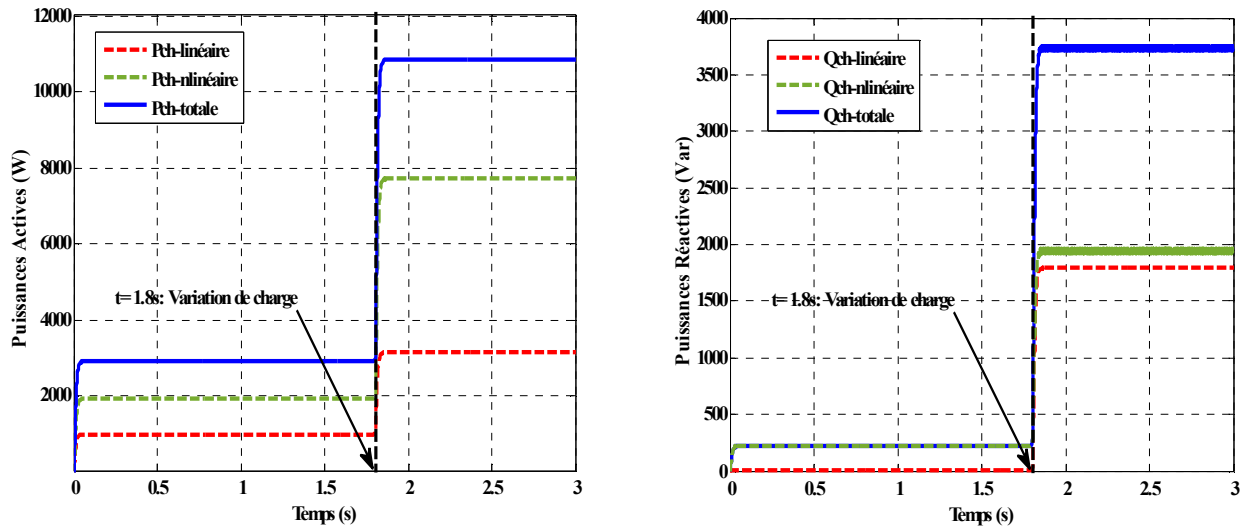


Figure 5.24 Puissances active et réactive consommées par la charge (linéaire et non-linéaire) avant l’insertion du FAP.

La figure 5.25 montre la forme d'onde et le spectre de fréquence correspondant du courant de réseau (phase a), on peut observer que la charge non-linéaire consomme un courant non sinusoïdal avec taux global d'harmoniques en courant élevé ($THDi = 18,04\%$) supérieur à 5% (limite spécifiée par IEEE standard 519-1992).

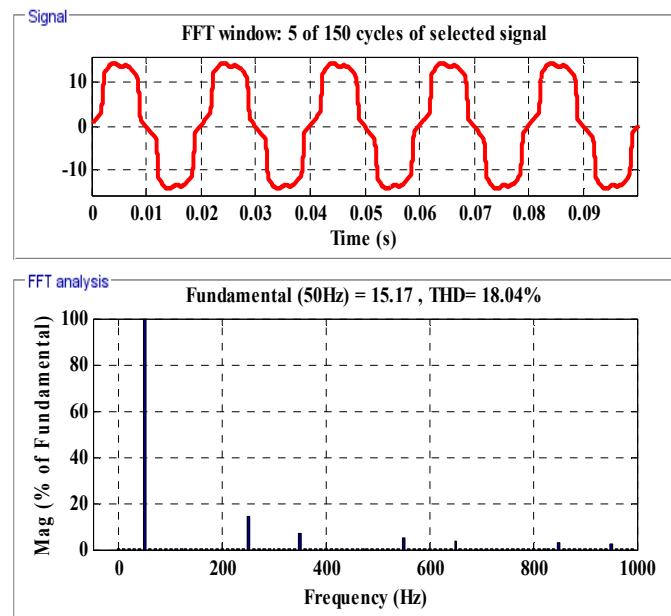


Figure 5.25 Formes d'onde et spectre du courant de réseau (phase a).

Ensuite nous redémarrons le système avec l’insertion du FAP, la puissance générée par le système hybride est injectée au système à travers le filtre. Les sources principale et auxiliaire doivent fonctionner en conjonction pour répondre au profil de puissance de référence donné.

Deux modes de fonctionnement sont possibles:

- Mode de fonctionnement 1 (SEH + FAP)
- Mode de fonctionnement 2 (mode FAP)

5.3.1 Mode de fonctionnement 1 [t = 0s à t = 2.5s] (SEH + FAP):

Les systèmes éolien ou à PàC fonctionnent seuls ([t = 0 à t = 1s]), quand la puissance éolienne est suffisante pour répondre au profil de puissance de référence, seule la source éolienne est opérationnelle, économisant ainsi le coût de fonctionnement du PàC. De t = 1s jusqu'à t = 2.5s, les deux sources de SEH seront opérationnelles et fonctionnent en conjonction; dans ce cas là, l'énergie éolienne produite est inférieure à la puissance de référence demandée, donc le système PàC sera chargé de fournir ce déficit de puissance.

Tout excès d'énergie de la charge (durant les deux intervalles de temps) est transmis au réseau de distribution. Si l'énergie injectée par le FAP n'est plus capable de satisfaire les besoins énergétiques de la charge, le réseau partagera le SEH et fournit le déficit énergétique afin de répondre au besoin de la charge ([t = 1.8 à t = 2.5s]).

Dans ce mode, les courants harmoniques et la puissance réactive de la charge sont fournis par le filtre indépendamment des puissances éolienne et de PàC.

La figure 5.26 montre clairement que les deux sources travaillent en conjonction pour répondre au profil de puissance de référence donné, le système éolien génère la puissance en fonction de profil du vent appliqué, tout déficit de puissance est compensé par le système de PàC.

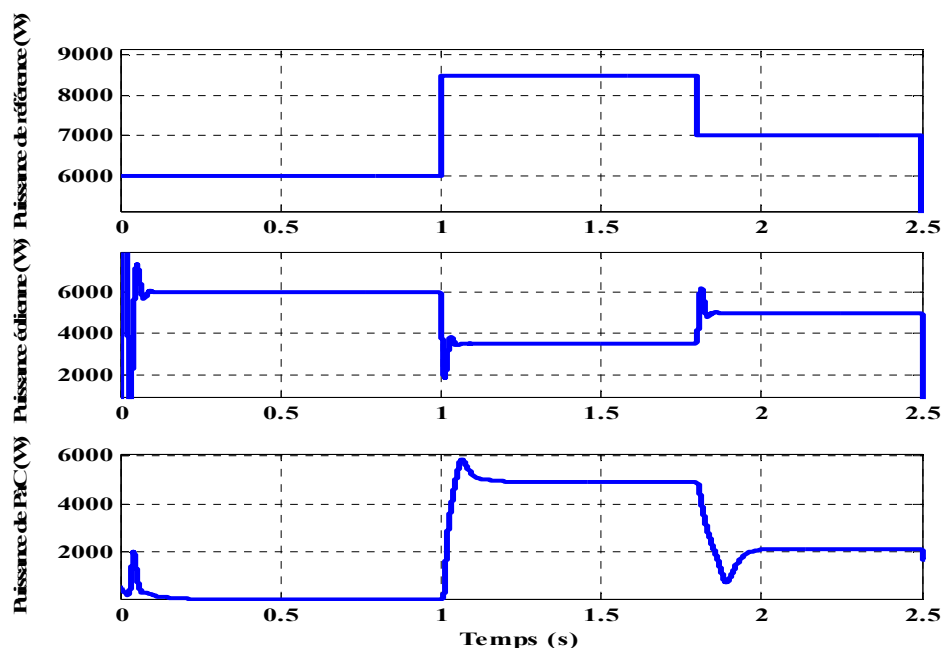


Figure 5.26 Allure des puissances de référence, éolienne et PàC.

La figure 5.27 montre l'efficacité de la technique de contrôle utilisée pour commander le convertisseur élévateur de la PàC. Il est clair que les variations de la puissance et le courant des piles à combustible sont liées au profil de puissance de référence appliqué.

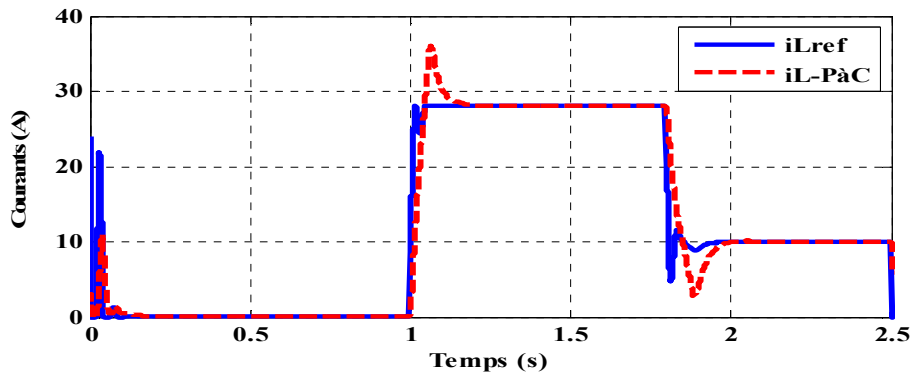


Figure 5.27 Courant de contrôle des piles à combustible.

La figure 5.28 montre le comportement du FAP et du réseau pour satisfaire la demande en puissance de la charge, avant la variation de charge ($t = 0$ s à $t = 1.8$ s); lorsque la puissance injectée par le filtre (P_{fap}) est supérieure à celle requise par la charge, l'excès de puissance est transféré directement au réseau. Ceci est caractérisé par un signe négatif de la puissance du réseau (figure 5.28), ainsi que le courant et la tension de réseau sont en opposition de phase (figure 5.29 (a)).

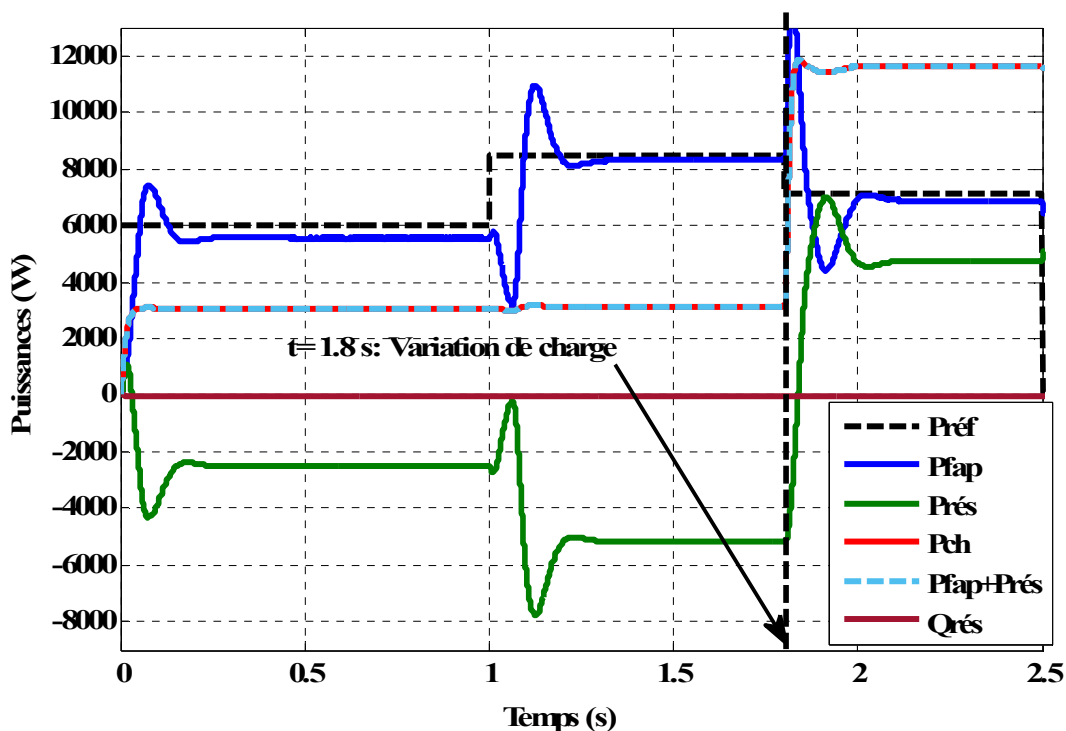
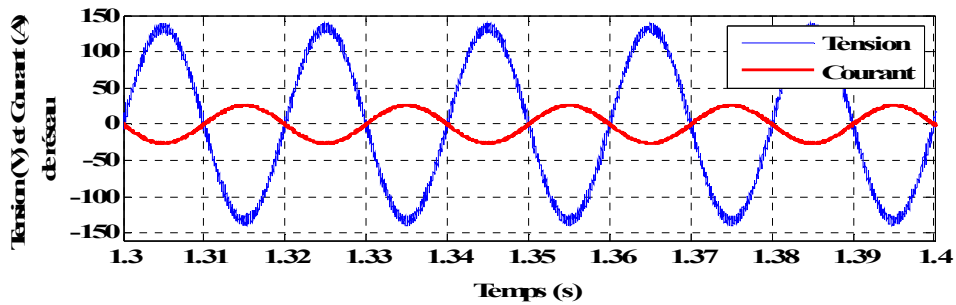


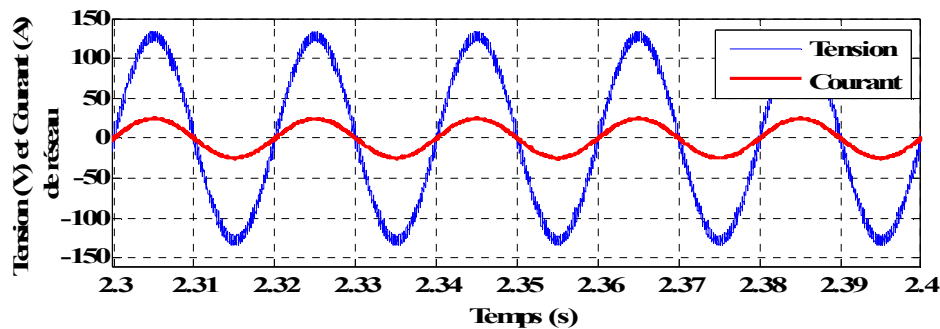
Figure 5.28 Allure de la puissance de charge, les puissances active et réactive du réseau et la puissance active injectée par le FAP en mode SEH + FAP.

Après la variation de charge [$t = 1.8\text{s}$ à $t = 2.5\text{s}$], la puissance requise par la charge est supérieure à celle de SEH injectée par le FAP, pour satisfaire ce besoin énergétique, le réseau compense le déficit énergétique et partage le besoin de charge avec le système hybride, ceci est caractérisé par un signe positif de la puissance du réseau (figure 5.28) ainsi la tension de réseau est en phase avec le courant (figure 5.29 (b)).

La puissance réactive du réseau (figure 5.28) après compensation devient nulle, ce qui signifie que c'est le filtre qui fournit la puissance réactive de la charge.



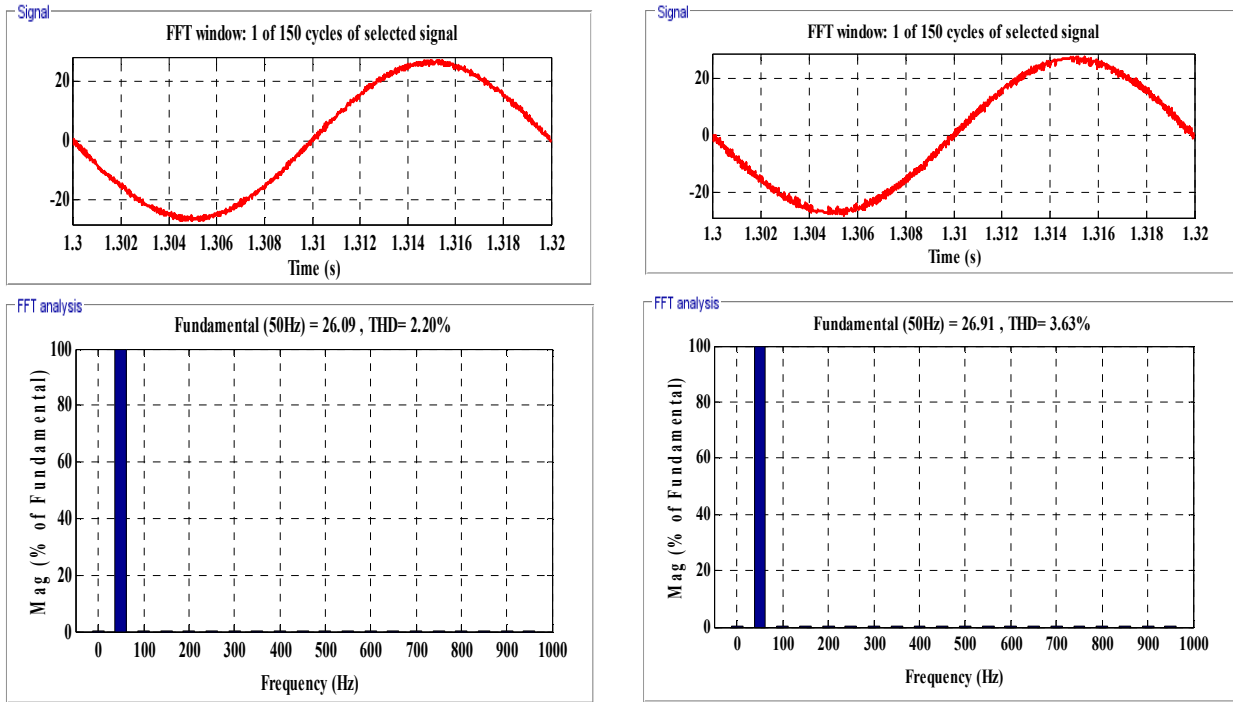
(a)



(b)

Figure 5.29 Formes d'onde de la tension et du courant de réseau (phase a): (a) Avant le changement de signe de la puissance de réseau (b) Après le changement de signe de la puissance de réseau

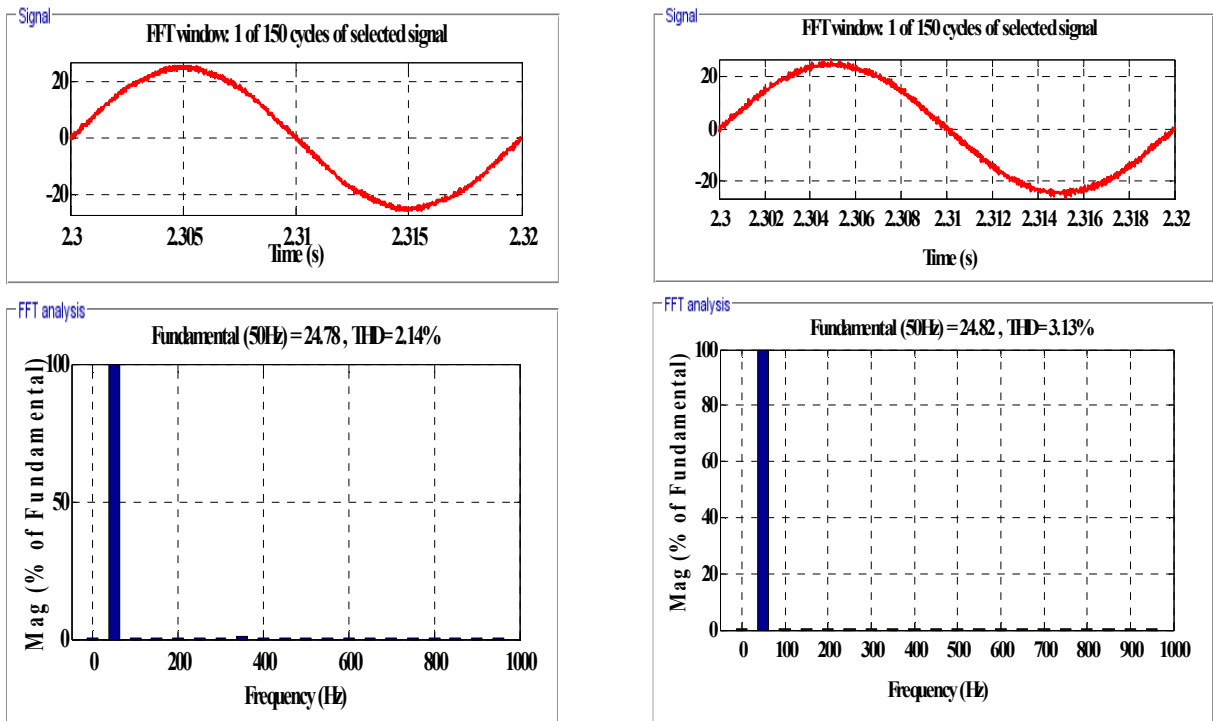
Les figures 5.30 et 5.31 (a et b) présente une comparaison entre les formes d'onde et le spectre fréquentiel du courant du réseau avant et après la variation de charge (en opposition et en phase avec la tension de réseau) obtenues par les deux techniques de commande, la commande prédictive en courant et la commande directe en courant par hystérésis. Ces figures montrent l'efficacité de la commande prédictive à améliorer les formes d'onde des courants du réseau, à partir des valeurs de $\text{THDi} = 2.20\%$ ou 2.14% obtenus, on peut conclure que la commande prédictive en courant appliquée au filtre actif parallèle entraîne une bonne poursuite de la référence du courant du réseau avec une stabilité élevée par rapport à la commande directe par hystérésis, où les valeurs sont respectivement $\text{THDi} = 3.63\%$ et 3.13% .



(a)

(b)

Figure 5.30 Formes d'onde et spectre du courant du réseau avant la variation de charge: (a) Commande prédictive, (b) Commande par hystérésis



(a)

(b)

Figure 5.31 Formes d'onde et spectre du courant du réseau après la variation de charge: (a) Commande prédictive, (b) Commande par hystérésis.

La figure 5.32 montre une grande cohérence entre le courant de référence, le courant prédit et le courant de réseau avant et après la variation de charge, ceci démontre l'efficacité de la commande prédictive dans les conditions dynamiques et statiques pour estimer les courants de référence de réseau avec l'erreur minimale possible, ceci survient due à la sélection de l'état de commutation optimal correspondant au vecteur de tension optimal à chaque période d'échantillonnage T_s .

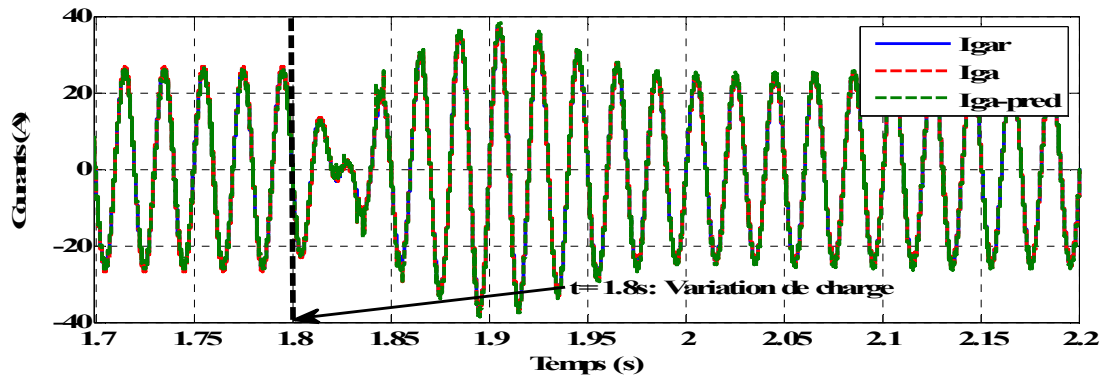


Figure 5.32 Formes d'onde du courant de référence prédit et le courant du réseau mesuré

5.4.2 Mode de fonctionnement 2 [après $t = 2.5s$] (mode FAP):

Ce mode de fonctionnement est fonctionnel lorsque le système hybride n'est pas opérationnel, il n'y a pas de puissance injectée par les deux sources composant le système hybride pour quelque raison que ce soit, dans ce cas; la puissance active de charge est totalement fournie par le réseau (figure 5.33), ce qui explique la synchronisation et l'augmentation de l'amplitude des courants de réseau (figure 5.34), cela se produit alors que l'onduleur n'offre qu'une compensation de la puissance réactive et des courants harmoniques.

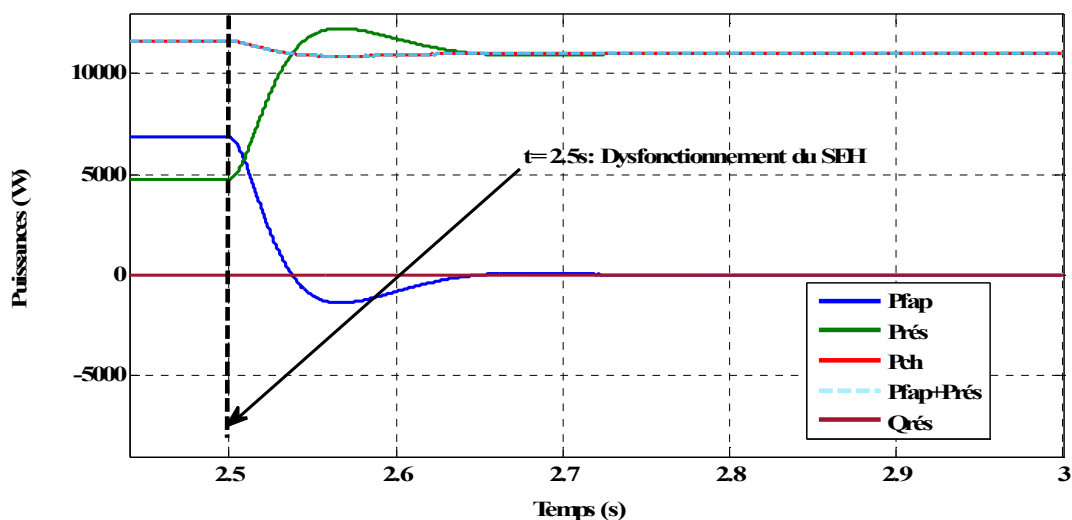


Figure 5.33 Allure de la puissance de charge, des puissances active et réactive du réseau et la puissance du FAP dans le mode FAP.

On peut voir sur la figure 5.34 que les courants de réseau ont encore une forme sinusoïdale de bonne qualité et une très bonne réduction des harmoniques (THDi = 0.97% pour la commande prédictive et THDi = 1.74% pour la commande en courant par hystérésis).

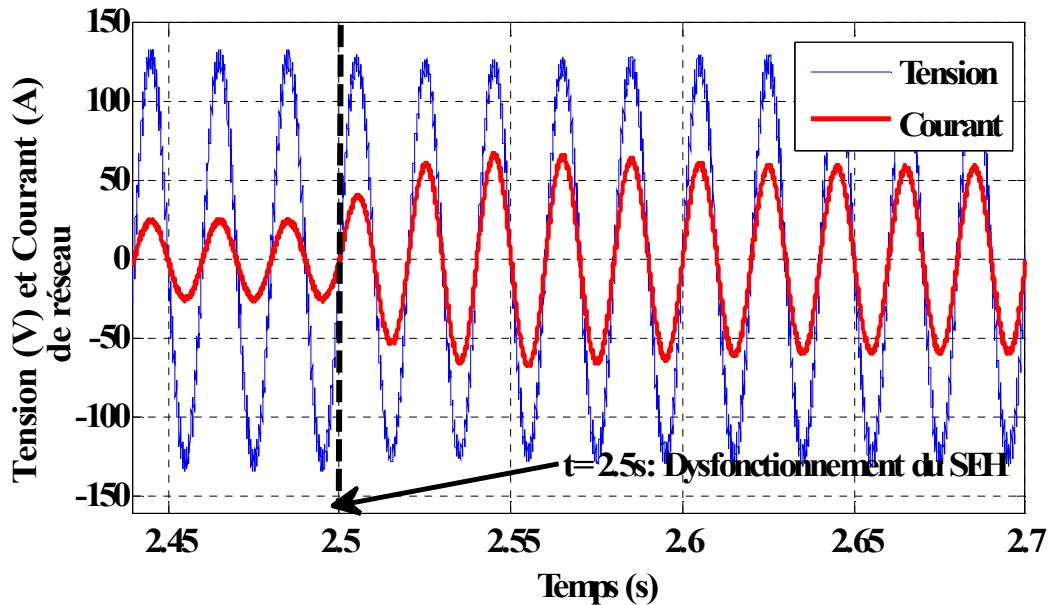


Figure 5.34 Formes d'onde de tension et courant de réseau dans le mode FAP, (phase a).

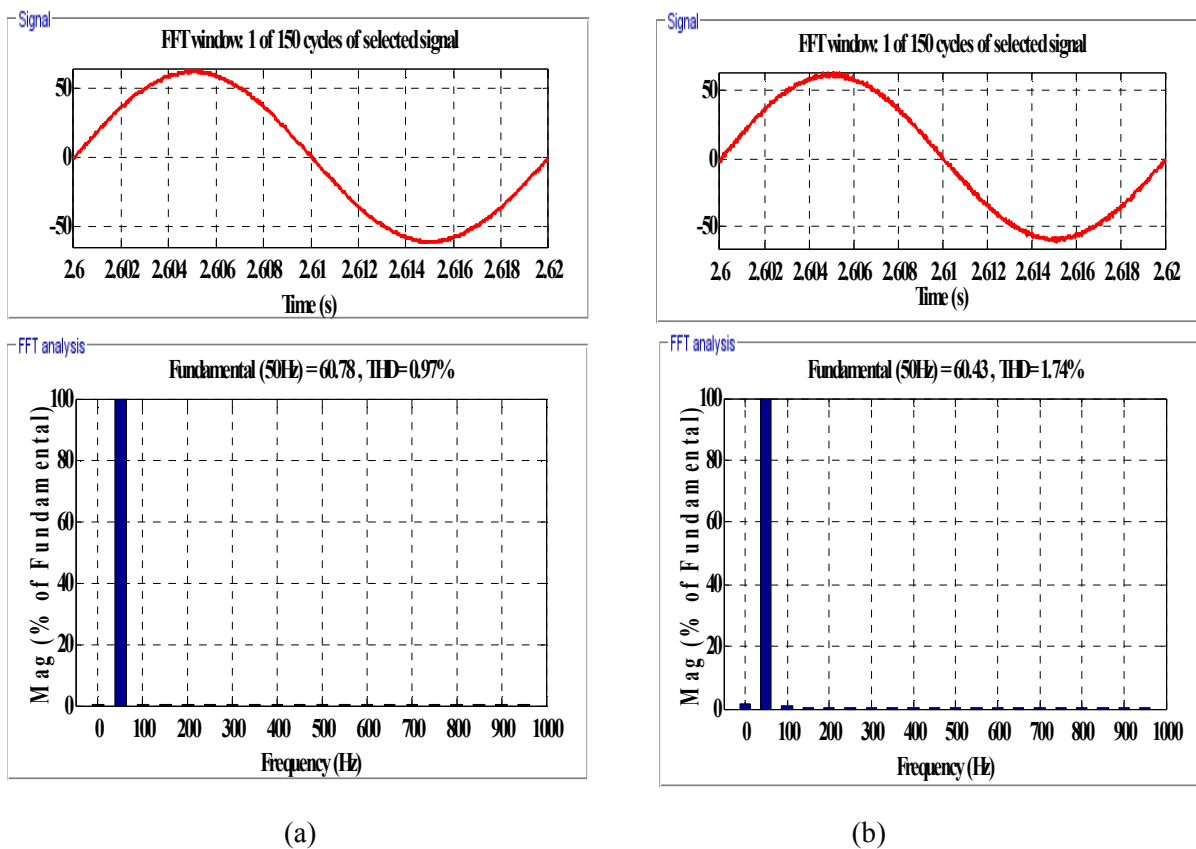


Figure 5.35 Comparaison des formes d'onde et du spectre du courant de réseau en mode FAP : (a) Commande prédictive, (b) Commande par hystérésis.

La figure 5.36 montre l'allure de la tension du bus continu à l'entrée du filtre actif parallèle, cela nous montre la capacité du régulateur PI de maintenir la tension de la capacité proche de sa valeur de référence avec un temps de réponse acceptable (environ à 0.027 s) dans les deux modes de fonctionnement.

On peut aussi voir sur cette figure, des pics de tension lors des instants de changement de vitesse du vent ou à l'instant de variation de la charge ainsi que lors de dysfonctionnement du SEH, mais le contrôleur PI réussit à forcer la tension de bus à se stabiliser autour de sa valeur de référence.

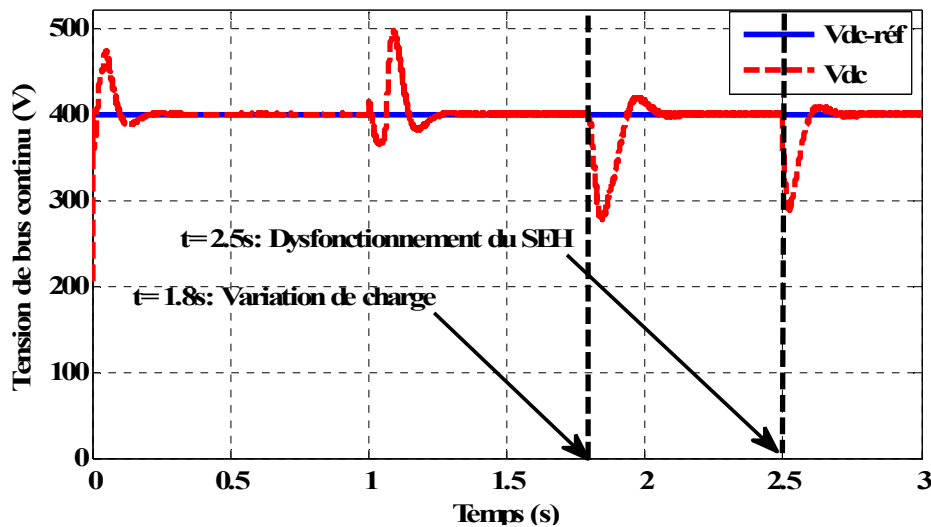


Figure 5.36 Allure de la tension du bus continu.

5.5 Conclusion

Ce chapitre, constitué de deux parties, explique le comportement d'un système d'énergie hybride composé d'une éolienne et d'un système de piles à combustible associé à un filtre actif parallèle.

La première partie, concerne les résultats de simulation obtenus pour le système éolien seul associé à un FAP. Les modèles décrivant les différents étages constituant le système éolien sont simulés pour différentes vitesses du vent. Puis les résultats mettant en évidence le partage d'énergie entre le réseau et le FAP commandé par la commande prédictive en courant proposée sont présentés et discutés.

Quant à la deuxième partie, elle traite du système éolien (source principale) combiné avec des piles à combustible (source auxiliaire) pour constituer un système hybride à énergie renouvelable. Notre système hybride est conçu pour assurer une injection continue de l'énergie au point de raccordement commun en vue de réduire la consommation d'énergie de réseau de distribution en contribuant à satisfaire le besoin énergétique de la charge. Les

résultats de simulation montrent également que les deux sources composant le système hybride fonctionnent conjointement pour respecter le profil de puissance de référence donné, tout excès d'énergie est injecté directement au réseau.

Les résultats de simulation (dans les deux cas, soit dans le cas d'un système éolien seul ou le cas d'un système hybride) montrent aussi que la commande prédictive en courant proposée appliquée au filtre actif parallèle est un bon choix dans l'amélioration de la qualité d'énergie par rapport à la commande conventionnelle en courant par hystérésis.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'objectif général de cette thèse est la contribution au traitement de deux fonctions essentielles parmi celles associées à un réseau de type smart grid à savoir:

- la commande du flux d'énergie d'un système hybride à énergie renouvelable (éolien/pile à combustible) interconnecté au réseau électrique, dans le but de réduire sa consommation d'énergie en partageant la puissance requise par une charge commune.
- l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique à l'aide d'un filtrage actif de puissance de type shunt servant à la fois à éliminer les courants harmoniques et à compenser la puissance réactive consommée par la charge.

Après une étude générale sur le système hybride (éolien/piles combustibles), nous avons procédé à la modélisation mathématique des différents éléments qui le constituent. L'analyse par simulation des deux sources d'énergie a été effectuée en vue d'observer leurs caractéristiques réelles. Les résultats de simulation obtenus ont bien montré que toutes les grandeurs à commander tension, courant et puissance de chaque sous-système convergent bien vers leurs valeurs de consigne au bout d'un temps de réponse acceptable.

Par la suite, nous avons analysé le problème de la pollution harmonique des réseaux électriques engendrés par les charges polluantes non-linéaires, plus particulièrement les convertisseurs AC/DC. Après avoir soulevé la problématique de la pollution harmonique dans le réseau et les effets nuisibles qui l'accompagnent, nous avons présenté les solutions traditionnelles pour les réduire, notamment le filtrage passif. Ce dernier, a l'inconvénient de ne pas pouvoir s'adapter à l'évolution du réseau et aux charges polluantes. Donc, une nouvelle solution basée sur l'électronique de puissance dite filtrage actif de puissance shunt est adoptée compte tenu de ses avantages, citons en autres la simplicité de la commande.

Dans ce type de filtrage la méthode d'identification des courants de référence est primordiale pour la qualité de la commande. C'est pourquoi les méthodes d'identification des courants harmoniques et techniques de commande du filtre ont été étudiées. Pour l'identification des courants harmoniques, nous avons choisi la méthode par détection synchrone (détecteur de crête) qui donne de bonnes performances statiques et dynamiques. Deux méthodes de contrôle du filtre ont été élaborées, la commande conventionnelle en

courant par hystérésis et la commande prédictive en courant. La commande par hystérésis est connue pour sa simplicité de mise en œuvre, mais présente l'inconvénient d'avoir une fréquence de commutation variable et non contrôlable. La deuxième méthode proposée est la commande prédictive en courant, cette dernière est appliquée au FAP et basée sur la prédiction du comportement des courants de filtre en utilisant le modèle du système (FAP + réseau + charge). Cette information sera exploitée par le contrôleur prédictif pour appliquer parmi les huit vecteurs de tension possibles du filtre, le vecteur de tension optimal qui minimise une fonction de coût prédéfinie choisie en fonction des besoins de contrôle du système.

Les travaux de simulation entrepris dans le cadre de cette thèse, sont présentés en deux parties. La première concerne la source principale, à savoir l'éolienne associée à un filtre actif parallèle. La deuxième partie est consacrée au système hybride composé de l'éolien et la pile à combustible, deux modes de fonctionnement ont été étudiés et discutés, mode FAP et système hybride, et mode FAP. Les résultats obtenus en simulation montrent bien que les deux sources composant le SEH fonctionnent conjointement pour répondre au profil de puissance de référence donné, tout excès d'énergie est injecté directement au réseau. Notre système hybride est conçu pour assurer une injection continue de puissance au point de raccordement commun en vue de réduire la consommation d'énergie de réseau de distribution en contribuant à satisfaire le besoin énergétique de la charge.

Les résultats de simulation montrent aussi que la commande prédictive en courant proposée appliquée au filtre actif parallèle est un bon choix pour l'amélioration de la qualité d'énergie par rapport à la commande conventionnelle en courant par hystérésis.

Les résultats obtenus confirment une gestion robuste du flux d'énergie du système hybride en vue de son intégration dans un réseau de type smart grid. Ce point constitue un des plus importantes perspectives de ce travail, par la mise en œuvre de commande robuste plus élaborée permettant un cadre de commande de flux d'énergie dans lesquelles des systèmes plus complexes et des modèles concrets de réseaux intelligents peuvent être intégrés.

Comme perspective, concernant la commande prédictive en courant du FAP, on peut passer à une expression plus générale par l'ajout d'un autre terme minimisant la fréquence de commutation du filtre. Ce terme permet la sélection d'un état de commutation, induisant moins de commutations des semi-conducteurs de puissance, à envoyer au filtre.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] A. M. Eltamaly, M. A. Mohamed, M. S. Al-Saud, A. I. Alolah, "Load management as a smart grid concept for sizing and designing of hybrid renewable energy systems". *Journal of Engineering Optimization*, Vol. 49, N.10, pp 1-16, 2016.
- [2] P. Zhang, F. Li, N. Bhatt, "Next-generation monitoring, analysis, and control for the future smart control center". *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 1, N. 2, pp.186–192, 2010.
- [3] V. C. Güngör, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergüt, C. Buccella, C. Cecati, et al, "Smart grid technologies: Communication technologies and standards". *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol. 7, N. 4, pp. 529–539, 2011.
- [4] A. Ozdamar, N. Ozbalta, A. Akin, ED Yildirim, "An application of a combined wind and solar energy system in Izmir ", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 9, No. 6, pp. 624–637, 2005.
- [5] P. S. Moses, S. Deilami, A. S. Masoum, M. A. S. Masoum, "Power quality of smart grids with Plug-in Electric Vehicles considering battery charging profile", *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010.
- [6] O. Ceaki, G. Seritan, R. Vatu, M. Mancasi, *Analysis of Power Quality Improvement in Smart Grids*", *The 10th International Symposium On Advanced Topics In Electrical Engineering*, Bucharest, Romania, March, 2017.
- [7] G. Chicco, J. Schlabbach, and F. Spertino, "Characterisation and assessment of the harmonic emission of grid-connected PV systems", *IEEE Power Tech Conference*, pp. 1–7, 2005.
- [8] I. T. Papaioannou, M. C.Alexiadis, C. S. Demoulias, D. P. Labridis, P. S. Dokopoulos, "Modeling and Field Measurements of PV Units Connected to LV Grid. Study of Penetration Scenarios", *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 25, pp. 979 – 987, April. 2011.
- [9] N. Golovanov, GC. Lazaroiu, R. Porumb, "Wind Generation Assessment Proposal by Experimental Harmonic and Distortion Factor Analysis", *48th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2013)*, Dublin, Ireland, Vol.3, pp. 1-4, Sep. 2013.

- [10] M. Aredes, E. Watanabe, H. Akagi, "Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning", Wiley-IEEE Press, 2007.
- [11] H. Akagi, "New Trends in Active Filters for Power Conditioning", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 32, No. 6, pp. 1312-1322.1996.
- [12] L. Morn, G. Joos, "Principles of Active Power Filters", Tutorial Course Note of IEEE Ind. Appl. Society Annual Meeting, Oct 1998.
- [13] A. H. Noyola, W. M. Grady, M.J. Samotyj, "Survey of Active Power Line Conditioning Methodologies", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, No 3, pp. 1536-1542. July 1990.
- [14] L. Moran, J. Dixon, J. Espinoza, R. Wallace, "Using Active Power Filters to Improve Power Quality", 5th Brazilian Power Electronics Conference, COBEP'99, pp. 501-511, September, 1999.
- [15] V. Khadkikar, A. Chandra, BN. Singh, "Generalised single-phase p-q theory for active power filtering: simulation and DSP-based experimental investigation", IET Power Electron. Vol. 2, No 1, pp. 67–78, 2009.
- [16] K. Djazia, F. Krim, A. Chaoui, M. Sarra, "Active power filtering using the zdpc method under unbalanced and distorted grid voltage conditions", Energies, Vol. 8, No. 3, pp. 1584-1605, 2015.
- [17] M. Ochoa-Gimnez, J. Roldn-Perz, A. Garcia-Cerrada, JL. Zamora-Macho, "Efficient multiple-reference-frame controller for harmonic suppression in custom power devices", Int J Electr Power Energy Syst, Vol. 69, pp. 344–53, 2015.
- [18] E. Sundaram, M. Venugopal, "On design and implementation of three phase three level shunt active power filter for harmonic reduction using synchronous reference frame theory", Int J Electr Power Energy Syst, Vol. 81, pp.40–7, 2016.
- [19] R. Chilipi, N. Al Sayari, Kh. Al Hosani, M. Fasil, Ar. Beig, "Third order sinusoidal integrator (TOSSI)-based control algorithm for shunt active power filter under distorted and unbalanced voltage conditions", Int J Electr Power Energy Syst, Vol. 96, pp.152-162, 2018.

- [20] G. Mehtat, S. P. Singh, "Design and Analysis of Photovoltaic-Fuel Cell Hybrid Distributed Generation System", IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2013.
- [21] B. Boukezata, A. Chaoui, J. P. Gaubert, M. Hachemi, "Système solaire photovoltaïque connecté au réseau électrique et associé à un filter actif parallèle", Symposium de Génie Electrique (SGE'14): EF-EPF-MGE 2014, ENS Cachan, France.
- [22] A. Lakhdari, F. Krim, T. Abdelkrim, A. Borni, A. Sahli "PV power injection associated with a reactive power compensator", 4ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables SIENR 2016, Ghardaia, Algérie.
- [23] B. Vaikundaselvan, Ranithottungal. "Grid connected wind energy conversions system performance is improved by switching of shunt active filter", Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, Vol. 7, No. 18, pp. 3740-45, 2014.
- [24] S. Ouchen, A. Betka, S. Abdeddaim, A. Menadi, "Fuzzy-predictive direct power control implementation of a grid connected photovoltaic system, associated with an active power filter", Energy Conversion and Management Vol. 122, pp. 515-25, 2016.
- [25] S. Ouchen, A. Betka, S. Abdeddaim, A. Menadi, "Experimental validation of sliding mode-predictive direct power control of a grid connected photovoltaic system, feeding a nonlinear load", Solar Energy, Vol. 137, pp. 328-36, 2016.
- [26] B. Boukezata, A. Chaoui, J. P. Gaubert, M. Hachemi, "Power Quality Improvement by an Active Power Filter in Grid-connected Photovoltaic Systems with Optimized Direct Power Control Strategy", Electr. Power Components Syst., Vol. 44, No. 18, pp. 2036–2047, 2016.
- [27] B. Boukezata, j. P. Gaubert, A. Chaoui, M. Hachemi, "Predictive Current Control in Multifunctional Grid Connected Inverter Interfaced by PV System", Solar Energy Vol. 139, pp. 130-141, 2016.
- [28] H. Kanchev "Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain", Thèse doctorat, université de Lille, 2015.

- [29] J. Gao, Y. Xiao, J. Liu, W. Liang, C.L. Philip Chen, "A survey of communication/networking in Smart Grids: Future Generation". *Future Generation Computer Systems*, Vol. 28, N. 2, pp. 391-404. 2012.
- [30] J. Monereau, "SMART GRIDS Les réseaux électriques intelligents et la cyber sécurité", ADEC 2011.
- [31] M. M. Begovic, "Electrical Transmission Systems and Smart Grids: Selected Entries from the Encyclopedia of Sustainability Science and Technology", Springer Science + Business Media, New York, 2013.
- [32] B. Wichert et al "Photovoltaic-diesel hybrid energy systems for remote area power generation", *Tech Monitor*, pp. 31-38, Jan-Feb 1999.
- [33] M. Sc. NiponKetjoy, "Photovoltaic Hybrid Systems for Rural Electrification in the Mekong Countries", Thèse de doctorat, Kassel University, Aug, 2005.
- [34] V. C. Nelson, K. L. Starcher, R. E. Foster, R. N. Clark, D. Raubenheimer, "Wind Hybrid Systems Technology Characterization", West Texas AM University, 2002.
- [35] E. I. Baring-Gould, L. Flowers, P. Lundsager, "Worldwide Status Of Wind-Diesel Applications", Pre-Workshop Wind-Diesel 101, Anchorage, Alaska, 2004.
- [36] D. Rekioua, E. Matagne, "Optimization of Photovoltaic Power Systems, Modelization, Simulation and Control", Springer Ed, 2012.
- [37] A. Borni, "Etude Et Optimisation D'un Multi Système Hybride De Conversion D'énergie Electrique", Thèse doctorat, Université de Constantine, 2015.
- [38] L. Stoyanov, "Etude De Différentes Structures De Systèmes Hybrides A Sources D'énergie Renouvelables", Thèse doctorat, Université Pascal Paoli, 2011.
- [39] F. Baghdadi, "Modélisation Et Simulation Des Performances D'une Installation Hybride De Conversion D'énergie Renouvelables", Thèse magistère, Université de Miloud Mammeri, Tizi-Ouzou, 2011.
- [40] S. Diaf, M. Haddadi, M. Belhamel, "Analyse Technico Economique D'un Système Hybride (Photovoltaïque/Eolien) Autonome Pour Le Site d'Adrar", *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 9, No. 3, pp. 127-134, 2006.

- [41] D. S. Koussa et M. Belhamel, "Contribution A L'étude Théorique Du Comportement D'un Système Hybride (Eolien-Photovoltaïque-Diesel) De Production D'électricité Sans Interruption", *Revue Afrique Science*, Vol. 5, No.1, pp. 23-38, 2009.
- [42] M. Belhamel, S. Moussa, A. Kaabeche, "Production d'Electricité Au Moyen D'un Système Hybride (Eolien-Photovoltaïque-Diesel)", *Revue des Energies Renouvelables: Zones Arides*, pp. 49-54, 2002.
- [43] G. D. Price, "Power Systems and Renewable Energy: Design, Operation, and Systems Analysis", Momentum Press, LLC, New York, 2014.
- [44] E. Muljadi, S. Drouilhet, R. Holz, and V. Gevorgian, "Analysis of Permanent Magnet Generator for Wind Power Battery Charging", *Proceeding IEEE Industry Applications Conference*, pp. 541-548. 1996.
- [45] T. AZIB, " Contribution à l'Etude d'Electro-générateurs à Pile à Combustible Conceptions d'Architectures et de Leurs Commandes", Thèse doctorat, Université de Parix-Sud XI, 2010.
- [46] G. Esmaili, "Application of Advanced Power Electronics in Renewable Energy Sources and Hybrid Generating Systems", Thèsedoctorat, School of The Ohio State University 2006.
- [47] N. Laverdure, " Sur L'intégration Des Générateurs Eoliens Dans Les Réseaux Faibles Ou Insulaires", Thèse Doctorat, ENS Cachan, France, 2005.
- [48] A. Dahbi, "Etude Des Performances Et Commande D'une Machine Synchrone A Aimants Permanents Utilisée Dans Les Eoliennes", Thèse magister, Université de Ferhat Abbas, Sétif, 2012.
- [49] J. G. Slootweg, S. W. H. Haan, H. Polinder, and W. L. Kling, "General Model For Representing Variable Speed Wind Turbines In Power System Dynamics Simulations", *IEEE, Power Engineering*, Vol. 18, No. 1, pp. 144-151, February, 2003.
- [50] Hamzaoui, F. Bouchafaa, A. Hadjammar, A. Talha, 'Improvement of the Performances MPPT System of Wind Generation", *IEEE proc*, Algeria, 2011.

- [51] S. EL Aimani, "Modélisation De Différentes Technologies D'éoliennes Intégrées Dans Un Réseau De Moyenne Tension", Thèse doctorat, L2EP de l'école centrale de Lille, France, 2004.
- [52] A. Mirecki, X. Roboam, F. Richardeau, 'Architecture Cost And Energy Efficiency Of Small Wind Turbines: Which System Tradeoff? ". IEEE Trans. Ind. Electron, Vol. 54, No. 1, pp. 660-670, 2007.
- [53] G. Samir, "Modélisation D'une Centrale Hybride Photovoltaïque-Eolienne", Thèse magister, Université Ferhat Abbas, Sétif, décembre 2011.
- [54] F. Valenciaga, P. F. Puleston, Pedro E. Battaiotto, "Power Control of a Solar/Wind Generation System Without Wind Measurement: A Passivity/Sliding Mode Approach", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 18, No. 4, pp. 501 – 507, December, 2003.
- [55] F. Valenciaga, P. F. Puleston, "Supervisor Control for a Stand-Alone Hybrid Generation System Using Wind and Photovoltaic Energy", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 20, No. 2, pp. 398-405, 2005.
- [56] B. K. Bose, "Power Electronics and Motor Drives", Book, Elsevier USA, 2006.
- [57] F. Amrouche, B. Mahmah, M. Belhamel, H. Benmoussa, "Modélisation D'une Pile à Combustible PEMFC Alimentée Directement en Hydrogène-Oxygène et Validation Expérimentale", Revue des Energies Renouvelables, Vol. 8, No. 2, Décembre, 2005.
- [58] C. Darras, "Modélisation De Systèmes Hybrides Photovoltaïque / Hydrogène Applications Site Isolé, Micro-Réseau, Et Connexion Au Réseau Electrique Dans Le Cadre Du Projet PEPITE (ANR PAN-H) ", Thèses doctorat de L'université de Corse, 2011.
- [59] M. A. Alali, "Contribution A L'étude Des Compensateurs Actifs Des Réseaux Electriques Basse Tension (Automation Des Systèmes De Puissance Electriques)", Thèse doctorat de l'université Louis Pasteur- Strasbourg I, Strasbourg, Septembre, 2002.
- [60] A. Chaoui, "Filtrage actif triphasé pour charges non linéaires", Thèse doctorat en sciences, Université Ferhat Abbas Sétif (UFAS), Algérie, Octobre, 2010.

- [61] A. Lopez De Heredia Bermeo, "Commandes Avancées Des Systèmes Dédies A L'amélioration De La Qualité De L'énergie: De La Basse Tension A La Montée En Tension", Thèse doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Novembre, 2006.
- [62] A. Bouafia, "Techniques De Commande Prédicative Et Floue Pour Les Systèmes D'électronique De Puissance: Application Aux Redresseurs A MLI", Thèse doctorat en sciences, Université Ferhat Abbas Sétif (UFAS), Algérie, Octobre, 2010.
- [63] N. Belhouchet, "Fonctionnement à Fréquence de Commutation Constante des Convertisseurs de Puissance en Utilisant des Techniques de Commande Avancées Application: Amélioration de la Qualité de l'Energie", Thèse doctorat en sciences, Université Ferhat Abbas Sétif (UFAS), Algérie, Juillet, 2011.
- [64] E. Bettega et J. Fiorina, "Cahier Technique Nr 183: Harmoniques: Convertisseurs Propres Et Compensateurs Actifs", Rapport technique, Schneider Electric, 2000.
- [65] C. Collombet, J.M. Lupin, J. Schonek, "Perturbation Harmoniques Dans Les Réseaux Pollués Et Leur Traitement", Schneider Electric, cahier technique No. 152, Septembre, 1999.
- [66] Y. Alhazmi, "Allocating Power Quality Monitors in Electrical Distribution Systems to Measure and Detect Harmonics Pollution", Master thesis, Waterloo, Ontario, Canada, 2010.
- [67] M. Kmail, "Investigation of Shunt Active Power Filter for Power Quality Improvment", Master thesis, Graduate school of applied sciences of Near East University, NICOSIA 2012.
- [68] M. Magraoul, "Validation de Techniques de Commande d'un Filtre Actif Parallèle", Thèse de Maitrise en génie électrique, Université du Québec, 2007.
- [69] H. Akagi, "Active harmonic filters", IEEE Trans. of Power Electronics, Vol. 93, No.12, pp. 2128-2141, Dec. 2005.
- [70] M. Machmoum, M. ShafieeKhour, Y. Abdelli, J. C. Le Claire, "Series active compensator for supply voltage disturbances", 10th European Conference on PowerElectronics and Applications (EPE'2003), Toulouse, France, Sep. 2003.
- [71] M. ShafieeKhour, M. Machmoum, Y. Abdelli, "Using a simple analogical identification method and PID controllers for power quality conditioning", 11th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'2005), Dresden, Germany, Sep. 2005.

- [72] L. Moran, P. Werlinger, J. Dixon, R. Wallace, "A series active power filter which compensates current harmonics and voltage unbalance simultaneously", 36th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC'95), Atlanta, USA, Vol. 1, pp. 222-227, Jun. 1995.
- [73] F. Z. Peng, H. Akagi, A. Nabae, "A new approach to harmonic compensation in power systems- A combined system of shunt passive and series active filters", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 26, No. 6, pp. 983-990, Nov./Dec. 1990.
- [74] Y. Abdelli, "Etude et commande de convertisseurs statiques multifonctions en vue de l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique", Thèse de doctorat de l'université de Nantes, Nantes, 2005.
- [75] A. Chaoui, J. P. Gaubert, F. Krim, "Power quality improvement using DPC controlled three-phase shunt active filter", Electric Power Systems Research, ed. Elsevier, Vol. 80, No. 6, pp. 657-666, Jun. 2010.
- [76] M. Aredes, J. Häfner, K. Heumann, "A Combined Series and Shunt Active Power Filter", IEEE/KTH Stockholm Power Tech. Conference, Stockholm, Sweden, pp. 18-22, Jun. 1995.
- [77] H. Fujita, H. Akagi, "The Unified Power Quality Conditioner: The Integration Of Series And Shunt-Active Filters", IEEE Trans on Power Electronics, Vol. 13, No. 2, pp. 1312-1322, Mar. 1998.
- [78] D. Detjen, J. Jacob, R. W. De Doncker, H. G. Mall, "A New Hybrid Filter To Dampen Resonances And Compensate Harmonic In Industrial Power Systems With Power Factor Correction Equipment", IEEE Trans on Power Electronics, Vol. 16, No. 6, pp. 821-827, Nov, 2001.
- [79] A. Boukadoum « Contribution à l'analyse et la réduction de la pollution harmonique dans le réseau électrique », Thèse de Magister. Université d'Annaba 2007.
- [80] Dj. Nekkar, "Contribution à l'étude des stratégies de commande des filtres actifs triphasés", Thèse de Magister, Université Souk Ahras 2013-2014.
- [81] H. Djeghloud, "Filtrage Actif de Puissance", Thèse doctorat en sciences, Université Mentouri, Constantine, Algérie, Décembre, 2007.

- [82] H. Akagi, "Trends in Active Power Line Conditioners", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 9, No. 3, pp. 263-268, May, 1994.
- [83] N. H. Mendalek, "Qualité de L'onde Electrique et Moyens de Mitigation", Thèse doctorat, Ecole de technologie supérieure, Université du Québec, 2003.
- [84] F. Hamoudi, "Contribution aux Stratégies de Commande Avancées d'un Filtre Actif Shunt à Quatre Fils", Thèse doctorat. Université de Batna, 2012.
- [85] T. Benmilou& A. Omari, "Régulation de la Tension d'alimentation du Filtre Actif Parallèle par PI Adaptatif", 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing, CIP'2007, Sétif, Algérie, Novembre, 2007.
- [86] A. Lakhdari, F. Krim, A. Borni, "Model Predictive Control for an SAPF Interfaced by a Wind Energy Conversion System Based on Permanent Magnet Synchronous Generator", Journal of engineering research, Vol. 7 , No. 1, pp. 1-19, 2019.
- [87] J. Rodriguez, & P. Cortés, "Predictive Control of Power Converters and Electrical Drives", John Wiley ed, 2012.
- [88] J. Rodriguez, J. Pontt, C. A. Silva, P. Correa, P. Lezana, P. Cortés, U. Ammann, "Predictive Current Control of a Voltage Source Inverter", IEEE Trans Ind Electron. Vol. 54, No. 1, pp. 495-503, 2007.
- [89] A. Chaoui, J. P. Gaubert, A. Bouafia, "Direct Power Control Switching Table Concept and Analysis for Three-Phase Shunt Active Power Filter". Journal of Electrical Systems, Vol. 9, No. 1, pp. 52-65, 2013.

Annexe

Annexe

➤ **Paramètres de système éolien (turbine + génératrice) [49]:**

Paramètre	Valeur
Puissance nominale (kw)	6.6
Résistance du stator R_s (Ω)	1.63
L'inductance du stator dans l'axe d L_d (h)	0.02246
L'inductance du stator dans l'axe q L_q (h)	0.02246
Flux magnétique permanent (φ_f) (wb)	0.9
Nombre de pôles	12
Densité de l'aire ρ (kg/m^3)	1.08
Rayon des pales R (m)	3.11
$C_{p\max}$	0.5

➤ **Paramètres de la pile à combustible [47]:**

Paramètre	Valeur	Paramètre	Valeur
n	32	RC	0.0003 Ω
T	303K	ξ_1	-0.984
A	64 cm^2	ξ_2	$0.00286 + 0.0002 * \ln(A) + (4.3 * 10^{-5}) * \ln(C_{H_2})$
l	178 μm	ξ_3	$7.6 * 10^{-5}$
PH_2	1 atm	ξ_4	$-1.93 * 10^{-4}$
PO_2	0.2095 atm	ψ	23
B	0.016 v	I_{max}	30 A
J	3 mA / cm^2	J_{Max}	469 mA / cm^2

ملخص

الهدف العام من هذا العمل هو المساهمة في معالجة وظيفتين أساسيتين من بين عدة وظائف مسندة للشبكة الكهربائية الذكية وهما: التحكم في تدفق الطاقة الناتج من نظام التوليد المجهين (نظام الرياح / خلايا الوقود) الموصولة بشبكة الكهرباء، والغرض منها هو الحد من استهلاك الطاقة التي توفرها هذه الأخيرة من خلال تقاسم الطاقة المطلوبة من طرف الحمل المشترك بينهما. في نفس الوقت، تحسين جودة الطاقة باستخدام مرشح فعال للطاقة يعمل على حقن التيارات التوافقية والقدرة التفاعلية التي يستهلكها الحمل. وتبين عمليات المحاكاة باستعمال برنامج الماتلاب/سيمولينك، أن المرشح الفعال للطاقة والشبكة الكهربائية تمكنا من مشاركة الطلب على الطاقة للأحمال الموصولة بنقطة الاقتران المشترك سواء كان ذلك في حالة نظام الرياح فقط أو في حالة النظام المجهين (نظام الرياح / خلايا الوقود). كما توضح النتائج أيضاً كفاءة التقنيات المستخدمة للتحكم في النظامين الذئين يكونان النظام المجهين في ضمان الحقن المستمر للطاقة النشطة وتظهر النتائج أيضاً، فعالية التحكم التنبؤي لتعويض الطاقة التفاعلية، وتخفيف التوافقيات الحالية لتيار الشبكة.

Abstract

The overall objective of this work is to contribute to the treatment of two essential functions among the several associated with a smart grid which are: the control of the energy flow from a hybrid renewable energy system (wind/fuel-cell) interconnected to the grid, the purpose is to reduce the energy consumption provided by the latter by sharing the required power of a common load. At the same time, the improvement of the energy quality using a shunt active filter serves to inject the harmonic currents and the reactive power consumed by the connected non-linear load simultaneously.

Simulations under Matlab/Simulink show that the active filter and the electrical network succeed to share the energy demand of the loads connected to the point of common coupling either in the case of a wind system only or in the case of a hybrid system (wind/fuel-cell). The results also show the efficiency of the techniques used to control the two sources composing the hybrid system in order to guarantee a continuous injection of the active power, and the efficiency of the proposed predictive current control to compensate the reactive power, attenuate the harmonics of the grid current.