

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université A.MIRA-BEJAIA



Faculté de Technologie  
Département de Génie Electrique

# Mémoire

Présenté par

**M. Belaid BENMAHREZ**

Pour l'obtention du diplôme de Magister

Filière : Génie électrique

Option : Electrotechnique

Thème

## Etude des filtres actifs dans le cas de production d'énergie éolienne

Soutenu le : 08 / 05 / 2016

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom	Grade		
M. K. IDJDARENE	MCA	Univ. de Béjaia	Président
M. T. REKIOUA	Professeur	Univ. de Béjaia	Rapporteur
M. K. OUARI	MCA	Univ. de Béjaia	Examineur
M. N. TAIB	MCA	Univ. de Béjaia	Examineur

Année Universitaire : 2015/2016



## **Remerciements:**

Nous tenons à exprimer notre gratitude en tout premier lieu à notre Dieu tout puissant de nous avoir aidé et donné la force et la patience pour mener ce travail à terme.

Je tien personnellement à remercier notre professeur et mon promoteur monsieur T. REKIOUA de l'université de Bejaia pour avoir assuré le suivi de ce travail, pour son orientation, son soutien au long de ce travail et pour sa disponibilité.

Je tien également à exprimer mes sincères remerciements aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils portent à notre travail et l'honneur qu'ils nous font en acceptant de le juger.

Enfin, je remercie toutes personnes ayant participé de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Dédicace:

Je dédie ce modeste travail à:

Mes très chers parents et :

A ma femme ;

A ma sœur et son mari ;

A mes deux frères ;

A mes enfants ;

A ma grande mère et ses fils et filles ;

A toute ma famille ;

A tous mes amis ;

Et à toutes les personnes qui m'ont aidés à réaliser ce mémoire.

# Sommaire

<b>Introduction générale</b> .....	1
<b>Chapitre I : Les harmoniques</b> .....	3
I.1 Introduction.....	3
I.2 Notion des Charges .....	3
I.3 Qualité de l'énergie électrique.....	4
I.4 Origines des harmoniques.....	4
I.5 Décomposition d'un Courant Périodique en Série de Fourier .....	5
I.6 Caractéristiques des harmoniques.....	5
I.6.1 Creux de tension.....	5
I.6.2 Déséquilibre des systèmes triphasés .....	6
I.6.3 Equations des Puissances .....	7
I.6.4 Facteur de crête (Crest Factor).....	7
I.6.5 Facteur de distorsion.....	7
I.6.6 Fluctuations de la fréquence .....	8
I.6.7 Fluctuations de la valeur efficace.....	8
I.6.8 Inter-harmoniques et Infra-harmoniques .....	9
I.6.9 Taux de distorsion harmonique (THD : Total Harmonic Distortion) en tension et courant.....	9
I.6.10 Distorsion harmonique individuelle $THD_i$ .....	10
I.7 Classification des harmoniques .....	10
I.8 Effets des Harmoniques sur le Réseau Electrique.....	10
I.8.1 les effets instantanés ou à court terme .....	11
I.8.2 les effets à long terme.....	11
I.9 Normes et réglementations .....	11
I.10 Solutions aux harmoniques .....	13
I.10.1 Filtre actif série (FAS).....	13
I.10.2 Filtre actif parallèle (FAP) .....	14
I.10.3 Le filtre actif hybride .....	15
I.10.4 Combinaison de filtres actifs parallèle-série .....	16
I.10.5 Comparaison générale entre le filtre passif, filtre actif.....	17
I.10.6 Comparaison entre le filtre passif, filtre actif et filtre hybride .....	17
I.11 Conclusion .....	17
<b>Chapitre II: Les filtres actifs parallèles de puissance</b> .....	18
II.1 Introduction.....	18
II.2 Filtre actif parallèle.....	18

II.3 Etude de la partie commande du FAP triphasé.....	19
II.3.1 Détermination des Courants Harmoniques de Référence .....	19
II.3.1.1 Stratégie de détection harmonique dans le domaine fréquentiel.....	19
II.3.1.2 Stratégie de détection harmonique dans le domaine temporel.....	20
II.3.1.2.1 Méthode de référentiel synchrone (Park).....	20
II.3.1.2.2 Identification des courants harmoniques de la charge .....	21
II.3.1.2.3 Méthode des puissances instantanées.....	22
II.3.1.2.4 Filtre coupe-bande (filtre Notch).....	24
II.3.1.2.5 Algorithme d'identification basé sur un filtre multi-variable.....	25
II.3.1.2.6 Comparaison des différentes méthodes d'identification dans le domaine temporel	27
II.3.2 Stratégie de commande de l'onduleur du filtre actif .....	27
II.3.2.1 Contrôle par MLI.....	28
II.3.2.2 Contrôle conventionnel par hystérésis .....	28
II.3.2.3 Contrôle par hystérésis modulée .....	29
II.3.2.4 Contrôle par MLI à échantillonnage périodique .....	30
II.3.3 Présentation de la PLL classique.....	30
II.4 Onduleur du FAP .....	32
II.5 Régulation de la tension continue.....	34
II.5.1 Régulateur proportionnel.....	34
II.5.2 Régulateur Proportionnel-Intégral (PI).....	35
II.6 Elément passif de couplage au réseau $L_f$ .....	36
II.7 Combinaisons des filtres actifs .....	37
II.7.1 Combinaison hybride active et passive .....	37
II.7.2 La combinaison parallèle-série actifs (UPQC).....	37
II.8 conclusion.....	38
<b>Chapitre III : Les éoliennes</b> .....	39
III.1 Introduction.....	39
III.2 Fonctionnement des éoliennes .....	39
III.3 Les machines utilisées dans le domaine des énergies éoliennes .....	42
III.3.1 Machine synchrone .....	42
III.3.1.1 Machine synchrone à rotor bobiné.....	42
III.3.1.2 Machines synchrones à aimants permanents.....	42
III.3.2 Machine asynchrone .....	43
III.3.2.1 Machines asynchrones à cage d'écreuil.....	43

III.3.2.2 Machines asynchrones à rotor bobiné.....	44
III.3.2.3 Les machines asynchrones à double alimentation.....	45
III.4 Les éoliennes à axe horizontal et à axe vertical.....	45
III.4.1 Les éoliennes à axe horizontal.....	46
III.4.1.1 Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal.....	47
III.4.2 Les éoliennes à axe vertical.....	48
III.4.3 Les pertes d'une éolienne.....	49
III.4.4 Avantages et inconvénients des éoliennes à axe horizontal et à axe verticale.....	49
III.5 Les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable.....	50
III.5.1 Eoliennes à vitesse de rotation fixe.....	50
III.5.2 Eoliennes à vitesse variable.....	51
III.6 Intégration d'éoliennes dans le réseau électrique.....	51
III.7 Maintien de la puissance fournie sur les réseaux de distribution.....	52
III.8 Contraintes de raccordement au réseau.....	52
III.8.1 Contrainte sur la tension.....	52
III.8.2 Contrainte sur la fréquence.....	53
III.9 Régulation de la puissance captée par une éolienne.....	53
III.10 Avancée technologique des semi-conducteurs de puissance.....	56
III.11 Stockage d'énergie.....	57
III.12 Systèmes hybrides éolien-stockage d'énergie.....	57
III.13 Evolution de la production mondiale des énergies éoliennes.....	57
III.14 Impacte sur les oiseaux.....	58
III.15 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....	59
III.15.1 Les avantages de l'énergie éolienne.....	59
III.15.2 Les inconvénients de l'énergie éolienne.....	59
III.16 Conclusion.....	60
<b>Chapitre IV : Simulation du système générateur éolien avec le FAP pour une charge non linéaire.....</b>	<b>61</b>
IV.1 Introduction.....	61
IV.2 Estimation de la valeur de la capacité du condensateur de stockage.....	61
IV.3 Simulation du générateur éolien avec la charge non linéaire et sans FAP.....	61
IV.4 Simulation du générateur éolien avec la charge non linéaire et le FAP sans régulateur.....	63
IV.5 Simulation du générateur avec la charge non linéaire et le FAP avec le régulateur PI.....	67



IV.6 Simulation du générateur avec la charge non linéaire et le FAP avec le régulateur PI en présence d'un court-circuit réseau .....	70
IV.7 Simulation du générateur avec la charge non linéaire et le FAP avec le régulateur PI (Avec la ligne « a » non connectée du coté aval du FAP .....	73
IV.8 Conclusion .....	76
<b>Conclusion générale</b> .....	<b>76</b>
Bibliographie	
<b>Résumé</b>	

# Introduction générale

## Introduction générale

L'utilisation d'un grand nombre d'appareils électriques sont la cause de génération d'harmoniques. Cependant, leurs utilisation est indispensable. De ce fait, il est inévitable que les réseaux électriques soient pollués par les harmoniques.

Depuis plusieurs dizaines d'années à nous jours, des recherches ont été faite pour aboutir à des systèmes de filtrage d'harmoniques de tension et de courant plus élaboré. Les qualités d'un filtre réside sur son pouvoir à minimiser les harmoniques même en régime transitoire, voir même les éliminés en régime établi en dépit des changements et de l'évolution de la charge pour une certaine plage de puissance bien définit, et cela que ce soit pour les charges linéaires ou non linéaires.

Des solutions ont été proposées pour résoudre le problème de la pollution harmonique dans les réseaux électriques de distribution. Ces solutions peuvent être classées en deux différentes approches : la première, appelée conditionnement des charges, assure un équipement moins sensible aux perturbations de l'énergie, permettant la continuité de service même sous une distorsion significative de la tension, la deuxième approche consiste à installer des systèmes dits de conditionnement dont l'objectif est de contrer les perturbations harmoniques. Le filtrage actif de puissance constitue un de ces systèmes de conditionnement.

Notre travail se base sur la deuxième approche, il consiste en l'étude par simulation d'une chaine de production éolienne avec un filtre actif parallèle. Le générateur éolien passe par un redresseur qui charge les batteries, cette énergie passe par un onduleur qui alimente une charge non linéaire à travers un réseau triphasé. L'utilisation d'une méthode de détection de la fréquence au régime transitoire (PLL) permettra au filtre de fonctionner en régime dynamique. Un algorithme de commande est appliqué pour identifier les références des courants de la source afin d'améliorer la qualité d'énergie et le rendement du système.

La production d'énergie électrique par les générateurs éoliens nécessite l'utilisation des convertisseurs statiques qui sont des charges non linéaire. Cependant, la plupart des convertisseurs statiques absorbent des courants non sinusoïdaux et introduisent des harmoniques de tension et de courant dans les réseaux électriques, l'élimination des harmoniques permettra d'avoir une bonne qualité d'énergie.

Le premier chapitre est consacré aux harmoniques, leurs origines, leurs caractéristiques, leurs effets sur le réseau électrique et en dernier les solutions proposées en utilisant des filtres actifs. Nous aborderons ensuite les filtres actifs parallèles, étude de la partie commande du FAP (filtre actif parallèle) triphasé en commençant par la détermination des courants harmoniques de référence, la stratégie de commande de l'onduleur du filtre actif, présentation de la PLL et de l'onduleur, la régulation de la tension continue, l'élément passif de couplage du FAP au réseau et enfin deux exemple de combinaison du filtre actif. Pour le troisième chapitre, c'est l'étude des éoliennes, en commençant par les types de machines

utilisées, synchrone et asynchrone, les éoliennes à axe horizontale et verticale à vitesse fixe et variable, la régulation de la puissance captée par l'éolienne et son stockage. Quant au dernier chapitre, c'est la simulation sous le logiciel MatLab-Simulink du FAP avec différentes configurations pour une charge non linéaire, avec ou sans FAP et avec ou sans régulateur PI du bus continu qui alimente l'onduleur. Nous allons voir aussi la réaction et les résultats de simulation dans le cas d'un court-circuit et dans le cas de perte de phase. En terminant par la conclusion générale de notre étude sur les filtres actifs parallèles.

Chapitre I  
Les harmoniques

## **Chapitre I: Les harmoniques**

### **I.1 Introduction**

Un réseau électrique de distribution permet d'alimenter des récepteurs ou des charges à l'aide de tension monophasée, biphasée ou triphasée dite sinusoïdales et de fréquence constante produites par des générateurs ou des sources de très fortes puissances par rapport à celle consommée au point d'utilisation. L'énergie est produite par des centrales nucléaire, thermique, hydraulique ou à base de sources renouvelables et des réseaux de transport assurent la distribution jusqu'au lieu de consommation. A ce niveau, il existe deux catégories de récepteurs distincts : les charges dites linéaires et les charges dites non linéaires. Dans le premier cas, les variations des courants restent proportionnelles à la variation de la tension appliquée avec l'introduction d'un déphasage lié à la nature de la charge. Ces charges sont des éléments passifs de nature résistive ou réactive (inductive ou capacitive). Dans le cas d'une charge inductive ou capacitive, de la puissance réactive est utilisée (emmagasinée ou générée) entraînant des facteurs de puissance ou de déplacement différents de l'unité. Pour pallier à ce phénomène, il est nécessaire de faire de la compensation d'énergie réactive afin de rendre l'onde de courant en phase avec l'onde de tension. En revanche pour les charges non linéaires les variations des courants absorbées n'est pas proportionnelle aux ondes des tensions appliquées.

Ces charges linéaires ou non linéaires créent des harmoniques qui perturbent le signal du réseau électrique. Ces harmoniques peuvent être à court terme ou à long terme. Ce premier chapitre est consacré à l'étude des harmoniques, les notions élémentaires d'analyse harmonique, leurs caractéristiques et quelques solutions aux harmoniques.

### **I.2 Notion des Charges**

Les récepteurs peuvent être classés en deux familles principales [2-3] :

- les récepteurs linéaires (ou charges linéaires) ;
- les récepteurs non-linéaires (ou charges non-linéaires).

Une charge est dite linéaire si, alimentée par une tension sinusoïdale, elle consomme un courant sinusoïdal (résistances, capacités et inductances). Cependant, le courant et la tension peuvent être déphasés (figure 1.1).

Une charge est dite non-linéaire lorsque la relation entre la tension et le courant n'est plus linéaire. Un tel récepteur alimenté par une tension sinusoïdale, consomme 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 1.2).



Figure 1.1 Charge linéaire

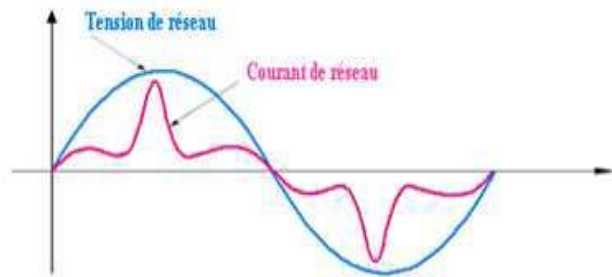


Figure 1.2 Charge non-linéaire.

### I.3 Qualité de l'énergie électrique

La qualité de l'énergie est une notion assez large qui recouvre à la fois la qualité de la fourniture électrique, la qualité de l'onde de tension et la qualité des courants. Lorsque la tension est présente, les principaux phénomènes pouvant l'affecter sont d'une part les variations lentes : creux de tension, surtensions, coupures, déséquilibres et d'autre part des variations rapides : surtensions transitoires, flicker ainsi que les harmoniques. La qualité des courants reflète par contre la possibilité des charges à fonctionner sans perturber ni réduire l'efficacité du système de puissance. C'est pourquoi certains considèrent que la qualité de l'électricité se réduit à la qualité de la tension [4].

L'énergie électrique est délivrée sous forme d'un système triphasé de tensions sinusoïdales. Les paramètres caractéristiques de ce système sont les suivants :

- la fréquence,
- l'amplitude,
- la forme d'onde qui doit être sinusoïdale,
- la symétrie du système triphasé, caractérisée par l'égalité des modules des trois tensions et de leurs déphasages relatifs.

Tout phénomène physique affectant une ou plusieurs de ces caractéristiques peut être considéré comme perturbation [5].

### I.4 Origines des harmoniques

La prolifération des équipements électriques utilisant des convertisseurs statiques a entraîné ces dernières années une augmentation sensible du niveau de pollution harmonique des réseaux électriques.

Ces équipements sont considérés comme des charges non linéaires émettant des courants harmoniques dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence fondamentale, ou parfois à des fréquences quelconques. Le passage de ces courants harmoniques dans les impédances du réseau électrique peut entraîner des tensions harmoniques aux points de raccordement et alors polluer les consommateurs alimentés par le même réseau électrique. [6]

Parmi ces équipements on peut citer :

- les convertisseurs de puissance (alternatif/continu –continu/alternatif).

- les démarreurs électroniques des moteurs.
- les variateurs électroniques de vitesse.
- les ordinateurs et autres dispositifs électroniques.
- les éclairages électroniques.

### I.5 Décomposition d'un Courant Périodique en Série de Fourier

Avec les charges non-linéaires, les courants ne sont pas sinusoïdaux et peuvent être considérés comme la somme d'un courant sinusoïdal de 50/60Hz appelé fondamental et d'une série de courants sinusoïdaux de fréquences multiples de la fréquence fondamentale appelés harmoniques. Le courant alternatif périodique déformé absorbé par une charge non-linéaire peut être décomposé en série de Fourier comme [7] :

$$I(\omega t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \sin(n\omega t) + b_n \cos(n\omega t)) \quad (1.1)$$

Avec :  $a_0$ ,  $a_n$  et  $b_n$  sont les coefficients de Fourier.

$$a_0 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} I(\omega t) d\omega t \quad (1.2)$$

$$a_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} I(\omega t) \sin(n\omega t) d\omega t \quad (1.3)$$

$$b_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} I(\omega t) \cos(n\omega t) d\omega t \quad (1.4)$$

L'expression du courant d'une charge non-linéaire est:

$$I(\omega t) = \sum_{n=1}^{\infty} I_n \sin(n\omega t + \varphi_n) \quad (1.5)$$

Où :  $n$  est un nombre entier.

$\varphi_n$  est le déphasage de la composante harmonique à l'instant initial ( $t=0$ ).

D'une autre manière :

$$I(\omega t) = I_1 \sin(\omega t + \varphi_1) + \sum_{n=2}^{\infty} I_n \sin(n\omega t + \varphi_n) \quad (1.6)$$

$$I_n = (a_n^2 + b_n^2)^{1/2} \text{ et } \varphi_n = \arctg\left(\frac{b_n}{a_n}\right) \quad (1.7)$$

### I.6 Caractéristiques des harmoniques

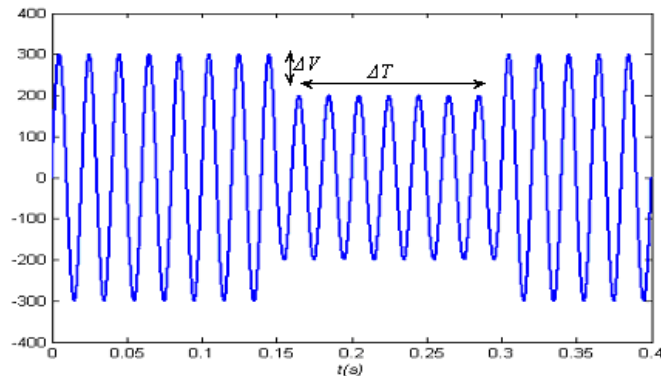
Différentes grandeurs sont définies pour quantifier les perturbations harmoniques, les plus utilisées sont :

#### I.6.1 Creux de tension

On appelle creux de tension (figure 1.3) toute diminution de la tension à une valeur située entre 1 et 90 %, de la tension nominale et ce, pendant une durée allant de 10 ms jusqu'à 1 min. Il est caractérisé par sa profondeur  $\Delta U$  et sa durée  $\Delta T$ . Par ailleurs, on peut



noter qu'une coupure brève n'est qu'un cas particulier du creux de tension, sa profondeur est supérieure à 99 %, [8] [9].



**Figure 1.3** Creux de tension.

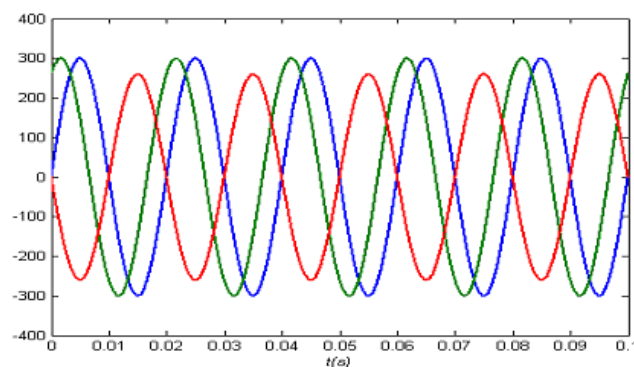
Les principales causes des creux de tension sont les perturbations dues à l'exploitation des réseaux comme la mise sous tension de gros transformateurs, les courts circuits, enclenchement des condensateurs, simple démarrage de gros moteurs...etc. et il a comme effets des perturbations sur les couples pour les machines tournantes, étant donné que celui-ci dépend du carré de la tension, perturbation d'appareillage électronique, pannes intempestives...etc.

### I.6.2 Déséquilibre des systèmes triphasés

On dit qu'il y a déséquilibre dans un réseau, lorsqu'on enregistre en régime permanent, des asymétries d'amplitudes et de déphasages des tensions de phases (figure 1.4). Ce type de perturbation est causé essentiellement par les asymétries d'impédances des lignes du réseau ou des charges, et aussi par des courts circuits monophasés ou biphasés. Ce déséquilibre se manifeste par des perturbations dans les machines tournantes, des échauffements... etc.

Les déséquilibres peuvent être caractérisés par un taux de déséquilibre défini comme étant le rapport entre le module de la composante inverse et celui de la composante directe [10] :

$$T_x = |(X_a + a^2 X_b + a X_c) / (X_a + a X_b + a^2 X_c)| \times 100\% = |(X_{ab} - a X_{bc}) / (X_{ab} - a^2 X_{bc})| \times 100\% \quad (1.8)$$



**Figure 1.4** Déséquilibre des tensions triphasées.

### I.6.3 Equations des Puissances

Si une tension ou bien un courant électrique contient des harmoniques, alors nous utilisons la notion de puissance déformante "D".

Dans le cas d'un réseau équilibré à m phases, la puissance apparente S, la puissance active P, la puissance réactive Q, le facteur de puissance (Power Factor) et la puissance déformante D sont données par les relations suivantes :

$$S = m \sqrt{\sum_{h=1}^n V_h^2} \cdot \sqrt{\sum_{h=1}^n I_h^2} = m V_{eff} \cdot I_{eff} \quad (1.9)$$

$$P = m \sum_{h=1}^n V_h I_h \cos(\varphi_h) \quad (1.10)$$

$$q = m \sum_{h=1}^n V_h I_h \sin(\varphi_h) \quad (1.11)$$

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\sum_{h=1}^n V_h I_h \cos(\varphi_h)}{\sqrt{\sum_{h=1}^n V_h^2} \cdot \sqrt{\sum_{h=1}^n I_h^2}} \quad (1.12)$$

$$D = m V_1 \sqrt{\sum_{h=2}^n I_h^2} \quad (1.13)$$

De ce fait, l'augmentation des courants et tensions harmoniques diminuent significativement la valeur du facteur de puissance.

### I.6.4 Facteur de crête

Le facteur de crête (Crest Factor) Fc est donné par l'équation :

$$F_c = \frac{V_{crête}}{V_{eff}} \quad (1.14)$$

Pour une onde sinusoïdale Fc est égal à  $F_c = \frac{V_{crête}}{V_{eff}} = \sqrt{2}$ . Le facteur de crête peut atteindre des valeurs supérieures à 5 pour des ondes très déformées.

### I.6.5 Facteur de distorsion

Le facteur de distorsion Fd est défini par :

$$F_d = \frac{I_{L1}}{I_{eff}} \quad (1.15)$$

Avec :  $I_{L1}$  : la valeur du signal fondamental.

Et  $I_{eff}$  : le courant efficace.

Il vaut 1 lorsque le courant est parfaitement sinusoïdal et il décroît lorsque la déformation de l'onde s'accroît.

### I.6.6 Fluctuations de la fréquence

Les fluctuations de fréquence sont caractérisées par des variations de la valeur nominale de la fréquence (50/60Hz) (figure 1.5), résultant des variations de vitesse des alternateurs suite à un déséquilibre entre charges et puissances mises en jeu par les centrales. Elles se manifestent par des perturbations des vitesses et des couples dans les machines synchrones et asynchrones, et parfois par l'arrêt entier des systèmes [10].

A noter que ce type de perturbation concerne en premier lieu le réseau de transport et de distribution d'énergie, par conséquent, dans les études des perturbations dans les réseaux de distribution auxquels on s'intéresse dans ce travail, cette perturbation est rarement tenue en compte.

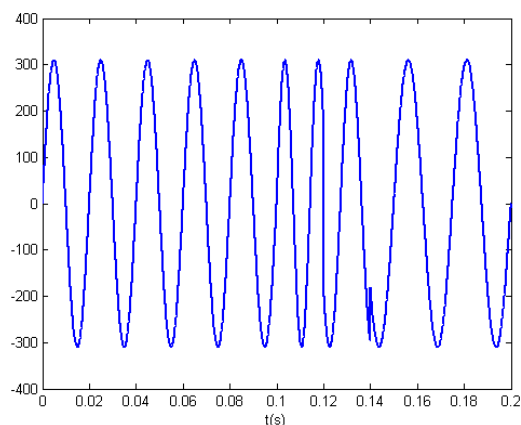


Figure 1.5 Fluctuation de la fréquence.

### I.6.7 Fluctuations de la valeur efficace

Les fluctuations de tensions sont des variations de basses fréquences de la valeur efficace de la tension (figure 1.6). Ces variations ont une amplitude modérée (généralement 10 %) mais peuvent se produire plusieurs fois par seconde et peuvent être cycliques ou aléatoires, elles sont désignées communément par effet Flicker.

Cette perturbation est causée par les grosses charges dont la puissance absorbée varie d'une manière aléatoire comme par exemple les fours à arc ou les machines à souder, et elle se manifeste souvent par des perturbations sur les couples et les vitesses des machines tournantes et surtout par l'inconfort physiologique sur la vision suite au changement de luminosité de l'éclairage [10].

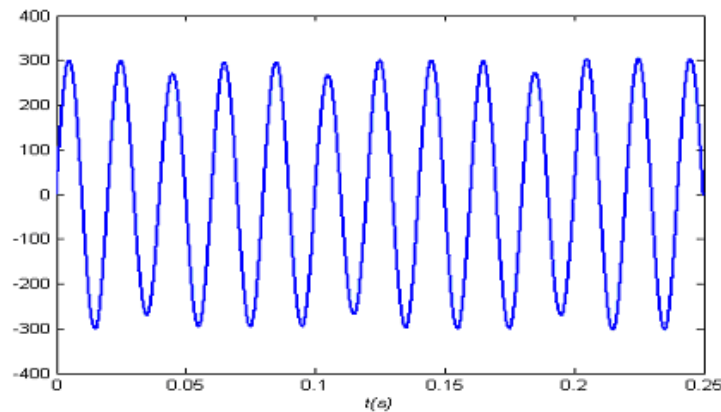


Figure 1.6 Fluctuation de la tension.

### I.6.8 Inter-harmoniques et Infra-harmoniques [7]

**Inter-harmoniques** : Ce sont des composantes sinusoïdales qui ne sont pas à des fréquences multiples de celle du fondamental : 130 Hz, 170 Hz, 220 Hz.

**Infra-harmoniques** : Ce sont des composantes sinusoïdales qui sont à des fréquences inférieures à celle du fondamental : 10 Hz, 20 Hz.

La répartition d'inter-harmoniques et d'infra-harmoniques est illustrée sur la **figure 1.7**.

La présence de ce genre d'harmoniques est due à des variations périodiques ou aléatoires de la puissance absorbée par certains récepteurs. Dans ce cas, le signal n'est pas périodique à  $T$  ( $T$  période du fondamental), ce qui explique l'apparition de composantes supplémentaires à celles du développement en série de Fourier. Ces variations sont provoquées par des machines telles que : fours à arc, cyclo-convertisseurs et les variateurs de vitesse.

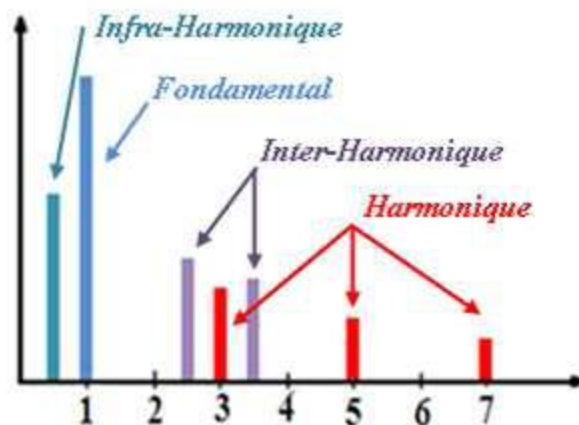


Figure 1.7 Représentation d'inter-harmoniques et d'infra-harmoniques.

### I.6.9 Taux de distorsion harmonique THD (Total Harmonic Distortion) en tension et courant

Pour voir claire, commençons par la formule de la décomposition en série de Fourier du courant:

$$i(t) = \sqrt{2}I_1 \sin(\omega t + \alpha_1) + \sum_{h=2}^{\infty} \sqrt{2}I_h \sin(h\omega t + \alpha_h) \quad (1.16)$$

Avec :  $I_1$ ,  $I_h$  : valeur efficace du courant fondamental et du courant harmonique de rang  $h$ ,  
 $\alpha_1$ ,  $\alpha_h$ : déphasage du courant fondamental et du courant harmonique de rang  $h$ ,  
 $\omega$  : pulsation fondamentale du réseau.

Le taux de distorsion harmonique de ce courant s'exprime sous la forme suivante :

$$THD_i = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \frac{I_h^2}{I_1^2}} \quad (1.17)$$

Et le taux de distorsion harmonique en tension est sous la forme suivante :

$$THD_v = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \frac{V_h^2}{V_1^2}} \quad (1.18)$$

En réalité  $h$  est compris entre 2 et 40, c'est-à-dire entre les fréquences 100 Hz à 2 kHz pour un fondamental de 50 Hz.

#### I.6.10 Distorsion harmonique individuelle $THD_i$

C'est le rapport de la valeur efficace d'un harmonique d'ordre  $n$  à celle du fondamental

$$THD_i = \frac{I_{n,eff}}{I_{1,eff}} \quad (1.19)$$

### I.7 Classification des harmoniques

Le système triphasé équilibré non sinusoïdal est la superposition de trois systèmes triphasés équilibrés sinusoïdaux [11] :

1. Systèmes **directs** dus au fondamental et aux harmoniques de rang impair égal à  $3k+1$ , soit 7, 13, 19, 25,... Ces harmoniques tendent à augmenter l'amplitude de la tension et du courant.
2. Systèmes **inverses** dus aux harmoniques de rang impair égal à  $3k-1$ , soit 5, 11, 17, 23, ... Ces harmoniques tendent à diminuer l'amplitude de la tension et du courant.
3. Systèmes **homopolaires** dus aux harmoniques de rang impair égal à  $3k$  (3, 9, 15, 21,...).

### I.8 Effets des Harmoniques sur le Réseau Electrique

De nombreux effets des harmoniques sur les installations et les équipements électriques peuvent être cités tels que les déformations des formes d'ondes entraînant des dysfonctionnements, l'augmentation des valeurs crêtes créant des claquages de diélectriques ou des valeurs efficaces induisant des échauffements et donc des pertes supplémentaires aussi bien en courant qu'en tension, ainsi qu'un étalement spectral provoquant des vibrations et des fatigues mécaniques.

L'ensemble de ces effets ont un impact économique non négligeable à cause des surcoûts, de la dégradation du rendement énergétique, du surdimensionnement, des pertes de productivité ou des déclenchements intempestifs qu'ils entraînent.

Les effets de ces perturbations peuvent se classer en deux types [12] :

#### **I.8.1 les effets instantanés ou à court terme**

- dysfonctionnements des dispositifs de commande ou de régulation (détection du passage par zéro, ...etc.).
- pertes de précision dans les appareils de mesure (compteur d'énergie, instrumentation,...etc.).
- vibrations dans les moteurs électriques alternatifs à cause des couples mécaniques pulsatoires dus aux champs tournants harmoniques.
- vibrations, bruits acoustiques dans les transformateurs ou les inductances dus aux efforts électrodynamiques proportionnels aux courants harmoniques.
- perturbations induites dans les liaisons par courant faible sous forme de bruits par couplage électromagnétique (contrôle-commande, télécommunication, téléphonie, réseaux locaux, ...).
- Interférences avec les systèmes de télécommande à distance utilisés par les distributeurs d'énergie.
- déclenchement intempestif des circuits de protection.
- Effets de papillotement (flicker) au niveau des éclairages et des affichages des appareils électroniques.

#### **I.8.2 les effets à long terme :**

- vieillissement prématuré des moteurs électriques alternatifs du fait des pertes cuivre et fer supplémentaires, dû à la différence importante de la vitesse entre les champs tournants inducteurs harmoniques et le rotor,
- échauffements et pertes joules supplémentaires des câbles et des équipements entraînant des déclassements du matériel avec des surdimensionnements,

#### **I.9 Normes et réglementations**

Afin de limiter l'influence d'une charge polluante sur les autres charges connectées au réseau et en même temps éviter la modification des caractéristiques de ce dernier, les distributeurs d'énergie électrique ont été amenés à émettre des recommandations. Ces recommandations concernent les exigences au point de raccordement de l'utilisateur sur le réseau électrique dans le but :

- ✓ D'épargner à l'utilisateur de l'énergie électrique, les désagréments engendrés par la présence des harmoniques.
- ✓ D'assurer la longévité et la sécurité des différents équipements constituant le réseau et ceux qui sont branchés à ce dernier.

Des normes fixant un seuil d'injection harmonique maximal à ne pas dépasser, ces normes ont été élaborées par différents organismes, ils peuvent être soit nationaux, notamment UTE-CEF (Union Technique de l'Electricité- Comité Electrotechnique Français), régionaux, notamment le CENELEC (Comité de normalisation Electrotechnique(EN 50160)) en Europe ou internationaux, notamment CEI (Comité Electrotechnique International) [13].

Le **tableau 1.1** résume les principales normes concernant la qualité d'énergie et la tension dans les systèmes électriques.

Thèmes	Normes
Classification de la qualité d'énergie	CEI 61000-2-5 :1995 CEI 61000-2-1 :1990 IEEE 1159 :1995
Creux /Surtension/Interruption	CEI 61009-2-1 :1990 IEEE 1159 :1995
Harmoniques	CEI 61000-2-1 :1990 CEI 61000-2-2 CEI 61000-3-2 CEI 61000-4-7 :1991 IEEE 519 :1992
Flicker de tension	CEI 61000-4-15 :1997
Transitoires	CEI 61000-2-1 :1990 CEI 816 :1984 IEEE 1159 :1995 IEEE C62.41 :1991

**Tableau 1.1** Classification des normes concernant la qualité d'énergie électrique

Voici quelques exemples ci-après qui décrivent quelques types de normes de distorsion harmonique :

✓ **Valeurs maximales d'harmoniques acceptables**

Des études internationales ont permis de rassembler des données dont l'analyse conduit à une estimation des valeurs typiques d'harmoniques pouvant être rencontrées dans les réseaux de fourniture d'énergie. Le tableau 1.2 reflète un bon nombre de distributeurs sur les niveaux qu'il est souhaitable de ne pas dépasser.

Sources BT : Niveaux de compatibilité CEI 61000-2-2.

Sources MT et HT : Niveaux de planification CEI 61000.3.6.

Harmoniques impairs non multiples de 3			Harmoniques impairs multiples de 3			Harmoniques pairs					
Rang h	BT	MT	THT	Rang h	BT	MT	THT	Rang h	BT	MT	THT
5	6	5	2	3	5	4	2	2	2	1,6	1,5
7	5	4	2	9	1,5	1,2	1	4	1	1	1
11	3,5	3	1,5	15	0,3	0,3	0,3	6	0,5	0,5	0,5
13	3	2,5	1,5	21	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,4	0,4
17	2	1,6	1	> 21	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,4	0,4
19	1,5	1,2	1					12	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,2	0,7					> 12	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,2	0,7								
> 25	0,2 + 1,3x(25/h)	0,2 + 0,5x(25/h)	0,2 + 0,5x(25/h)								

**Tableau 1.2** Valeurs maximales des taux d'harmoniques acceptables [14].

✓ D'autre part, pour assurer la compatibilité entre les installations sensibles alimentées par le réseau, il faut imposer des limites d'émission et donner des niveaux d'immunité suffisants. Les caractéristiques principales de la tension fournie par un réseau de distribution (*MT* ou *BT*), définies par la norme Européenne **EN 50160**, précisent les tolérances qui doivent être garanties pour la tension et la fréquence ainsi que les niveaux des perturbations habituellement rencontrées. Le **tableau 1.3** suivant précise les valeurs adoptées [15]

<b>Amplitude de la tension</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pour chaque période d'une semaine 95% des valeurs efficaces moyennes sur 10 minutes doivent être dans la plage <math>V_n \pm 10\%</math></li> </ul>
<b>Variations rapides de la tension</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De 5% à 10% de <math>V_n</math> ( 4 à 6% en moyenne tension)</li> </ul>
<b>Creux de tension</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Profondeur : entre 10% à 99% de <math>V_n</math></li> <li>• Durée : entre 10 ms et 1 minute</li> <li>• Nombre : quelques dizaines à 1 millier par an</li> </ul>
<b>Coupures brèves</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Durée : jusqu'à 3 minutes</li> <li>• Nombre : quelques dizaines à plusieurs centaines par an</li> </ul>
<b>Coupures longues</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Durée : supérieure à 3 minutes</li> <li>• Nombre : entre 10 et 50 par an</li> </ul>
<b>Fréquence</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 50 Hz <math>\pm 1\%</math> pendant 95% d'une semaine</li> <li>• 50Hz + 4%, 6% pendant 100% d'une semaine</li> </ul>

**Tableau 1.3** Limites de perturbations définies par *EN 50160*

## I.10 Solutions aux harmoniques

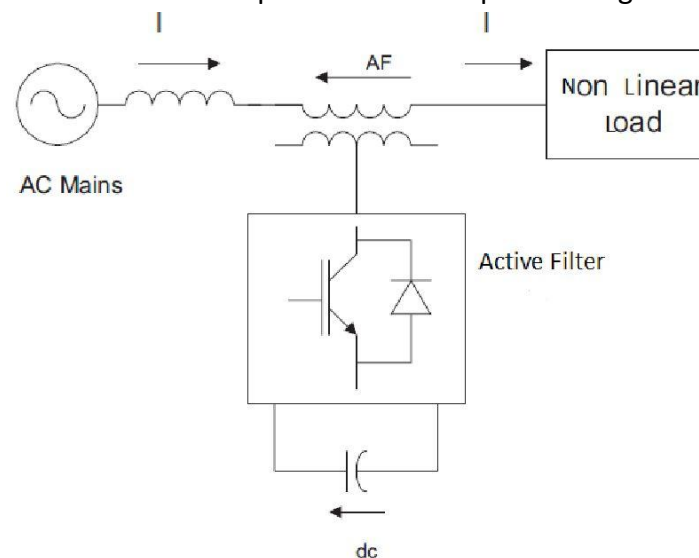
Dans cette partie on présente seulement quelques solutions à base de filtres actifs et leurs variantes, sans citer les filtres passifs.

### I.10.1 Filtre actif série (FAS)

Le filtre actif série est installé en série sur le réseau électrique (figure 1.8), il est modélisé par une source de tension qui s'oppose aux tensions perturbatrices, ces dernières se manifestent par des creux de tensions, des déséquilibres et des harmoniques, générés par



les sources d'énergie électrique et les lignes de transport d'énergie électrique (impédance du réseau). Il se comporte comme une impédance élevée aux fréquences harmoniques et comme une impédance nulle à la fréquence fondamentale. Son inconvénient est qu'il ne peut compenser les courants harmoniques consommés par la charge.

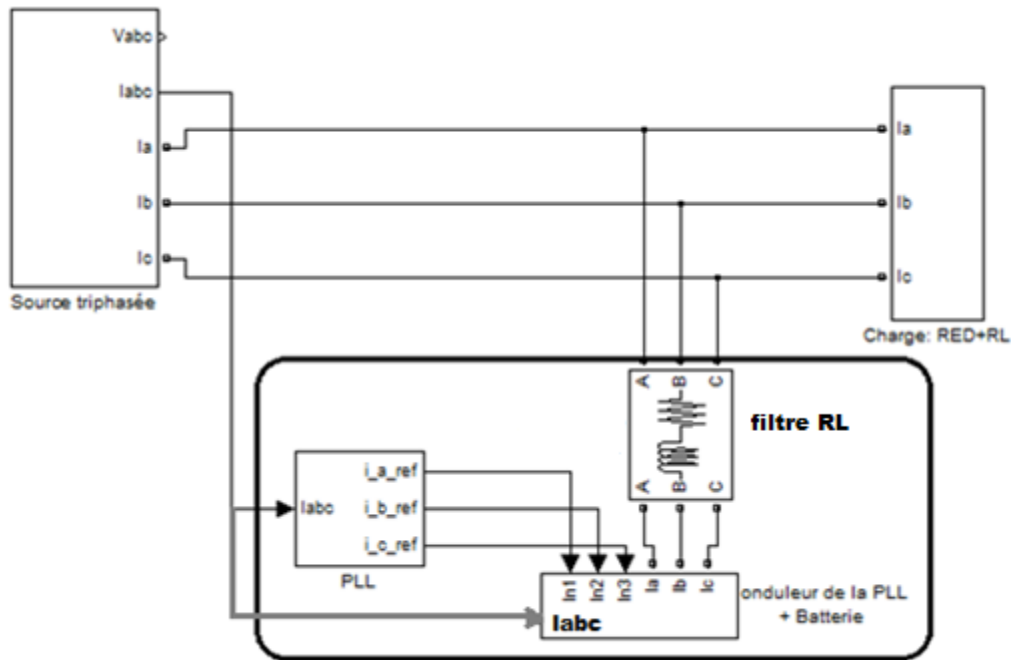


**Figure 1.8** Représentation d'un filtre actif série connecté au réseau électrique.

### I.10.2 Filtre actif parallèle (FAP)

Le filtre actif parallèle (**figure 1.9**) est constitué d'une PLL qui sert à calculer les courants fondamentaux triphasés ou les tensions fondamentales triphasées, d'un onduleur de tension qui alimente le réseau par une puissance triphasée inverse au harmoniques pour les annuler et d'un filtre inductif en sortie pour lisser les courants de sorties et surtout pour éviter les courts-circuits au niveau de l'onduleur. Cette inductance en sortie de l'onduleur donne aussi la nature de source de courant au filtre actif.

Lorsque la puissance des charges polluantes est élevée, il est envisageable d'utiliser plusieurs filtres actifs parallèles, cette solution est bien sûr plus coûteuse mais elle possède l'avantage d'éviter que la stabilité des harmoniques vienne perturber le réseau dans le cas où un filtre actif est défectueux.



**Figure 1.9** Représentation d'un filtre actif parallèle raccordé au réseau

### I.10.3 Le filtre actif hybride

Le filtre actif hybride (**Fig. 1.10**) est une combinaison d'un filtre passif connecté directement en série avec le filtre actif, ce qui entraîne une diminution de la tension du bus continu comparativement à celle d'un filtre actif pur et une réduction du dimensionnement du filtre hybride. Le rôle du filtre actif est d'améliorer le signal du courant électrique du réseau, on lui associe le filtre passif qui est dimensionné pour certains harmoniques bien choisis, généralement de fréquences basses qui ont un effet plus important en ce qui concerne la déformation du signal sinusoïdal de sortie.

En plus, le filtre passif évite les oscillations dues à la commutation (HF) car il présente une haute impédance à cette fréquence [16].

Cependant, la mise en place d'une inductance à l'entrée de la charge non linéaire est indispensable pour le bon fonctionnement du filtre hybride.

L'utilisation pratique des filtres actifs hybrides est liée au développement des semi-conducteurs de puissance. C'est pour cela qu'il présente un atout majeur, il permet de réduire le coût de filtre actif, qui est l'un des obstacles principaux. Il est considéré comme l'une des meilleures solutions pour filtrer les harmoniques de courant des réseaux de distribution.

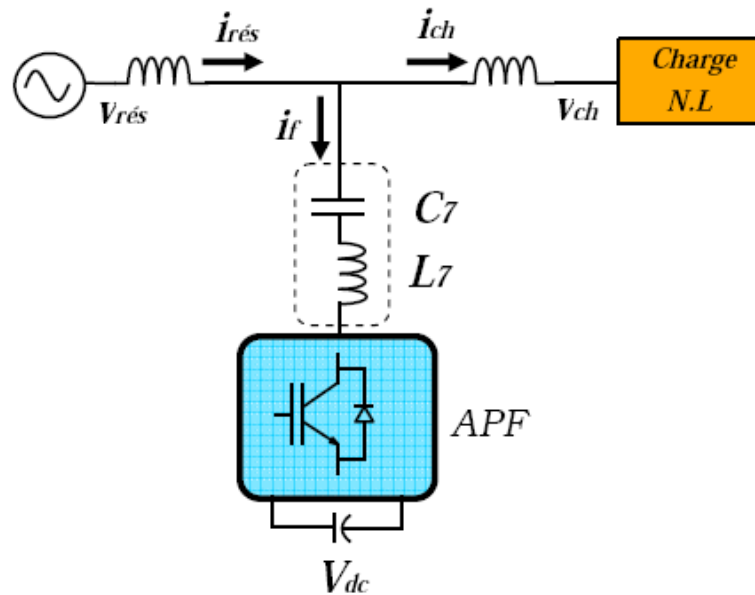


Figure 1.10 Filtre actif hybride.

Nous pouvons citer les associations les plus utilisées des combinaisons de ces structures hybrides qui sont:

- ✓ Filtre actif parallèle connecté en série avec un filtre passif ;
- ✓ filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle ;
- ✓ filtre actif série avec un filtre passif parallèle.

#### I.10.4 Combinaison de filtres actifs parallèle-série

La combinaison parallèle-série actifs (figure 1.11), en anglais *UPQC* (Unified Power Quality Conditionner), c'est une association de deux filtres actifs parallèle et série qui partagent la même capacité sur le bus continu, ce type de filtre corrige les tensions et les courants triphasés, c'est-à-dire qu'on aura des tensions et des courants sinusoïdaux à l'entrée de la charge. Son inconvénient majeur est qu'il est onéreux et nécessite un circuit de commande complexe.

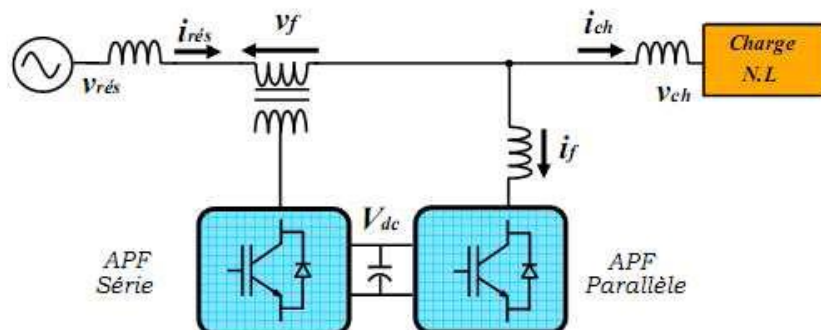


Figure 1.11 Combinaison de filtres actifs parallèle-série relié au réseau.

### I.10.5 Comparaison générale entre les filtres passifs et les filtres actifs

Le **tableau I.4** fournit une comparaison entre les deux types de filtrage (passif et actif) [17]

	<b>Filtre passif</b>	<b>Filtre actif</b>
Action sur les courants harmoniques	Nécessite un filtre pour chaque fréquence (encombrant)	Agit simultanément sur plusieurs fréquences
Influence d'une variation de fréquence	Efficacité réduite	Aucune conséquence
Influence d'une variation d'impédance	Risque de résonance	Aucune conséquence
Influence d'une augmentation de courant	Risque de surcharge et de détérioration	Aucun risque de surcharge, mais efficacité réduite
Ajout de matériel (extension : augmentation de charge)	Nécessite des modifications sur le filtre, dans certains cas	Aucun problème
Action sur les harmoniques suivant leur ordre	Très difficile	Possible grâce au paramétrage
Encombrement	Important	Faible
Cation de la fréquence fondamentale	Modification impossible	Possible, grâce à la reconfiguration
Compensation dans les réseaux à forte puissance	Possible	Possible mais avec un coût élevé
Compensation de puissance réactive	Possible	Possible, mais à coût plus élevé que pour le filtre passif.

**Tableau I.4** : Comparaison entre le filtre actif et le filtre passif [17].

### I.10.6 Comparaison entre le filtre passif, filtre actif et filtre hybride

Le Tableau I.5 fournit une comparaison entre les trois types de filtrage (passif, actif et hybride) [18].

	<b>Filtres passifs</b>	<b>Filtres actifs</b>	<b>Filtres hybrides</b>
<b>Performance</b>	Pauvre	Bonne	Bonne
<b>Fiabilité</b>	Pauvre	Pauvre	Moyenne
<b>Pertes</b>	Réduites	Elevées	Moyennes
<b>Coût</b>	Réduit	Elevé	Moyen

**Tableau I.5** : Comparaison entre le filtre actif, le filtre passif et filtre hybride.

## I.11 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les harmoniques, leurs origines, leurs caractéristiques et leurs effets. Nous avons vu aussi les normes et réglementations pour limiter l'influence d'une charge polluante sur les autres charges connectées au réseau et en même temps d'éviter la modification des caractéristiques de ce dernier, de ce fait nous aurons un réseau avec des harmoniques toléré par les normes, pour cela nous avons exposé quelques solutions de type filtres actifs.

## Chapitre II

### Les filtres actifs parallèles

## II.1 Introduction

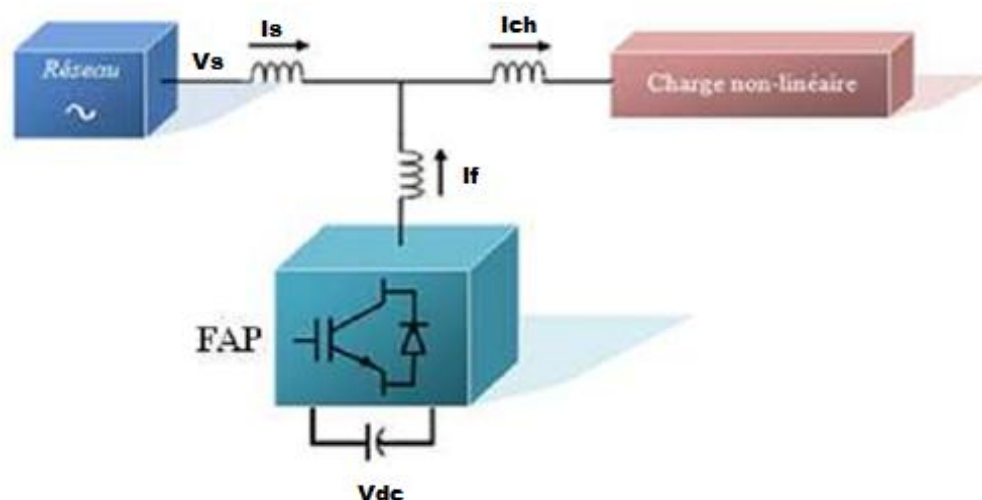
La raison de choisir le filtre actif parallèle dans notre étude est dû à son efficacité et à sa forte utilisation. Dans ce qui suit, nous allons étudier chaque partie du filtre, en commençant par son fonctionnement, ensuite les stratégies de détection des courants harmoniques, les commandes de l'onduleur les plus utilisées, le principe de fonctionnement de la PLL, la constitution et l'étude d'un onduleur à deux niveaux, les régulations utilisées pour le bus continu (batterie), l'élément passif de couplage au réseau et enfin on termine par les combinaisons des filtres actifs et une conclusion du chapitre.

## II.2 Filtre actif parallèle

Le filtre actif parallèle (F.A.P) **figure II.1** est le plus souvent commandé comme un générateur de courant, il injecte dans le réseau des courants égaux et de signe opposé aux courants harmoniques absorbés par la charge polluante, de ce fait on aura un courant côté réseau sinusoïdal. Ainsi l'objectif du *filtre actif parallèle* consiste à éliminer les harmoniques, les puissances réactives et les déséquilibres du système triphasé.

Le FAP est constitué de :

- Une PLL qui calcule les signaux triphasés fondamentaux.
- Batteries (condensateurs) qui jouent le rôle d'une source de tension continue pour alimenter l'onduleur ;
- Un régulateur associé aux batteries (condensateurs) pour maintenir la valeur de sa tension entre deux seuils maximum et minimum.
- Un Onduleur ;
- Et un filtre entre l'onduleur et le réseau pour le lissage et l'amortissement des courants de compensation.



**Figure II.1** Filtre actif parallèle connecté au réseau triphasé. [7]

Ce filtre peut être utilisé selon deux modes de fonctionnement [2] :

➤ **Filtre dédié :**

C'est le cas où les harmoniques à filtrer sont déjà connus, tel que la suppression des premiers harmoniques du courant absorbé par un redresseur alimentant une charge fortement inductive. Dans ce cas, les harmoniques peuvent être approximativement estimés à partir de l'amplitude et de la phase du courant fondamental.

➤ **Filtre adaptatif :**

Ce filtre permet d'identifier lui-même les harmoniques et il s'adapte automatiquement à leur éventuelle évolution, sa commande lui permet de générer en temps réel des courants harmoniques en opposition de phase.

### **II.3 Etude de la partie commande du FAP triphasé**

Les performances des filtres actifs dépendent très fortement de plusieurs facteurs [7] :

- L'algorithme de commande utilisé pour identifier les références des courants ou des tensions ;
- Les performances de la boucle de régulation de la tension du réservoir capacitif ;
- Le mode de contrôle utilisé pour la génération des ordres de commande des interrupteurs de puissance.

L'algorithme de commande utilisé dans notre étude pour l'identification des courants de références se base sur la méthode de la puissance instantanée, le mode de contrôle utilisé pour la génération des ordres de commande des interrupteurs de puissance de l'onduleur est la commande par hystérésis classique, quand à la régulation du bus continu nous avons opté sur un régulateur PI.

#### **II.3.1 Détermination des Courants Harmoniques de Référence**

La charge polluante absorbe un courant constitué d'une composante fondamentale et de composantes harmoniques. Le but du filtrage actif est la génération de courants harmoniques de même amplitude mais en opposition de phase avec ceux absorbés par la charge. Ainsi, le courant absorbé au réseau sera sinusoïdal. Il est donc nécessaire d'identifier avec précision les courants harmoniques de la charge polluante [7].

Pour extraire le courant ou la tension harmonique à partir des ondes déformées correspondantes, on distingue deux stratégies [45-46] :

##### **II.3.1.1 Stratégie de détection des harmoniques dans le domaine fréquentiel**

Cette stratégie est basée sur l'analyse de Fourier du courant ou de la tension. L'application on-line de la transformée de Fourier (système d'équations non-linéaires) est un calcul encombrant ; il en résulte un temps de réponse relativement lent.

### II.3.1.2 Stratégie de détection des harmoniques dans le domaine temporel

Cette stratégie est basée sur la dérivation instantanée du signal correspondant aux composantes harmoniques du courant ou de la tension de la charge non-linéaire. Dans ce domaine, la commande du FAP dépend de la méthode de détection utilisée, on peut distinguer trois méthodes [7] :

1. Détection des courants de charge et de compensation du filtre actif ;
2. Détection des courants de source ;
3. Détection des tensions.

Les méthodes de détection des courants sont les plus utilisées, de plus, en général les signaux des courants sont les plus déformés que leurs tensions. Dans notre cas nous avons choisi la méthode des puissances instantanées.

Ci-après nous représenterons quelques méthodes d'identification les plus connues.

#### II.3.1.2.1 Méthode de référentiel synchrone (Park)

En premier lieu, les courants de charges subissent la transformation  $(\alpha, \beta)$ , en utilisant la matrice  $T_{32}$  pour avoir  $i_\alpha$  et  $i_\beta$  (figure II.3), les tensions par contre passent par une PLL qui nous donne les signaux sinusoïdaux  $\sin(\omega t)$  et  $\cos(\omega t)$ . Ainsi avec la matrice de passage, en utilisant comme entrées  $i_\alpha$ ,  $i_\beta$ ,  $\sin(\omega t)$  et  $\cos(\omega t)$  on aura à ces sorties les courants  $i_d$  et  $i_q$ , chacun de ces courants ont une composante continu et une composante harmonique. Après leurs passage par un filtre passe bas, soit du premier ordre ou du deuxième ordre, on aura les courants harmoniques qui passe alors tout par la transformation du plan (d,q) vers le référentiel  $(\alpha, \beta)$  puis par la matrice inverse  $T_{23}$  pour obtenir les courants harmoniques de références ( $i_{ch\_ref1}$ ,  $i_{ch\_ref2}$ ,  $i_{ch\_ref3}$ ) qui sont utilisés pour la commande de l'onduleur du FAP.

La matrice de passage du plan  $(\alpha, \beta)$  vers le plan (d,q) est donnée par l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & -\sin(\omega t) \\ \sin(\omega t) & \cos(\omega t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Tel que :

$$i_d = \bar{i}_d + \tilde{i}_d \quad \text{et} \quad i_q = \bar{i}_q + \tilde{i}_q \quad (3.2)$$

$\bar{i}_d$  : Amplitude du courant fondamental actif (courant continu selon la composante d).

$\tilde{i}_d$  : Courant harmonique selon la composante d.

$\bar{i}_q$  : Amplitude du courant fondamental réactif (courant continu selon la composante q).

$\tilde{i}_q$  : Courant harmonique selon la composante q.



La transformé inverse de Park des courants harmoniques des deux composantes d,q délivre les courants harmoniques de références  $i_{ch\_ref1}$ ,  $i_{ch\_ref2}$ ,  $i_{ch\_ref3}$  :

$$\begin{pmatrix} i_{ch\_ref1} \\ i_{ch\_ref2} \\ i_{ch\_ref3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \tilde{i}_d \\ \tilde{i}_q \end{pmatrix} \quad (3.3)$$

Cet algorithme possède les quelques caractéristiques suivantes [45] :

1. Cette méthode est inhérente aux systèmes triphasés.
2. Elle peut être appliquée aussi bien aux systèmes triphasés équilibrés qu'aux systèmes triphasés avec neutre, déséquilibrés.
3. Méthode de calcul simple.
4. Découplage net entre le fondamental et les composantes harmoniques.
5. Elle est basée sur des valeurs instantanées.

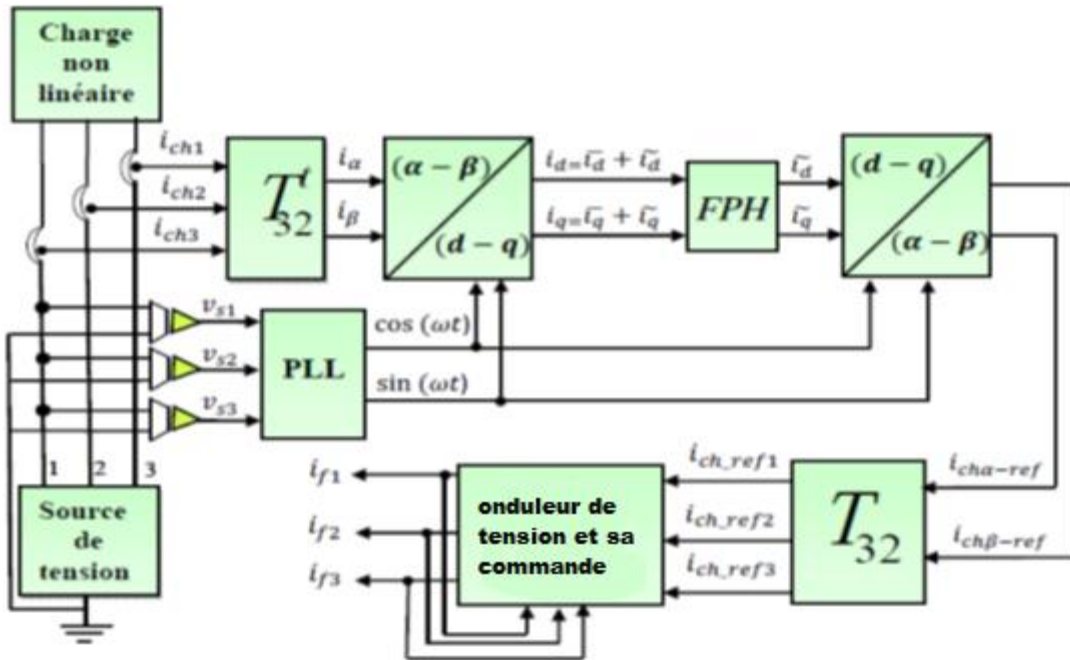


Fig. II.3 : Algorithme d'identification des courants harmoniques de référence à base du référentiel synchrone (Park) [47]

### II.3.1.2.2 Identification des courants harmoniques de la charge

Les courants de charge du réseau triphasé  $i_{ch1}$ ,  $i_{ch2}$ ,  $i_{ch3}$  passent par la transformée  $(\alpha, \beta)$ , pour obtenir les courants  $i_\alpha$  et  $i_\beta$ , ensuite chacune de ces deux composantes passe par un filtre passe-bas pour avoir les composantes fondamentales  $i_{\alpha f}$  et  $i_{\beta f}$ , ces courants passent par un bloc qui calcul leurs racine carrée, ce qui nous donne comme résultat la valeur maximale du courant de source de référence  $I_{s\_max}$  qui est multipliée par  $\sin(\omega t + \phi)$ , cette sinusoïde est en phase avec le signal de la tension de source qui est connue, donc on aura le courant

de référence de la source  $i_{s-ref} = I_{s-max} \cdot \sin(\omega t + \phi)$ , ce dernier est soustrait du courant de charge  $i_{ch}$  pour avoir le courant de référence du filtre actif (figure II.4).

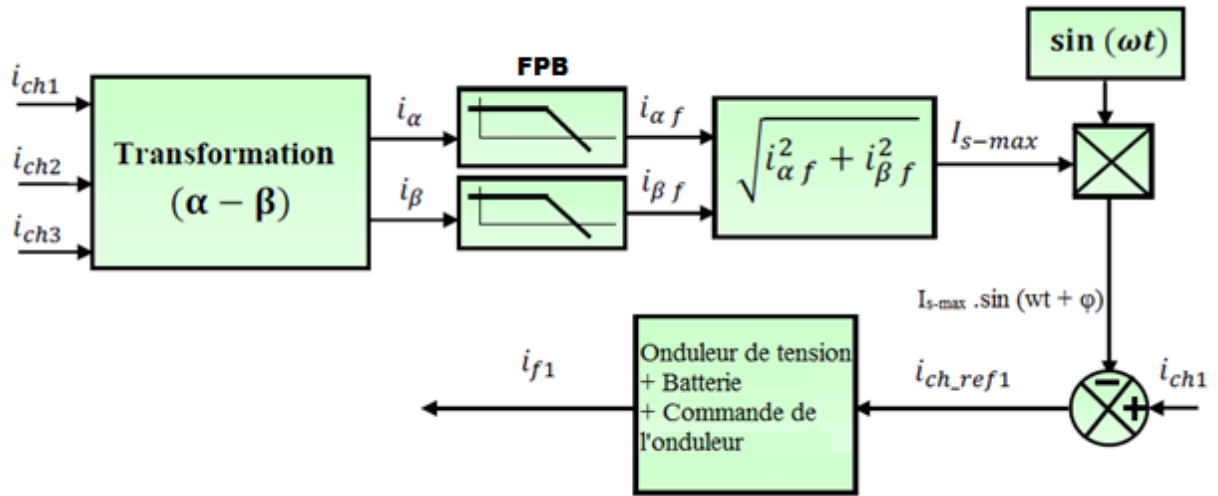


Figure II.4 : Méthode d'identification basée sur la détection du courant de charge [47]

Les deux filtres passe-bas sont du quatrième ordre, ils ont la même fonction de transfert :

$$F(s) = \frac{k}{(1 + \tau s)^4} \quad (3.4)$$

Tel que :  $\tau = \frac{1}{2\pi f_c}$

$f_c$ : est la fréquence de coupure est égale à 50 Hz

### II.3.1.2.3 Méthode des puissances instantanées

La méthode des puissances instantanées est une méthode temporelle (figure II.6). On général, la puissance apparente est composée de trois parties : active (P), réactive (Q) et déformante (D), cette dernière est non nulle en présence des harmoniques, l'équation qui relie ces puissances est représentée ci-dessous :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (3.5)$$

Le concept de cette théorie est très commun pour l'extraction des courants/tensions de référence d'un filtre actif. Elle consiste en une transformation variable, dans le référentiel  $\alpha$ - $\beta$ , des puissances, courants et tensions instantanés à partir du référentiel  $a$ - $b$ - $c$ . Les équations transformées du 1<sup>er</sup> plan triphasé au second à coordonnées diphasées, sont dérivées du diagramme de phase représenté par la figure II.5 [48].

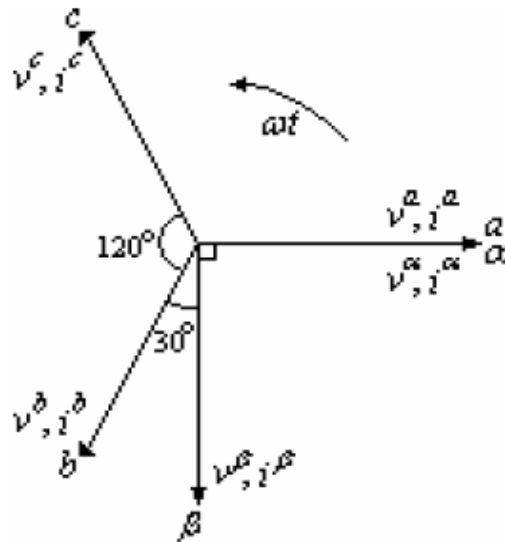


Fig. II.5 Diagramme de transformation du référentiel  $a$ - $b$ - $c$  au référentiel  $\alpha$ - $\beta$ .

Les valeurs instantanées des courants et tensions triphasés peuvent être obtenues dans le plan  $\alpha$ - $\beta$  par les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = [C32] \cdot \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = [C32] \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Et

$$C_{32} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & 1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & \sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Avec  $C_{32}$  (ou bien  $T_{32}$ ) : la matrice de transformation de Concordia.

Les courants et tensions  $i_{c\alpha}$ ,  $i_{c\beta}$ ,  $v_{s\alpha}$  et  $v_{s\beta}$  sont utilisés dans l'équation suivante (3.8) pour nous donner les puissances  $p$  et  $q$  :

$$\begin{bmatrix} P \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{s\alpha} & v_{s\beta} \\ -v_{s\beta} & v_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ch\alpha} \\ I_{ch\beta} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Chacune des puissances  $p$  et  $q$  comporte une partie continue et une partie alternative :

$$\begin{cases} p = \bar{p} + \tilde{p} \\ q = \bar{q} + \tilde{q} \end{cases} \quad (3.9)$$

Pour extraire les composantes alternatives de  $p$  et  $q$  liée aux courants harmoniques, les puissances  $p$  et  $q$  passe par le filtre passe bas (FPB) et ensuite par deux comparateurs.

Le calcul de  $i_{ch\alpha-ref}$  et  $i_{ch\beta-ref}$  ce fait par l'équation suivante (3.10) :

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{ch\alpha-ref} \\ \dot{i}_{ch\beta-ref} \end{bmatrix} = \frac{1}{V_{s\alpha}^2 + V_{s\beta}^2} \begin{bmatrix} V_{s\alpha} & -V_{s\beta} \\ V_{s\beta} & V_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Après la transformation inverse  $T_{23}$ , on aura enfin les courants de références  $i_{ch\_ref1}$ ,  $i_{ch\_ref2}$  et  $i_{ch\_ref3}$ .

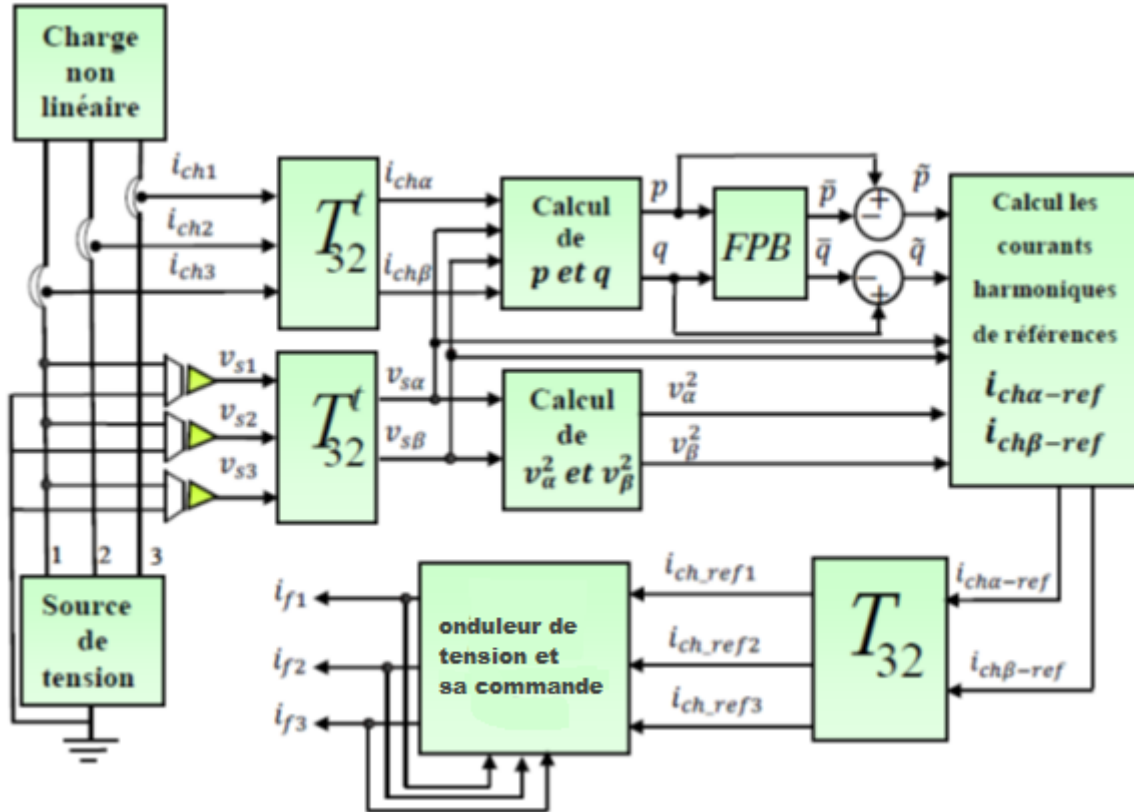


Fig. II.6 : Diagramme de blocs de génération des courants harmoniques de référence selon la méthode p q. [47]\*

#### II.3.1.2.4 Filtre coupe-bande (filtre Notch)

Cet algorithme est destiné à la fois à générer les courants de consigne d'un système à 04 fils (muni du fil du neutre) et à réguler la tension continue du filtre actif (figure II.7) [18]. Les courants de charge triphasés passent par un filtre coupe-bande (filtre Notch) réglé sur la fréquence fondamentale à éliminer. En sortie, on obtient les courants harmoniques de référence.

La fonction de transfert permettant la réalisation du filtre Notch est la suivante [47] :

$$F(s) = \frac{s^2 + \omega_0^2}{s^2 + s \frac{\omega_0}{Q} + \omega_0^2} \quad (3.11)$$

[47]\* : quelque modification sur la figure.

Cette méthode possède les quelques caractéristiques suivantes [47] :

1. Elle s'applique sans problème aux systèmes monophasés, biphasés ou triphasés, équilibré ou non.
2. Possède un bon temps de réponse lors d'un régime transitoire.
3. Méthode de calcul simple.
4. Découplage moins net entre le fondamentale et les composantes harmoniques.

La figure ci-dessous (figure II.7) montre le principe de la génération de références harmoniques à base du filtre Notch.

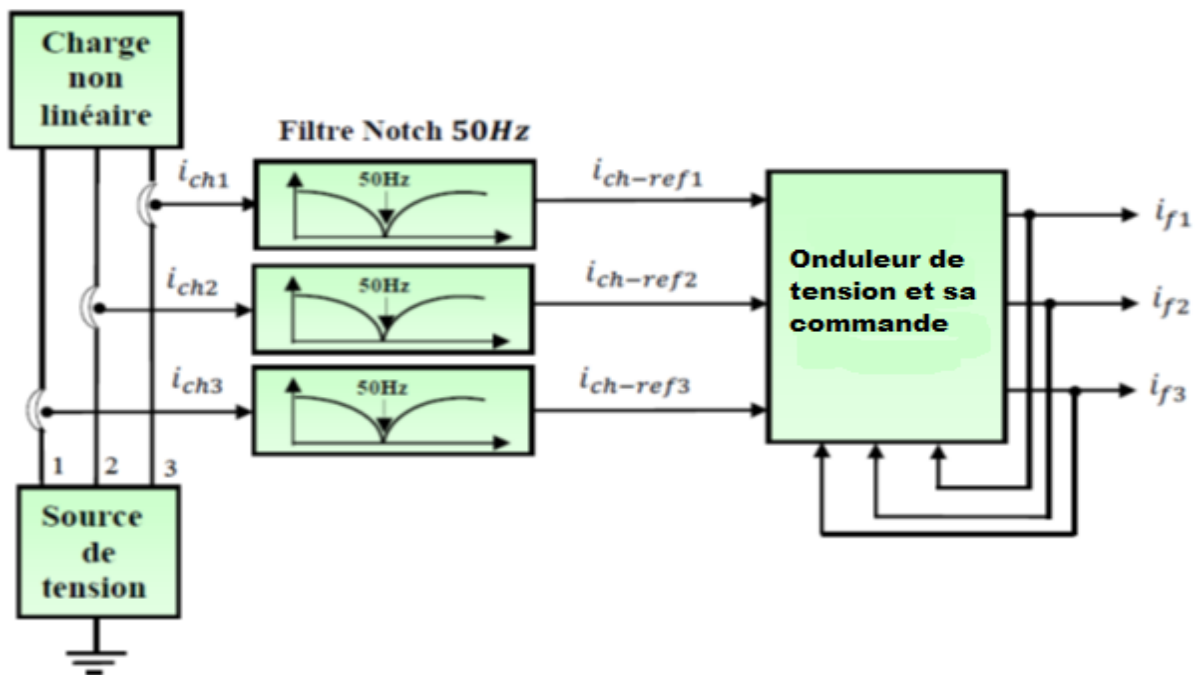


Figure II.7 : Algorithme d'identification des courants de référence à base du filtre Notch [47]

### II.3.1.2.5 Algorithme d'identification basé sur un filtre multi-variable

Le filtre multi-variable est un filtre d'extraction nommé FMV, il a été développé au sein du laboratoire de Nancy. Son principe de base s'appuie sur les travaux de Song Hong-Sok, et est basé sur l'extraction de la composante fondamentale des signaux, directement selon les axes  $(\alpha-\beta)$ , comme il est présenté dans la Figure II.8. [49] [47]

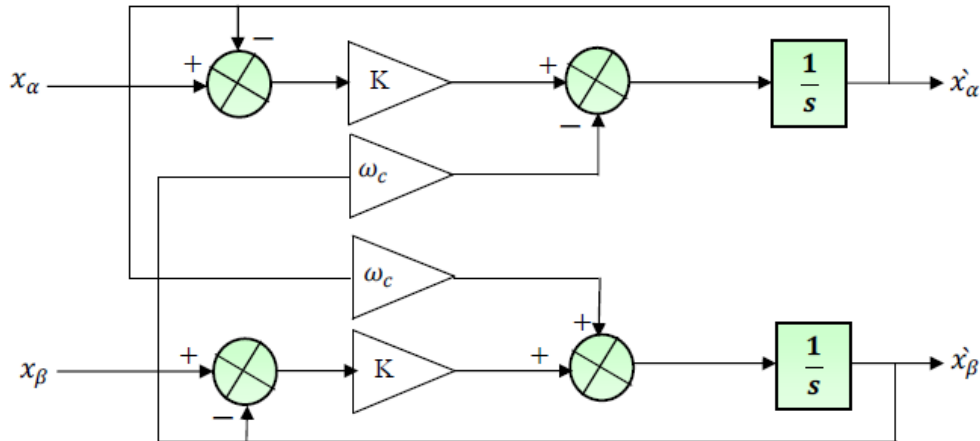


Figure II.8 : Structure du FMV [47]

Les équations de ce système sont représentées ci-après :

$$\dot{x}_\alpha = \left(\frac{K}{s}[x_\alpha(s) - \dot{x}_\alpha(s)] - \frac{\omega_c}{s} \cdot \dot{x}_\beta(s)\right) \quad (3.12)$$

$$\dot{x}_\beta = \left(\frac{K}{s}[x_\beta(s) - \dot{x}_\beta(s)] + \frac{\omega_c}{s} \cdot \dot{x}_\alpha(s)\right) \quad (3.13)$$

Tel que :

$\omega_c=2\pi f$  : Pulsation fondamentale du réseau.

$X_{\alpha\beta}$  : Le signal électrique d'entrée selon les axes ( $\alpha$ - $\beta$ ), de nature tension ou courant.

$X'_{\alpha\beta}$  : Les composantes fondamentales de  $X_{\alpha\beta}$ .

$K$  : constante à fixer.

Ce système fonction pour les tensions comme pour les courants (Figure II.9). Si on applique ce système pour les courants  $i_\alpha$  et  $i_\beta$  qui sont composé chacun d'un courant continu et d'un courant harmonique, on aura comme sorties les courants fondamentaux de  $i_\alpha$  et  $i_\beta$ . Ces derniers sont comparés aux courants bruts  $i_\alpha$  et  $i_\beta$  pour avoir les courants harmoniques. En appliquant les courants harmoniques de  $i_\alpha$  et  $i_\beta$  à la transformée inverse de Concordia on aura les courants harmoniques de références :

$$\begin{bmatrix} i_{ch\_ref1} \\ i_{ch\_ref2} \\ i_{ch\_ref3} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{i}_\alpha \\ \tilde{i}_\beta \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

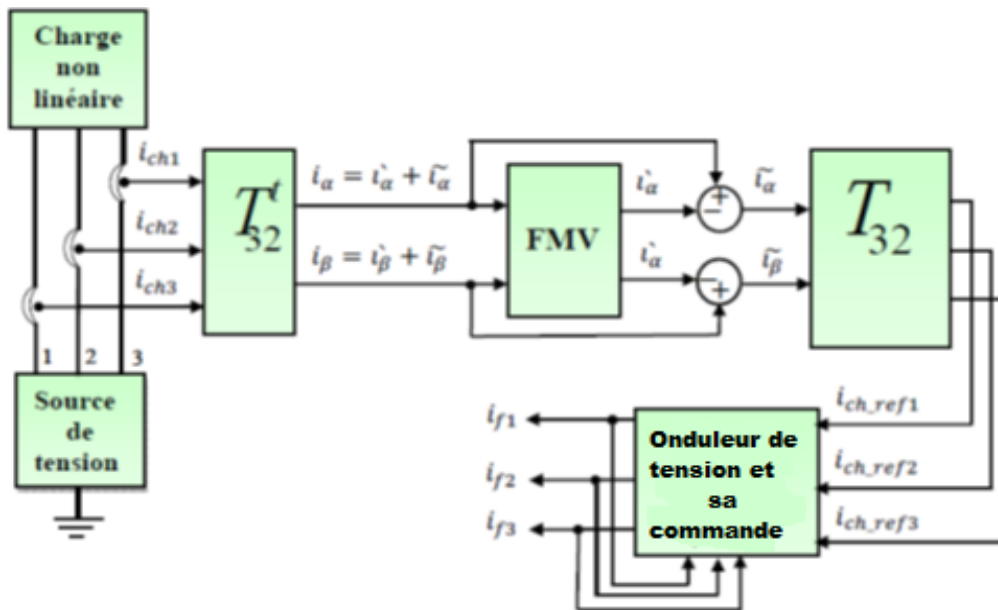


Fig. II.9 : Algorithme d'identification des courants harmoniques de référence à base du filtre FMV. [47]

### II.3.1.2.6 Comparaison des différentes méthodes d'identification dans le domaine temporel

Le **tableau II.1** résume les résultats de comparaison entre les cinq méthodes de point de vue «*temps de réponse* » que l'auteur [47] a étudié.

Méthode d'identification	Temps de réponse
Méthode de la détection du courant de charge	45ms.
Méthode de référentiel synchrone 'Park',dq	64ms
Méthode du filtre coupe-bande (filtre Notch)	100ms
La méthode à base du filtre multi-variable (FMV)	60ms
La méthode de la puissance instantanée (pq)	90ms

**Tableau II.1** : Comparaison des temps de réponse de quelques méthodes d'identification dans le domaine temporel [47]

### II.3.2 Stratégie de commande de l'onduleur du filtre actif

Deux types de commandes rapprochées des convertisseurs statiques sont principalement mis en œuvre : la commande par MLI et la commande par hystérésis. La commande MLI peut être à échantillonnage naturel ou optimisée. Quant à la commande par hystérésis, elle peut être à bande fixe, à bande variable ou bien encore dite «*modulée* ». Dans le paragraphe suivant, nous présentons ces types de commande :

- MLI à échantillonnage naturel ;
- Hystérésis conventionnelle ;
- Hystérésis modulée ;
- Contrôle par MLI à échantillonnage périodique.

### II.3.2.1 Contrôle par MLI

Le principe du contrôle par MLI est décrit à la figure II.10 Dans ce cas, la différence entre le courant de référence  $i_f^*$  et le courant réel  $i_f$  est appliquée à l'entrée d'un régulateur. Le signal de sortie du régulateur, appelé modulatrice, est ensuite comparé à un signal triangulaire de fréquence fixe (porteuse) afin de déterminer les ordres de commutations des interrupteurs.

La fréquence de la porteuse triangulaire fixe donc la fréquence de découpage des semi-conducteurs de puissance [50].

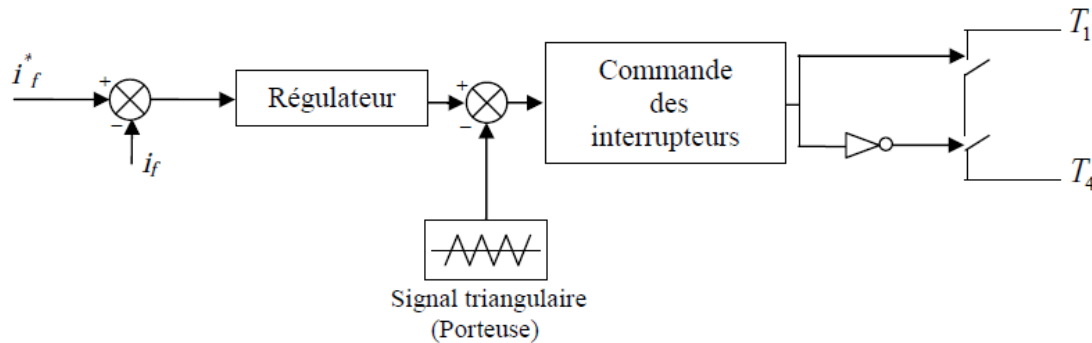


Figure II.10 Principe de la commande par MLI.

Le contrôle par MLI est d'une complexité réduite, il garantit un fonctionnement à fréquence fixe et conduit à un contenu harmonique parfaitement identifié. Cependant, cette technique a des propriétés dynamiques qui peuvent être limitatives et la réponse du système lors d'un changement brutal des courants de référence est plus lente que celle d'une commande par hystérésis.

### II.3.2.2 Contrôle conventionnel par hystérésis

La commande conventionnelle par hystérésis 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. La figure II.11 expose son principe qui consiste à établir dans un premier temps le signal d'erreur, différence entre le courant de référence  $i_f^*$  et le courant produit par l'onduleur  $i_f$ . Cette erreur est ensuite comparée à un gabarit appelé bande d'hystérésis afin de fixer les ordres de commande des interrupteurs. Cette commande présente cependant un inconvénient majeur : elle ne permet pas de contrôler la fréquence de commutation des semi-conducteurs, d'où la présence d'un nombre important d'harmoniques dans les courants générés [50].

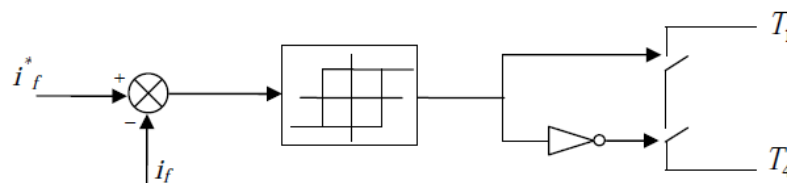


Fig. II.11 Commande conventionnelle par hystérésis.



### II.3.2.3 Contrôle par hystérésis modulée

La commande par hystérésis modulée a pour objectif de résoudre l'inconvénient majeur de la commande par hystérésis conventionnelle en fixant la fréquence de commutation des semi-conducteurs [51]-[52]. Cette commande consiste à ajouter au signal d'erreur  $\varepsilon$  ( $\varepsilon = i_f^* - i_f$ ) un signal triangulaire  $S_{tr}$ , de fréquence  $f_{tr}$  et d'amplitude  $A_{tr}$ . La fréquence  $f_{tr}$  doit être choisie égale à la fréquence de commutation que l'on souhaite imposer aux composants de puissance. Le signal ainsi obtenu attaque alors l'entrée d'un régulateur à hystérésis de largeur de bande  $2B_h$  dont la sortie permet de commander les interrupteurs de puissance. Le schéma de cette commande est décrit à la figure II.12 [50].

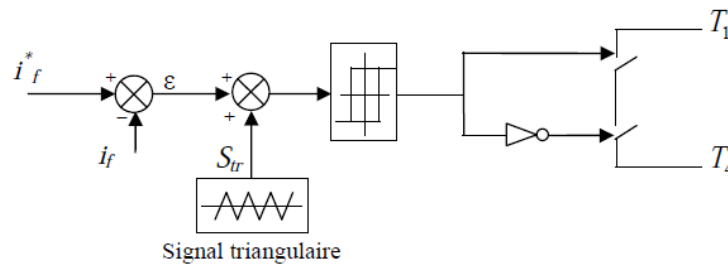
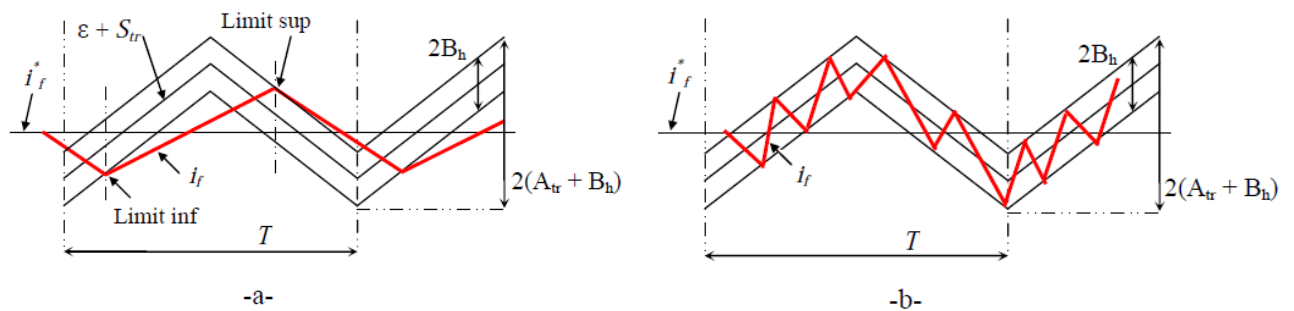


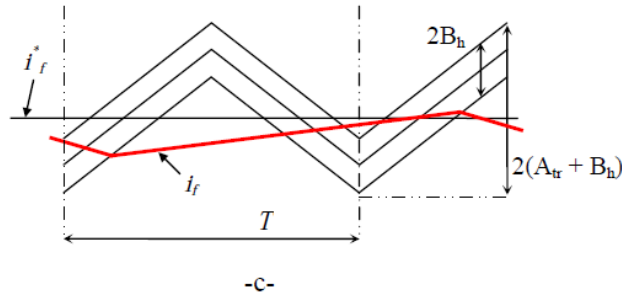
Figure II.12 Commande par hystérésis modulée.

Dans le cas du contrôle par hystérésis modulée, il est important de dimensionner correctement les valeurs des deux paramètres déterminants, à savoir  $A_{tr}$  du signal triangulaire et  $B_h$  [53], [54]. Si ces paramètres ne sont pas correctement déterminés, la fréquence de commutation des interrupteurs de puissance sera soit supérieure (figure II.13-b), soit inférieure (figure II.13-c), à la fréquence souhaitée. La figure II.13, montre quelques exemples illustrant l'effet de ces paramètres de commande ( $A_{tr}$ ,  $B_h$ ).



(a): fréquence de commutation égale à la fréquence désirée.

(b): fréquence de commutation supérieure à la fréquence désirée.



(c): fréquence de commutation inférieure à la fréquence désirée.

**Figure II.13** Exemples de l'effet des paramètres de commande ( $A_{tr}$ ,  $B_h$ ).

En effet, afin de fixer la fréquence de commutation en régime permanent, il ne doit exister que deux intersections entre le courant réel  $i_f$  et la bande d'hystérésis pendant chaque période  $T$  : la première avec la limite inférieure du contrôleur d'hystérésis et la deuxième avec sa limite supérieure [55], [56]. Si cette condition est respectée, on aura ainsi une fréquence de commutation des interrupteurs constante et égale à celle du signal triangulaire.

La figure II.13-a précédente présente le cas idéal où le moment d'allumage d'un interrupteur est déterminé par l'intersection du courant réel avec la limite inférieure et le moment d'extinction est déterminé par l'intersection avec la limite supérieure [50].

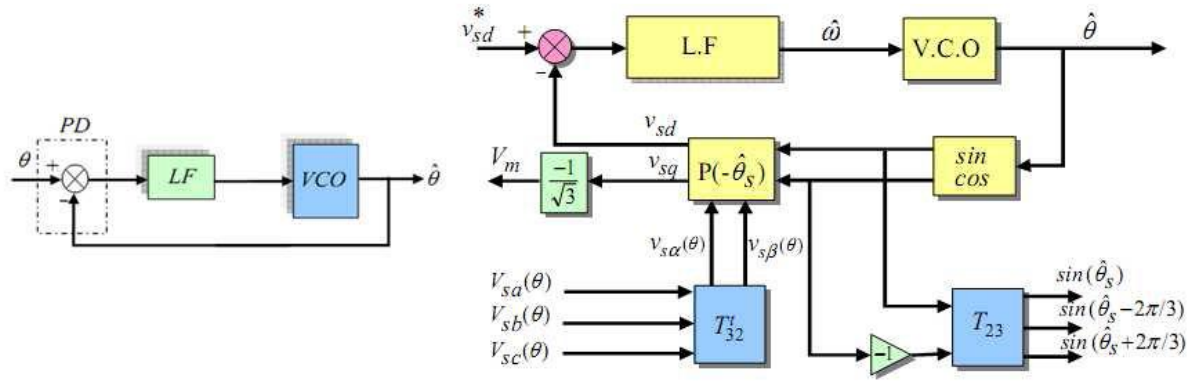
#### II.3.2.4 Contrôle par MLI à échantillonnage périodique

La méthode d'échantillonnage périodique permet aux semi-conducteurs de puissance de l'onduleur du FAP de commuter durant les transitions d'une horloge à onde carrée et à fréquence fixe (fréquence d'échantillonnage). L'avantage principal de cette méthode est que le temps minimal entre les commutations est limité par la période d'échantillonnage de l'horloge, de tel sorte d'assurer la commutation des semi-conducteurs (la fréquence de commutation des semi-conducteurs est inférieure à leurs limites), et les harmoniques générés par ces derniers sont connus et presque constante.

#### II.3.3 Présentation de la PLL classique

La P.L.L est un élément clef dans les nouvelles techniques de commande en électronique de puissance. Elle est utilisée comme un moyen pour récupérer les informations de la phase et de la fréquence. La forme de base de la PLL est présentée sur la figure II.14-a, contenant un détecteur de phase (PD), un filtre de la boucle (LF) et un oscillateur de tension contrôlée (VCO). Plusieurs techniques de PLL ont été développées, la figure II.14-b représente le synoptique détaillé de la PLL classique utilisée. Cette méthode détecte les paramètres de la composante fondamentale ( $\theta$ ,  $V_m$ ) des tensions de sources données par l'équation (3.15) où  $\omega$  est la pulsation du terme fondamental de la tension et  $V_m$  sa valeur efficace [57].

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \sqrt{2}V_m \begin{bmatrix} \sin\theta \\ \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix}; \text{ Avec } \theta = \omega t \quad (3.15)$$



(a) Synoptique de la P.L.L classique.

(b) Synoptique détaillé de la P.L.L classique.

**Figure II.14** Synoptique de la P.L.L

Les tensions simples  $V_{s\_abc}(\theta)$  mesurées au point de raccordement, subissent en premier lieu la transformation de Concordia qui permet de passer d'une structure triphasée à la structure diphasée équivalente dans un repère de coordonnées  $(\alpha, \beta)$ , et qui s'écrit comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{\alpha}(\theta) \\ V_{\beta}(\theta) \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{sa}(\theta) \\ V_{sb}(\theta) \\ V_{sc}(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Ce qui implique que :

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha}(\theta) \\ v_{\beta}(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{3}V_m \cdot \sin(\theta) \\ -\sqrt{3}V_m \cdot \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Ces grandeurs peuvent être obtenues dans le référentiel tournant synchrone en appliquant la transformation de Park suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\hat{\theta}) & \sin(\hat{\theta}) \\ -\sin(\hat{\theta}) & \cos(\hat{\theta}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{\alpha} \\ v_{\beta} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

D'où on obtient :

$$\begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} = \sqrt{3}V_m \begin{bmatrix} \sin(\theta - \hat{\theta}) \\ -\cos(\theta - \hat{\theta}) \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

La PLL sera verrouillée lorsque l'angle estimé  $\theta^*$  sera égal à  $\theta$ . Dans ce cas :  $V_{sd}=0$ , et  $V_{sq} = -\sqrt{3}V_m$ . Donc, il est possible de contrôler  $\theta$  en régulant  $V_{sd}$  à zéro. Le synoptique de la figure II.14-b peut être simplifié pour être similaire à celui de la figure II.14-a comme il apparaît sur le schéma de la figure II.15. La fonction de transfert en boucle fermée de ce système est donnée par :

$$\frac{\hat{\theta}(s)}{\theta(s)} = \frac{\sqrt{3}V_m \cdot k_p \left( \frac{1+\tau_i s}{\tau_i s} \right) \cdot \frac{1}{s}}{1 + \sqrt{3}V_m \cdot k_p \left( \frac{1+\tau_i s}{\tau_i s} \right) \cdot \frac{1}{s}} \quad (3.20)$$

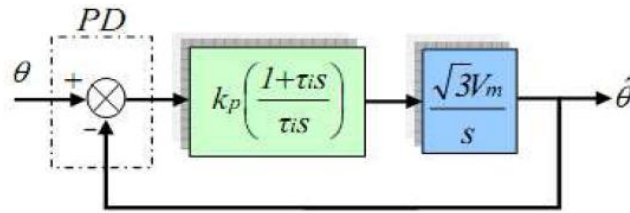


Figure II.15 Schéma simplifié de la P.L.L.

La fonction de transfert trouvée peut s'identifier avec le système général du deuxième ordre donnée par :

$$F(s) = \frac{2.\xi.\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2.\xi.\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.21)$$

Les paramètres du filtre L.F s'expriment comme suit :

$$k_p = \frac{2.\xi.\omega_n}{\sqrt{3}V_m} \quad \text{et} \quad \tau_i = \frac{2.\xi}{\omega_n}. \quad (3.22)$$

#### II.4 Onduleur du FAP

L'onduleur est constitué d'interrupteurs de puissance, ces interrupteurs sont bidirectionnels en courant. Ils sont formés par des composants semi-conducteurs commandés à la fermeture et à l'ouverture en antiparallèle avec une diode. L'onduleur est installé entre la source de tension (condensateur) et la source de courant (coté réseau alternatif triphasé) à travers une inductance triphasée.

La présence de ces deux types de sources impose les conditions suivantes :

- La source de tension : un seul interrupteur d'un bras doit conduire pour éviter les courts-circuits.
- La source de courant : ne doit pas être en circuit ouvert, pour que le courant de ligne trouve toujours un chemin libre, pour ce faire, il est suffisant de mettre des diodes en antiparallèle avec les interrupteurs.

Pour un onduleur classique à deux niveaux (figure II.16), les tensions aux points (1, 2 et 3) ne peuvent prendre que les deux valeurs  $+V_{dc}$  et  $-V_{dc}$ .

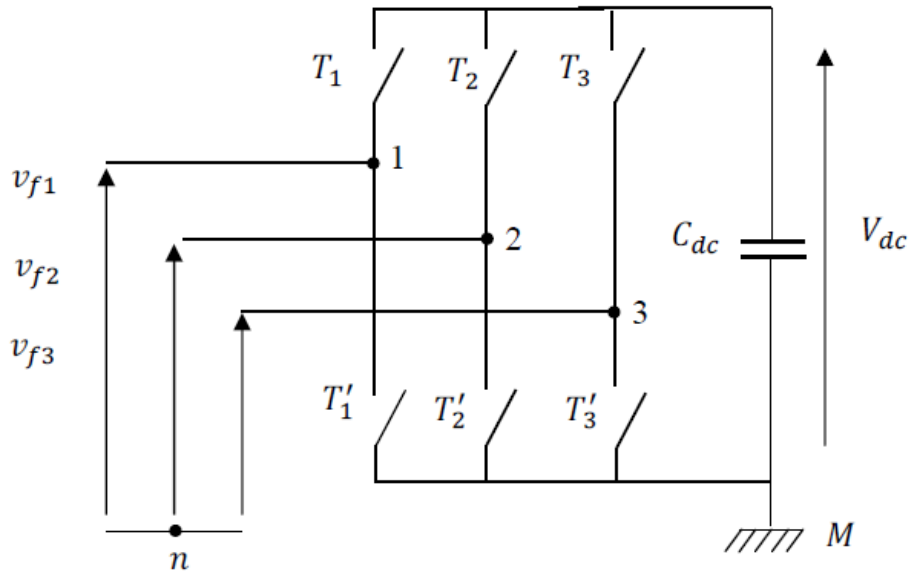


Figure II.16 Onduleur triphasé à structure tension à deux niveaux [47].

En tenant compte de l'absence d'une tension homopolaire, les tensions délivrées par l'onduleur sont données par [47] :

$$\begin{bmatrix} V_{f1} \\ V_{f2} \\ V_{f3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2/3 & -1/3 & -1/3 \\ -1/3 & 2/3 & -1/3 \\ -1/3 & -1/3 & 2/3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{f1M} \\ V_{f2M} \\ V_{f3M} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2/3 & -1/3 & -1/3 \\ -1/3 & 2/3 & -1/3 \\ -1/3 & -1/3 & 2/3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \end{bmatrix} \cdot V_{dc} \quad (3.23)$$

Les variables  $C_1$ ,  $C_2$  et  $C_3$  peuvent avoir deux états possibles (0 ou 1). Il en résulte donc 8 états possibles (tableau II.2) :

Cas N <sup>0</sup>	C <sub>3</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	V <sub>f3</sub>	V <sub>f2</sub>	V <sub>f1</sub>
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	1	-V <sub>dc</sub> /3	-V <sub>dc</sub> /3	2V <sub>dc</sub> /3
2	0	1	0	-V <sub>dc</sub> /3	2V <sub>dc</sub> /3	-V <sub>dc</sub> /3
3	0	1	1	-2V <sub>dc</sub> /3	V <sub>dc</sub> /3	V <sub>dc</sub> /3
4	1	0	0	2V <sub>dc</sub> /3	-V <sub>dc</sub> /3	-V <sub>dc</sub> /3
5	1	0	1	V <sub>dc</sub> /3	-2V <sub>dc</sub> /3	V <sub>dc</sub> /3
6	1	1	0	V <sub>dc</sub> /3	V <sub>dc</sub> /3	-2V <sub>dc</sub> /3
7	1	1	1	0	0	0

Tableau II.2 les états de tension de sortie possible d'un onduleur à deux niveaux. [47]

## II.5 Régulation de la tension continue

Le but du régulateur est de maintenir une faible ondulation de la tension continue aux bornes du condensateur avec une bonne dynamique pendant la compensation et la correction des signaux des courants ou de tensions absorbés par la charge survenant entre la source et le réseau.

La tension aux bornes du condensateur doit être maintenue à une valeur fixe. Les éléments à l'origine de la variation de la tension moyenne  $V_{dc}$  aux bornes du condensateur sont les suivants [50] :

- Les pertes statique et dynamique dans les semi-conducteurs de puissance de l'onduleur ;
- Les pertes dans les inductances de découplage  $L_f$ ;
- L'injection des courants fondamentaux pendant les régimes transitoires de la charge polluante ;
- Et les transitions de la charge polluante qui créent un échange de puissance active avec le réseau à travers l'onduleur. Cela se traduit par une variation de l'énergie moyenne dans la capacité de stockage et par conséquent une modification de la valeur de la tension continue [1].

### II.5.1 Régulateur proportionnel

En régime permanent les courants de référence ne contiennent pas de composante fondamentale et la puissance nécessaire pour compenser les pertes est faible. Dans ce cas, un simple gain est suffisant et pour filtrer les fluctuations à 300Hz, nous proposons d'ajouter un filtre passe-bas du premier ordre en sortie du régulateur [58]. L'équation du régulateur de la tension du condensateur  $V_{dc}$  choisi dans notre étude est sous la forme :

$$K(s) = \frac{K_r}{1 + \tau_c s} \quad (3.24)$$

$K_r$  : Gain du régulateur

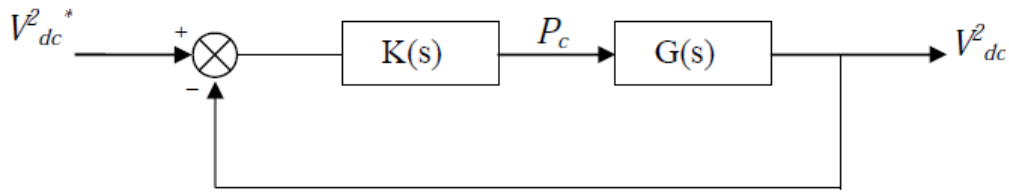
$\tau_c$ : Constant de temps

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

$$P_c = \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{2} C \cdot V_{dc}^2 \right) \quad (3.25)$$

Soit après la transformation de Laplace :

$$P_c(s) = \frac{1}{2} C \cdot s \cdot V_{dc}^2(s) \quad (3.26)$$



**Fig. II.17** Schéma fonctionnel de la régulation de  $V_{dc}$  avec le régulateur proportionnel.

Le terme  $G(S)$  de la figure II.17 a pour expression :

$$G(s) = \frac{2}{C \cdot s} \quad (3.27)$$

La fonction de transfert calculé en boucle fermée est sous la forme :

$$F(s) = \frac{\omega^2}{S^2 + 2\xi_c \omega S + \omega^2} \quad (3.28)$$

Avec :

$$\omega = \sqrt{\frac{2K_c}{C\tau_c}} \quad (3.29)$$

Et :

$$\xi_c = \frac{1}{2\sqrt{2}} \cdot \sqrt{\frac{C}{K_c \cdot \tau_c}} \quad (3.30)$$

### II.5.2 Régulateur Proportionnel-Intégral (PI)

Le Régulateur Proportionnel-Intégral PI est beaucoup plus utilisé en raison de sa simplicité d'implémentation et sa possibilité d'obtenir une bonne réponse dynamique, quand ses paramètres sont bien réglés.

Le rôle de la boucle de régulation de la tension du bus continu est de maintenir cette tension à une valeur de référence constante, en contrôlant le processus de chargement et de déchargement 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  $I_{sm}$ . Ensuite cette amplitude sera multipliée par trois signaux sinusoïdaux d'amplitude égale à l'unité et déphasés entre eux de  $2\pi/3$  pour l'obtention des trois courants de référence instantanés de source  $i_{sa}^*$ ,  $i_{sb}^*$ ,  $i_{sc}^*$ . 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 II.18.

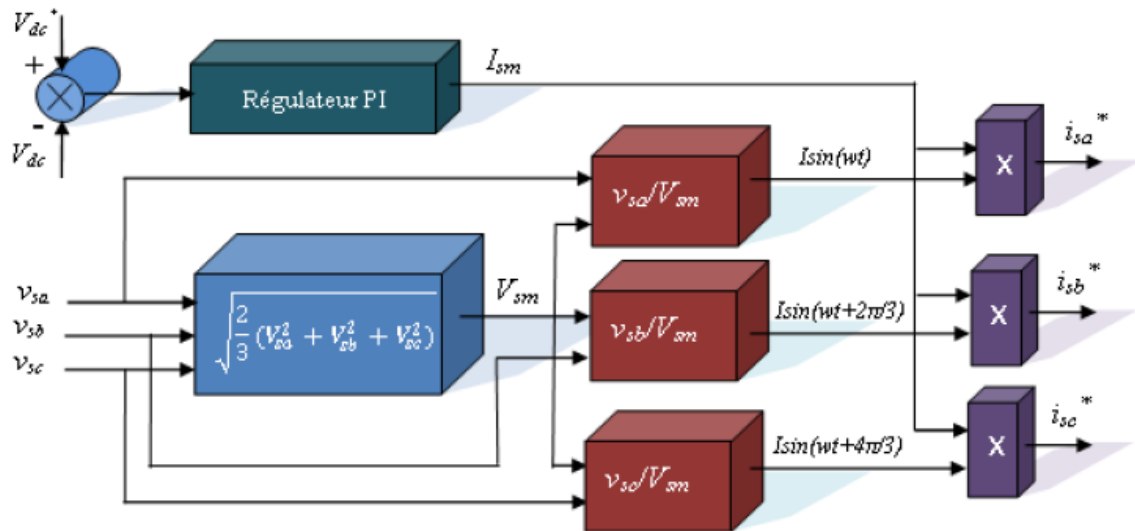


Figure II.18 Schéma de calcul des courants de référence de source avec le régulateur PI.

## II.6 Élément passif de couplage au réseau $L_f$

L'élément passif de couplage entre l'onduleur et le réseau est un filtre de premier ordre qui est en réalité une simple inductance mais avec des spécificités au niveau de son circuit magnétique (introduction de noyaux en ferrites), elle est considérée comme une source de tension commandée en courant, ces avantages sont :

- Réduire les amplitudes des créneaux des courants injectés au réseau.
- générer des courants harmoniques à partir de la différence des tensions entre la sortie du pont onduleur et le réseau. A ce titre, l'inductance  $L_f$  intervient dans la commandabilité du courant du filtre [13].
- réduire au point de raccordement au réseau (PCC), l'amplitude des créneaux de tension générés [13].

### Estimation de la valeur de l'inductance $L_f$ :

L'auteur [1] cite plusieurs approches pour le calcul de la valeur de l'inductance de couplage au réseau. Ci-après une approche simple qui s'applique à la commande MLI :

Dans cette méthode, la valeur de l'inductance est limitée par un maximum  $L_{fmax}$  et un minimum  $L_{fmin}$  [57]. Pour maintenir l'ondulation du courant à un niveau réduit, la valeur d'inductance utilisée ne doit pas être inférieure à  $L_{fmin}$ . Une possibilité d'estimation de cette valeur minimale à partir du courant  $I_{fmax}$  que le SAPF (shunt active power filter) doit fournir pour compenser toute la charge inductive, est la relation suivante [13] :

$$L_{fmin} = \Delta V / \omega \cdot I_{fmax} \quad (3.31)$$

Tel que  $\Delta V$  : la différence de potentielle entre la tension de source et la tension de l'onduleur.

$$L_{fmax} = (V_s + 0,5V_{dc}) / (4 \cdot A \cdot f_m) \quad (3.32)$$



Tel que  $f_m$  : est la fréquence de la porteuse de la commande MLI.

A : l'amplitude du signal.

Et  $4.A.f_m$  : la pente du signal triangulaire.

Donc :

$$\Delta V/\omega \cdot I_{f_{max}} < L_f < (V_s + 0,5V_{dc})/(4.A.f_m) \quad (3.33)$$

## II.7 Combinaisons des filtres actifs

Ci-après nous représenterons deux types de combinaisons des filtres actifs.

### II.7.1 Combinaison hybride active et passive

Afin de réduire le dimensionnement et par conséquent le prix des filtres actifs, l'association de filtres actifs de faible puissance à des filtres passifs peut être une solution. Dans ce cas, les filtres passifs ont pour rôle d'éliminer les harmoniques prépondérants permettant de réduire le dimensionnement des filtres actifs qui ne compensent que le reste des perturbations [59].

Plusieurs configurations ont été présentées dans la littérature [60], les plus étudiées étant :

- le filtre actif série avec des filtres passifs parallèles ;
- le filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles ;
- le filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle.

### II.7.2 La combinaison parallèle-série actifs (UPQC)

La *combinaison parallèle-série actifs*, aussi appelée *Unified Power Quality Conditioner (UPQC)*, résulte de l'association des deux *filtres actifs parallèle* et *série*, comme le montre la figure II.19 Profitant des avantages des deux filtres actifs, l'UPQC assure un courant et une tension sinusoïdaux du réseau électrique à partir d'un courant et d'une tension perturbés de celui-ci [59, 61, 62, 63].

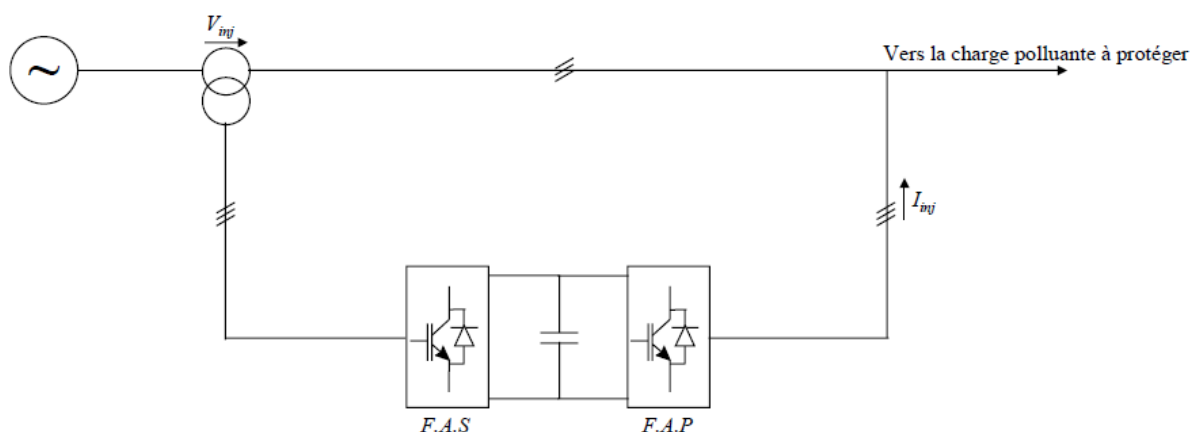


Figure II.19 Combinaison parallèle-série actifs (UPQC) [59]

## II.8 Conclusion

Nous avons présenté deux stratégies de détection harmonique (la stratégie de détection harmonique dans le domaine fréquentiel et dans le domaine temporel), la première stratégie est basée sur l'analyse de Fourier du courant ou de la tension, l'application de cette méthode nécessite un temps de calcul relativement lent, ce qui est un inconvénient majeur, en espèrent une grande amélioration du temps de calcul et de ces performances dans un avenir proche grâce aux progrès technologique qui ne cessent d'augmenter. Nous avons vu la comparaison des différentes méthodes d'identification dans le domaine temporel. Dans le quatrième chapitre nous utiliserons la méthode de la puissance instantanée qui est un algorithme basé sur la stratégie de détection harmonique dans le domaine temporel. La fourniture par les batteries d'un courant transitoire brusque et imprévisible pour compensé les courants harmoniques nous a induit a utilisé un régulateur PI pour les batteries, cela pour améliorer le signal du réseau à corriger.

Chapitre III  
Les éoliennes

### III.1 Introduction

Une éolienne est un dispositif qui absorbe et transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice.

Selon leur puissance nominale, les éoliennes sont divisées en trois catégories :

- Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW
- Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.
- Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW

Plus de 95% de la capacité mondiale d'énergie éolienne est raccordée à des grands réseaux de puissance. Ceci s'explique par les nombreux avantages du fonctionnement des centrales éoliennes sur les réseaux [19] :

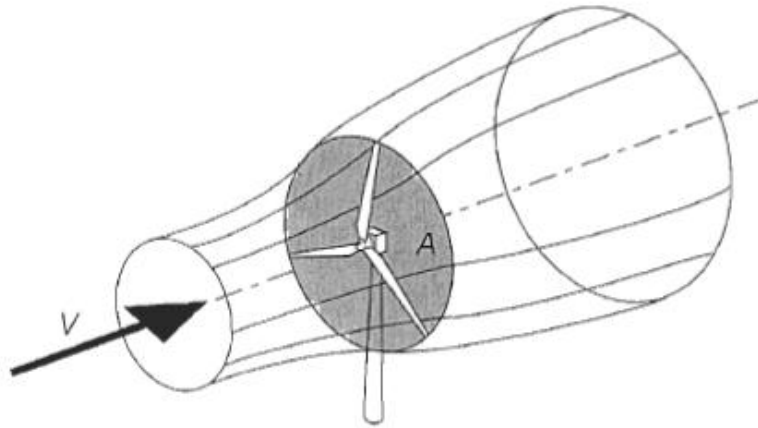
- a) La puissance des turbines éoliennes ne doit pas être nécessairement commandée en fonction de la demande instantanée d'un client spécifique,
- b) Le manque de puissance délivrée par les éoliennes est compensé par les centrales conventionnelles,
- c) La fréquence du réseau est aussi maintenue par les autres centrales et elle peut être utilisée pour la commande de la vitesse des éoliennes.

Ainsi, le fonctionnement des turbines éoliennes connectées aux réseaux est techniquement moins complexe que son application individuelle isolée.

### III.2 Fonctionnement des éoliennes

L'éolienne capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en un couple qui fait tourner les pales du rotor. La densité de l'air et la vitesse du vent sont des paramètres climatologiques qui dépendent du site. Pour convertir l'énergie disponible du vent en énergie électrique, les turbines éoliennes doivent être composées d'une partie mécanique et d'une partie électrique. La partie mécanique sert à capter et transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique rotative. Cette dernière est transmise via un système d'entraînement, habituellement composé d'une boîte de vitesse, à une génératrice électrique. La conversion d'énergie mécanique en énergie électrique est effectuée via la génératrice électrique.

L'aérodynamique d'une turbine éolienne est en fait un terme désignant l'interaction entre le vent et le rotor de l'éolienne. La théorie du disque sert à décrire la caractéristique aérodynamique d'une telle turbine (Figure III.1).



**Figure III.1** : Illustration de la théorie du disque [20]

Cette théorie décrit quelle puissance est disponible dans le vent ( $P_v$ ) pour un certain disque balayé par le rotor et décrit comment lier cette puissance disponible à la puissance extraite par le rotor lui-même ( $P_r$ ) :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (2.1)$$

Tel que :

$\rho$  : La masse volumique de l'air ;

$A$  : La surface balayée par les pales ;

$V$  : La vitesse du vent.

Le coefficient de puissance ( $C_p$ ) représente l'efficacité du rotor de la turbine à capter l'énergie disponible du vent. Cette efficacité ne peut excéder la limite de *Betz* de l'ordre de 59%. Ce coefficient de puissance varie en fonction de deux paramètres, soit la vitesse spécifique ( $\lambda$  : *tip-speed-ratio*) et l'angle de calage des pales ( $\beta$ ). [21]\*

$$C_p = \frac{P_r}{P_v} \quad (2.2)$$

$$P_r = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V^3 C_p \quad (2.3)$$

$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{V}$  : vitesse spécifique ou vitesse réduite (le rapport entre la vitesse en bout de pales de la turbine et de la vitesse du vent).

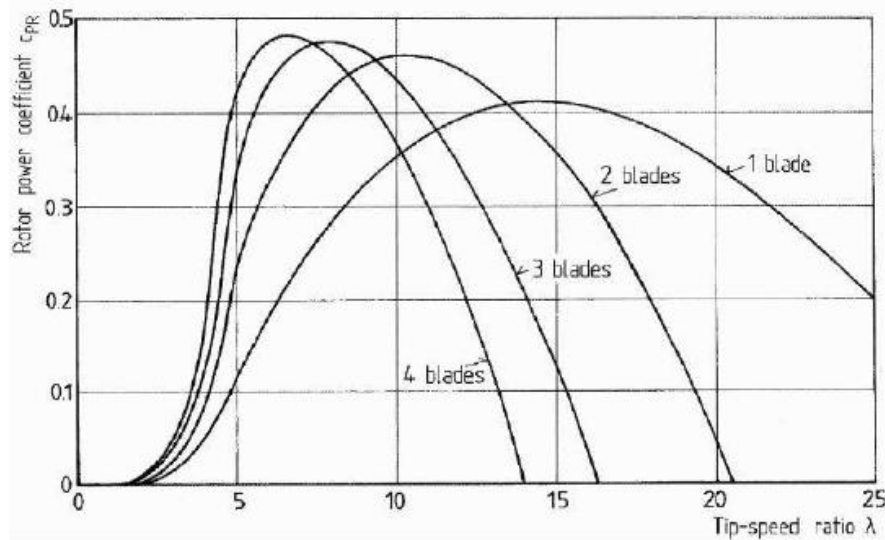
$$C_{p \text{ lim}}(\lambda, \beta) = \frac{P_{\text{max}}}{P_v} = 4a(1-a)^2 \Big|_{a=1/3} \approx \mathbf{0,59} \quad (2.4)$$

Le coefficient de puissance peut être généré à partir de tests expérimentaux ou de calculs utilisant la théorie des éléments de pales.

Le graphique de la figure III-2 montre l'évolution du coefficient de puissance pour des turbines réelles à axe horizontal à 1, 2, 3 et 4 pales, on note que sa valeur reste bien au-dessous de la limite de Betz (0,59). Ces courbes dépendent pratiquement du profil des pales.

[21]\* : Quelques modifications aux niveaux du texte et des équations.

Si on considère la machine tripale, on peut dire que son coefficient de puissance est maximal pour  $\lambda \approx 7$ , c'est-à-dire une vitesse périphérique en bout de pale égale 7 fois la vitesse du vent. C'est pour une telle vitesse normalisée que l'on maximise le rendement aérodynamique [22].



**Figure III.2 :** Coefficient de puissance en fonction de la vitesse réduite pour différents types de turbines (de une à quatre pales).

D'autre part, le couple éolien développé sur l'arbre est calculé par la relation :

$$\Gamma_e = \frac{P_e}{\Omega} = \frac{\rho \pi C_P v^2 R^3}{2\lambda} \quad (2.5)$$

Et on définit le coefficient de couple de l'éolienne par :

$$C_\Gamma(\lambda, \beta) = C_P(\lambda, \beta) / \lambda \quad (2.6)$$

D'où l'on a :

$$\Gamma_e = \frac{P_e}{\Omega} = \frac{\rho \pi C_\Gamma(\lambda, \beta) v^2 R^3}{2} \quad (2.7)$$

Cette famille de courbes montre clairement que le couple de démarrage augmente lorsque le nombre des pales de l'éolienne augmente.

Les deux caractéristiques  $C_p(\lambda, \beta)$  et  $C_\Gamma(\lambda, \beta)$  sont les caractéristiques les plus importantes d'une éolienne dont les paramètres constructifs sont connus. Elles nous donnent respectivement les dépendances de la puissance éolienne disponible sur l'arbre  $P_e$  (ou  $P_r$ ), et du couple développé  $\Gamma_e$  en fonction de la vitesse de rotation  $\Omega$ .

### **III.3 Les machines utilisées dans le domaine des énergies éoliennes**

Les deux types de machine électrique les plus utilisés dans l'industrie éolienne sont les machines synchrones et les machines asynchrones sous leurs diverses variantes.

Les machines à courant continu présentent une excellente marge de variation de la vitesse de rotation et une bonne réponse dynamique mais elles sont chères et ont un poids élevé.

Les génératrices à reluctances variables sont des machines mécaniquement robuste, elles ont de plus un bon rendement et une large marge de variation de vitesse et leur commande est simple.

Les éoliennes à vitesse variable font largement appel à l'électronique de puissance, les stratégies de commande et de supervision doivent naturellement être intégrées dans ces modèles pour assurer un maximum de captage d'énergie dans la zone où la vitesse du vent n'a pas encore atteint la vitesse nominale. Cette technologie s'étend actuellement aux éoliennes de grande puissance car les appareils électroniques de transformation du courant sont de moins en moins coûteux [23].

#### **III.3.1 Machine synchrone**

##### **III.3.1.1 Machine synchrone à rotor bobiné**

Ce type de machines fait appel, le plus souvent, à une excitation au niveau de l'inducteur ce qui nécessite la présence d'une alimentation pour ce dernier. Par conséquent, les sites isolés ne sont adaptés à ces génératrices qu'en présence d'une batterie ou d'une source de tension indépendante [24]. Mais ces batteries peuvent être autoalimentées à travers un redresseur AC/DC qui est à son tour alimenté par le réseau.

##### **III.3.1.2 Machines synchrones à aimants permanents**

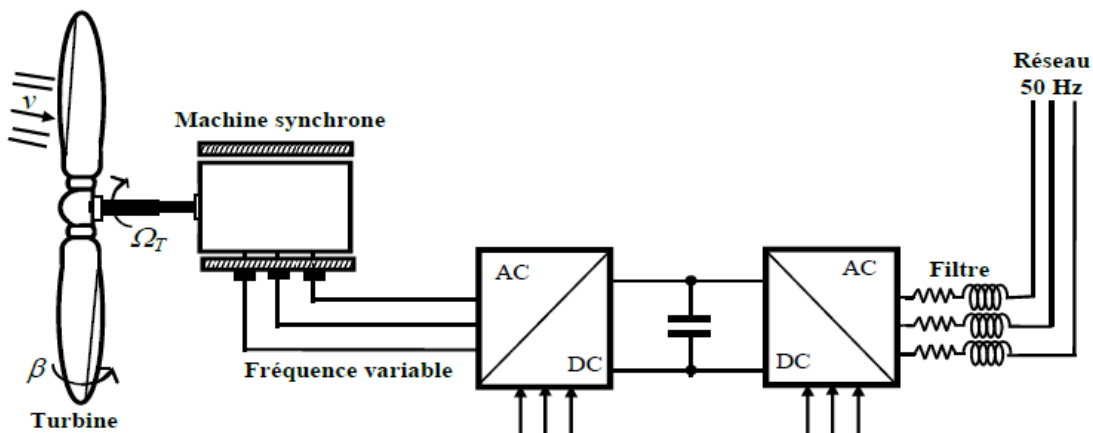
La machine synchrone à aimants permanents est une solution très intéressante dans les applications éoliennes isolées et autonomes vu ses avantages (un bon rendement et un bon couple massique) et la non nécessité d'une source d'alimentation pour le circuit d'excitation [25], sans oublier l'inexistence des ballais, charbons et des collecteurs qui l'exempte des frais de travaux de maintenances (pièces de recharge, main d'œuvre et temps d'intervention), par contre leurs coûts et plus élevés que les machines synchrones à rotor bobiné.

Toutefois, différentes structures de machines synchrones à aimants permanents alimentant des charges autonomes à travers des dispositifs d'électronique de puissance existent [25], l'auteur [25] cite quelques types de commande utilisés pour les générateurs éoliens à machines synchrone, on les mentionne brièvement :

- ✓ Structure utilisant un redresseur à diodes (non commandé) ;
- ✓ Structure avec redresseur à diodes combiné à un hacheur dévolteur ;
- ✓ Structure avec redresseur à diodes combiné à un hacheur en pont ;
- ✓ Structure avec un redresseur à commande MLI ;
- ✓ Machines utilisant des reluctances variables,

En cite ci-après un exemple de machines synchrones à grand nombre de paires de pôles et sans multiplicateur :

Les éoliennes basées sur une génératrice synchrone à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais et un multiplicateur, induisant des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets off-shore situés en milieu salin. Certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur (Figure III.3). Le système de bagues et de balais peut aussi être éliminé si la génératrice est équipée d'aimants permanents [26].



**Figure III.3** Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles [26]

Cette structure d'éolienne comporte une génératrice entièrement découplée du réseau par les convertisseurs électroniques de puissance et permet ainsi une variation de vitesse de 0% à 100% de la vitesse nominale de rotation. Un défaut sur le réseau ne perturbe ainsi que très peu le fonctionnement de la génératrice. En ce qui concerne le contrôle de ces convertisseurs, le principe est très similaire à celui appliqué pour commander les convertisseurs d'une éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation. Cette technologie présente de nombreux avantages : optimisation de la production grâce à une grande plage de la variation de vitesse, découplage entre réseau et génératrice, souplesse de contrôle, gestion du réactif. Le principal inconvénient de cette structure est la nécessité d'une interface d'électronique de puissance dimensionnée à 100% de la puissance nominale de la machine, ce qui entraîne donc un coût plus élevé [26].

### III.3.2 Machine asynchrone

#### III.3.2.1 Machines asynchrones à cage

L'auteur [25] cite quelques types de commande utilisés pour les générateurs éoliens à machines asynchrones:

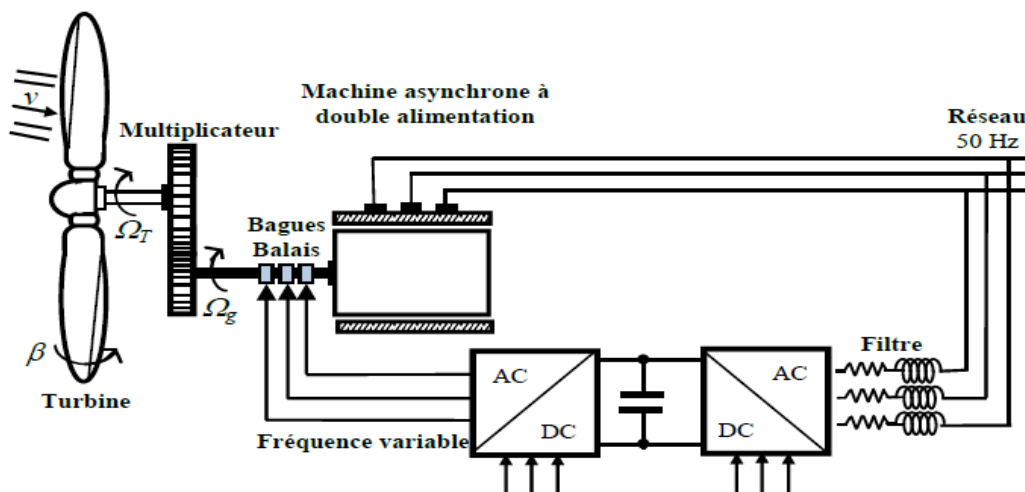
- **A** Machine asynchrone auto-excitée par condensateurs fixes :



- ✓ **A.1** Machine asynchrone auto excitée par un seul condensateur fixe.
- ✓ **A.2** Machine asynchrone auto-excitée par une batterie de condensateurs fixes.
- **B** Machine asynchrone auto-excitée par une batterie de condensateurs fixes avec un système de compensation :
  - ✓ **B.1** Capacités de compensation en série.
  - ✓ **B.2** Batterie de condensateurs commandés.
  - ✓ **B.3** Générateurs de puissance réactive :
    - Réactances commandées par thyristors (TCR : Thyristor Controlled Reactor) [27].
    - Capacités commutées par thyristor (TSC : Thyristor Switched Capacitor) [27].
    - Le compensateur statique (STATCOM : STATic COMPensator) [28], [29], [30].
    - La source de tension basée sur un convertisseur (VSI : Voltage Source Inverter) [31], [32], [33], [34], [35].
- **C** Configuration avec convertisseur unidirectionnel (redresseur à diodes ou mixte).
- **D** Configuration avec convertisseurs bidirectionnels (convertisseurs à MLI).

### III.3.2.2 Machines asynchrones à rotor bobiné

Voici un exemple d'éoliennes qui comporte un rotor bobiné raccordé au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance (Figure III.4). Cette interface permet de découpler partiellement la vitesse mécanique du rotor de la fréquence du réseau. La plage de variation de la vitesse du rotor autorisée sur une machine asynchrone à double alimentation peut aller de -40% à 30% autour de sa vitesse de synchronisme (correspondant à la valeur du glissement  $g$ ). Ceci va engendrer une limitation de la puissance circulant dans le circuit rotorique ( $|g.P|$ ). Par conséquent, la chaîne de conversion électronique est dimensionnée pour une fraction de la puissance nominale et présente donc un coût réduit [36].



**Figure III.4** Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double Alimentation

La puissance active et la puissance réactive de ce type d'éoliennes peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce aux convertisseurs connectés sur le circuit électrique du rotor.

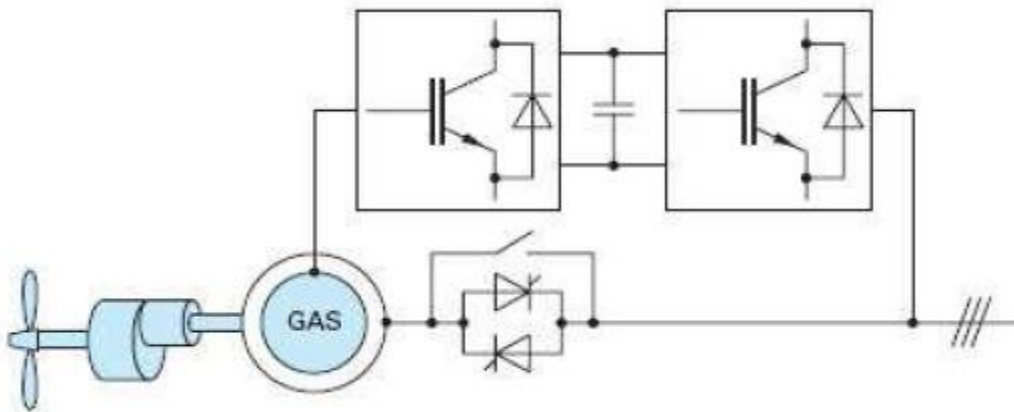
Le convertisseur « coté rotor » permet de contrôler le couple électromagnétique, donc la puissance active générée, ainsi que la puissance réactive échangée avec le stator. Le convertisseur « coté réseau » a comme rôle principal de réguler la tension du bus continu. Cette régulation assure les échanges de puissance active entre le rotor et le réseau [36].

Il est possible également d'employer ce convertisseur pour régler la puissance réactive générée.

### III.3.2.3 Les machines asynchrones à double alimentation

Ces machines (Figure III.5) présentent un avantage important concernant la puissance réduite de dimensionnement du convertisseur électronique de puissance. Son principe est issu de la cascade hypo-synchrone : le stator est connecté à tension et fréquence fixe au réseau alors que le rotor est relié à travers un convertisseur de fréquence au réseau. Si la variation de vitesse requise reste réduite autour de la vitesse de synchronisme, le dimensionnement du convertisseur de fréquence peut être réduit [22].

Ces machines sont un peu plus complexes que les machines à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse. Il faut noter aussi que l'usure des contacts glissants occasionne une maintenance plus importante (environ 1 à 2 ans pour les balais et 10 ans pour les bagues), ce qui constitue un inconvénient en particulier pour les systèmes offshore. Malgré la nécessité d'une maintenance accrue et le surcoût de la machine à rotor bobiné, le gain sur le prix du convertisseur est suffisamment significatif pour assurer la compétitivité de cet ensemble et pour le voir occuper une très large part du marché actuel [22].



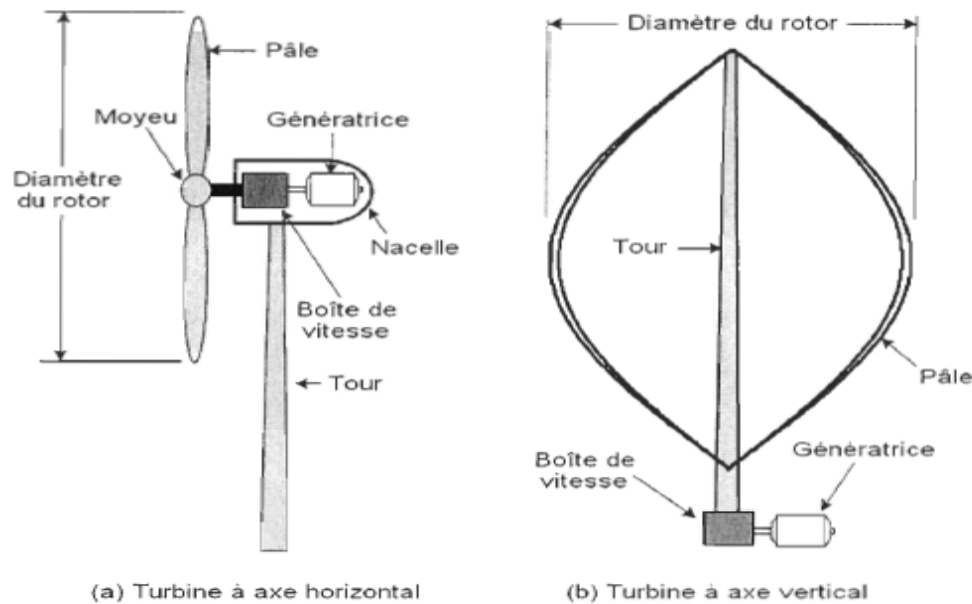
**Figure III.5** Génératrice asynchrone avec multiplicateur à variation de vitesse par le rotor.

Enfin, on signale que de nouvelles solutions sans balais sont à l'étude, notamment pour des applications offshore dans lesquelles la maintenance est particulièrement coûteuse [22].

### III.4 Les éoliennes à axe horizontal et à axe vertical

Deux grandes classes de turbines éoliennes sont présentes dans l'industrie (Figure 2.6), soit [37] :

- **les éoliennes à axe horizontal** : Elles sont composées principalement d'une tour au sommet de laquelle une nacelle est installée. Cette nacelle supporte le rotor de la turbine - moyeu et pales – et comporte le système d'entraînement ainsi que la génératrice. L'axe de rotation du rotor de la turbine est donc horizontal.
- **les éoliennes à axe vertical** : Quant à elles, l'axe de rotation du rotor est perpendiculaire au sol. Ceci permet de placer le système d'entraînement ainsi que la génératrice au niveau du sol.



**Figure 2.6** Représentation des concepts d'éoliennes (a) à axe horizontal et (b) à axe vertical.

#### III.4 .1 Les éoliennes à axe horizontal

Malgré le fait d'orienter leurs pales face au vent qui est l'un des inconvénients, elles sont les plus utilisées (figure 2.7), elles ont un meilleur coefficient de puissance donc elles produisent plus de puissance pour une même vitesse de vent que les éoliennes à axe vertical, elles possèdent généralement deux à trois pales (famille des éoliennes à marche rapide), leurs pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs MW et leur coefficient de puissance atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente, elles fonctionnent rarement en dessous d'une vitesse de vent de 3 m/sec. Par contre, il existe une autre famille, qu'on appelle les éoliennes à marche lente, muni d'un grand nombre de pales, elles ont une inertie plus importante que les éoliennes à marche rapide, ce qui fait que leurs diamètres sont limités, et par conséquent leur vitesse en bout de pale est limitée donc leur rendement est moindre. Leur coefficient de puissance augmente et diminue rapidement lors des variations de vent violent.



**Figure 2.7** Eoliennes à axe horizontal à trois pales (à gauche) et à deux pales (à droite).

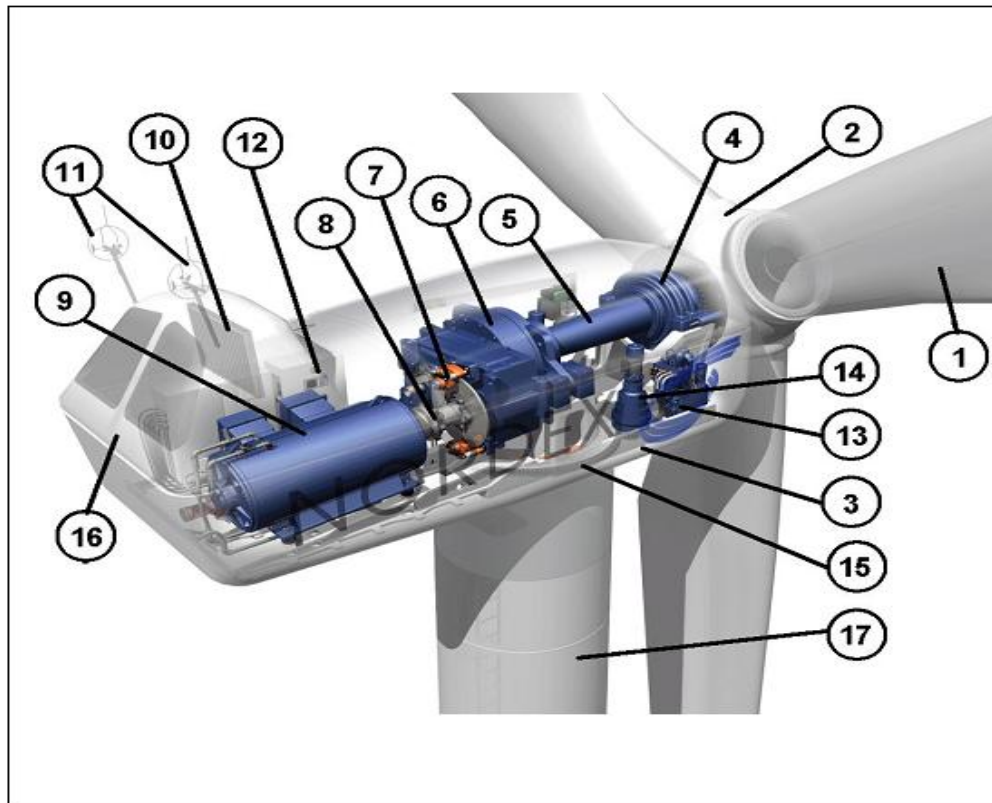
#### **III.4.1.1 Principaux composants d'une éolienne à axe horizontal**

L'éolienne comporte généralement des éléments mécaniques et électriques qui sont illustrés sur la figure (Fig. 2.8) [38].

- 1- Pales en composite fibre de verre. Pas fixe, profil de type stall (décrochage aérodynamique). Freins aérodynamiques d'extrémité pivotants.
- 2- Moyeu du rotor en fonte.
- 3- Structure de la turbine en fonte ductile ou en acier soudé galvanisé à chaud.
- 4- Paliers du rotor à double rangée de billes.
- 5- Arbre lent du rotor en acier haute résistance.
- 6- Multiplicateur de vitesse à 3 étages (1 train épicycloïdal et 2 trains parallèles).
- 7- Frein à disque sur l'arbre rapide avec témoin d'usure.
- 8- Accouplement avec la génératrice de type flexible.
- 9- Génératrice (800/200 kW) asynchrone refroidie à l'eau.
- 10- Radiateur de refroidissement intégré au système multiplicateur - génératrice.
- 11- Système de mesure du vent (anémomètre et girouette) transmettant les signaux au système de contrôle de la turbine.
- 12- Système de contrôle surveillant et pilotant la turbine.
- 13- Système hydraulique pour les freins d'extrémité de pale et le système d'orientation.
- 14- Entraînement d'orientation de la tourelle à deux trains d'engrenages planétaires entraînés par des moteurs alimentés à fréquence variable.
- 15- Paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque.

16- Capot de la nacelle en structure acier recouverte de composite fibre de verre.

17- Tour en acier tubulaire (plusieurs hauteurs possibles).



**Figure 2.8** Principales composants de l'éolienne à axe horizontal [38]

### III.4.2 Les éoliennes à axe vertical

L'éolienne à axe vertical en anglais VAWT (Vertical Axis Wind Turbine) elle est adaptée pour les zones rurales, grâce à sa intégration aisée aux bâtiments et à un niveau sonore faible (pratiquement inaudible), son système de captage d'énergie permet d'avoir un bon rendement même pour des petites vitesses du vent. Mais l'unité de ce type ne peut pas produire de grandes puissances.

Suite aux recommandations récentes en matière de production de l'énergie électrique par des sources renouvelables, ces structures connaissent un fort regain d'intérêt depuis une dizaine d'années pour des applications, à petite et moyenne puissances, en milieu urbain [39], [40].

Il existe deux types de ce genre :

- les turbines Darrieus Figure III.9.
- Et les turbines Savonius Figure III.9.



Figure III.9 Eolienne Darrieus (à gauche) et éolienne Savonius (à droite).

Les éoliennes à axe vertical de type Savonius utilisent la force de trainée et celles de type Darrieus reposent sur l'effet de portance subi par un profil soumis à l'action d'un vent relatif, cet effet est similaire aux forces qui s'exercent sur l'aile d'un avion [25].

### III.4.3 Les pertes d'une éolienne

Les pertes mécaniques  $P_{mec}$  qui sont les plus importantes de toutes les autres pertes, elles sont dues aux frottements, les pertes Joule  $P_j$  qui sont engendrées par la résistance du bobinage statorique, il y a aussi les pertes fer  $P_{fer}$  qui sont la somme des pertes par courants de Foucault et les pertes par hystérésis au sein des matériaux ferromagnétiques. Toutes ces pertes nommées précédemment sont dans la génératrice, elles ont les mêmes formules que les moteurs ou génératrices ordinaire. Il existe aussi des pertes au niveau des pales qui sont appelées pertes au bout de pales.

### III.4.4 Avantages et inconvénients des éoliennes à axe horizontal et à axe verticale

Ces deux méthodes de captation de l'énergie disponible dans le vent ont leurs avantages et leurs inconvénients. Ceux-ci sont présentés au Tableau 2.1.

	Avantages	Inconvénients
Axe horizontal	<ul style="list-style-type: none"> <li>*Efficacité de conversion d'énergie élevée ;</li> <li>*Auto-démarrage possible ;</li> <li>*Rotor positionné en hauteur donnant accès à des vents élevés.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>*Coût d'installation élevé ;</li> <li>*Nécessite une tour robuste ;</li> <li>*Nécessite de longs câbles électriques.</li> </ul>
Axe vertical	<ul style="list-style-type: none"> <li>*Coût D'installation réduit ;</li> <li>*Maintenance des équipements plus aisée ;</li> <li>*Ne nécessite pas de dispositif d'orientation de la turbine dans l'axe du vent.</li> <li>* Faible encombrement.</li> <li>* Intégrable au bâtiment, esthétique,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>*Faible rendement ;</li> <li>*Haute variation du couple mécanique et des forces sur les éléments des pales ;</li> <li>*Doit démarré en moteur ;</li> <li>*Options limitées pour le contrôle de la vitesse ou de la puissance.</li> </ul>

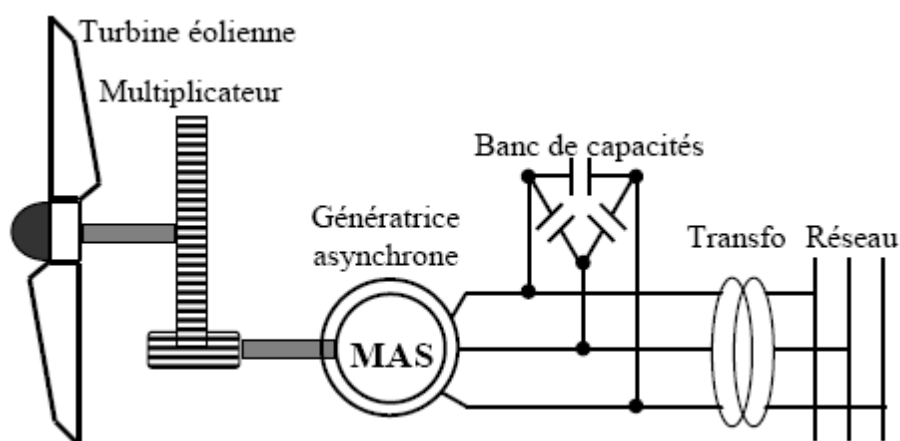
Tableau 2.1 Avantages et inconvénients des éoliennes à axe horizontal et à axe vertical. [37]

La presque totalité des turbines éoliennes rencontrées dans le domaine est à axe horizontal. Ce choix repose principalement sur le fait que ce type de turbine présente une efficacité de conversion d'énergie environ deux fois plus élevée que les éoliennes à axe vertical [37]. Par ailleurs, les éoliennes à axe vertical présentent des phénomènes de fatigue causés par la haute variation du couple mécanique ; ceci en réduit sa robustesse et sa durée de vie. Habituellement, les éoliennes à axe horizontal sont composées de deux ou trois pales, quoiqu'on retrouve une majorité de turbines à trois pales. Le choix du nombre de pales est fonction de différents facteurs dont le coût, la performance, les charges mécaniques en présence, l'impact sur l'entraînement mécanique et son coût, le bruit et l'apparence visuelle du rotor [20].

### III.5 Les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable

#### III.5.1 Eoliennes à vitesse de rotation fixe

La presque totalité des turbines éoliennes à vitesse fixe utilisent la machine asynchrone à cage qui est entraînée par un multiplicateur. A l'aide de son système d'orientation des pales (pitch control) et sa connexion directe au réseau d'énergie qui lui impose sa fréquence (50Hz) aux grandeurs statoriques, fait que sa vitesse est maintenue approximativement constante autour de la vitesse de synchronisme avec un glissement inférieur ou égale à 1%. Pour quelle fonctionne comme une GAS, il est nécessaire que la vitesse de rotation du rotor de la MAS soit au-delà du synchronisme (glissement négatif). Toutefois, la MAS à cage d'écureuil nécessite de l'énergie réactive pour assurer la magnétisation de son rotor. Afin de limiter l'appel d'énergie réactive au réseau, des bancs de capacités lui sont adjointes comme représenté sur la figure (III.10) [25].



**Figure III.10** Système éolien basé sur une machine asynchrone à cage à vitesse fixe [25]

Outre la simplicité de la connexion, cette solution bénéficie des avantages de la machine asynchrone à cage qui est robuste et a l'avantage d'être standardisée et fabriquée en grande quantité et dans une très grande échelle de puissances [25].

Les avantages des éoliennes à vitesse fixe utilisant des MAS à cage d'écurueil peuvent se résumer alors dans les points suivants [41] :

- Système électrique simple ;
- Grande fiabilité ;
- Prix modéré.

Leurs inconvénients majeurs résident en :

- Une puissance extraite non optimale : Ce type d'éoliennes n'offre quasiment pas de possibilité de réglage de la puissance générée.
- L'absence de gestion de l'énergie réactive par le générateur asynchrone : La connexion directe au réseau d'une génératrice asynchrone nécessite l'ajout de bancs de condensateurs afin de limiter la puissance réactive appelée à ce réseau.

### III.5.2 Eoliennes à vitesse variable

Le terme vitesse variable désigne le fait que la vitesse de la turbine est indépendante de la fréquence du réseau électrique. Les éoliennes à vitesse variable sont initialement conçues afin d'augmenter l'efficacité de la conversion énergétique en adaptant la vitesse de la turbine à la vitesse du vent. Cependant, la vitesse mécanique variable du rotor crée au niveau des enroulements statoriques des fréquences électriques variables, de ce fait il est nécessaire d'installer entre la génératrice et le réseau un dispositif d'électronique de puissance qui corrige ces fréquences à celle du réseau, ce dispositif d'électronique de puissance est constitué d'un redresseur et d'un onduleur connectés par l'intermédiaire d'un étage à tension continue (batteries).

Les avantages de cette configuration sont les suivants [41], [42]:

- Augmentation du rendement énergétique ;
- Réduction des oscillations de couple dans le train de puissance ;
- Réduction des efforts subis par le multiplicateur de vitesse et les autres parties mécaniques ;
- Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

Sans inconvénient majeur demeure sur la complexité de ses convertisseurs de puissance.

### III.6 Intégration d'éoliennes dans le réseau électrique

Plus de 95% de la capacité mondiale d'énergie éolienne est raccordée à des grands réseaux de puissance [19]. Ceci s'explique par les nombreux avantages du fonctionnement des centrales éoliennes sur les réseaux :

- a) La puissance des turbines éoliennes ne doit pas être nécessairement commandée en fonction de la demande instantanée d'un client spécifique.
- b) Le manque de puissance délivrée par les éoliennes est compensé par les centrales conventionnelles.
- c) La fréquence du réseau est aussi maintenue par les autres centrales et elle peut être utilisée pour la commande de la vitesse des éoliennes.



Ainsi, le fonctionnement des turbines éoliennes connectées aux réseaux est techniquement moins complexe que son application individuelle isolée.

Néanmoins d'importants flux discontinus de puissance sont apparus sur les réseaux de transport à cause de la concentration d'énergie éolienne (exemple : dans le nord de l'Allemagne [43])

Ces problèmes sont créés généralement par :

- L'absorption d'énergie aléatoire du vent, ce qui induit une production d'énergie électrique aléatoire ;
- la capacité d'accueil ;
  
- les déconnexions intempestives qui font diminuer ou annuler totalement la production d'énergie électrique, comme l'apparition de vents trop forts.

### **III.7 Maintien de la puissance fournie sur les réseaux de distribution.**

Les gestionnaires des réseaux de distribution doivent garantir le maintien de la tension dans sa plage contractuelle. Avec une exploitation « normale » de ces réseaux, à flux de puissances unidirectionnels, la tension décroît du poste source à son extrémité. Pour pouvoir garantir le plan de tension, ces réseaux sont généralement équipés d'un poste source avec transformateur régleur en charge auquel peut être associé une ou plusieurs batteries de condensateurs. La connaissance de l'architecture du réseau et des charges qui y sont raccordées permet aux gestionnaires de régler les automates des différents dispositifs de contrôle de tension pour garantir le plan de tension, mais également de prévoir le renforcement de ce dernier quand celui-ci est exploité proche de ces limites. De plus, pour limiter les transits de puissance réactive, donc les chutes de tension, les consommateurs raccordés en aval du poste source (HTA et BT) sont contraints à ce que leur installation électrique ne fonctionne pas en dessous d'un certain facteur de puissance. Avec une architecture de réseau électrique intégrée verticalement, du producteur vers le consommateur, ces moyens de contrôle permettent de garantir la stabilité du système en tension et en fréquence, et assurent une bonne fourniture d'énergie électrique aux consommateurs. L'ouverture des marchés énergétiques a fait naître l'émergence de producteurs s'intégrant au niveau des réseaux de distribution, à la base non prévus pour les recevoir [44].

### **III.8 Contraintes de raccordement au réseau**

#### **III.8.1 Contrainte sur la tension**

L'une des contraintes techniques dépendent principalement de la puissance à raccorder, elle définit le type de réseau, le tableau III.2 donne les niveaux de tension de raccordement des installations en fonction de leur puissance.

Type de réseau	Plage de tension	Niveaux de tension	de puissance
BT	BT monophasé	230 V	P<18KVA
BT	BT triphasé	400 V	P<250KVA
MT(HTA)	1kv<U<50KV	15KV ,20KV	P<12MV
HT(HTB1)	50KV<U<130KV	63KV, 90KV	P<50MW
HT(HTB2)	130KV<U<350KV	150KV, 225KV	P<250MW
HT(HTB3)	350KV<500KV	400KV	P>250MW

**Tableau III.2** Niveaux de tension de raccordement en fonction de leur puissance [36].

Les unités de production doivent assurer un contrôle de la tension et/ou de la puissance réactive au point de livraison soit par un réglage primaire soit par un réglage secondaire [36] :

*Le réglage primaire*, qui mobilise la réserve réactive des groupes les plus proches de la perturbation, sous l'action de leur régulateur primaire de tension agissant sur l'excitatrice des groupes à partir des variations de tension observées au stator, de façon à maintenir cette tension égale à la valeur de consigne affichée.

Le réglage secondaire de tension, qui mobilise les réserves réactives de l'ensemble des groupes et des condensateurs par zones électriquement homogènes du point de vue du comportement en tension. Plus la puissance produite est importante, plus les contraintes de réglage sont importantes.

### III.8.2 Contrainte sur la fréquence

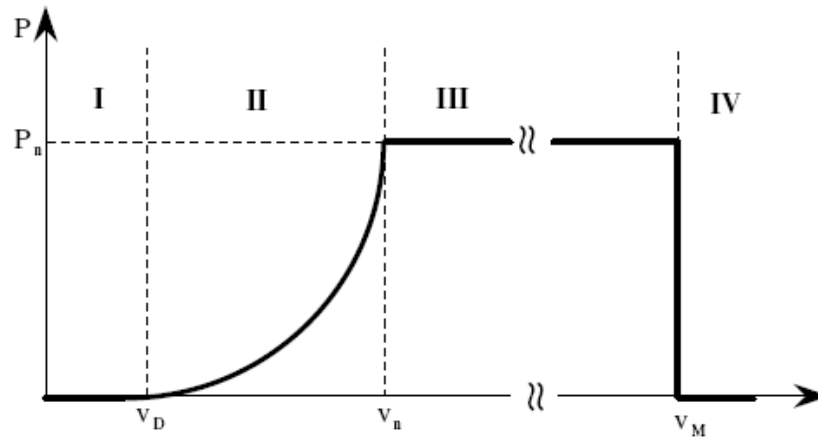
A la différence de la tension, qui est un paramètre variable qui dépend de la charge (la chute de tension au niveau de la ligne est proportionnelle à la consommation du courant par la charge), par contre la fréquence du réseau est homogène est réglée par la source, cependant, la charge crée des harmoniques qui modifie la qualité du signal, néanmoins, la participation au réglage de la fréquence n'est pas exigée pour les producteurs d'énergie éoliennes.

### III.9 Régulation de la puissance captée par une éolienne

La puissance produite par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Cependant, la puissance mécanique de l'éolienne doit être limitée afin de respecter la puissance nominale de sa génératrice électrique et de protéger le système éolien.

L'objectif principal de la régulation dans une chaîne éolienne est d'assurer la sécurité de l'éolienne et de limiter sa puissance. En général, la turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale  $P_n$  sur son arbre obtenue à partir d'une vitesse du

vent nominale  $V_n$ . A partir de cette vitesse nominale du vent, l'éolienne doit modifier ses paramètres afin d'éviter son endommagement de sorte que sa vitesse de rotation soit constante. La figure III.11 donne la courbe de la puissance d'une éolienne en fonction de la vitesse du vent [22].



**Figure III.11** Puissance extraite par une éolienne en fonction de la vitesse du vent

Sur cette courbe, on définit les quatre zones suivantes [22] :

- La zone I où la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage  $v_d$ . Dans ce cas, l'éolienne ne produit pas d'énergie.
- La zone II où la vitesse du vent varie dans le domaine  $[v_d, v_n]$ . C'est dans cette zone qu'il est intéressant de faire varier la vitesse de rotation afin de maximiser la puissance captée par la turbine éolienne.
- La zone III où la puissance fournie par l'éolienne est maintenue constante. En effet, au-delà de la vitesse nominale, le surcoût de dimensionnement ne serait pas amorti par le gain de production.
- La zone IV correspond au cas des vents violents. Dans ce cas, le système de sûreté de fonctionnement intervient pour protéger la partie mécanique de l'éolienne et éviter sa destruction.

La figure III.12 donne l'image de la famille des courbes de la puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation pour différentes vitesses du vent ainsi que la courbe optimale qui relie leurs sommets selon une fonction cubique de la vitesse de rotation. En suivant cette courbe, la puissance éolienne recueillie sera toujours maximale [22].

En ce qui concerne la zone IV lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur nominale, deux méthodes principales existent pour contrôler la vitesse de rotation de l'éolienne par rapport à la vitesse du vent et ainsi limiter la puissance aérodynamique lorsque la vitesse du vent devient trop élevée [22].

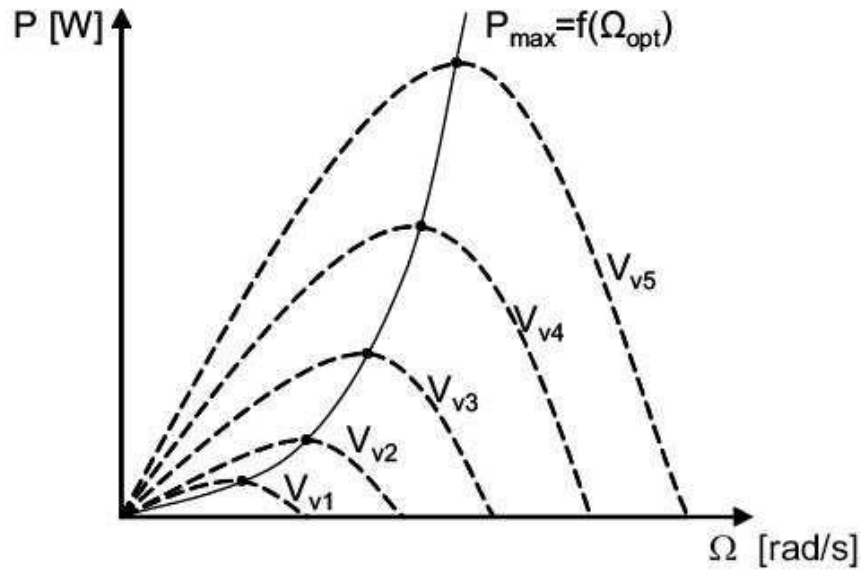


Figure III.12 Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation. Cas où  $V \hat{=} [V_d, V_n]$

**a) Système "pitch" ou "à calage variable"**

Ce système permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance sensiblement constante en pivotant les pales de quelques degrés à chaque variation de la vitesse du vent. Les pales sont face au vent aux basses vitesses puis commencent à s'incliner pour atteindre la position 'drapeau' à la vitesse maximale. Ce système permet également de freiner la turbine si nécessaire. Il offre aussi la possibilité de pouvoir effectuer un contrôle actif de la puissance sous toutes les conditions de vent. Mécaniquement, il s'agit d'un dispositif sophistiqué surtout pour les petites machines. La figure III.13 met en évidence l'effet de l'angle de calage sur le coefficient de puissance  $C_p$ , un angle nul correspond à une pale face au vent [22].

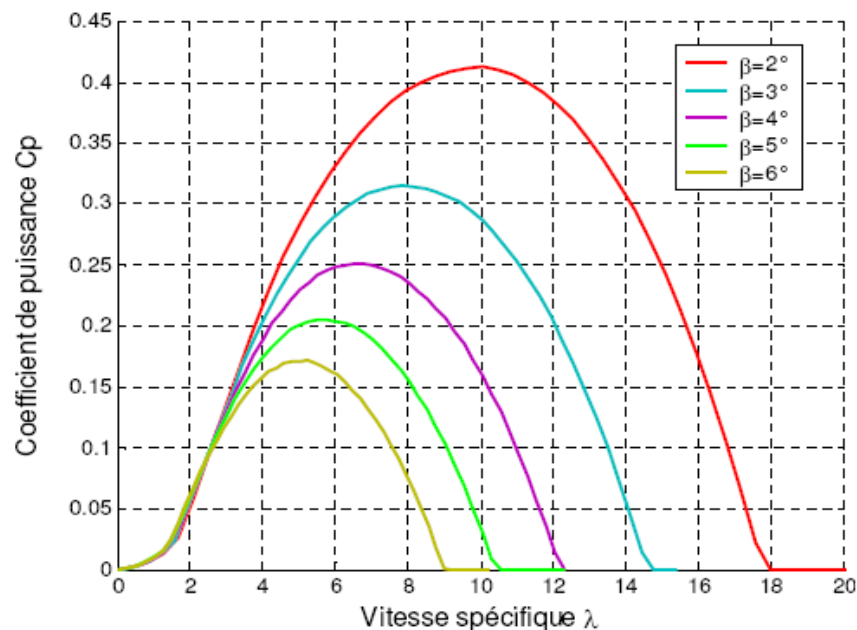


Figure III.13 Effet de l'angle de calage sur le coefficient de puissance.

**b) Système “stall” ou “à décrochage dynamique”**

C'est un système de contrôle passif qui réagit au-delà d'une certaine vitesse de vent. L'angle de calage est choisi afin de permettre le décrochage du flux d'air de la surface de la pale pour des vitesses de vent plus grandes que la vitesse nominale. Cela réduit la portance et augmente la force de traînage. En comparaison avec les turbines à calage variable, celles à décrochage dynamique ont les avantages suivants [22]:

- ✓ Pas de système de contrôle d'angle de calage.
- ✓ Construction plus simple et moins coûteuse du rotor.
- ✓ Maintenance plus aisée et meilleure fiabilité.

Les avantages et les inconvénients des éoliennes à pas fixe ou à décrochage aérodynamique passif (Passive Stall Control) et à pas variable des pales (Pitch-to-feather Control : est la méthode modifiant positivement l'angle de calage) et le décrochage aérodynamique actif (Active Stall Control : Modification de l'angle de calage des pales négativement), sont présentés au Tableau 2.3.

	AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
Pas fixe	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Robuste;</li> <li>➤ Peu coûteuse.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Design complexe des pales;</li> <li>➤ Ne peut assister le démarrage.</li> </ul>
Pas variable	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Bonne performance de la régulation de la puissance;</li> <li>➤ Démarrage assisté;</li> <li>➤ Arrêt d'urgence facilité.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Coûteuse;</li> <li>➤ Mécanisme et contrôle complexes.</li> </ul>

**Tableau 2.3** Comparaison entre les éoliennes à pas fixe et les éoliennes à pas variables

**III.10 Avancée technologique des semi-conducteurs de puissance**

L'avancée technologique dans la fabrication des dispositifs à semi-conducteurs de puissance a beaucoup aidé à la conception et à la réalisation de systèmes de commandes plus puissants qu'auparavant en ce qui concerne la vitesse, la plage d'utilisation (courants et tensions), la flexibilité de commutation des courants ainsi que la robustesse vis-à-vis des arcs électriques à la coupure et à l'ouverture. Cet avantage a encouragé les chercheurs de créer de nouvelles topologies de convertisseurs, d'autres techniques de commande à MLI, d'autres méthodes analytiques et de simulation, etc. durant le demi-siècle passé, plusieurs composants ont été commercialisés tel que la diode de puissance, le thyristor, le triac, le GTO, le BPT (bipolar power transistor), le MOSFET, l'IGBT, le SIT (static induction transistor), le SITH (static induction thyristor), le MCT (MOS-controlled thyristor) et l'IGCT (integrated gate-commutated thyristor).

### **III.11 Stockage d'énergie**

La courbe de production d'énergie électrique ne suit pas linéairement la consommation d'énergie, il se peut bien que cette liaison soit inversement proportionnelle, pour ce fait, il est nécessaire de stocker l'énergie produite (stockage d'énergie potentielle : eau, pour le système de pompage ; stockage sous forme d'énergie frigorifique, glace), mais en général le stockage est réalisé à l'aide des batteries d'accumulateur électrochimiques. Les batteries les plus utilisées sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pb-acide) et les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni-Cd).

### **III.12 Systèmes hybrides éolien-stockage d'énergie**

La combinaison de plusieurs sources d'énergie surtout les renouvelables permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique. Les nouvelles solutions technologiques proposées pour les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono-source, présentent par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient.

Cependant, ces solutions exigent un dimensionnement laborieux préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables du site d'implantation en amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite en aval et un savoir-faire que seule l'expérience dans l'ingénierie des systèmes énergétiques pourra assurer. Cette gestion rigoureuse de l'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle rendu possible grâce à des logiciels très puissants. Des différentes hybridations de types éolien-stockage peuvent exister telles que : éolien volant d'inertie, éolien-stockage d'hydrogène, éolien-stockage sous forme d'air comprimé, éolien-stockage hydraulique gravitaire, éolien-batteries et d'autres configurations qui combinent le couplage éolien-stockage à d'autres sources de production d'électricité tel que le système hybride éolien-diesel-stockage, etc. [36]

### **III.13 Evolution de la production mondiale des énergies éoliennes**

À la fin de l'année 2012, l'éolien représente plus de 282 500 mégawatts (MW) de puissance installée dans le monde et connaît une croissance très importante (+19% de capacités en 2012). Après une année (2013) plus ralentie, les experts du Conseil mondial de l'énergie éolienne (GWEC) prévoient la reprise d'une croissance soutenue de l'éolien dans le monde dès 2014, notamment sous l'impulsion des marchés émergents.

Les leaders dans le domaine sont la Chine avec 75 324 MW de puissance installée, qui devance les États-Unis avec 60 007 MW et l'Allemagne avec 31 308 MW.

L'Allemagne, leader européen de l'éolien, s'appuie depuis de nombreuses années sur une politique d'investissement soutenue et un fort soutien de l'État aux entreprises.

La France totalise quant à elle 7 564 MW, ce qui la place au 8e rang mondial.

Le développement éolien fait partie des priorités de GDF SUEZ. Dans l'éolien terrestre, le Groupe est aujourd'hui le leader en France avec plus de 1 200 MW installés et a l'objectif d'atteindre à terme 2 000 MW.

La figure III.14 nous montre l'évolution de la production mondiale des énergies éoliennes depuis 1996 jusqu'à l'année 2012.

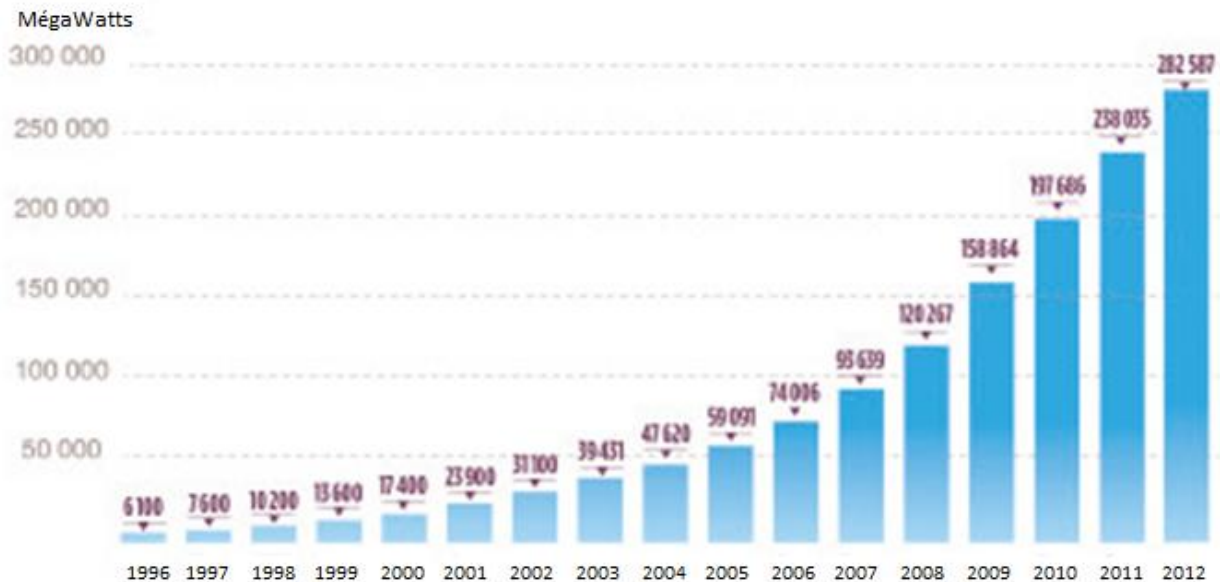


Figure III.14 Evolution de la production mondiale des énergies éoliennes de 1996 à 2012.

### III.14 Impacte sur les oiseaux

Certaines études (voir **figure III.15** et **tableau III.4** ci-dessous) relativisent l'impact des éoliennes par rapport aux autres structures d'origine anthropique ou aux autres activités anthropiques.

Celles-ci mettent en évidence que ces autres éléments anthropiques provoquent 50 à 20000 plus de mortalité pour l'avifaune que les éoliennes (avec la concentration actuelle des parcs).

Ainsi par exemple la mortalité due aux immeubles et aux vitrages serait de l'ordre de 6000 à 20000 plus élevée par rapport à la mortalité due aux éoliennes.



Figure III.15 Causes d'accidents mortels chez les oiseaux. Nombres pour 10 000 décès. (in : Association Canadienne de l'Énergie Éolienne, 200616 et Erickson & al., 200517)

15 Parc naturel du Haut-Languedoc, 2005. La migration des oiseaux dans le Haut-Languedoc. Les fiches du Parc.

16 Association Canadienne de l'énergie éolienne, 2006. Faune - Espèces ailées et énergie éolienne. <http://www.canwea.ca>.

Causes	Mortalité annuelle en milliers d'individus	Rapporté à 1 collision sur une éolienne
Trafic	60 000 – 80 000	2 800
Immeubles et vitres	98 000 – 980 000	21 560
Pylônes électriques et câbles	174 000	6 960
Tours TV et communication	4 000 – 50 000	1 080
Eoliennes	10 - 40	1

**Tableau III.4** Estimation du nombre d'oiseaux victimes de collision avec des structures d'origine anthropique aux USA (d'après Hötker et al., 200618).

### III.15 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

#### III.15.1 Les avantages de l'énergie éolienne

- ✓ L'origine de l'énergie électrique produite par les générateurs éolienne est bien l'énergie du vent qui est une énergie naturelle libre, gratuite, inépuisable et qui ne produit pas de CO<sub>2</sub> contrairement aux énergies fossiles.
- ✓ L'exploitation de l'énergie éolienne évite ces dernières années l'émission de 6,3 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, 21 mille tonnes de SO<sub>2</sub> et 17,5 mille tonnes de NO<sub>x</sub>, elles sont les principaux responsables des pluies acides.
- ✓ L'installation des champs de production de cette énergie ne produit pas de risque majeur ni de déchets radioactifs comme l'énergie nucléaire.
- ✓ Les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et surtout les centrales nucléaires qui fonctionnent avec une réaction en chaîne non contrôlée sans parler des pertes de production non utilisées ainsi d'un rendement réduit.
- ✓ C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.
- ✓ Elle peut être installée dans des zones extrêmes ainsi évitant les transformateurs et les grandes lignes THT et/ou HT sur de longues distances.
- ✓ Elle est facilement intégrable dans un système électrique existant à condition de lui associer une commande adéquate.

#### III.15.2 Les inconvénients de l'énergie éolienne

- ✓ L'impact visuel qui est évalué plus au moins incommode selon les enquêtes réalisées en Europe par exemple par rapport à certains types d'éoliennes, de paysage, de la disposition (en ligne de préférence), de la quantité du calibre et du nombre de pales.



- ✓ Le bruit d'une éolienne a une double source : la première, d'origine mécanique liée aux machines tournantes dans la nacelle (génératrice, etc.) et la seconde, d'origine aérodynamique, liée à la rotation des pales. Le bruit mécanique a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée. Les mesures montrent que le bruit d'une éolienne est très limité, 50 dB à 150 m (équivalent au bruit dans un bureau), 45 dB à 200 m et imperceptible à 400 m. Dans la plupart des cas, le bruit du vent couvre celui des éoliennes.
- ✓ L'impact sur les oiseaux. En effet, des collisions d'oiseaux même insignifiante comparés aux routes ou aux lignes électrique haute tension, et des perturbations d'installation et de séjours de quelques oiseaux migratoires.

### III.16 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons vu le principe de fonction des éoliennes, les types de moteurs utilisés, les éoliennes à axe horizontal et vertical, les éoliennes à vitesse fixe et variable, ensuite nous avons vu l'évolution de la production mondiale des énergies éoliennes et leurs impact sur les oiseaux, nous avons étudié aussi leurs raccordement au réseaux électrique et les commandes utilisées, leurs avantages et inconvénients, on constate que les énergies éoliennes dans des zones ventées et isolées des réseaux électrique sont les plus recommandées et les plus utilisé dans l'étude technico-économique des installations des centrales de production d'énergie.

Chapitre IV  
Simulation du système  
générateur éolien avec le FAP pour une charge  
non linéaire

## **Chapitre IV Simulation du système générateur éolien avec le FAP pour une charge non linéaire**

### **IV.1 Introduction**

La simulation du système générateur d'énergie éolien, batterie avec le régulateur PI, FAP et de la charge non linéaire est effectuée par le simulateur du logiciel MatLab (Simulink). Les commutateurs de l'onduleur du FAP sont constituées de transistors IGBT (*insulated-gate bipolar transistor*) en antiparallèle avec des diodes. L'algorithme de commande utilisé dans notre étude pour l'identification des courants de références se base sur la méthode de la puissance instantanée, le mode de contrôle utilisé pour la génération des ordres de commande des interrupteurs de puissance de l'onduleur est la commande par hystérésis classique, quand à la régulation du bus continu nous avons opté sur le choix d'un régulateur PI.

### **IV.2 Estimation de la valeur de la capacité du condensateur de stockage**

La détermination de la valeur de la capacité du condensateur de stockage d'énergie  $C_{dc}$  peut être estimée en se basant sur le principe de l'échange instantané de l'énergie nécessaire pour subvenir à une augmentation ou une diminution d'un échelon de puissance imposé par la charge (régime transitoire), en appliquant le concept de l'équilibre d'énergie [1]. A partir de la puissance réelle maximale de la charge  $P_{max}$  et de l'équation de puissance du condensateur, la valeur de la capacité est donnée par [13]:

$$C_{dc} = \frac{2 \cdot P_{max} \cdot 20 \cdot 10^{-3}}{V_{dc}^2 (1-k^2)} \quad \text{Ou } k = V_{dcmin}/V_{dc} \quad (4.1)$$

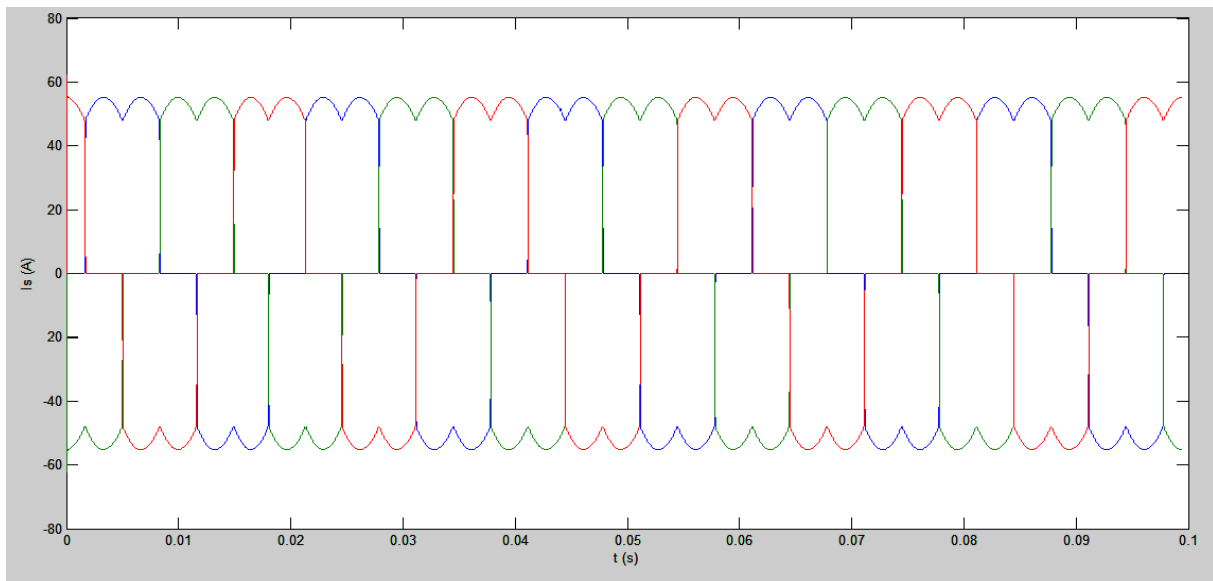
La tension  $V_{dcmin}$  doit être choisie judicieusement pour assurer la contrôlabilité du courant en tous points de fonctionnement [13].

Dans notre exemple, la charge est une résistance  $R = 10 \Omega$ , le courant maximum qui le traverse est de :  $I_{max} = 55A$ , donc la puissance maximale consommée est de l'ordre de  $P_{max} = 30 kW$ , pour la tension à régulée nous avons choisi  $V_{dc} = 850 v$ .

Pour la régulation des batteries, nous avons utilisé un régulateur PI, ce qui fait que les résultats de simulation seront plus performants.

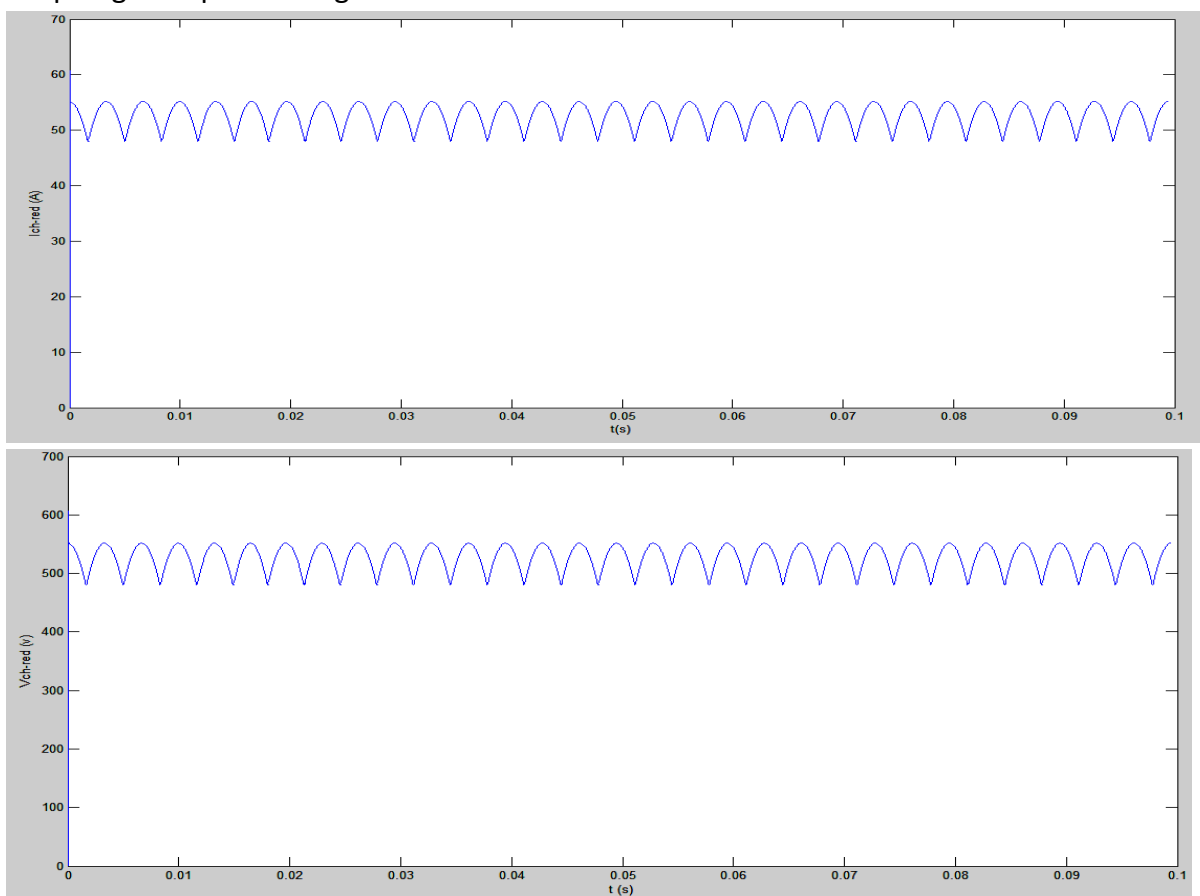
### **IV.3 Simulation du générateur éolien avec la charge non linéaire et sans FAP**

Dans cette présente simulation, le filtre actif parallèle n'est pas encore connecté au réseau. Nous avons utilisé une charge non linéaire, c'est un simple redresseur à diodes (PD3) qui alimente une charge  $R$  de  $10 \Omega$ . La figure 4.1 représente les signaux des courants triphasés de la charge qui ne sont rien d'autre que les signaux des courants triphasés de la source.



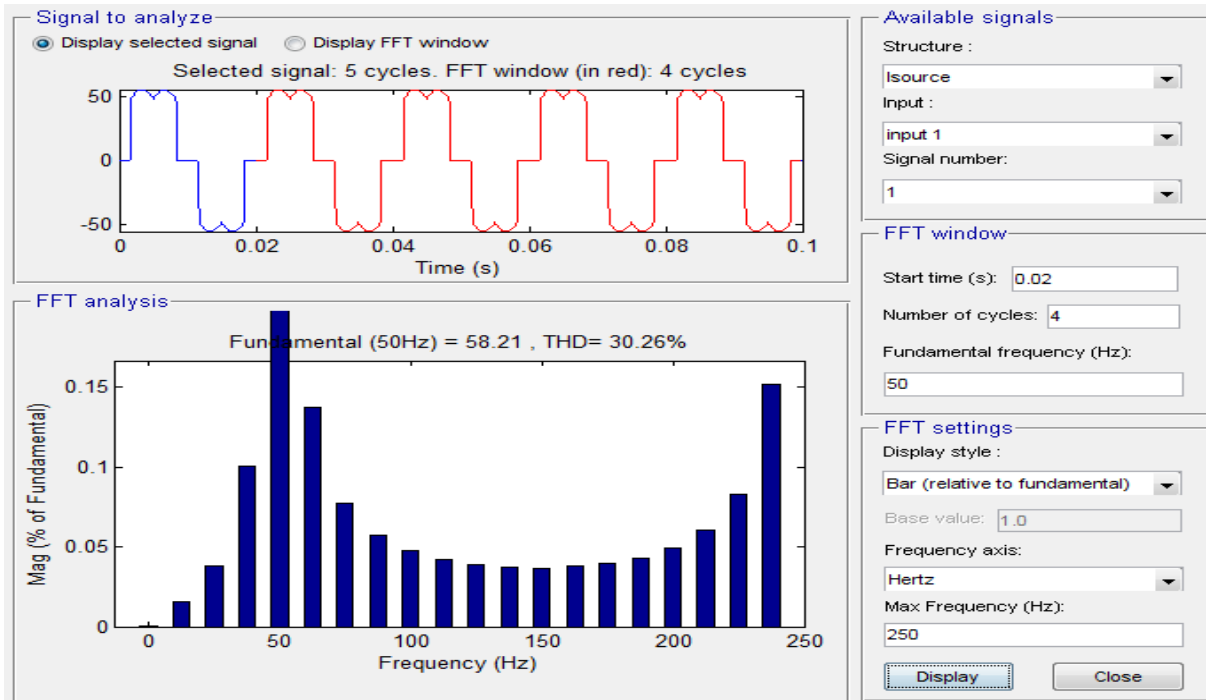
**Figure 4.1** Les courants triphasés de la ligne sans FAP

En constate que les courants de la source sont fortement déformés par la charge non linéaire, ce qui affecte les autres récepteurs. La figure 4.2 représente le courant et la tension fournis par le redresseur PD3, ils ont la même allure avec un facteur de 10 qui sépare leurs amplitudes, ce qui signifie que la charge est bien une résistance de  $10 \Omega$ .



**Figure 4.2** Le courant et la tension consommés par la charge R.

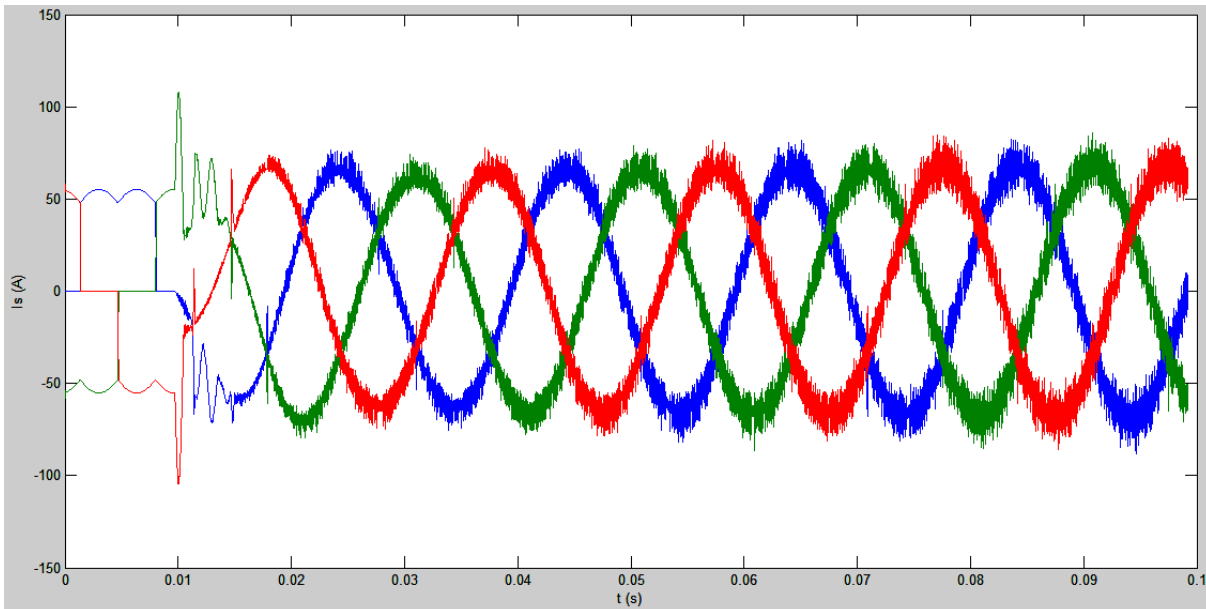
La figure 4.3 nous montre une valeur importante du THD de la phase « a » :



**Figure 4.3** Analyse du signal de courant de la phase «a» entre t=20 et 100ms (THD=30,26%) sans le FAP.

#### IV.4 Simulation du générateur éolien avec la charge non linéaire et le FAP sans régulateur

Le système suivant nous montre la réaction du FAP aux harmoniques mais sans le régulateur PI du bus continu de la batterie. Les courants de la source (figure 4.4) ont été améliorés mais pas suffisamment. Le temps de réponse du FAP n'excède pas une période.



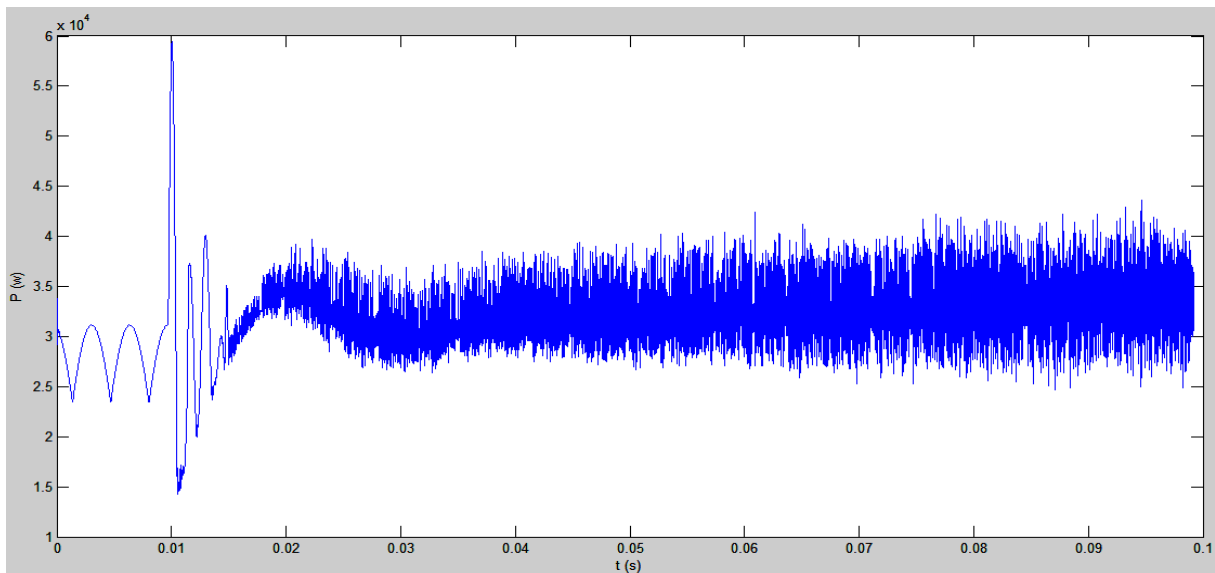
**Figure 4.4** Courants triphasés fournis par la source avec le FAP sans régulateur PI pour une charge non linéaire.

Pour les calculs des puissances active et réactive, les tensions et courants triphasés passent par les transformations de Clarke, en deuxième temps les composantes des courants et tensions biphasés sont utilisées pour les calculs des puissances par les deux équations suivantes :

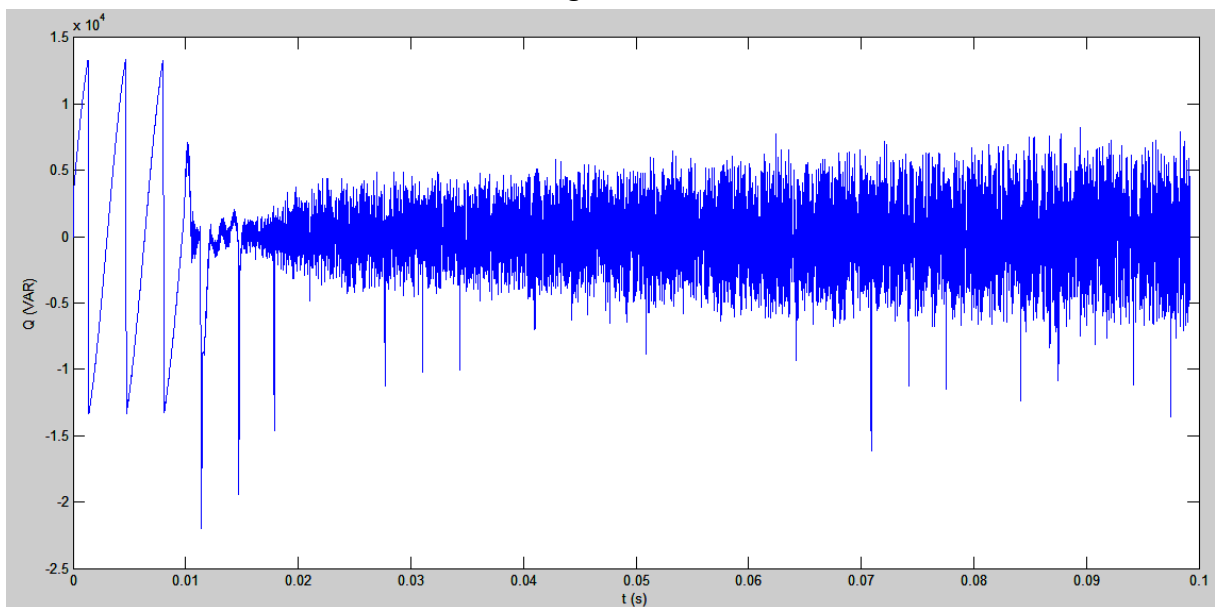
$$P = (v_{\alpha} * i_{\alpha}) + (v_{\beta} * i_{\beta}) \quad (4.2)$$

$$Q = (v_{\beta} * i_{\alpha}) - (v_{\alpha} * i_{\beta}) \quad (4.3)$$

Les figure 4.5-a et 4.5-b représente respectivement l'allure de la puissance active et réactive:



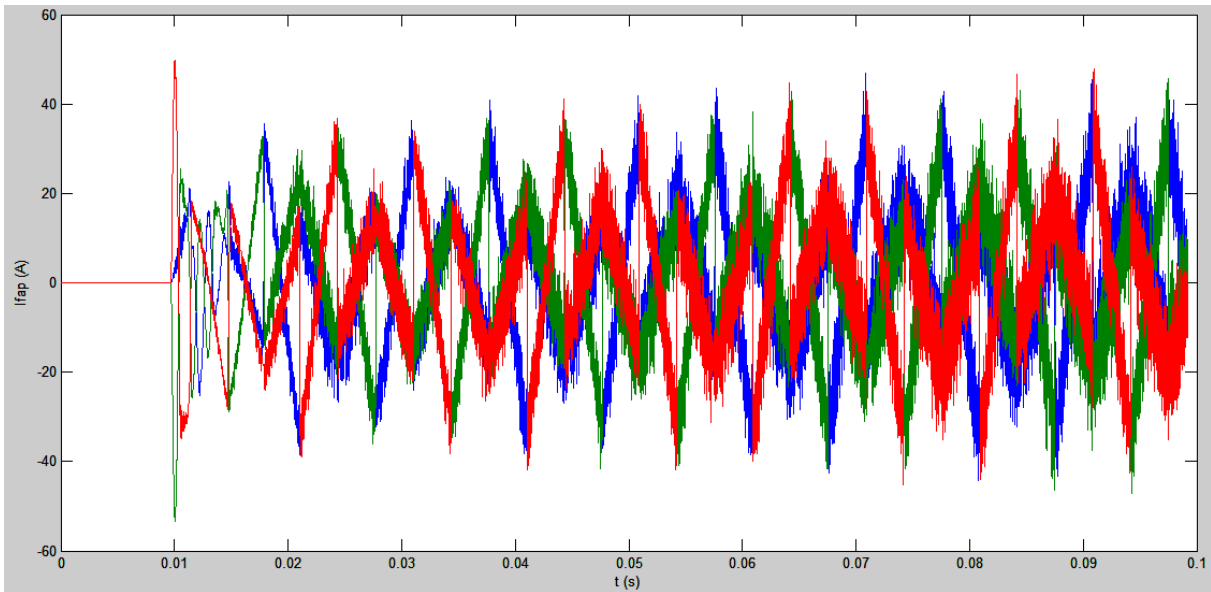
**Figure 4.5-a** La puissance active consommées par la charge non linéaire pour un FAP sans régulateur.



**Figure 4.5-b** la puissance réactive consommées par la charge non linéaire pour un FAP sans régulateur.

Nous remarquons qu'il y a une utilisation de la puissance réactive dans ce cas, mais sa moyenne est négligeable.

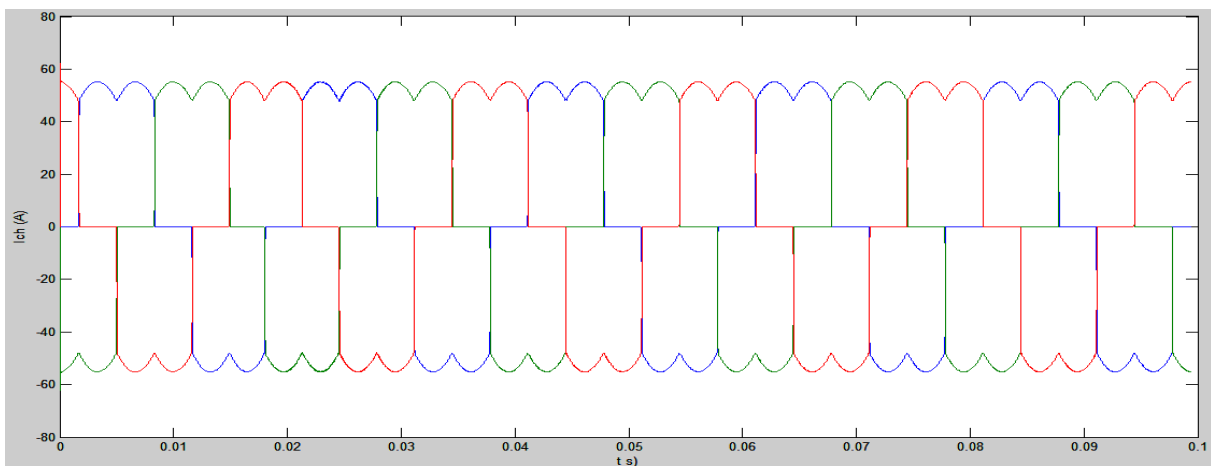
Les courants de compensation (figure 4.6) oscillent entre -30 à 30 Ampères environ.



**Figure 4.6** Les courants de compensation pour un FAP sans régulateur PI et pour une charge non linéaire.

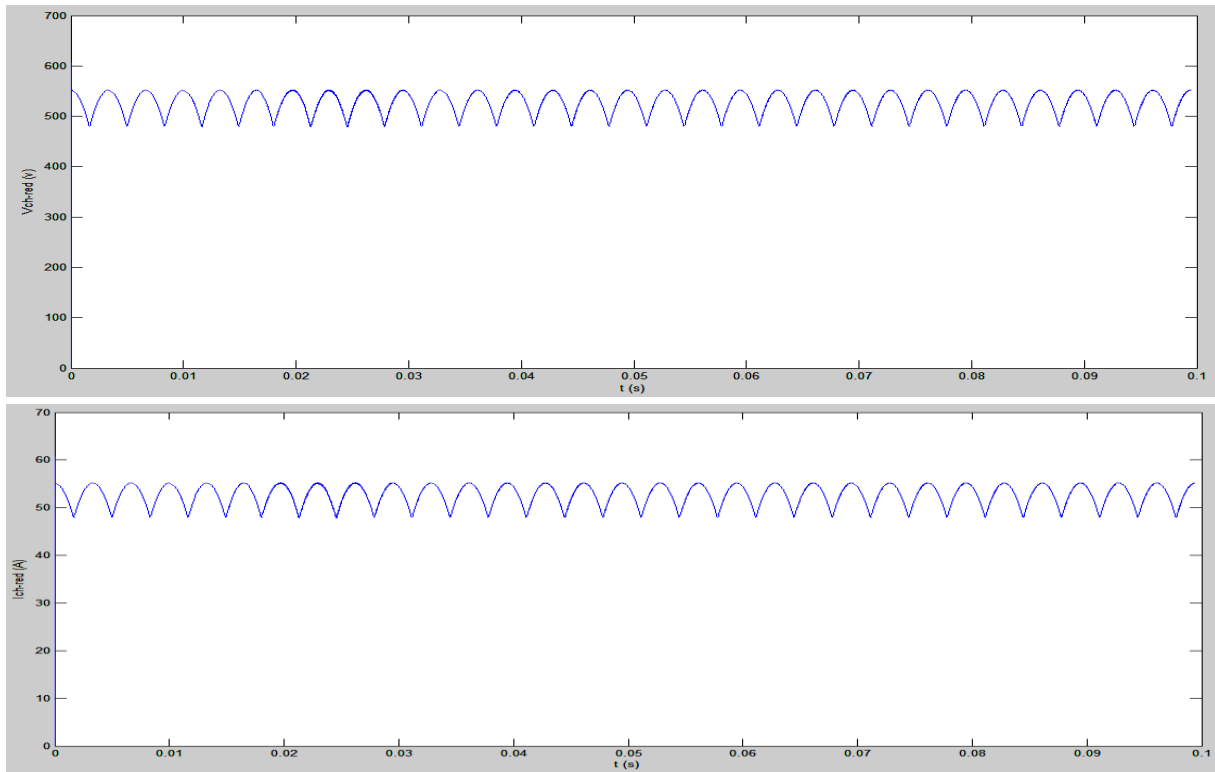
En remarque qu'il y a une forte consommation de courant de compensation par la ligne, cela est normal vu la déformation importante du courant de la ligne qui faudra compenser et qui est claire dans la figure 4.1.

Quant aux courants de charge  $I_{ch}$  (figure 4.7), ils n'ont pas été changés, ce qui signifie que le système n'est pas perturbé par le filtre actif parallèle.



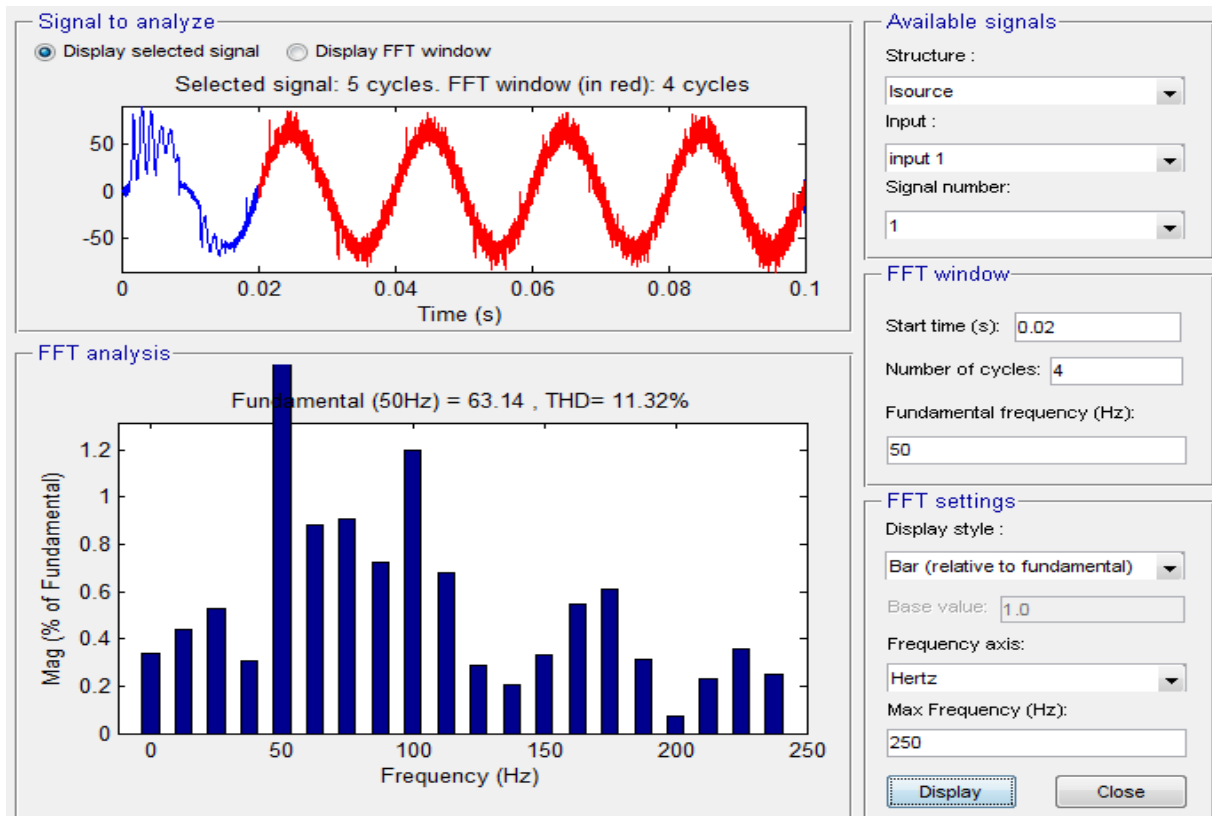
**Figure 4.7** Courants triphasé consommés par la charge non linéaire pour un FAP sans régulateur PI.

La tension et le courant consommés par la résistance (figure 4.8) restent les mêmes est toujours avec un rapport de 10 entre eux (qui correspond à la valeur de la résistance de 10  $\Omega$ ), ce qui signifie que le système n'est pas perturbé pendant que le FAP fonctionne.



**Figure 4.8** Tension et courant fournis par le redresseur pour un FAP sans régulateur PI et pour une charge non linéaire.

La figure 4.9 nous montre une nette amélioration de la valeur du taux de distorsion harmonique (THD) de courant :

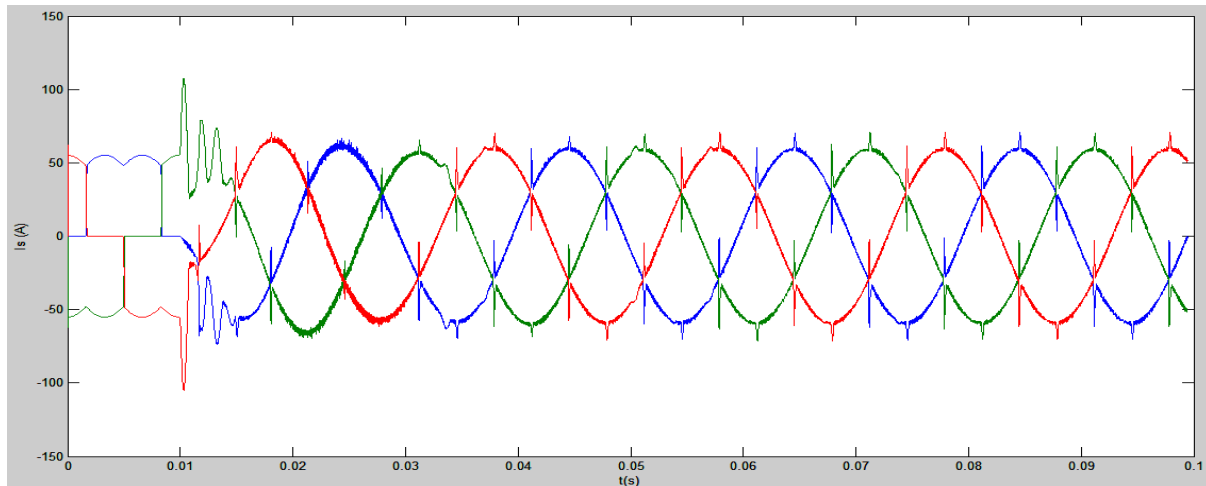


**Figure 4.9** Analyse du signal de courant de la phase «a» entre  $t=20$  et  $100\text{ms}$  (THD=11,32%) avec le FAP et sans le régulateur PI.



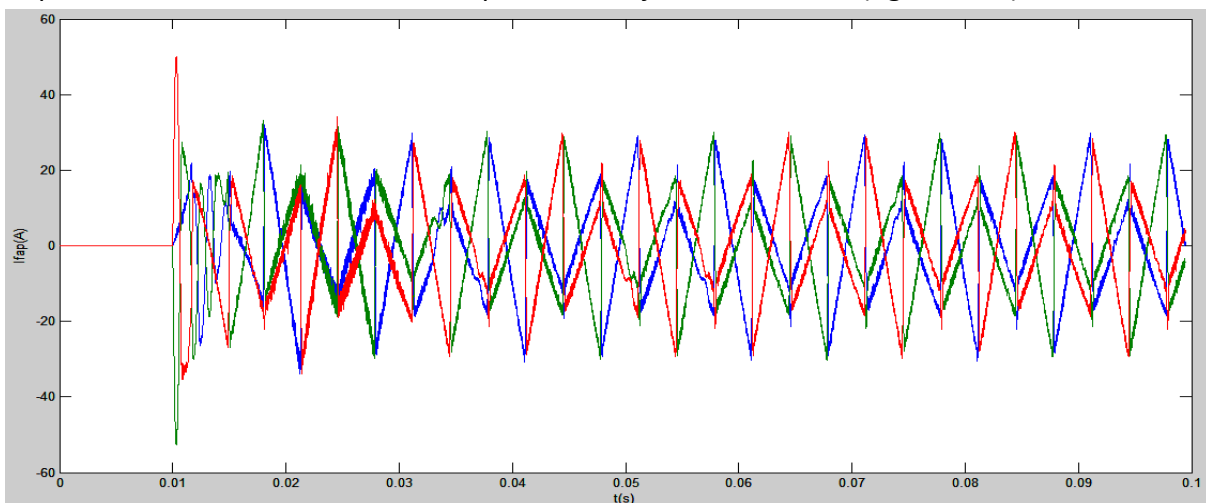
#### IV.5 Simulation du générateur avec la charge non linéaire et le FAP avec le régulateur PI

D'après la figure 4.10, la qualité du signal des courants triphasés de la source est nettement améliorée avec le régulateur PI du condensateur (alimentation continue de l'onduleur), ce qui réduit nettement les oscillations qui créent des pertes par effet Joule (échauffements) et des pertes fer supplémentaire dans l'inductance du couplage au réseau triphasée et à travers les transformateurs (créer par les harmoniques à hautes fréquences).



**Figure 4.10** Courants triphasés de la source pour un FAP avec le régulateur PI et la charge non linéaire.

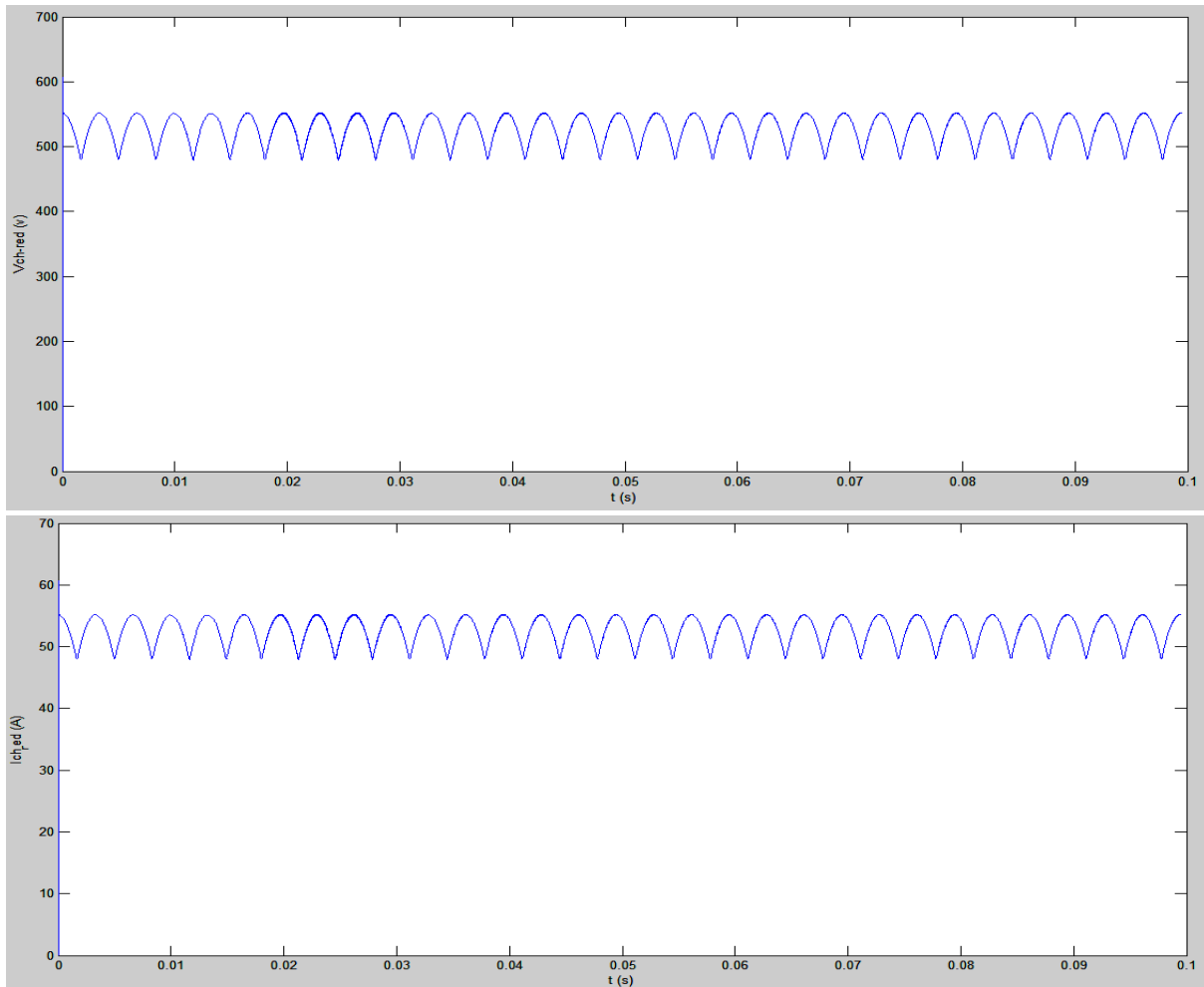
Représentation des courants de compensation injectés au réseau (figure 4.11) :



**Figure 4.11** Courants de compensation du FAP avec le régulateur PI pour une charge non linéaire.

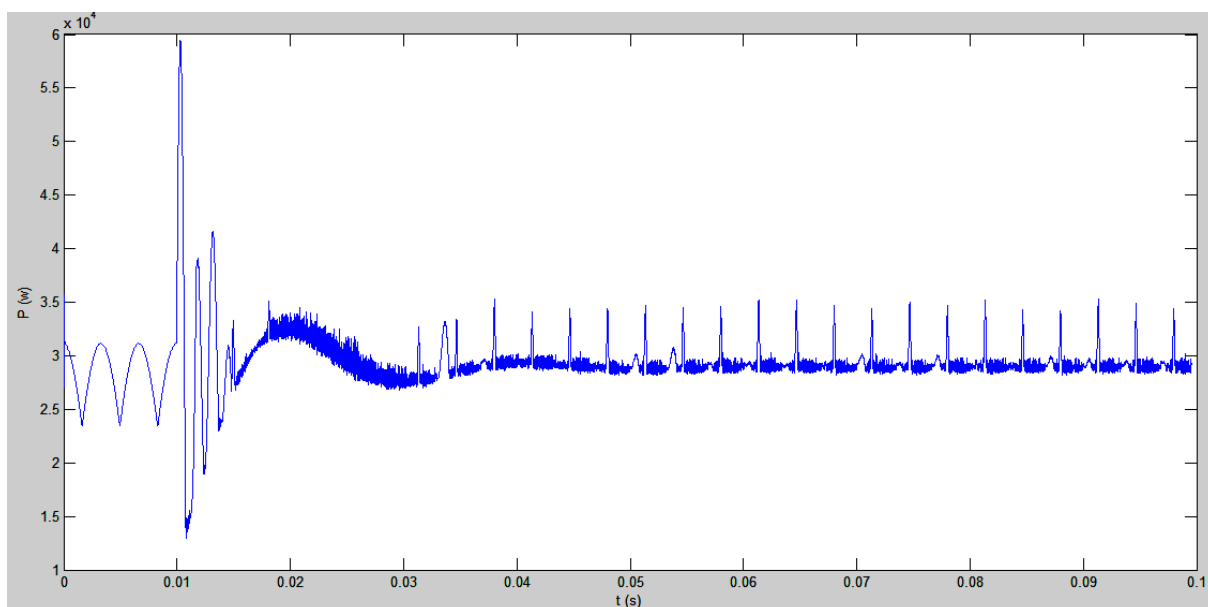
Les courants de compensation sont plus nets en utilisant le régulateur PI.

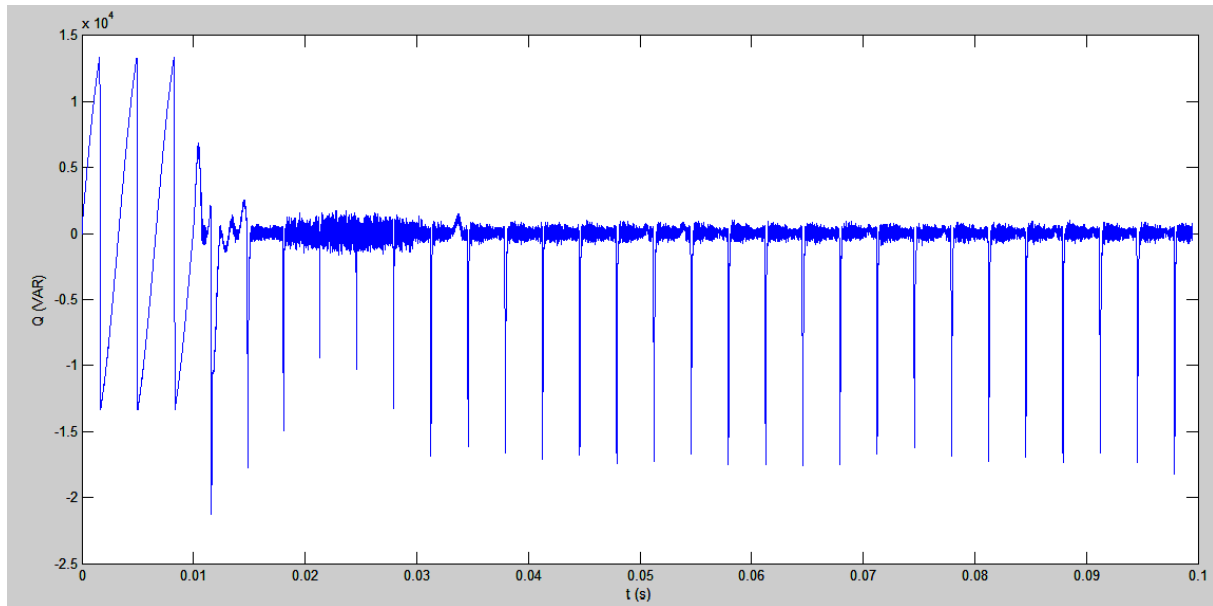
Quant à la charge, les signaux des courants et tensions restent toujours inchangé (figure 4.12).



**Figure 4.12** Tension et courant consommés par la charge R pour un FAP avec le régulateur PI pour une charge non linéaire.

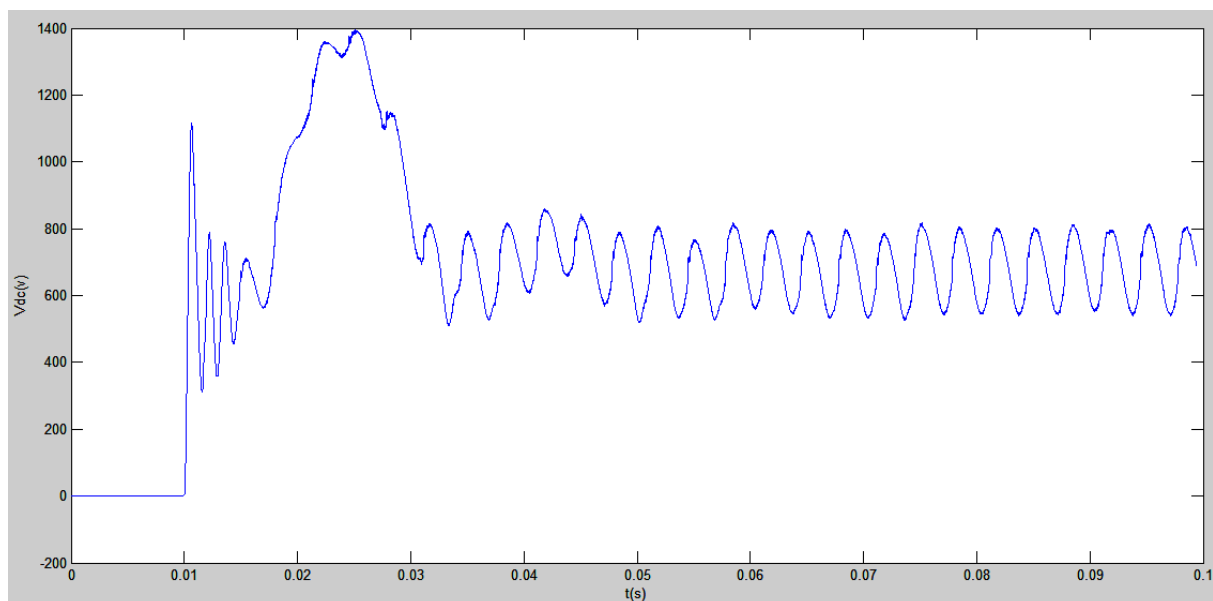
Les puissances active et réactive ont subi des améliorations qui sont produite par le régulateur PI des batteries du FAP (figure 4.13).





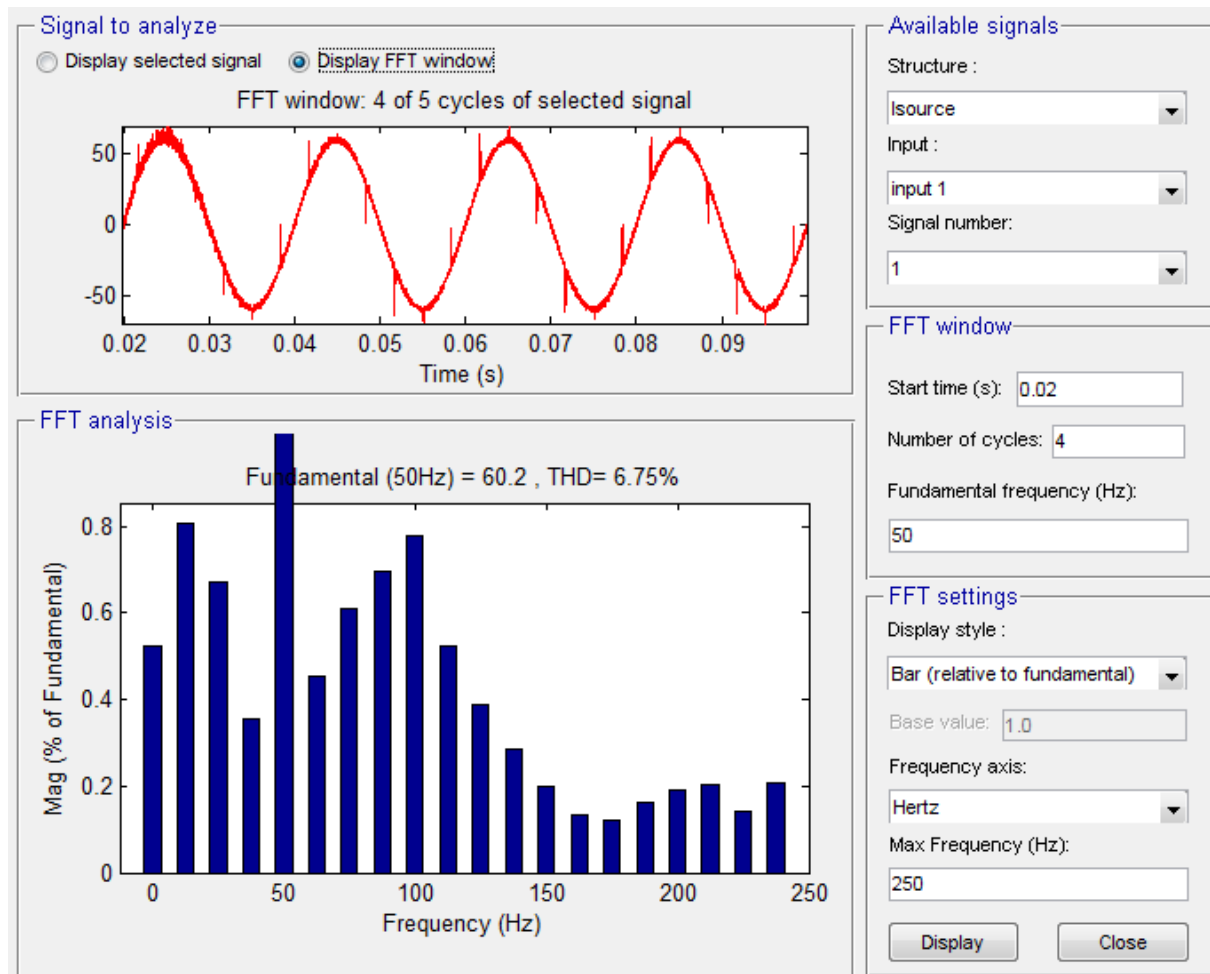
**Figure 4.13** Puissances active et réactive consommées par la charge pour un FAP avec le régulateur PI, pour une charge non linéaire.

D'après la figure suivante (figure 4.14), la valeur de la tension des batteries oscille entre 600 et 800 volts en régime établi, cette baisse de tension est causée par le fort courant fourni par les batteries et les paramètres du régulateur PI, ce qui explique la chute de tension de 50 à 250 volts.



**Figure 4.14** La tension du bus continu pour un FAP et le régulateur PI, pour une charge non linéaire.

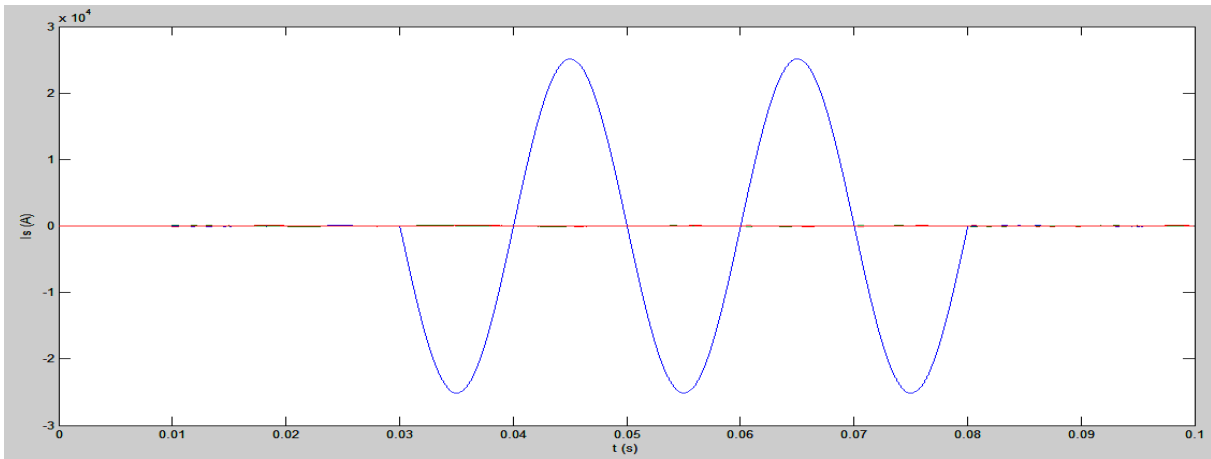
La figure 4.15 suivante nous montre que le THD est amélioré, il est de 6,75 %, cela entre le temps  $t=20\text{ms}$  et  $t=100\text{ms}$  (régime établi).



**Figure 4.15** Analyse du signal du courant de la phase «a» entre  $t=20\text{ms}$  à  $100\text{ms}$  (THD=6,75%).

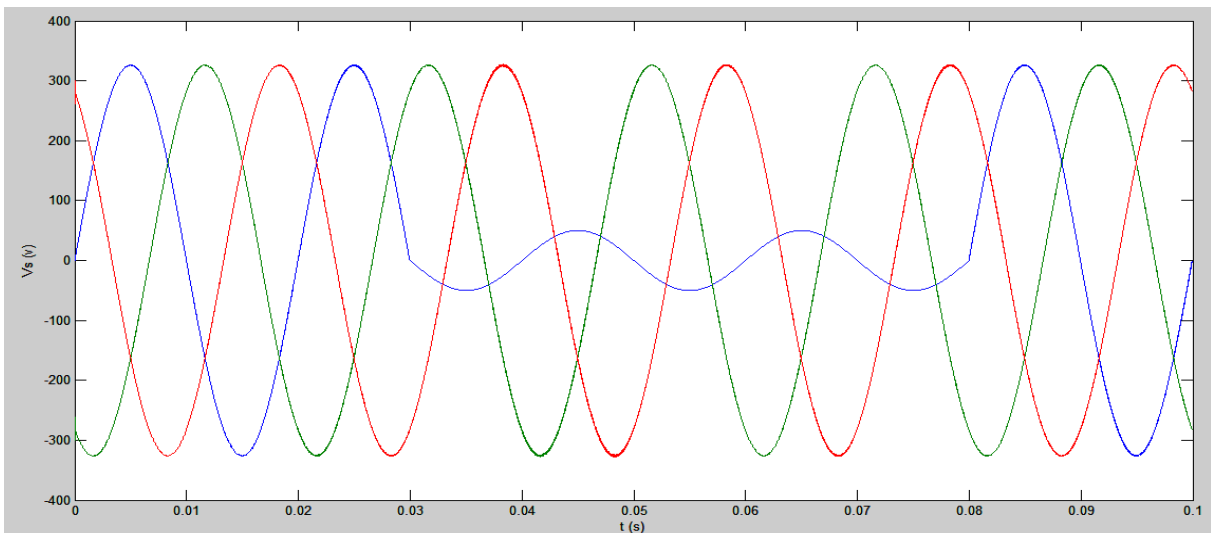
#### IV.6 Simulation du générateur avec la charge non linéaire et le FAP avec le régulateur PI en présence d'un court-circuit réseau

Le court-circuit est de type phase neutre, la figure 4.16-a nous montre que la phase « a » est traversée par une quantité importante de courant (le courant de court-circuit) entre  $t=0,03\text{s}$  et  $t=0,08\text{s}$  (c'est le moment du court-circuit), les autres courants sont perturbés par la chute de tension de la phase « a ». Juste après, le système reprend son fonctionnement. Dans un cas réel, si les dispositifs de sécurité ne coupent pas l'alimentation immédiatement, des dégâts irréversibles peuvent se produire aux niveaux de la source, de la ligne et même au niveau de la charge.



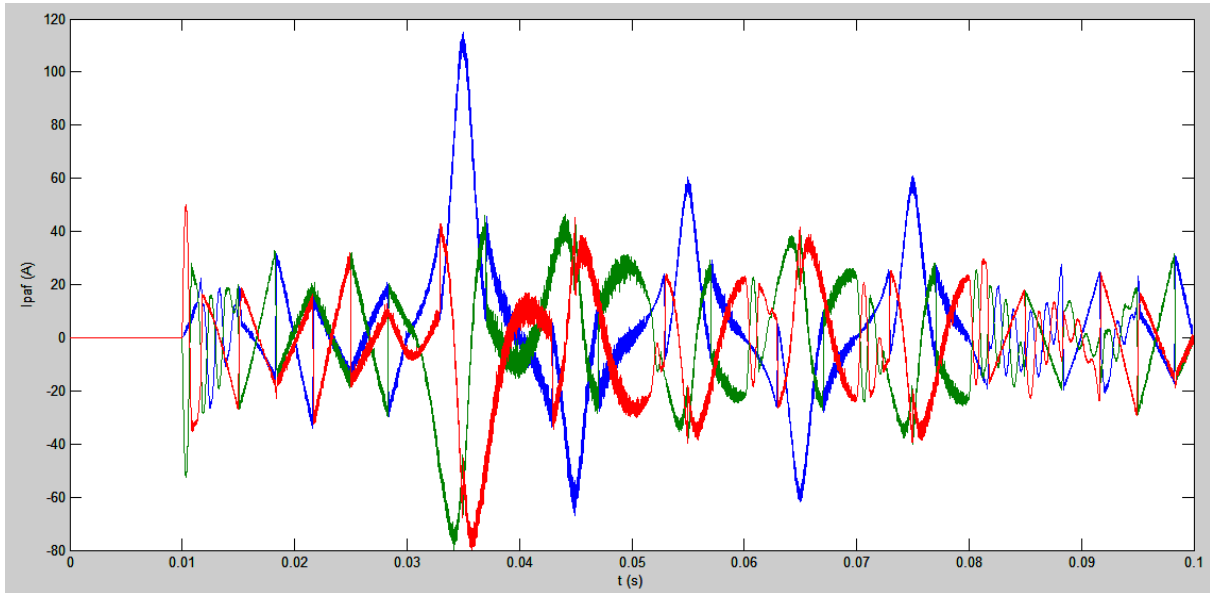
**Figure 4.16-a** Les courants triphasés de la source, pour un FAP avec le régulateur PI en présence d'un court-circuit réseau (phase a).

Il se produit au moment du court-circuit, une chute de tension importante au niveau de la phase « a », elle se manifeste par l'effet joule le long de la ligne (figure 4.16-b).

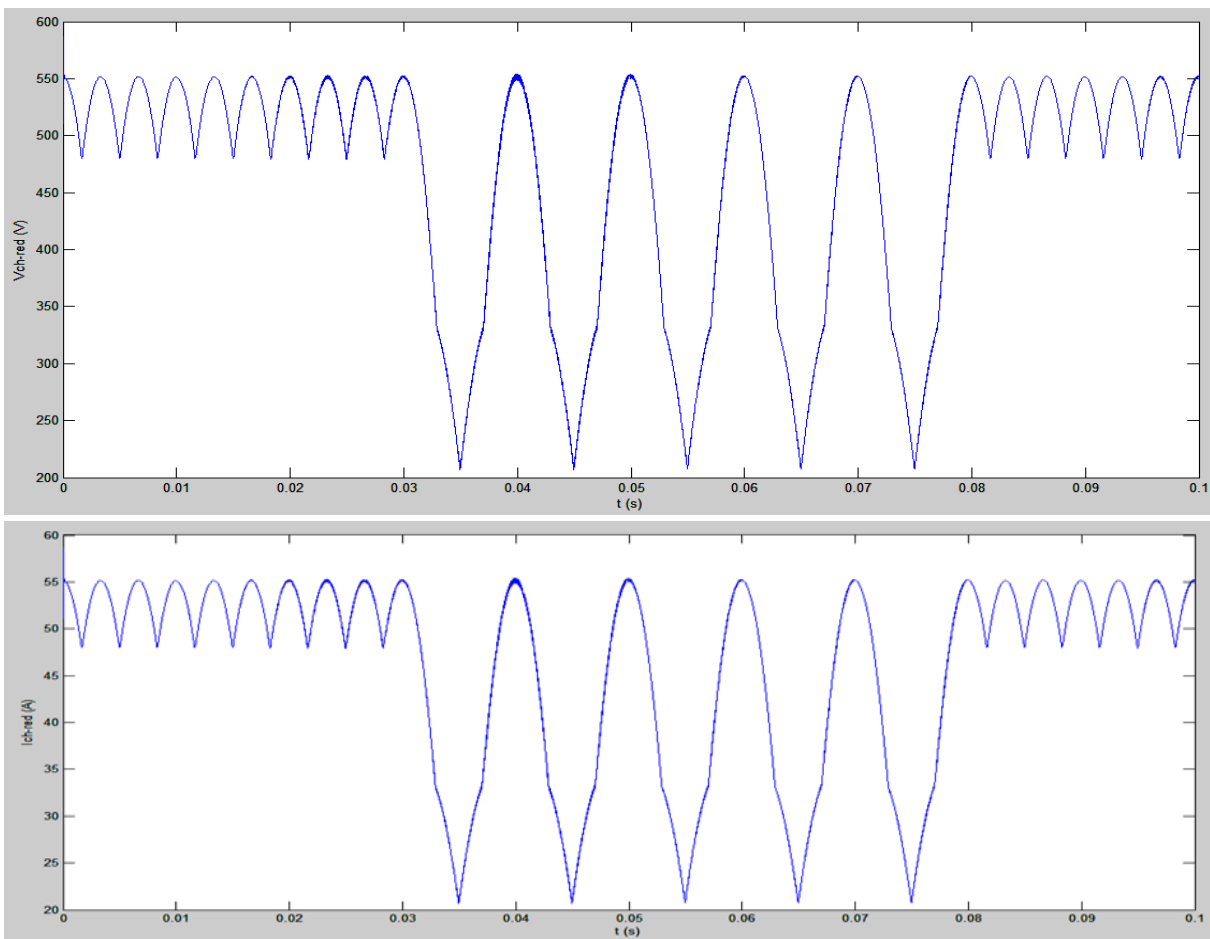


**Figure 4.16-b** Les tensions triphasées de la source, pour un FAP avec le régulateur PI en présence d'un court-circuit réseau (phase a).

De ce fait, les courants de compensation sont asymétriques (figure 4.17), l'amplitude du courant de compensation de la phase « a » est deux fois plus important que les deux autres courants.



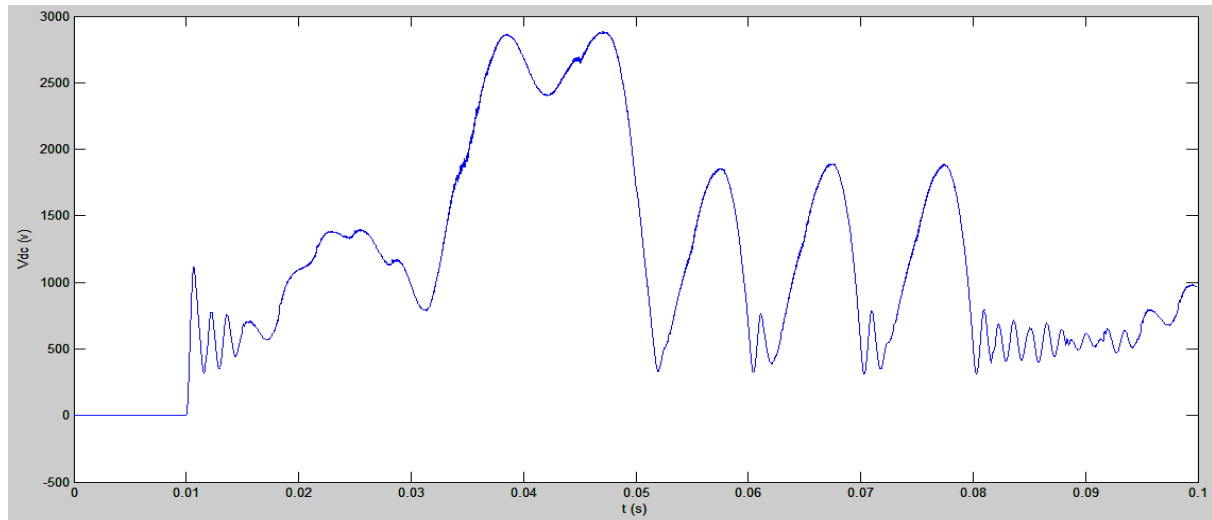
**Figure 4.17** Courants de compensation du FAP avec le régulateur PI en présence d'un court-circuit réseau.



**Figure 4.18** La tension et le courant consommés par la charge non linéaire pour le FAP avec le régulateur PI en présence d'un court-circuit réseau.

Des changements importants sont apparus aux niveaux du courant et de la tension de la charge (figure 4.18), cela est justifié par le court-circuit phase-neutre. Même le FAP n'arrive

pas à corriger et compenser ce court-circuit. De ce fait, les ondulations de la tension et du courant passent de 12% (fonctionnement avant le court-circuit) à plus de 60% de la valeur moyenne en présence d'un court-circuit, ça veut dire que notre FAP n'est pas efficace contre les courts circuits.

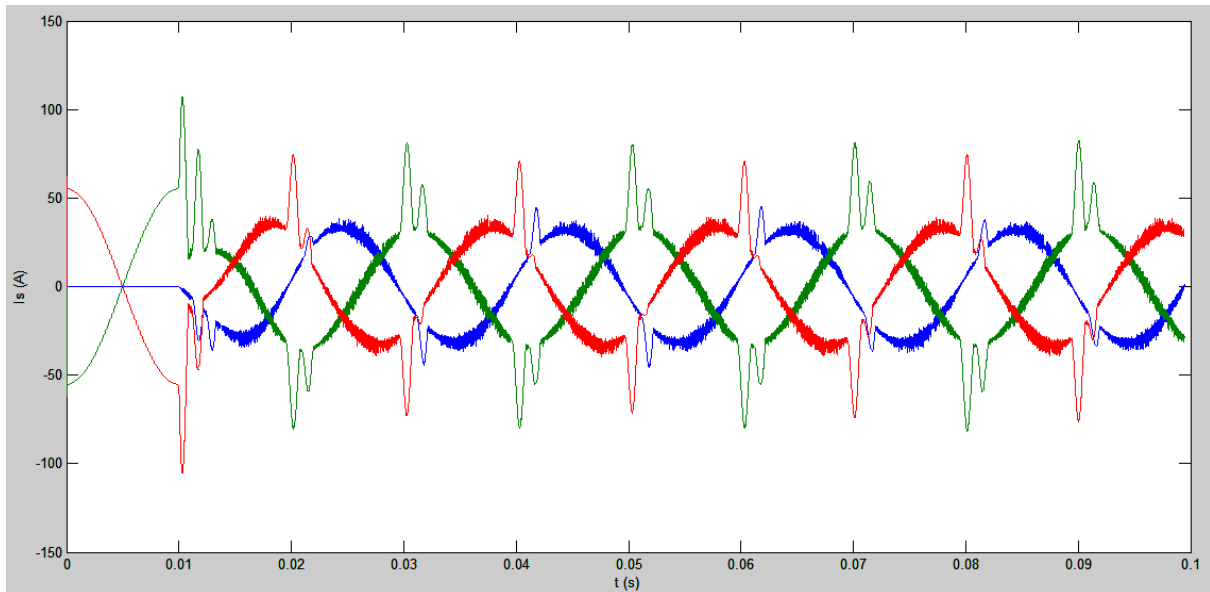


**Figure 4.19** La tension du bus continu pour le FAP avec le régulateur PI en présence d'un court-circuit réseau.

La tension de la phase concernée par le court-circuit est amoindrie de plus de 80% de sa valeur nominale (dans un cas réel, elle peut encore baissée). La tension de la batterie à son tour (figure 4.19), augmente jusqu'à atteindre le triple de sa valeur nominale, ce qui peut causer des dégâts matériels par la surtension pour les batteries et pour l'onduleur.

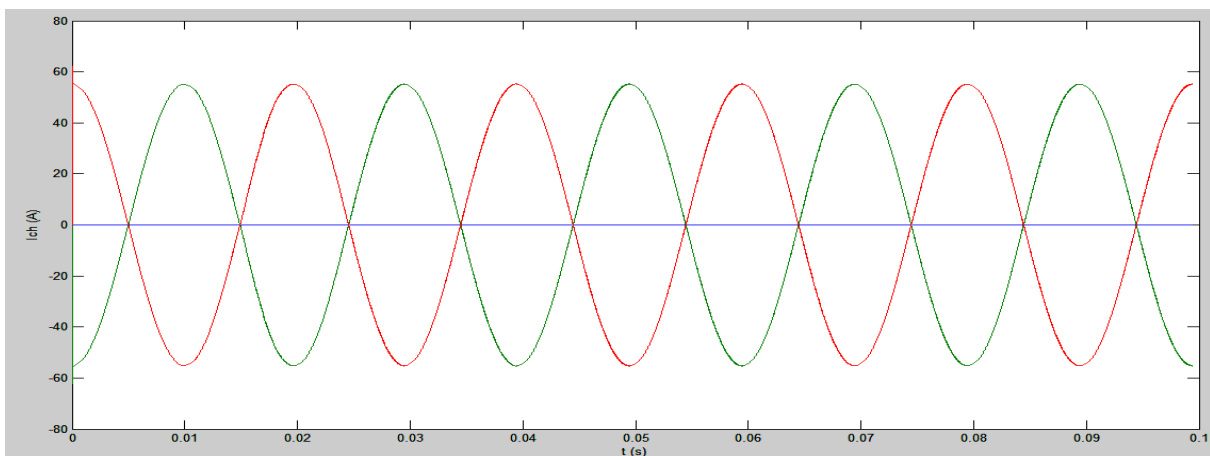
#### **IV.7 Simulation du générateur avec la charge non linéaire et le FAP avec le régulateur PI (la ligne « a » non connectée à la charge)**

La figure 4.20 nous montre la compensation du FAP lors d'une perte de phase (les courants de source sont corrigés), ce qui est déconseillé, car un fort courant produit par le bus continu est nécessaire pour la compensation de la phase déconnectée de la source, en plus de cela, la capacité des batteries doit être capable de fournir l'énergie nécessaire que doit consommer la charge.



**Figure 4.20** Les courants de source avec la phase « a » non connectée au réseau.

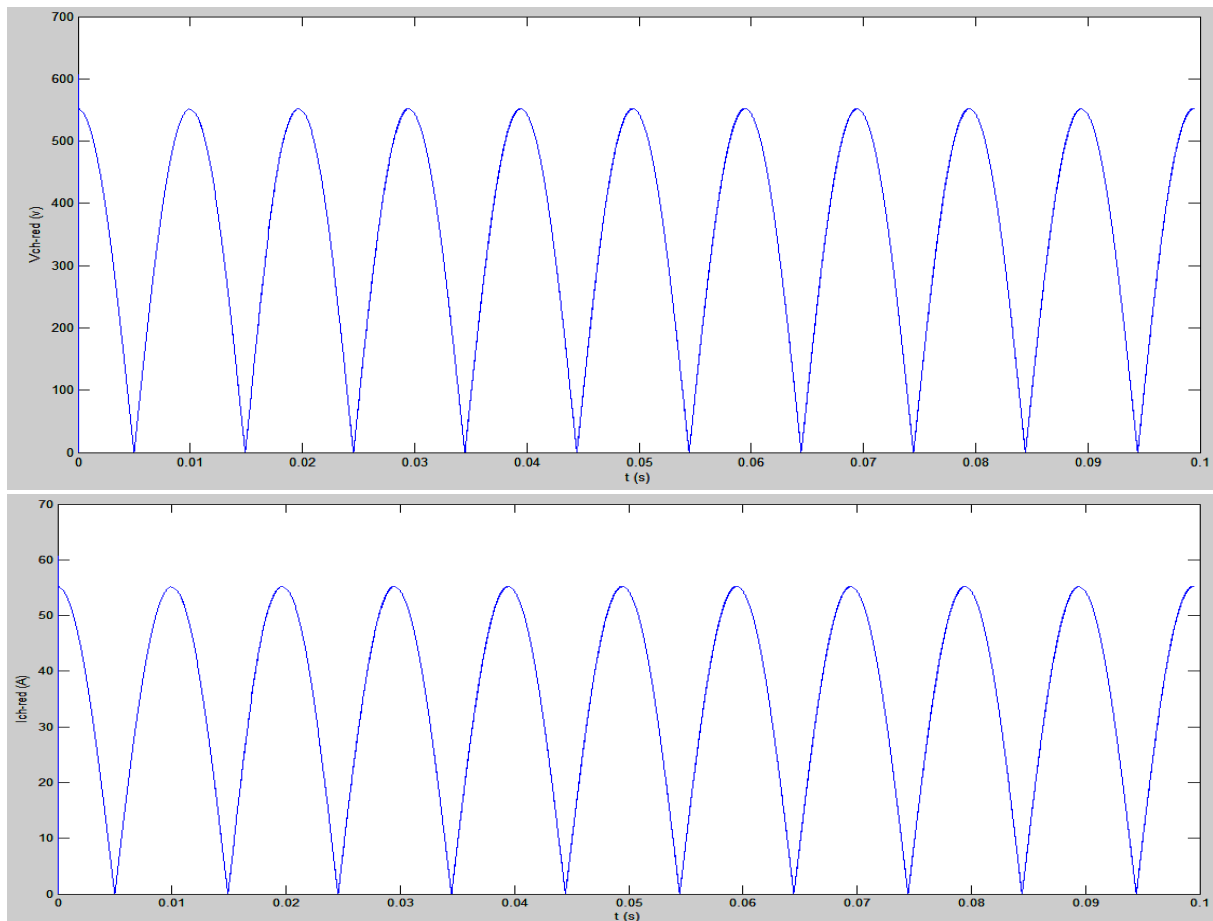
D'après la figure 4.21, le filtre actif parallèle n'influe pas sur les courants triphasés coté aval, le courant de la phase « a » reste nul (circuit ouvert).



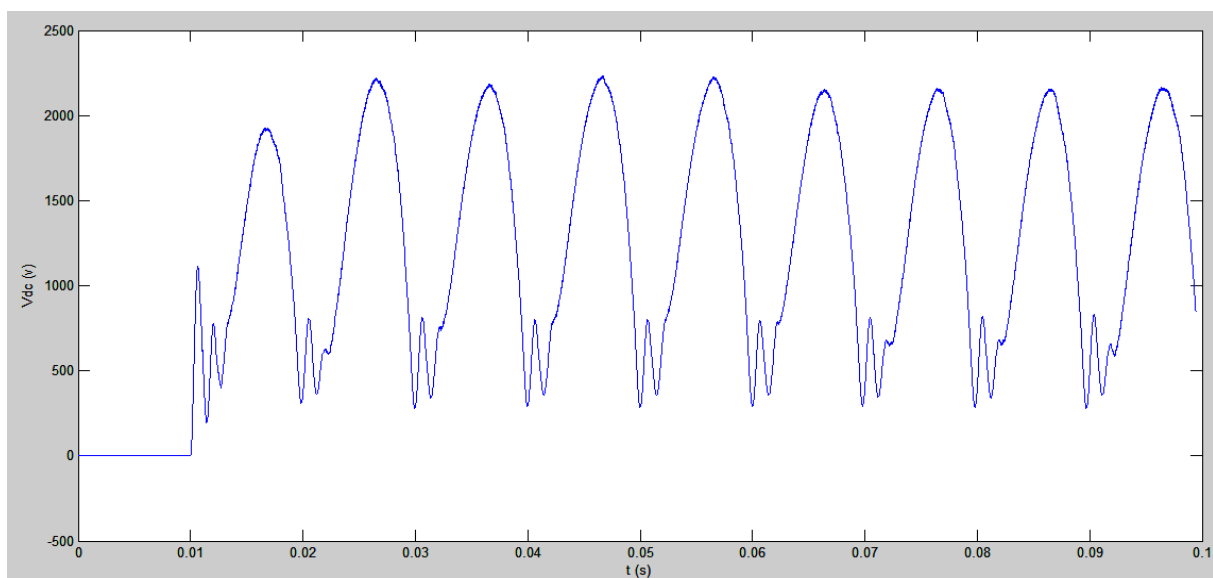
**Figure 4.21** Courants triphasés de la charge.

Le PD3 qui est alimenté par les tensions déséquilibrées et par un courant biphasé crée des ondulations de courant et de tension discontinus (figure 4.22), leurs valeurs efficaces ont été diminuées, ce qui engendre une puissance active inférieure à la puissance active nominale.





**Figure 4.22** Tension et courant monophasés consommés par la charge R.



**Figure 4.23** Tension du bus continu dans le cas de perte de la phase "a".

La tension de la batterie est trois fois supérieure à sa valeur nominale (figure 4.23), ce qui est dangereux pour le matériel (batteries, onduleur, ...) et pour les personnes environnantes.

#### **IV.8 Conclusion**

Pour un fonctionnement normal, sans court-circuit, sans perte de phase et avec un bon dimensionnement des paramètres du filtre actif parallèle, ce dernier peut minimiser les harmoniques et améliorer le facteur de puissance même avec une charge non linéaire, nous avons bien vu que le régulateur PI du condensateur qui alimente l'onduleur du FAP est très important pour le filtrage, c'est un élément clé pour un meilleur filtrage d'harmonique. Le fonctionnement du filtre ne perturbe pas le fonctionnement et les signaux de la charge, ce qui est un autre avantage très important. Malgré tout, le FAP ne peut contrer les courts circuits et les pertes de phases. Ces derniers peuvent être modifiés considérablement chacun/chacune les signaux du courant et de la tension de sortie du redresseur, de la tension du bus continu de l'onduleur du FAP et des signaux de la source, ce qui empêche le bon fonctionnement des systèmes reliés au réseau, et voir même les endommagés. Des systèmes de sécurité sont nécessaires pour couper le réseau électrique de la source en présence des courts circuits ou de perte de phase (pour les systèmes alimentés en tension triphasé).

## Conclusion générale

## Conclusion générale

Le rôle majeur du filtre actif parallèle est bien évidemment la diminution des harmoniques ou bien du taux de distorsion harmonique (THD). Pour cela, les performances du FAP dépendent des commutateurs de puissance de l'onduleur, des batteries et de la boucle de régulation de la tension continue de cette dernière, de l'élément passif de couplage au réseau (inductance triphasé dans notre étude), de la stratégie de commande de l'onduleur de tension (commande par hystérésis dans notre simulation) et notamment de la PLL qui a donnée des résultats remarquable. Après la simulation, nous avons conclu que pour un fonctionnement normal, sans court-circuit, sans perte de phase et avec un bon dimensionnement de ces paramètres, le filtre actif parallèle de puissance modélisé peut minimiser les harmoniques et améliore le facteur de puissance même pour une charge non linéaire. Nous avons bien vu que le régulateur PI du condensateur qui alimente l'onduleur du FAP est très important pour le filtrage, c'est un élément clé pour un meilleur filtrage. Le filtre ne perturbe pas le fonctionnement et les signaux de la charge, ce qui est un autre avantage très important. Malgré tout, le FAP ne peut contrer les courts circuits et les pertes de phases. Ces derniers peuvent modifiées considérablement chacun/chacune les signaux des courants et tensions de la sortie du redresseur et de la tension du bus continu. Même en créant un filtre qui compense la perte de phase, les batteries doivent être alimenté en continu avec une puissance égale au tiers de la puissance nominale fournie par la source, cette puissance peut être fournie par la source elle-même, dans ce cas le dimensionnement des paramètres de la source et des sections des câbles électriques peut ne pas subvenir à fournir une telle puissance.

Le générateur éolien quant à lui, n'influe pas sur le réseau si bien sur si son système de commande est bien adapté pour que le chargement des batteries soit dans un intervalle normalisé, de tel sorte à ne pas créer des perturbations sur le réseau, et que les batteries soient toujours opérationnelles pour alimenter l'onduleur, sans oublier la commande utilisée pour l'onduleur triphasé qui est le point le plus important et qui est la cause principale de création d'harmoniques supplémentaires. Nous avons aussi utilisé un transformateur d'isolement pour la protection (par saturation), et pour l'amélioration du signal sinusoïdal triphasé.

Soit en présence des courts circuits ou de perte de phase, les dispositifs de sécurité sont toujours nécessaires pour la protection du réseau et la protection des charges, voir même les êtres humains et animaux soit directement (des tensions supérieur à 1000 Volts peuvent se présenté et dépasser la norme de sécurité de certains outils et appareils électriques), ou indirectement (incendies créés par le claquage électrique, le contournement et les arcs électriques).

La réalisation pratique des générateurs électriques à base des énergies renouvelables est l'un des domaines d'actualité, les commandes de puissances utilisées et celles qui sont en cours d'étude ne cessent d'évoluer grâce aux progrès technologique des semi-

conducteurs. Ce travail nous a permis d'envisager de nombreuses orientations futures telles que l'amélioration de la qualité d'énergie des réseaux électriques et l'optimisation de la commande des générateurs éoliens.

# Bibliographie

- [1] **A. Chaoui** « *Filtrage actif triphasé pour charges non linéaires* », Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas – Sétif, Décembre 2010.
- [2] **T. Gouraud** « *Identification et rejet de perturbations harmoniques dans des réseaux de distribution électrique* », Thèse de doctorat, Ecole Doctorale Sciences pour l'Ingénieur de Nantes, Janvier 1997.
- [3] **S. Kerrouche** « *Développement et implémentation d'un système de filtrage actif de puissance à base d'onduleur triphasé* », Mémoire de magister, Université Ferhat Abbas Sétif (UFAS), Algérie, 2009.
- [4] **M. Shafiee Koor** « *Amélioration de la qualité de l'énergie à l'aide de compensateurs actifs : série, parallèle ou conditionneurs unifiés de réseaux électriques* », Thèse de doctorat de l'école Polytechnique de l'université de Nantes, Nantes, 2006.
- [5] **L. Benchaita** « *Etude, par simulation numérique et expérimentation, d'un filtre actif parallèle à structure courant avec une nouvelle méthode de contrôle – commande* », Thèse de docteur de l'université Henri Poincaré, Nancy 1, 1998.
- [6] « La Maîtrise Des Harmoniques ». Dans La Lettre Des Applications Industrielles Et Du Matériel Electrique, N°1, 1997. Article tiré du site Internet: [www.edf.fr](http://www.edf.fr)
- [7] **Belhouchet Nouri** « *Fonctionnement à Fréquence de Commutation Constante des Convertisseurs de Puissance en Utilisant des Techniques de Commande Avancées* », Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas – Sétif, 06/07/2011.
- [8] **I. Etxeberria Otadui** « *Evatluation of Different Strategies for Series Voltage Sag Compensation* ». pp 1797-1802 0-7803-7262-X/02/\$10.00 2002 IEEE.
- [9] **F. Fornani, R.Procopio and H.J.Bollen** « *SSC Compensation Capability of Unbalanced Voltage Sags* ». IEEE Transaction on Power Delivery Vol 20, N°03, pp 2030-2037, July 2005.
- [10] **F. Hamoudi**, « *Commande Robuste d'un Filtre Actif Shunt à Quatre Fils* », Mémoire de Magistère, Université EL Hadj Lakhder de Batna, Juillet 2008.
- [11] **G. Séguier, F. Notelet**, « *Électrotechnique industrielle* », Entreprise Moderne d'Edition, Paris, 1983.
- [12] **C. Collombet, J.M. Lupin & J. Schonek** « *Perturbation harmoniques dans les réseaux pollués et leur traitement* », Schneider Electric, cahier technique no. 152, Septembre 1999.
- [13] **A. Sahli** « *Filtrage actif et contrôle de puissances : application aux systèmes photovoltaïques interconnectés au réseau* », mémoire de magister de l'université de Setif, 2012.
- [14] Chapitre M « *Détection et atténuation des harmoniques* », Schneider Electric - Guide de l'installation électrique Janvier 2010.
- [15] **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.

- [16] **H. Akagi** « Active harmonic filters », IEEE Trans. of Power Electronics, vol. 93, no.12, pp. 2128-2141, Dec. 2005.
- [17] **S. Beaulieu** « Etude et mise au point d'un filtre actif d'harmoniques en vue d'améliorer la qualité de l'alimentation électrique », Mémoire Présenté Comme Exigence Partielle De La Maîtrise En Ingénierie Université Du Québec A Chicoutimi Canada (2006).
- [18] **H. Djeghloud** « Le filtrage actif de puissance » Thèse de Doctorat de l'Université de Constantine (2007).département d'électrotechnique.
- [19] **M. Lopez** « contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée ». Ecole Doctorale : Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes, université paris sud 11.
- [20] **T. Burton, et al.** « *Wind Energy Handbook* », John Wiley & Sons Ltd, 2001.
- [21] **S. Heier** « *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems* », 2e ed, John Wiley & Sons Ltd, 2006.
- [22] **N. A. Karim** «Optimisation multicritères et multi-physique d'aérogénérateurs à aimants permanents à flux axial », thèse de doctorat de l'Université du havre, 12 juin 2008.
- [23] **G. Bianco, F. Caricchi** "*Power electronics interface for unconventional small size stand wind energy conversion system*", 7th European conference on Power electronics and applications, Norvège, 8-10 September 1997.
- [24] **A. Mirecki** « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Toulouse, France, 2005.
- [25] **K. Idjdarene** « Contribution à l'Etude et la Commande de Génératrices Asynchrones à Cage Dédiées à des Centrales Electriques Eoliennes Autonomes », Thèse de doctorat, cotutelle Université Abderrahmane MIRA de Béjaia et l'Université de Lille1, 23 Mai 2010.
- [26] **Y. Wang** «Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique : Application à un Cas Insulaire», 20 novembre 2012.
- [27] **T. Ahmed, O. Noro, E. Hiraki et M. Nakaoka** « Terminal voltage regulation characteristics by static VAR compensator for three-phase selfexcited induction generator », IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 40, No. 4, July/August 2004, pp. 978-988.
- [28] **B. V. Perumal, J. K. Chatterjee** « Analysis of a self excited induction generator with STATCOM/battery energy storage System », Power India Power Conference, IEEE, 2006, pp. 1-6.
- [29] **B. Singh, S. S. Murthy et S. Gupta** « STATCOM-Based voltage regulator for self-excited induction generator feeding nonlinear loads », IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol. 53, No 5, October 2006, pp. 1437-1452.



- [30] **B. Singh, Madhusudan, V. Verma et A.K. Tandon** « Rating Reduction of Static Compensator for Voltage Control of Three-Phase Self-Excited Induction Generator », IEEE ISIE 2006, Montreal, Quebec, Canada, July 9- 12, 2006, pp. 1194-1199.
- [31] **A. Bellini, G. Franceschini, E. Lorenzani et C. Tassoni** « Quantitative design of active control for self excited induction generators in grid isolated operation », Power Electronics Specialists Conference (PESC'2008), IEEE, 15-19 June 2008, pp. 3610-3614.
- [32] **T. Ahmed, K. Nishida et M. Nakaoka** « Advanced control for PWM converter and variable-speed induction generator », IET Electr. Power Appl., vol. 1, No. 2, March 2007, pp. 239-247.
- [33] **L. A. C. Lopes et R. G. Almeida** « Operation aspects of an isolated wind driven induction generator regulated by a shunt voltage source inverter », Industrial Applications Conference, Conference Record of the 2000 IEEE, vol. 4, 8-12 October 2000, pp. 2277-2282.
- [34] **L. A. C. Lopes et R. G. Almeida** « Wind-driven self-excited induction generator with voltage and frequency regulated by a reduced-rating voltage source inverter », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, No. 2, June 2006, pp. 297-304.
- [35] **H. S. Timorabadi** « Voltage source inverter for voltage and frequency control of a stand-alone self-excited induction generator », IEEE CCECE/CCGEI, Ottawa, Canada, May 2006, pp. 2241-2244.
- [36] **R. Gouadjelia** « *Étude des éoliennes et leurs contributions dans la production d'électricité* », Master en physique énergétique, Université de Constantine 1, 18 Juin 2014.
- [37] **Y. Lang, B. Wu, N. Zargari** « *Wind Power Technology: State of the art* », IEEE Canadian Review, nO.56, pp. 10-17, Décembre 2007.
- [38] **B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, C. Nichita** « État de l'art dans les aérogénérateurs électriques », 2002
- [39] **A. Abdelli** « Optimisation multicritère d'une chine éolienne passive », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Toulouse, France, 2007.
- [40] site : [www.cap-nrj.fr](http://www.cap-nrj.fr) « Le principe de fonctionnement de l'éolien », consulté décembre 2009.
- [41] **H. Camblong** « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable », Thèse de Doctorat, École Nationale Supérieur d'Arts et Métiers, Centre de Bordeaux, France, 2003.
- [42] **R. Pena, J. C. Clare et G. M. Asher** « A doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine », IEE Proc-Electr, Power Appl, vol 143, No 5, September 1996.

- [43] **Brice beltran** « contribution à la commande robuste des éoliennes a base de génératrices asynchrones double alimentation : du mode glissant classique au mode glissant d'ordre supérieur » Université de Bretagne occidentale – Brest, 7 Jun 2011.
- [44] **Alexandre Teninge** «*participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire*» institut polytechnique de Grenoble
- [45] **H. Akagi** «*Trends in active power line conditioners*», IEEE, Transactions on Power Electronics, Vol. 9, No. 3, pp. 263-268, May 1994.
- [46] **T.C. Green and J.H. Marks** «*Control techniques for active power filters*», IEE, Proc-Electr Power-Appl, Vol. 152, No. 2, pp. 369-381, March 2005.
- [47] **Hamouda Noureddine** « Etude Comparative des Techniques de Filtrage des Harmoniques de Courant », Magister En Electrotechnique, UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF UFAS, 2010.
- [48] **H. Akagi, Y. Kanazawa, & A. Nabae** «Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components» *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. IA-20, No. 9, pp. 625–630, May/June 1984.
- [49] **S. Hong-Scok** « Control scheme for PWM converter and phase angle estimation algorithm under voltage unbalanced and/or sag condition ». Ph.D. in Electronic and Electrical Engineering Postech University, South KOREA, (2001).
- [50] **M. M. Abdulalam** « Structures et stratégies de commande des filtres actifs parallèle et hybride avec validations expérimentales » Thèse de doctorat, l'Université Henri Poincaré, Nancy-I, 29 mai 2008
- [51] **J. Zeng, C. Yu, Q. Qi, Z. yan, Y. Ni, B.L. Zhang, S. Chen, Felix F and Wu** « A nouvel hysteresis current control for active power filter with constant frequency ». Electric Power System Research, Vol. 68, pp 75-82, (2004).
- [52] **A. F. Comsa** « Contribution à l'optimisation de la commande par hystérésis du moteur synchrone à aimants permanents ». Thèse de doctorat de l'I.N.P.L, Nancy, France, (1997).
- [53] **M. A. S. Nejad, S. Pierfederici, J. P. Martin and F.Meibody-Tabar** « Study of AC modulated hysteresis current controller for a single phase voltage source inverter ». IEEE, 37th Power Electronics Specialists Conference, Jeju, Korea, (2006).
- [54] **M. A. S. Nejad, S. Pierfederici, J. P. Martin, F. M. Tabar** « Modelling and design of an hybrid modulated hysteresis current controller application to a single phase voltage source inverter ». PESC, IEEE, 37th Power Electronics Specialists Conference, Jeju, Korea, (2006).
- [55] **G. H. Bode and D. G. Holmes** « Load independent hysteresis current control of a three level single phase inverter with constant switching frequency ». PESC, IEEE, 32nd annual Power Electronics Specialists Conference, Vancouver, Canada, (2001).
- [56] **M. A. S. Nejad** « Architectures d'alimentation et de commande d'actionneurs tolérants aux défauts - régulateur de courant non linéaire à large bande passante ». Thèse de doctorat de l'I.N.P.L, Nancy, France, (2007).

- [57] **A. Chaoui, J.P. Gaubert, F. Krim, L. Rambault** « *IP controlled three-phase shunt active filter for power improvement quality* », Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON), Paris, France, Nov. 2006.
- [58] **S. Nia** « Contribution à l'étude théorique et expérimentale d'un filtre actif parallèle à commandes analogique et numérique temps réel ». Thèse de doctorat de l'I.N.P.L, Nancy, France, (1996).
- [59] **M.A.E. Alali** « Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux Electriques Basse Tension », thèse de doctorat, Université Louis Pasteur, 12 Septembre 2002.
- [60] **M. X. Wang** « Filtrage actif de puissance : Etudes et réalisation d'un filtre actif à commande numérique temps réel » Thèse de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 18 Décembre 1992.
- [61] **M. Aredes, J. Häfner, K. Heumann** « A combined series and shunt active power filter », IEEE/KTH Stockholm power tech conference, Stockholm, Sweden, June 18-22, 1995.
- [62] **R. Tounsi** « Développement d'un contrôle commande pour un compensateur série de creux de tension. Validation par simulation du fonctionnement avec des charges industrielles » Thèse de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 30 Octobre 1999.
- [63] **M.A.E. Alali, S. Saadate, Y.A. Chapuis, F. Braun** « Control and analysis of series and shunt active filters with SABER », IPEC 2000, Tokyo, Japan, PP. 1467-1472, April 2000.

## Résumé

L'utilisation des convertisseurs statiques est inévitable dans les installations électriques soit pour les petites ou les grandes puissances. Cependant, ces derniers absorbent des courants non sinusoïdaux et introduisent des harmoniques de tension et courant sur les réseaux électriques. L'élimination des harmoniques permettra d'avoir une bonne qualité d'énergie. Ce travail consiste en l'étude par simulation d'un champ de production éolienne avec un filtre actif parallèle qui alimente une charge non linéaire. L'utilisation d'une méthode de détection de la fréquence au régime transitoire (PLL) permettra au filtre de fonctionner en régime dynamique. Un algorithme de commande de la puissance produite est appliqué afin d'améliorer la qualité d'énergie et le rendement du système.

**Mots-clés:** convertisseurs statiques, harmoniques, champ de production éolienne, filtre actif parallèle, charge non linéaire, PLL.

## ملخص

استخدام المحولات الثابتة الكهربائية أمر لا مفر منه في التركيبات الكهربائية سواء للقوى الصغيرة أو الكبيرة. ومع ذلك فإنها تمتص التيارات الغير الجيبية فتدخل تيار كهربائي توافقي على الشبكات الكهربائية. والقضاء على التوافقيات يؤدي الى الحصول على نوعية جيدة للطاقة. يشمل هذا العمل على دراسة لحقل من العنف الهوائية مع مرشح فعال الذي يغذي حمولة غير خطية. استخدام طريقة للكشف عن عابرة التردد يسمح للمرشح بالعمل في وضع ديناميكي. يتم تطبيق (PLL) خوارزمية تحكم للطاقة المولدة لتحسين نوعية الطاقة و الكفاءة الكهربائية

**الكلمات المفاتيحية:** المحولات الثابتة الكهربائية, التوافقيات, حقل من العنف الهوائية, مرشح فعال, حمولات غير خطية, PLL.

## Abstract

Using the static inverters is inevitable in the electric installations both for the small ones or the great powers. However, in this case it absorbs non-sinusoidal currents and introduce harmonics of tension and current on the electrical supply networks. The elimination of the harmonics will make it possible to have a good power quality. This work consists on the study using the simulation of wind turbines field which yield a three-phase shunt active power filter which feeds a nonlinear load. Using a method of frequency detection to the transient state phase-locked-loop (PLL) will make possible the filter to work at a dynamic normal mode. A control algorithm of power produced is applied in order to improve quality of energy and the yield of the system.

**Key-Words:** static inverters, harmonics, wind field turbines, shunt active power filter, non-linear load, PLL.