

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

BADJI MOKHTAR - ANNABA UNIVERSITY

جامعة باجي مختار - عنابة

UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA



Année 2007

Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Département d'électrotechnique

MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de *Magister*
Option : *Réseaux Electriques*

Soutenu le 21 Octobre 2007

THEME

**CONTRIBUTION À L'ANALYSE ET LA REDUCTION
DE LA POLLUTION HARMONIQUE DANS LE
RESEAU ELECTRIQUE**

Présenté par : *M^r BOUKADOUM AZIZ*

Directeur de mémoire : Dr. BAHI Tahar M.C

Université de Annaba

Devant le jury :

Président	Pr. DEBBACHE Nasr Eddine	Pr	Université de Annaba
Examineurs	Dr. HOUABES Mourad	M.C	Université de Annaba
	Dr. LABAR Hocine	M.C	Université de Annaba
	Dr. ARBAOUI Fayçal	M.C	Université de Skikda

DEDICACE

Je dédie ce travail :

A mes parents,

À mes frères et sœurs, ma grande famille,

À mes ceux et celles qui m'éprouvent de la véritable amitié.

A Z I Z BOUKADOUM

R E M E R C I E M E N T S

Ce travail a été réalisé au département d'électrotechnique de la faculté des sciences de l'ingénieur de l'université Badji Mokhtar –Annaba.

Je remercie avant tout **ALLAH** tout puissant pour m'avoir donné et la volonté d'accomplir ce modeste travail

A l'issu de ce travail, je voudrai exprimer toute ma reconnaissance à mon encadreur le Docteur **BAHI Tahar** , Maître de conférences à l'Université Badji Mokhtar Annaba, pour ses encouragements incessants et ses conseils précieux qu'il a su me prodiguer tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Je remercie également :

- ✓ Le Professeur **DEBBACHE Nasr Eddine**, Professeur au Département D'Electronique de l'Université Badji Mokhtar Annaba, qui me fait l'honneur de présider le jury de soutenance de ce présent mémoire.

- ✓ Les Docteurs **HOUABES Mourad** et **LABAR Hocine**, Maîtres de conférences à l'Université Badji Mokhtar Annaba, pour avoir accepté d'être membre de jury.

- ✓ Le Docteur **ARBAOUI Fayçal** , Maître de conférences à l'Université de Skikda, pour avoir accepter d'être membre de jury et nous a honoré de sa présence.

Toute personne ayant, de près ou de loin, aidé à l'aboutissement de ce travail.

Aziz BOUKADOUM

ملخص

إستعمال محولات إلكترونيات القدرة تزيد بصفة محسوسة درجة تلوث التوافقي في الشبكات الكهربائية، ولذلك هذه التجهيزات تعتبر كحمولات غير خطية تمتص تيارات غير جيبيية وتستهلك القدرة المفعلة.

مرور التيار التوافقي في ممانعة الشبكة الكهربائية يؤدي حتما إلى خلق توترات توافقية وبالتالي تلوث الأنظمة التي تتغذى بنفس الشبكة، إذا حادثة تقنية من أجل تخفيض التأثيرات الغير مرغوب فيها لهذه التوافقيات أصبحت ضرورية من أجل ضمان النوعية المطلوبة للطاقة الكهربائية.

لهذا الغرض ، هذه المذكرة تعرض مسبقا دراسة مبررة لوجود هذه الإضطرابات للتوافقيات الناجمة عن المحولات الساكنة. الوسائل التقنية التقليدية والحديثة الموجودة سمحت بتخفيضها، وكل مرة وفي إطار تقديم هذه المذكرة، إهتمام خاص أوليناها لتقنية المرشحات الفعالة المتوازية والمنتالية.

بالتالي التقنيات الحديثة للمرشحات الفعالة لا يمكن أن تكون ذات مصداقية إلا إذا كانت طريقة التعرف على التوافقيات ناجعة، وقد عالجا في هذه المذكرة بعض الطرق وحلنا خصائصها بواسطة دراسة مقارنة.

بالمقابل، تقنية التحكم التخلفية وتضمين بواسطة عرض النبضة (MLI) قد أولينا لها إعتبار وطبقناها في المرشحات الفعالة.

Résumé

L'utilisation des convertisseurs de l'électronique de puissance a augmenté sensiblement le niveau de la pollution harmonique des réseaux électriques. En effet, ces équipements, considérés comme des charges non linéaires, absorbent des courants non sinusoïdaux et consomment de la puissance réactive.

Le passage des courants harmoniques dans l'impédance du réseau électrique entraîne inévitablement des tensions harmoniques et par conséquent, pollue les consommateurs alimentés par le même réseau. Alors, une action technique, pour réduire l'effet indésirable de ces harmoniques, est devenue indispensable et ce, pour assurer la qualité souhaitée de l'énergie électrique.

A cet effet, ce mémoire présente d'abord une étude justifiant la présence des perturbations harmoniques causées par les convertisseurs statiques, puis, les moyens techniques traditionnels et modernes existants pour permettre leur atténuation. Toutefois, dans le cadre de la réalisation de ce mémoire une attention particulière est réservée aux techniques de filtrages actifs parallèle et série.

Effectivement, les techniques modernes de filtrages actifs ne peuvent être fiables que si la méthode d'identification, des harmoniques à éliminer, soit efficace. Ainsi, nous avons traité dans ce mémoire quelques méthodes et nous avons analysé leurs performances par une étude comparative.

Par ailleurs, les techniques de commande, par hystérésis et à Modulation de Largeur d'Impulsion, ont été considérées et appliquées au filtres actifs.

Abstract

The use of the converters electric of power appreciably increased the level of the harmonic pollution of the electrical supply networks. Indeed, this equipment, considered as nonlinear loads absorbs nonsinusoidal currents and consumes reactive power.

The passage of the harmonic current in the Impedance of the electrical supply network inevitably involves harmonic tensions and consequently, the consumers supplied with the same network pollute. then, a technical action to reduce the adverse effect of these harmonics became essential to ensure the desirable quality of the electric power.

To this end, this memorandum presents initially a study justifying the presence of the harmonic disturbances caused by the static inverters, then, average the existing techniques traditional and modern allowing their attenuation. However, within the framework of the realization of this memory a detailed attention is reserved for the techniques of active filtering parallel and series.

Indeed, the modern techniques of active filtering can be reliable only if the method of identification of the harmonics to be eliminated is effective. Thus, we treated in this memory some methods and we analyzed their performances by a comparative study.

In addition, the techniques of order by hysteresis and modulation of width of Impulse were considered and applied to the active filters

Chapitre 1	perturbations des réseaux électriques et principe de compensation	page
Figure 1.1	Schéma de connexion du réseau avec charge linéaire	2
Figure 1.2	Schéma global du réseau et d'une charge non linéaire	3
Figure 1.3	Décomposition du réseau et de la charge non linéaire	4
Figure 1.3.a	Schéma relatif à la fréquence fondamentale	4
Figure 1.3.b	Schéma relatif aux fréquences Harmoniques	4
Figure 1.4	Diagramme de fresnel des puissances	9
Figure 1.5	Schéma de principe : source triphasé et une charge non linéaire	10
Figure 1.6	Synoptique d'un réseau triphasé	11
Figure 1.7	Schéma synoptique d'un pont redresseur	11
Figure 1.8	Courant de ligne pour une charge linéaire	12
Figure 1.9	Courant de charge pour une charge linéaire	13
Figure 1.10	Spectre harmoniques du courant pour une charge linéaire	13
Figure 1.11	Tensions de source pour une charge non linéaire	14
Figure 1.12	Courants de lignes pour une charge non linéaire	15
Figure 1.13	Courants de charge pour une charge non linéaire	15
Figure 1.14	Spectre harmoniques du courant de ligne	16
Figure 1.15	Spectre harmoniques du courant de charge	16
Figure 1.16	Principe du filtre passif	19
Figure 1.17	Branchement d'un filtre passif résonnant	19
Figure 1.18	Impédance de filtres résonnants	20
Figure 1.19	Filtre passif amorti (passe – haut)	22
Figure 1.20	Impédance d'un filtre amorti	22
Figure 1.21	Schéma de principe du statocompenseur	24
Figure 1.22	Schéma de principe du compensateur à capacités commandées	25
Figure 1.23	Résultat de simulation avant compensation	28
Figure 1.24	Résultat de simulation après la compensation de la cinquième harmonique	30
Figure 1.25	Résultat de simulations après la compensation de la septième harmonique	33
Figure 1.26	Résultat de simulations après la compensation de la 5 ^{eme} et 7 ^{eme} harmonique	34
Figure 1.27	Résultat de simulations après la compensation de la h ₅ , h ₇ et plus un filtre amorti	36
Figure 1.28	Montage d'un filtre actif parallèle	38
Figure 1.29	Montage d'un filtre actif en série	39

Figure 1.30	Combinaison parallèle – série actif (UPQC)	40
Figure I.31	Filtre actif série avec un filtre passif parallèle	41
Figure I.32	Filtre actif série connecté en série avec un filtre passif série	41
Figure I.33	Filtre actif parallèle avec filtre passif parallèle	42
Chapitre 2	Méthodes d'identification des courants harmoniques	
Figure. 2.1	Algorithme d'extraction tri monophasé	45
Figure. 2.2	Résultats de l'identification par la méthode tri monophasé	47
Figure. 2.3	Algorithme d'extraction des courants de référence par PIRI	50
Figure. 2.4	Résultat de l'identification par la méthode PIRI	53
Figure. 2.5	Modélisation de la charge polluante	54
Figure. 2.6	Algorithme d'identification basé sur le principe du courant actif	55
Figure. 2.7	Résultat de l'identification par la méthode basée sur le principe du courant actif	57
Figure. 2.8	Résultat de la comparaison des méthodes	58
Chapitre 3	filtres actifs parallèles	
Figure 3.1	Principe du filtre actif parallèle	59
Figure 3.2	Structure général du filtre actif parallèle	61
Figure 3.3	Schéma synoptique de branchement du FAP	62
Figure 3.4	Représentation schématique d'un onduleur triphasé	63
Figure 3.5	Représentation vectorielle des tensions générées par l'onduleur	64
Figure 3.6	Courants harmoniques identifiés	67
Figure 3.7	Courants harmoniques injectés	67
Figure 3.8	Superposition des courants harmoniques identifiés et injectés	68
Figure 3.9	Courants de référence et injecté dans la bande hystérésis	68
Figure 3.10	Tensions simples à la sortie de l'onduleur	69
Figure 3.11	Tensions composées à la sortie de l'onduleur	69
Figure 3.12	Courants de source	70
Figure 3.13	Spectre du courant de la phase_a	70
Chapitre 4	filtre actif série	
Figure. 4.1	Principe du filtre actif série	72
Figure. 4.2	Structure générale du filtre actif série	73

Figure. 4.3	Partie puissance du filtre actif série	75
Figure. 4.4	Schéma du filtre de sortie pour un FAS	75
Figure. 4.5	Principe de la commande MLI	78
Figure. 4.6	Principe de commande par hystérésis	79
Figure. 4.7	Schéma global du système à base de PLL	80
Figure. 4.8	Augmentation de l'amplitude de la phase_a	83
Figure 4.9	PLL dans un réseau harmonique	84
Figure 4.10	PLL dans un réseau avec harmonique et déséquilibré	85
Figure 4.11	PLL dans un creux de tension au réseau	86
Figure 4.12	Algorithme d'identification des tensions basée sur le système PLL	87
Figure 4.13	Tensions de la charge	88
Figure 4.14	Superposition des tensions identifiées et injectées	88
Figure 4.15	Tensions de source	89
Figure 4.16	Spectre de la tension de la phase_a	89
Figure 4.17	Tensions charge	90
Figure 4.18	Tensions identifiées	90
Figure 4.19	Tensions injectées	91
Figure 4.20	Superposition des tensions identifiées et injectées	91
Figure 4.21	tension identifiée et porteuse	92
Figure 4.22	Courants de source	92
Figure 4.23	Tensions de source	93
Figure 4.24	Spectre harmoniques de la tension source de la phase_a	93

Sommaire

Remerciements

Introduction générale

**Pag
e**

Chapitre I

Perturbations des réseaux électriques et principe de compensation

	<i>Introduction</i>	1
1.1	<i>Types et caractéristiques de charges</i>	1
1.1.1	<i>Charge linéaire</i>	1
1.1.2	<i>Charge non linéaire</i>	2
1.2	<i>Perturbation des réseaux électriques</i>	5
1.2.1	<i>Qualité de l'énergie</i>	5
1.2.2	<i>Origines des harmoniques</i>	5
1.2.3	<i>Définitions</i>	6
1.2.3-1	<i>Harmoniques</i>	6
1.2.3-2	<i>Inter harmoniques</i>	6
1.2.3-3	<i>Infra harmoniques</i>	6
1.2.4	<i>Conséquences des harmoniques</i>	6
1.2.4.1	<i>Effets instantanés</i>	6
1.2.4.2	<i>Effets à termes</i>	7
1.3	<i>Caractéristiques des perturbations harmoniques</i>	7
1.3.1	<i>Taux de Distorsion Harmonique (THD)</i>	8
1.4	<i>Modélisation Source - Charge</i>	10

1.4.1	Modélisation de la source	10
1.4.2	Modélisation de la charge polluante (redresseur à diode)	11
1.5	<i>Résultats de simulation</i>	12
1.5.1	Cas charge linéaire	12
1.5.2	Cas d'une charge non linéaire	14
1.6	<i>Principe de compensation</i>	18
1.6.1	<i>Techniques traditionnelles de dépollution</i>	18
1.6.1.1	<i>Les filtrages passifs</i>	18
1.6.1.1.a	<i>Les filtres passifs résonnants</i>	19
1.6.1.1.b	<i>Les filtres passifs amorti (Passe Haut)</i>	21
1.6.1.1.c	<i>Inconvénients du filtres passifs</i>	23
1.6.1.2	<i>Compensation de puissance réactive</i>	23
1.6.1.2.a	<i>Le statocompensateur</i>	24
1.6.1.2.b	<i>Le compensateur à capacité commandée</i>	24
1.6.1.3	<i>Augmentation de la puissance de court circuit</i>	25
1.6.1.4	<i>Résultat de simulation</i>	26
	• <i>Sans compensation</i>	27
	• <i>Après compensation</i>	29
1.6.2	<i>Solutions modernes de dépollution</i>	37
1.6.2.1	<i>Le filtre actif parallèle</i>	38
1.6.2.2	<i>Le filtre actif série</i>	39
1.6.2.3	<i>Combinaison parallèle série actifs</i>	39
	• <i>Filtre actif série avec des filtres passifs parallèles</i>	40
	• <i>Filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles</i>	41

•	<i>Filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèles</i>	42
1.7	<i>Conclusion</i>	42

Chapitre II

Méthodes d'identifications des courants harmoniques

	<i>Introduction</i>	43
2.1	<i>Différentes méthodes d'identifications</i>	43
2.1.1	<i>Méthode tri monophasé</i>	44
2.1.1.a	<i>Algorithme d'identification</i>	45
2.1.1.b	<i>Remarque sur la méthode</i>	46
2.1.1.c	<i>Résultat de simulation</i>	46
2.1.2	<i>Méthode de la Puissance Instantanée Réelle et Imaginaire (PIRI)</i>	48
2.1.2.a	<i>Algorithme de la méthode PIRI</i>	50
2.1.2.b	<i>Remarque sur la méthode</i>	51
2.1.2.c	<i>Résultat de simulation</i>	51
2.1.3	<i>Méthode basée sur le principe du courant actif</i>	53
2.1.3.a	<i>Algorithme de la méthode basée sur le principe du courant actif</i>	55
2.1.3.b	<i>Remarque sur la méthode</i>	56
2.2	<i>Résultat et compensation des méthodes</i>	56
2.2.1	<i>Résultat de simulation</i>	56
2.3	<i>Conclusion</i>	58

Chapitre III

Filtre actif parallèle

	<i>Introduction</i>	
3.1	<i>Filtres actifs parallèles</i>	59
3.1.1	<i>Mode de fonctionnement</i>	60
	<ul style="list-style-type: none">• <i>Filtre dédié</i>• <i>Filtre adaptatif</i>	60
3.2	<i>Structure générale du filtre actif parallèle</i>	60
3.3	<i>Schéma de branchement</i>	61
3.4	<i>La modélisation du filtre actif parallèle</i>	62
3.4.1	<i>Modélisation de l'onduleur</i>	63
3.5	<i>Résultat de simulation et interprétation</i>	73
3-6	<i>Conclusion</i>	71

Chapitre IV

Filtre actif série

	<i>Introduction</i>	
4.1	<i>Filtre actif série</i>	72
4.2	<i>Structure générale du filtre actif série</i>	73
4.2.1	<i>Partie puissance du filtre actif série</i>	74
4.2.1.1	<i>Onduleur de tension</i>	74
4.2.1.2	<i>Système de stockage de l'énergie</i>	75
4.2.1.3	<i>Le filtre de sortie</i>	76
4.2.1.3.1	<i>Modélisation du filtre de sortie</i>	77
4.2.1.4	<i>Transformateur d'injection</i>	77

4.2.2	<i>Partie contrôle commande du filtre actif série</i>	78
4.2.2.1	<i>Commande de l'onduleur</i>	78
	• <i>Commande en MLI</i>	79
	• <i>Commande en hystérésis</i>	79
4.2.2.2	<i>I densification des tensions perturbatrices basé sur PLL</i>	79
4.2.2.2.1	<i>Structure générale du système PLL</i>	80
4.2.2.2.2	<i>Principe de l'utilisation de PLL</i>	80
4.2.2.2.3	<i>Résultat de simulation et interprétation du PLL</i>	82
a	<i>Cas d'une augmentation d'amplitude d'une seule phase</i>	83
b	<i>Cas d'un réseau avec harmonique</i>	84
c	<i>Cas d'un réseau avec harmonique et déséquilibré</i>	85
d	<i>Cas d'un creux de tension dans le réseau</i>	86
4.2.2.3	<i>Algorithme d'identification des tensions perturbatrices basée sur le PLL pour FAS</i>	86
4.2.2.4	<i>Résultat de simulation et interprétation</i>	87
A)	<i>Avec commande à hystérésis du FAS</i>	88
B)	<i>Commande à modulation de largeur d'impulsion du FAS</i>	90
4.3	<i>Conclusion</i>	94
	<i>Conclusion générale et perspective</i>	95
	<i>Bibliographie</i>	96
	<i>Annexes</i>	100

Introduction générale

L'évolution du domaine industriel et la croissance de la population sont les facteurs primordiaux pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Alors, il est exigé des distributeurs d'énergie d'assurer la satisfaction en besoin énergétique de ses clients en qualité acceptable, du moment qu'une progression considérable ; en unité et en puissance des équipements d'électronique de puissance ; est recensée sur les réseaux électriques. Ces équipements posent de sérieux problèmes aux distributeurs d'énergie électrique qui voient ces convertisseurs comme des sources polluantes.

En effet, les perturbations provoquées par ces convertisseurs sont bien connues ; il s'agit d'une dégradation du facteur de puissance et d'une génération de courants alternatifs non sinusoïdaux riches en harmoniques. Les incidences sont à l'origine de la déformation de sa tension, de la réduction de sa capacité de transport et de l'augmentation des pertes .

Plusieurs solutions existent pour corriger ces inconvénients. L'utilisation de filtres passifs est la solution la plus classique, mais l'efficacité de tels dispositifs est tributaire de l'impédance du réseau qui, elle-même est susceptible d'évoluer. De plus, le filtre passif forme avec l'inductance de la source, un circuit résonnant qui favorise l'amplification de tout harmonique ayant une fréquence voisine de celle de résonance.

Les progrès réalisés, sur les semi-conducteurs de puissance entièrement commandables ont conduit à la conception de nouvelles structures. Dans un premier temps, les convertisseurs AC-DC commandés en Modulation de Largeur d'Impulsion, ont permis de contrôler le facteur de puissance et une partie des perturbations harmoniques basses fréquences. Maintenant, ceux, qui répondent le mieux aux contraintes industrielles, sont les compensateurs actifs *parallèle*, *série* et combinaison *parallèle- série* actifs (UPQC).

Le compensateur actif *parallèle* peut être utilisé pour compenser les courants harmoniques et déséquilibrés de même que la puissance réactive. Le compensateur *série* peut compenser à la fois les tensions harmoniques et déséquilibrées, et les creux de tension. L'UPQC correspond à une solution universelle de compensation pour un, plusieurs ou tous les types de perturbation en courant et de tension que l'on observe sur le réseau.

Un rappel, sur les origines et les conséquences des perturbations en courant et en tension pouvant intervenir dans un réseau électrique, est abordé au premier chapitre. On y présente également les solutions de dépollutions traditionnelles et modernes.

Dans le second chapitre, nous étudierons des méthodes d'identification des courants harmoniques d'une charge polluante. Nous noterons leurs avantages ainsi que leurs limites. Finalement, nous les comparerons dans le but de valider l'efficacité de chacune d'elles. La validation des méthodes est effectuée par simulation à l'aide du logiciel MATLAB.

Afin d'étudier le comportement du filtrage actif parallèle et la synthèse de sa loi de commande par hystérésis, le troisième chapitre développe la structure d'un compensateur à base d'un onduleur triphasé. La conception, les principes de fonctionnement, le modèle mathématique, l'identification de références y sont expliqués.

Le quatrième chapitre, présente la structure et le principe d'un filtre actif série. La nécessité d'adaptation d'un tel type de compensation aux distributions du réseau, nous a mené à insérer un système à base de verrouillage de phase (PLL) pour une identification exacte des références de commande des filtres.

A la fin, on a présenté la conclusion générale et les perspectives d'utiliser les résultats obtenus par simulation numérique pour étude de cas pratiques.

CHAPITRE I

PERTURBATIONS DES RESEAUX ELECTRIQUES

ET PRINCIPES DE COMPENSATION

Introduction

Le but de ce chapitre est de faire d'abord, le point sur les différentes natures des charges polluantes pouvant être rencontrées dans diverses installations. Puis, on montre les formes des courants qui en résultent et on présente leurs analyses spectrales, enfin, nous définirons l'ordre des harmoniques qui sont générés. Une évolution de l'influence de ces charges sur un réseau est faite, ainsi que la définition des règles de limitation des perturbations.

Pour finir, ce chapitre présente les principes de compensation des harmoniques. Les résultats de simulation montrent l'influence du filtrage passifs.

1.1 Types et caractéristiques de charges

1.1.1 Charge linéaire

Si l'on alimente une charge linéaire par une tension sinusoïdale figure 1.1, le courant circulant dans cette charge est lui aussi sinusoïdal. Cependant, le courant peut être déphasé par rapport à la tension d'un angle Φ . Les relations entre les différentes grandeurs qui caractérisent l'évolution de cette charge sont les suivantes :

$$u(t) = U \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega \cdot t) \quad (1.1)$$

$$i(t) = I \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega \cdot t) \quad (1.2)$$

En représentation complexe, on a :

$$\overline{U} = \overline{z} \cdot \overline{I} \quad (1.3)$$

où U et I sont la tension et le courant efficaces

La puissance active fournie à la charge est :

$$P = U \cdot I \cdot \cos(\Phi) \quad (1.4)$$

La puissance apparente de la charge est :

$$S = U \cdot I \quad (1.5)$$

Le facteur de puissance de la charge est :

$$F_p = \frac{P}{S} = \cos(\Phi) \quad (1.6)$$

Le facteur de crête du courant est :

$$F_c = \frac{I_{\max}}{I} = \sqrt{2} \quad (1.7)$$

Et, la puissance réactive fournie à la charge est :

$$Q = U \cdot I \cdot \sin(\Phi) \quad (1.8)$$

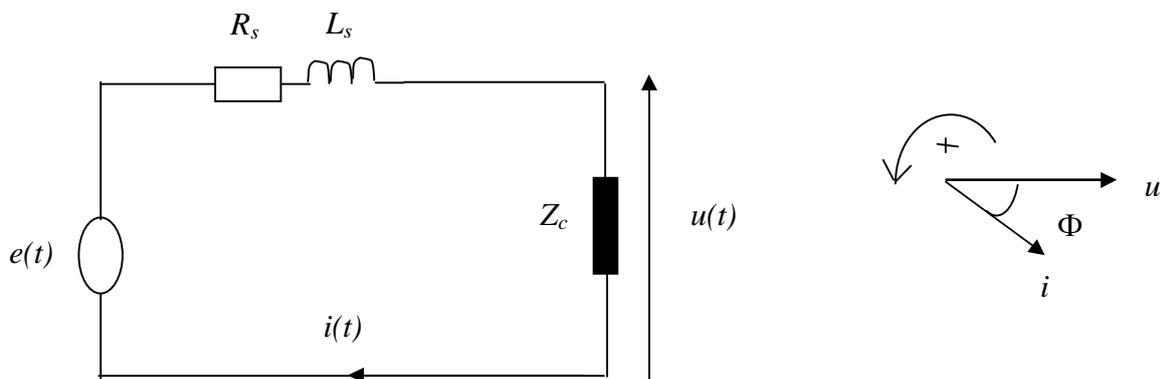


Figure 1.1 : Schéma de connexion du réseau avec une charge linéaire

R_s : résistance de la source ;

L_s : inductance de la source ;

Z_c : impédance de la charge.

1.1.2 Charge non linéaire

Si l'on alimente une charge non linéaire par une tension sinusoïdale, le courant circulant dans la charge n'est plus sinusoïdal. Ce courant peut être décomposé en une composante fondamentale et des harmoniques (Figure1.2) :

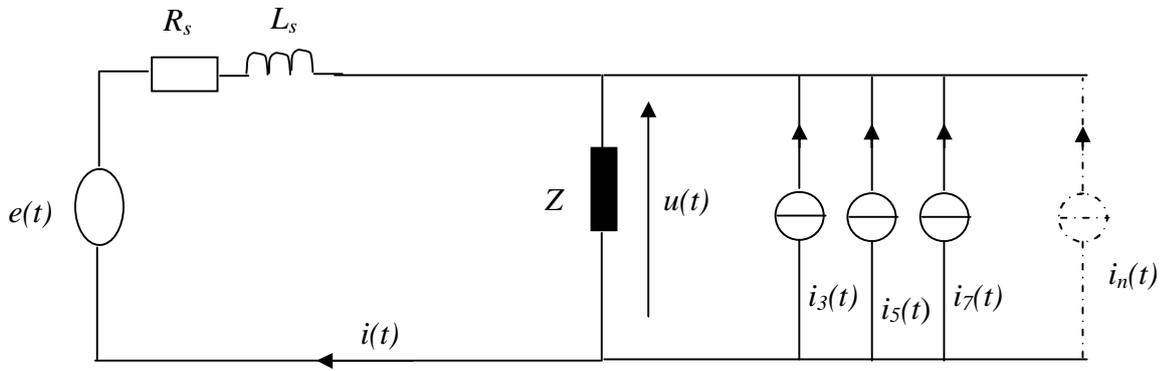
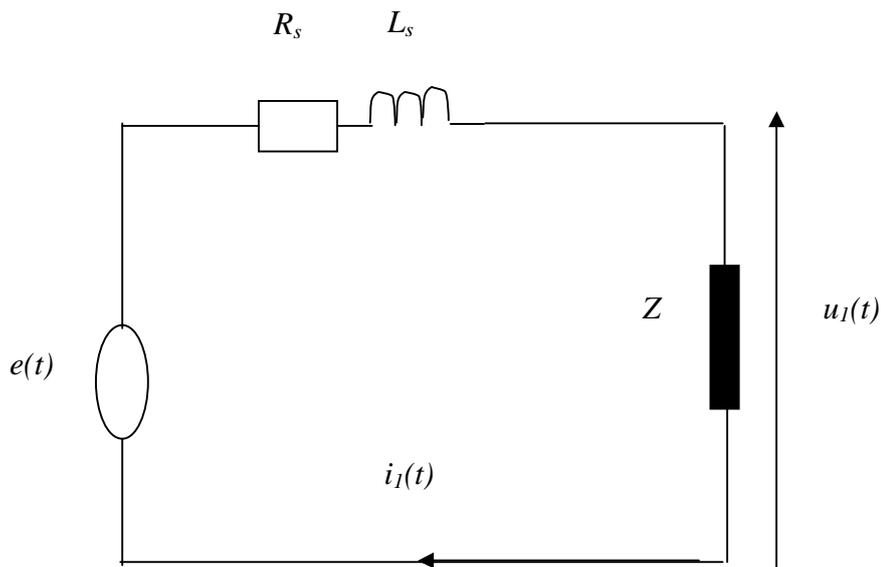
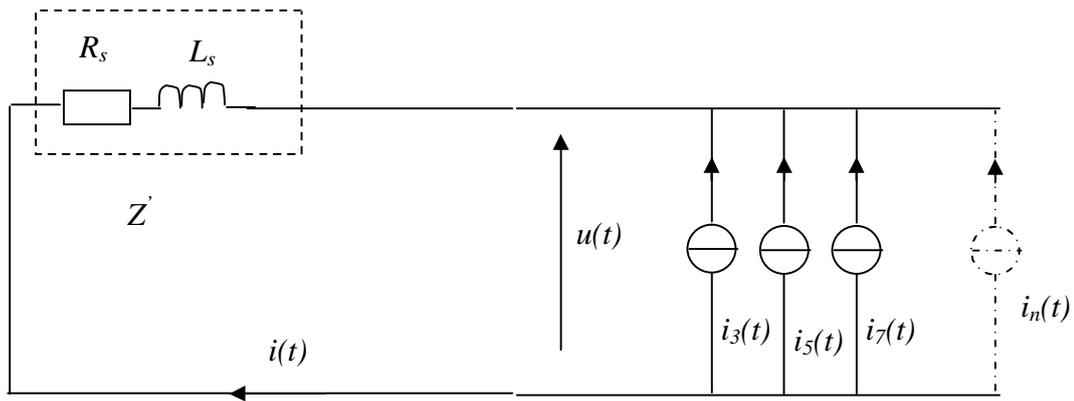


Figure 1.2 : Schéma global du réseau et d'une charge non linéaire

En vertu du théorème de superposition, le schéma de la figure 1.2 peut être décomposé en deux circuits : La première figure 1.3 a, correspond à la fréquence fondamentale et la seconde figure 1.3 b est relative aux harmoniques. On peut remarquer que pour le régime fondamental, on reste sur un schéma identique à celui obtenu pour une charge linéaire figure 1.1.



(a)



(b)

Figure 1.3 Décomposition du réseau et de la charge non linéaire

a- schéma relatif à la fréquence fondamentale

b- schéma relatif aux fréquences harmoniques

La tension de chaque harmonique correspond au produit entre l'impédance et le courant relatif à cette même fréquence harmonique :

$$\bar{U} = \bar{Z}'_n \cdot \bar{I}_n \quad (1.9)$$

Avec

- \bar{Z}'_n : impédance complexe de la source pour l'harmonique de rang n.
- \bar{I}_n : courant complexe de l'harmonique de rang n.
- \bar{U}_n : tension complexe de l'harmonique de rang n.

Les valeurs instantanées des courants et tensions peuvent s'écrire comme la somme d'un terme fondamental et de termes harmoniques. La valeur efficace est la racine carrée de la somme quadratique des tensions fondamentales et harmoniques.

$$u(t) = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot U_n \cdot \sin(n\omega t + \alpha_n) \quad \text{où} \quad U_n = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} U_n^2} \quad (1.10)$$

$$i(t) = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \sin(n\omega t + \beta_n) \quad \text{où} \quad I = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2} \quad (1.11)$$

1.2 Perturbation des réseaux électriques

De nos jours, le besoin en électricité dans la vie quotidienne de la population et l'exigence de cette dernière ont vu une importante progression des dispositifs à base des convertisseurs statiques avec des puissances unitaires de plus en plus importantes.

La Société Nationale Algérienne d'Electricité et du Gaz (SONELGAZ), en sa qualité de distributeur d'énergie électrique, doit fournir à l'ensemble de ses clients et utilisateurs une énergie de qualité sous formes de trois tensions sinusoïdales constituant un réseau triphasé équilibré dont les paramètres caractéristiques sont les suivants :

- Ø La fréquence ;
- Ø L'amplitude des trois tensions ;
- Ø La forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde ;

La mesure de ces paramètres permet de juger la qualité de la tension. Une détérioration, de l'un d'entre eux ou de plusieurs à la fois, laisse supposer la présence d'une anomalie dans le réseau électrique.

1.2.1 Qualité de l'énergie

La qualité de cette énergie dépend de celle de la tension aux points de raccordement, toutefois, cette tension subit généralement beaucoup de perturbations de deux origines distinctes : d'une part, les perturbations de courant causées par le passage dans les réseaux électriques, des courants perturbateurs comme les courants harmoniques, déséquilibrés et réactifs et d'autre part les perturbations de tension causées par des tensions perturbatrices comme les tensions harmoniques, déséquilibrés et les creux de tension [1].

1.2.2 Origines des harmoniques

L'augmentation sensible du niveau de la pollution harmonique des réseaux électriques est une conséquence de la prolifération des convertisseurs statiques. En effet, ces convertisseurs sont considérés comme des charges non linéaires émettant des courants harmoniques. 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.

1.2.3 Définitions

1.2.3.1 Harmonique :

Un harmonique est une composante sinusoïdale d'une onde périodique ou d'une quantité possédant une fréquence qui est multiple entier de la fréquence fondamentale.

1.2.3.2 Inters harmoniques :

Les inter-harmoniques sont des signaux de fréquence non multiple de la fréquence fondamentale.

1.2.3.3 Infra-harmoniques :

Les infra harmoniques sont des signaux de fréquence inférieure à celle du fondamentale.

Remarque :

En général, le domaine des fréquences qui correspond à l'étude des harmoniques est compris entre 100-2500 Hz, soit de l'harmonique de rang 2 jusqu'à l'harmonique de rang 50 [2]. Et, l'amplitude des harmoniques décroît généralement avec la fréquence .

1.2.4 Conséquences des harmoniques

Les courants harmoniques, qui se propagent dans les réseaux électriques, déforment l'allure du courant de la source et polluent les consommateurs alimentés par les mêmes réseaux. On peut classer les effets engendrés par les harmoniques en deux types [1].

- les effets instantanés
- les effets à terme.

1.2.4.1 Effets instantanés :

Ils apparaissent immédiatement dans certains appareillages.

- *Défauts de fonctionnements de certains équipements électriques* : en présence

d'harmoniques, la tension et le courant peuvent changer plusieurs fois de signe dans une demi période. Les appareils, dont le fonctionnement est basé sur le passage à zéro des grandeurs électriques peuvent être affectés.

- *Trouble fonctionnel des micro-ordinateurs* : les effets sur ces équipements peuvent se manifester par la dégradation de la qualité de l'image et par des couples pulsatoires des moteurs d'entraînement de disque.

- *Les perturbations et la dépollution dans les systèmes électriques* : certains appareils de mesure et les compteurs d'énergie à induction présentent des dégradations de mesures et des erreurs de lecture supplémentaires en présence des harmoniques.

- *Vibrations et bruits* : les courants harmoniques génèrent également des vibrations et des bruits acoustiques, principalement dans les appareils électromagnétiques.

1.2.4.2 Effets à terme

Ils se manifestent après une exposition plus ou moins longue à la perturbation harmonique. L'effet le plus important est de nature thermique, il se traduit par un échauffement. Il conduit à une fatigue prématurée du matériel des lignes et amènent à un déclassement des équipements.

- *Echauffement des câbles et des équipements*: ces effets peuvent être à moyen terme (de quelques secondes à quelques heures) ou à long terme (de quelques heures à quelques années) et concernent les câbles qui peuvent être, le siège dû au sur échauffement du neutre et les éléments bobinés (transformateurs , moteurs, etc..).

- *Echauffement des condensateurs* : l'échauffement est causé par les pertes dues au phénomène d'hystérésis dans le diélectrique. Les condensateurs sont donc sensibles aux surcharges, qu'elles soient dues à une tension fondamentale trop élevée ou à la présence d'harmoniques. Ces échauffements peuvent conduire au claquage.

- *Echauffements des pertes supplémentaires des machines et des transformateurs* : échauffements causés par les pertes dans les stators des machines et principalement dans leurs circuits rotoriques (cages, amortisseurs, circuits magnétisants) à cause des différences importantes de vitesse entre les champs tournants inducteurs harmoniques et le rotor.

- Les harmoniques génèrent aussi des pertes supplémentaires dans les transformateurs, par effet joule dans les enroulements, accentuées par l'effet de peau et des pertes par hystérésis et courant de Foucault dans les circuits magnétiques.

1.3 Caractérisation des perturbations harmoniques

Différentes grandeurs sont définies pour caractériser la *distorsion* en régime déformé. Le *taux global de distorsion harmonique* (THD) et le *facteur de puissance* sont les plus employés pour quantifier respectivement la perturbation harmonique et la consommation de puissance réactive.

1.3.1 Taux de Distorsion Harmonique (THD)

Notre étude se limite au cas où la source est sinusoïdale et/ou le courant absorbé par la charge est entaché de composants harmoniques. Dans ces conditions, le taux global de distorsion harmonique (THD) est bien adapté pour quantifier le degré de pollution harmonique sur les réseaux électriques. Il s'évalue par rapport à la fréquence fondamentale et caractérise l'influence des harmoniques sur l'onde déformée du courant. Il est donné par l'expression suivante :

$$THD (\%) = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n I_{ci}^2}}{I_{c1}} \quad (1.12)$$

Avec

I_{c1} : la valeur efficace de la composante fondamentale du courant de charge et I_{ci} les valeurs exactes des différentes composantes harmoniques du courant de charge.

Par analogie, le taux global de distorsion harmoniques des tensions peut s'écrire :

$$THD(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^n U_{ci}^2}}{U_{c1}} \quad (1.13)$$

Le facteur de puissance est défini, dans le cas général, par le rapport entre la puissance active et la puissance apparente.

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{\sum_{n=1}^{\infty} U_n \cdot I_n \cdot \cos(\Phi_n)}{\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} U_n^2 \cdot \sum_{n=1}^{\infty} I_n^2}} \quad \text{avec} \quad \Phi_n = \alpha_n - \beta_n \quad (1.14)$$

En présence des harmoniques, la puissance apparente S est composée de trois parties comme le montre l'équation suivante :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (1.15)$$

avec

Q : la puissance réactive associée au courant fondamental ;

D : la puissance déformante due aux harmoniques du courant .

où

$$P = 3.U.I_{c1} \cdot \cos \Phi = F_{dis} \cdot \cos(\Phi) \quad (1.16)$$

Avec

F_{dis} : présente le facteur de distorsion. Il vaut « 1 » lorsque le courant est parfaitement sinusoïdal, et , il décroît lorsque la déformation de l'onde s'accroît.

Φ : représente le déphasage entre le courant fondamental et la tension entre P et S .

Par ailleurs :

$$Q = 3.U.I_{c1} \cdot \sin \Phi \quad (1.17)$$

et,

$$D = 3.U \sqrt{\sum_{h=2}^{50} I_h^2} \quad (1.18)$$

Finalement :

$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} = \cos \phi_1 \cdot \cos Y = \cos \Phi \quad (1.19)$$

Donc, on voit bien que les harmoniques affectent aussi le facteur de puissance.

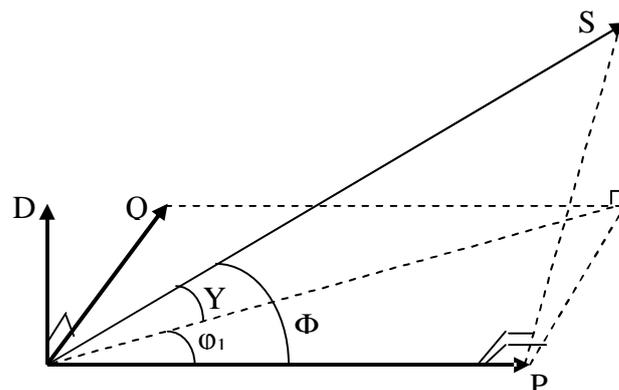


Figure 1.4 Diagramme de Fresnel des puissances

1.4 Modélisation Source - Charge

Il s'agit de considérer le cas d'une source triphasée alimentant un redresseur pont triphasé à six diodes. Le pont triphasé de nature charge non linéaire alimente une charge RL.

La figure suivante, montre le schéma de principe du circuit considéré.

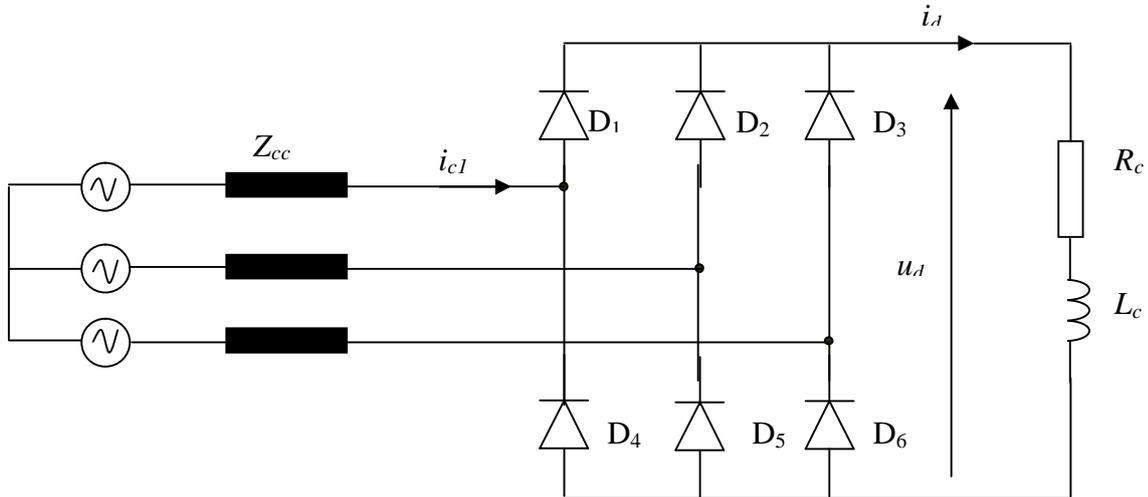


Figure 1.5 Schéma de principe : source triphasée et une charge non linéaire

Z_{cc} : est une impédance dite de court circuit.

$$Z_{cc} = R_{cc} + jL_{cc}\omega \quad \text{avec} \quad R_{cc} = 0.1 \Omega \quad \text{et} \quad L_{cc} = 550 \text{ mH} \quad (1.20)$$

Il y a lieu de noter que le réseau est parfait (impédance négligeable) et le courant parfaitement lissé du côté continu.

1.4.1 Modélisation de la source

Notre réseau peut être modélisé par un système de tension direct, triphasé équilibré décrit comme suit :

$$\begin{cases} U_{sa} = U \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega.t) \\ U_{sb} = U \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega.t - \frac{2\pi}{3}) \\ U_{sc} = U \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega.t + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (1.21)$$

U : valeur efficace de la tension .

La figure 1.6, présente le schéma synoptique d'un réseau triphasé :

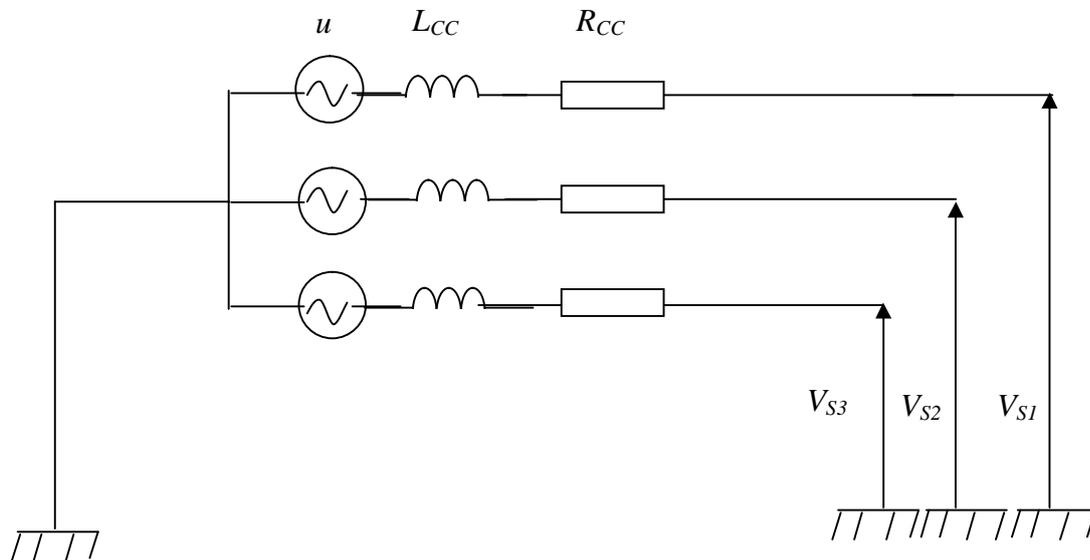


Figure 1.6 Synoptique d'un réseau triphasé

1.4.2 Modélisation de la charge polluante (redresseur à diode)

La charge polluante est un pont redresseur triphasé à diodes (pont de Graëtz). Elle est illustrée sur la figure 1.5.

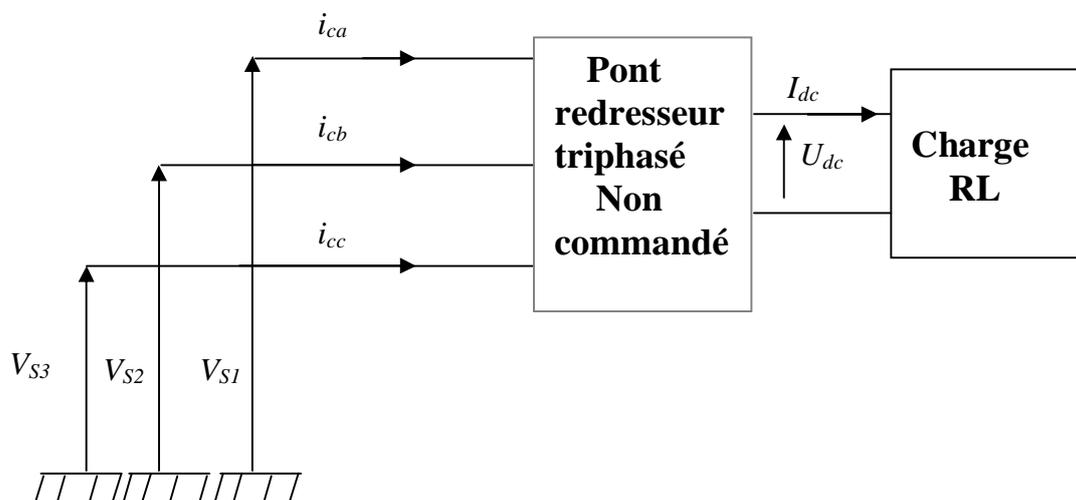


Figure1.7 Schéma synoptique d'un pont redresseur

1.5 Résultats de simulation

Nous avons entrepris des essais de simulation pour deux types de charges (linéaire et non linéaire). Nous présentons leurs grandeurs, ainsi que les spectres harmoniques des courants.

1.5.1 Cas d'une charge linéaire

Les figures 1.8 et 1.9 illustrent respectivement les courants de ligne et de la charge linéaire.

On remarque qu'ils sont tous les deux purement sinusoïdaux.

La figure 1.10, présente l'analyse fréquentielle du courant de ligne. Dans ce cas, on remarque la présence de l'harmonique fondamentale 50 Hz de rang 1.

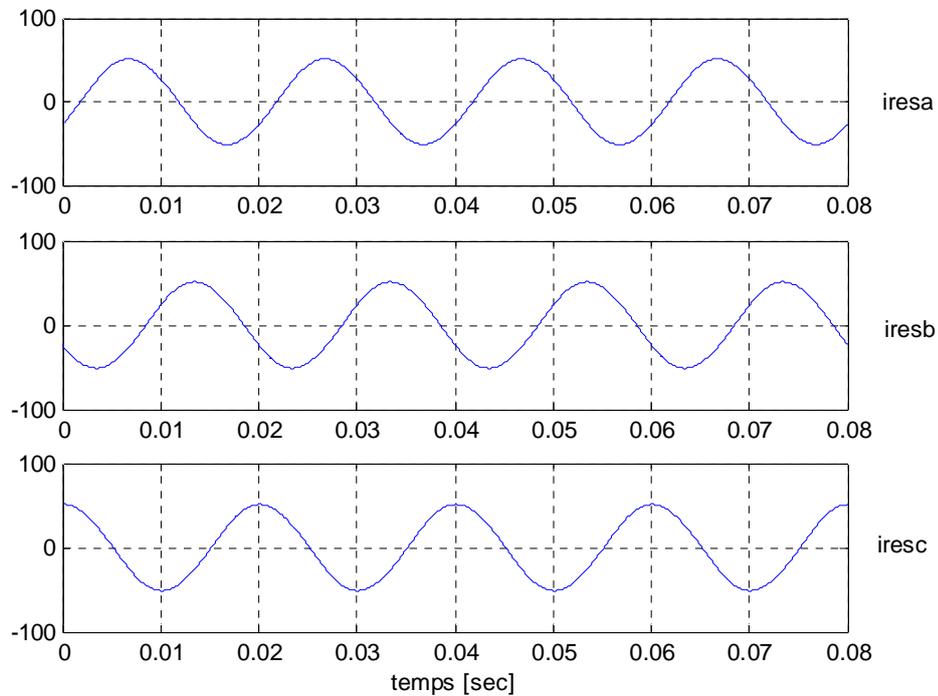


Figure 1.8 Courant de ligne pour une charge linéaire

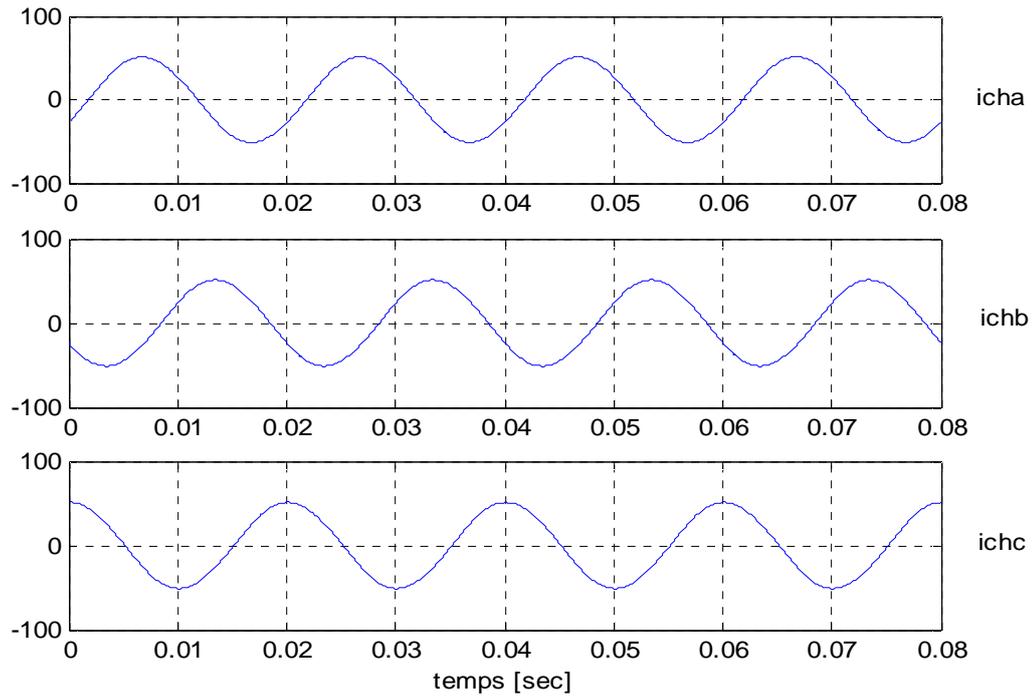


Figure 1.9 Courants de charge pour une charge linéaire

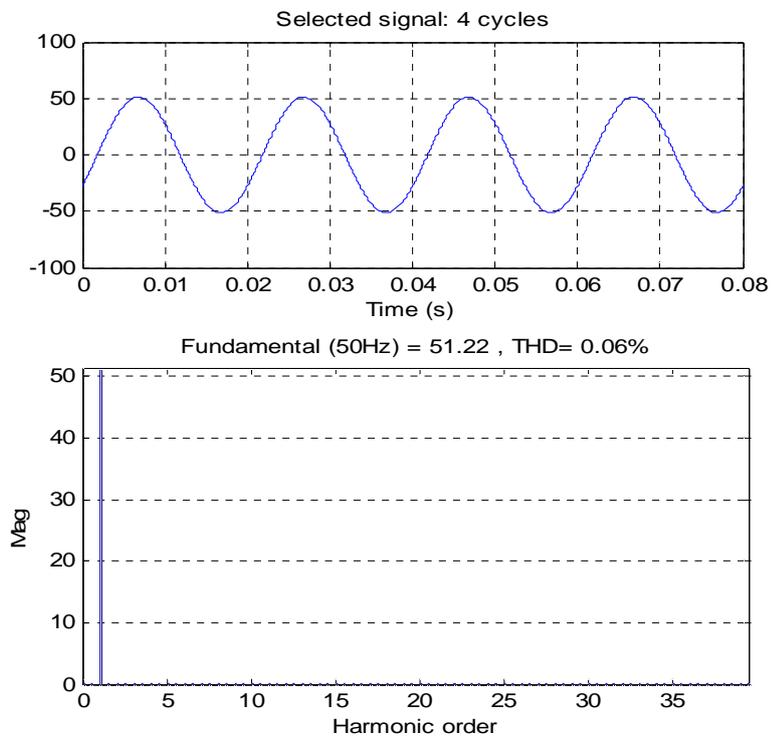


Figure 1.10 Spectre harmonique du courant pour une charge linéaire

1.5.2 Cas d'une charge non linéaire

La charge non linéaire est un pont de Graetz triphasé comprenant six diodes alimentant une charge RL de même grandeur que la charge linéaire précédente.

La figure 1.11, présente les tensions de source. Elles sont purement sinusoïdales. Les figures 1.12 et 1.13 présentent les courants de ligne et de charge.

Ces derniers sont des formes presque rectangulaires donc contiennent des harmoniques. Finalement, l'analyse fréquentielle illustrée par les figures 1.14 et 1.15 montre la présence, en plus de la fondamentale (rang 1), des harmoniques de rang. 5, 7, 11, 13, 17, 19 ...etc.

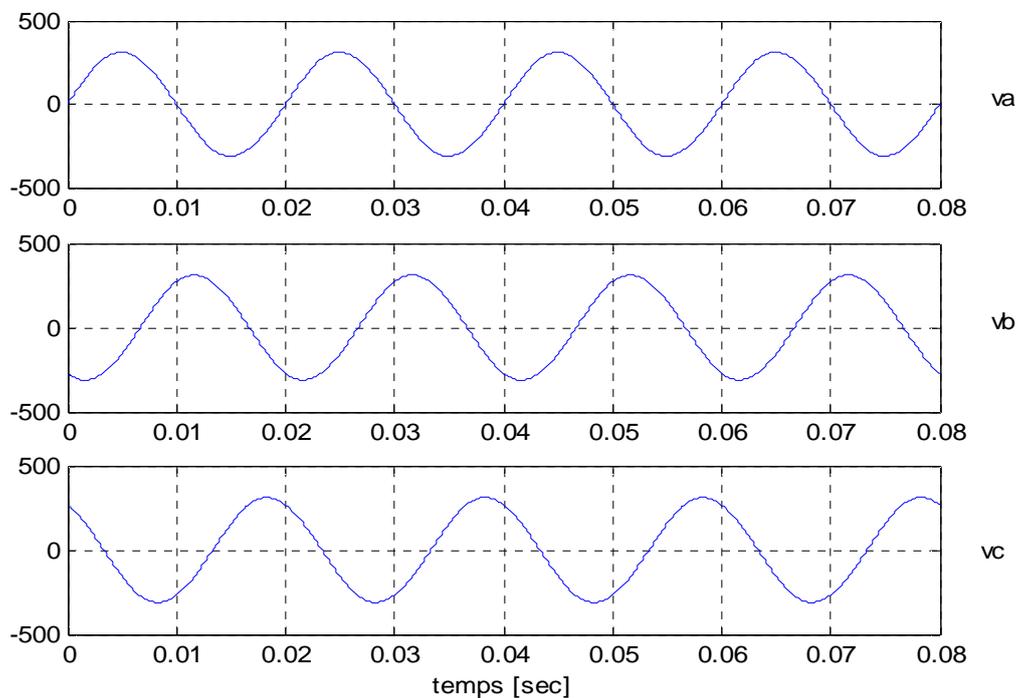


Figure 1.11 Tensions de source pour une charge non linéaire

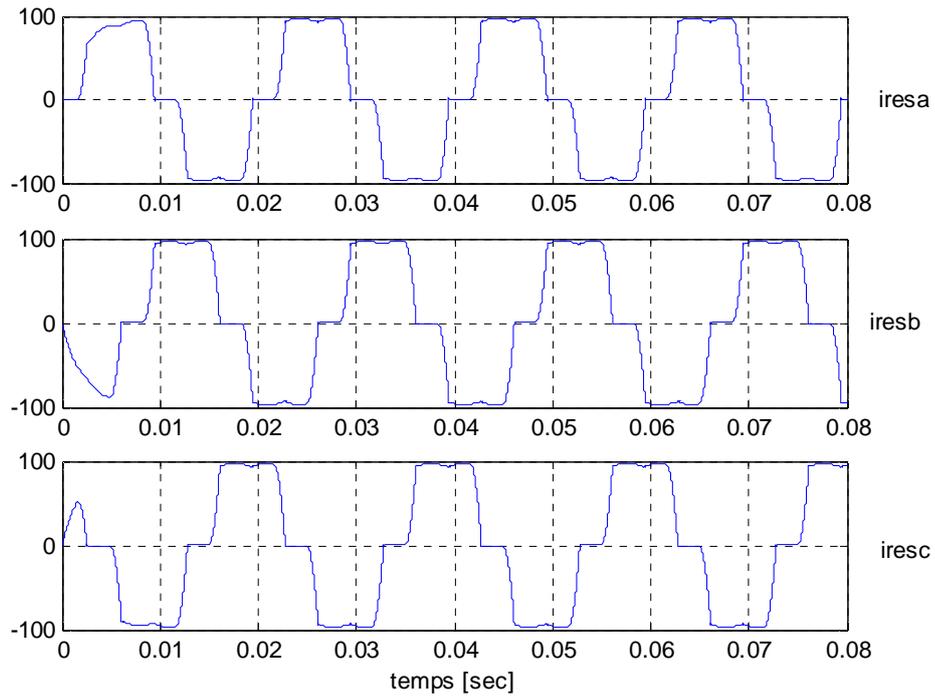


Figure 1.12 Courants de ligne pour une charge non linéaire

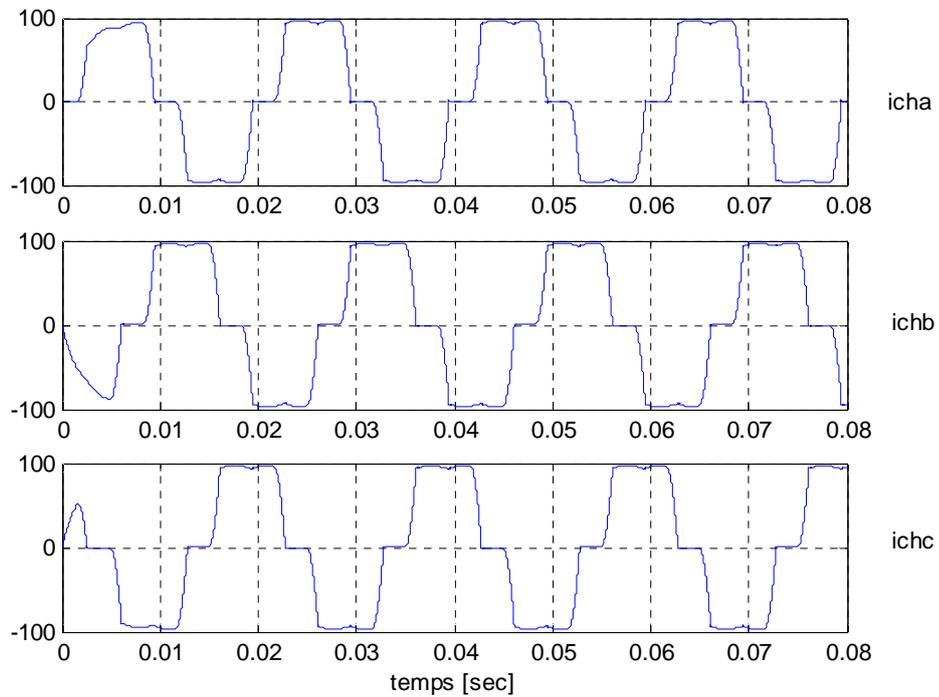


Figure 1.13 Courants de charge pour une charge non linéaire

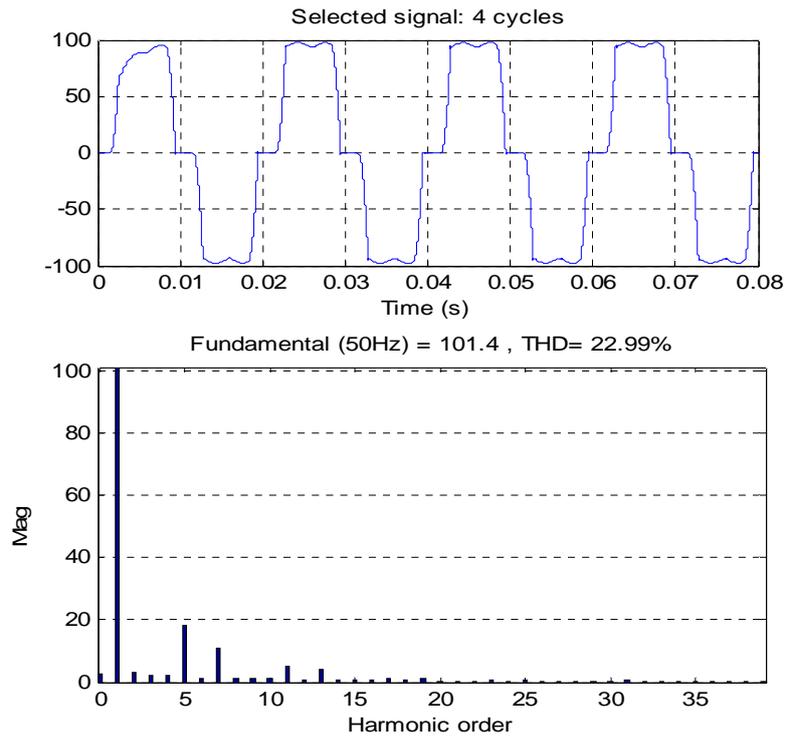


Figure 1.14 Spectre harmoniques du courant de ligne

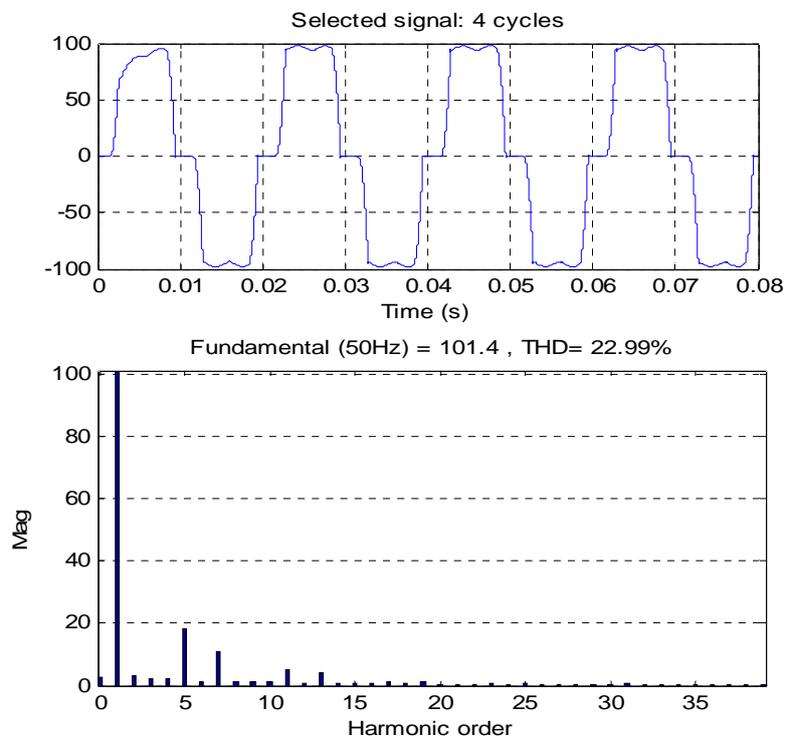


Figure 1.15 Spectre harmoniques de courant de charge

En conclusion, une charge non linéaire, constituée par un pont redresseur, génère les harmoniques de courant d'ordre $6n \pm 1$ où n est le rang de l'harmonique ($n = 1, 2, 3, \dots, n$), et par conséquent absorbe du réseau une énergie réactive. Cependant, le courant de la charge i_c consommé par ce pont redresseur, peut être décomposé en série de Fourier, comme le décrit les équations suivantes :

$$i_{ca}(t) = I_1 \cdot \sqrt{2} \cdot \sin(\omega t - \phi_1) + \sum_{n=1}^{\infty} \left[I_{6n-1} \cdot \sqrt{2} \cdot \sin((6n-1) \cdot (\omega t - \phi_{6n-1})) + I_{6n+1} \cdot \sqrt{2} \cdot \sin((6n+1) \cdot (\omega t - \phi_{6n+1})) \right] \quad (1.22)$$

$$i_{cb}(t) = I_1 \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(\omega t - \phi_1 - \frac{2\pi}{3}\right) + \sum_{n=1}^{\infty} \left[I_{6n-1} \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left((6n-1) \cdot \left(\omega t - \phi_{6n-1} + \frac{2\pi}{3}\right)\right) + I_{6n+1} \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left((6n+1) \cdot \left(\omega t - \phi_{6n+1} - \frac{2\pi}{3}\right)\right) \right] \quad (1.23)$$

$$i_{cc}(t) = I_1 \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left(\omega t - \phi_1 + \frac{2\pi}{3}\right) + \sum_{n=1}^{\infty} \left[I_{6n-1} \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left((6n-1) \cdot \left(\omega t - \phi_{6n-1} - \frac{2\pi}{3}\right)\right) + I_{6n+1} \cdot \sqrt{2} \cdot \sin\left((6n+1) \cdot \left(\omega t - \phi_{6n+1} + \frac{2\pi}{3}\right)\right) \right] \quad (1.24)$$

$i_{cb}(t)$, $i_{cc}(t)$ sont décalés respectivement de $2 \cdot \frac{\pi}{3}$ et de $4 \cdot \frac{\pi}{3}$ par rapport à $i_{ca}(t)$

Et le courant de la source est exprimé par :

$$I_s(t) = \sqrt{2} I_1 \left[\begin{aligned} & \sin(\omega t) - \frac{1}{5} \sin(5\omega t) - \frac{1}{7} \sin(7\omega t) + \frac{1}{11} \sin(11\omega t) + \frac{1}{13} \sin(13\omega t) - \\ & \frac{1}{17} \sin(17\omega t) - \frac{1}{19} \sin(19\omega t) + \dots \end{aligned} \right] \quad (1.25)$$

Avec i_1 , le courant fondamental

Nous remarquons que la valeur efficace de chaque courant harmonique " i_h " est inversement proportionnelle au rang correspondant $i_h = \frac{i_1}{h}$.

1.6 Principes de compensation

Les perturbations engendrées par les charges peuvent être atténuées soit :

- Ø avec un système auxiliaire de filtrage pour les perturbations harmoniques ;
- Ø en limitant la consommation de puissance réactive ;
- Ø en modifiant la topologie du convertisseur pour limiter l'amplitude des sources de courants harmoniques ;
- Ø en augmentant la puissance de court circuit du réseau par rapport à la puissance du générateur.

Alors, selon la littérature, les techniques de dépollution des réseaux électriques peuvent être classées en deux groupes :

- les techniques traditionnelles ;
- les techniques modernes.

1.6.1 Techniques traditionnelles de dépollution

Elles apportent une solution facile et rapide pour certains cas de perturbations bien localisées et utilisent des composants passifs (inductances, condensateurs, transformateurs) et /ou des branchements qui modifient le schéma de l'installation communément appelé *filtres passifs*. Le rôle de ces filtres est l'absorption des harmoniques et la réduction concomitante du THD. Leur principe consiste à placer, en parallèle avec le réseau d'alimentation, une impédance de valeur très faible autour de la fréquence à filtrer et suffisamment importante à la fréquence fondamentale du réseau [3].

1.6.1.1 Filtrages passifs

Une perturbation harmonique basse fréquence est réduite par un filtre passif composé d'une inductance et d'un condensateur en série et accordé sur la fréquence harmonique à atténuer.

Les filtres passifs les plus utilisés sont les filtres résonnants et les filtres passe-haut [4].

En effet, la dépollution d'une installation se fait par une association de filtres *passifs résonnants*, chacun accordé sur une fréquence harmonique différente . Le filtre correspondant au dernier harmonique à atténuer est en général *amorti* et du second ordre (résistance en parallèle avec une inductance) afin de réduire les tensions harmoniques de rang supérieur .

La figure ci-dessous montre le principe d'un filtrage passif.

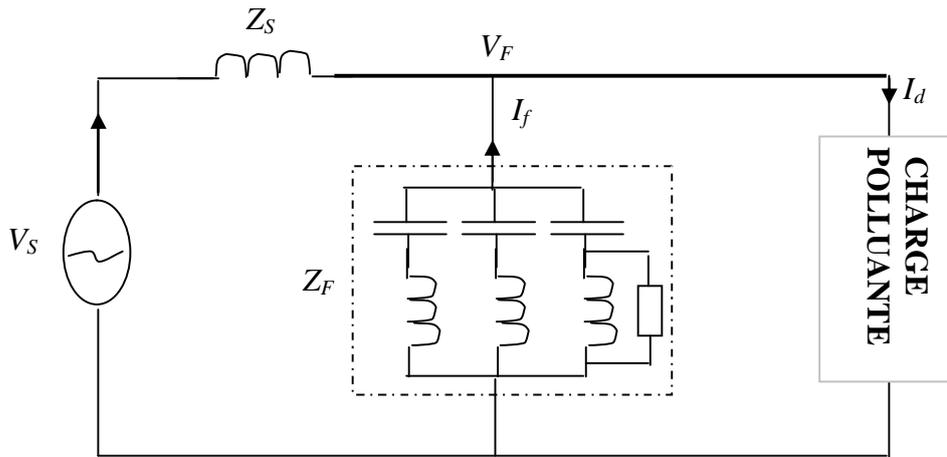


Figure 1.16 Principe du filtre passif

Le dimensionnement de ces filtres dépend des harmoniques à éliminer, des performances exigées, de la structure du réseau et de la nature des récepteurs. Par cette technique, il est en général plus aisé de rejeter les harmoniques de rang élevé que celles de rang faible.

1.6.1.1.a Filtres passifs résonnants

Ils sont constitués d'un circuit RLC en série accordé sur une fréquence déterminée. Ces filtres sont très sélectifs [5]. Les figures 1.17 et 1.18 présentent respectivement le schéma de branchement du filtre et l'évolution de leur impédance en fonction de la fréquence.

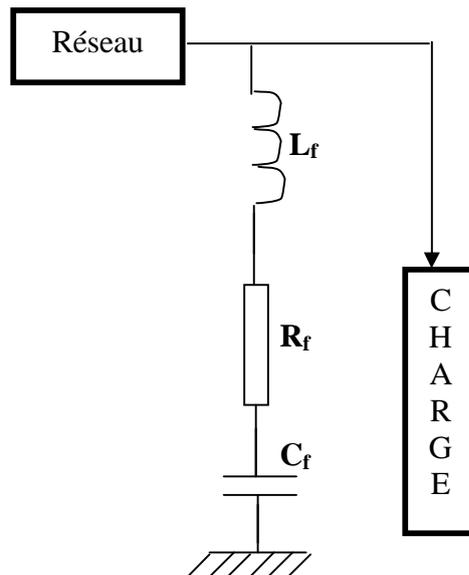


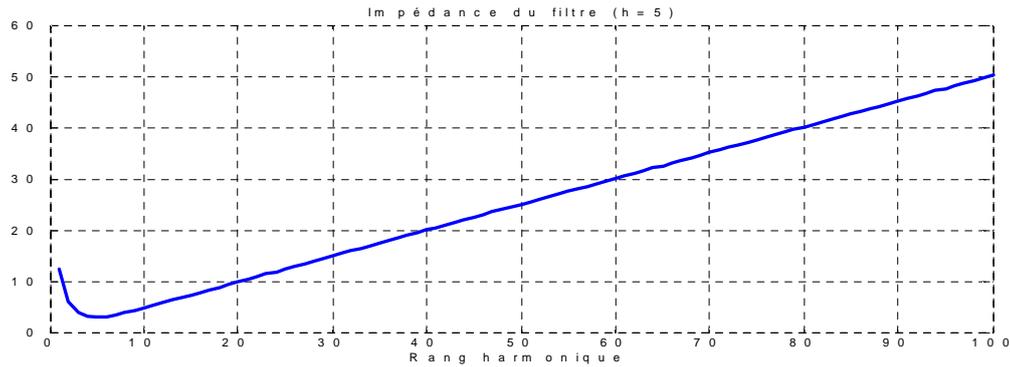
Figure 1.17 Branchement d'un filtre passif résonnant

Le filtre à une impédance Z_f donnée par :

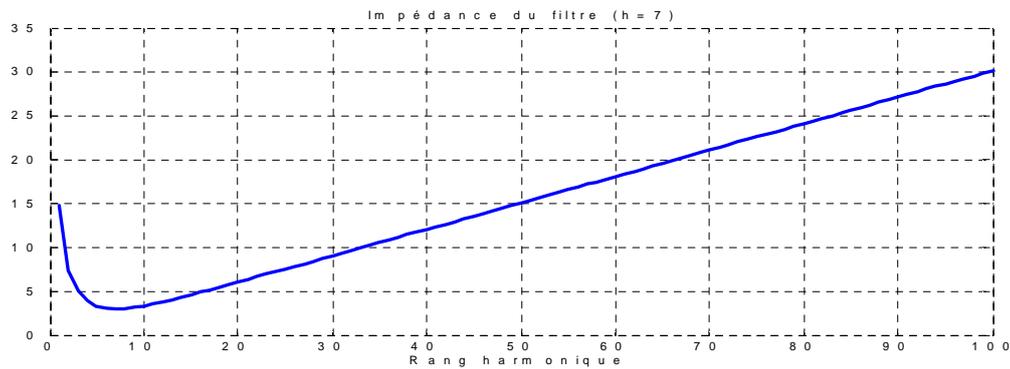
$$Z_f = R_f + j \left(L_f \omega - \frac{1}{C_f \omega} \right) \quad (1.26)$$

A sa fréquence de résonance, son impédance se réduit à une petite valeur soit R_f , car la réactance inductive devient égale à la réactance capacitive. Donc , on peut écrire :

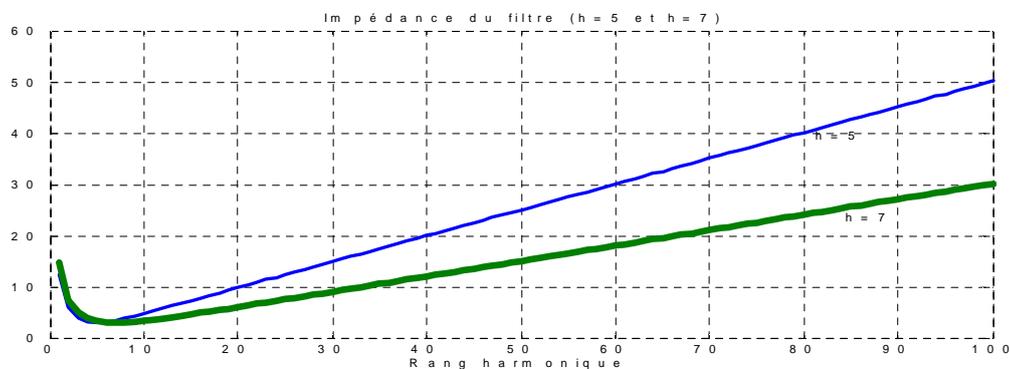
$$L_f \omega_{res} = \frac{1}{C_f \omega_{res}} \quad (1.27)$$



(a)



(b)



(c)

Figure 1.18 Impédances de filtres résonnants

d'où

$$\omega_{res}^2 = \frac{1}{l_f \cdot c_f} \quad (1.28)$$

Avec

$$\omega_{res} = 2 \cdot \pi \cdot f_{res} \quad (1.29)$$

En fin, la fréquence de résonance est égale :

$$F_r = \frac{\omega_{res}}{2\pi} = \frac{1}{2\pi \sqrt{L_f C_f}} \quad (1.30)$$

Ainsi, la réactance inductive ou capacitive qui correspond à cette fréquence est :

$$X_{res} = \omega_{res} \cdot L_f = \frac{1}{\omega_{res} \cdot C_f} \quad (1.31)$$

Dans le cas d'un filtre résonnant le facteur de qualité est défini comme étant le rapport :

$$Q = \frac{X_{res}}{R_f} \quad (1.32)$$

Par conséquent, la capacité et l'inductance du filtre en fonction de Q sont :

$$L_f = \frac{X_{res}}{\omega_{res}} = \frac{R_f \cdot Q}{\omega_{res}} \quad (1.33)$$

$$C_f = \frac{1}{\omega_{res} \cdot X_{res}} = \frac{1}{\omega_{res} \cdot R_f \cdot Q} \quad (1.34)$$

1.6.1.1.b Filtres passifs amorti (Passe Haut)

Ces filtres présentent une faible impédance sur une large bande de fréquence. Ils sont beaucoup moins sélectifs et réduisent les harmoniques supérieures au voisinage de leurs rangs d'accord. Les figures 1.19 et 1.20 présentent respectivement, le schéma de branchement d'un filtre amorti et l'évolution de son impédance en fonction du rang harmonique. Ces filtres présentent des performances moins bonnes que celles des filtres résonnants. En revanche, les conséquences d'une variation de la capacité ou de la fréquence sont très limitées [5].

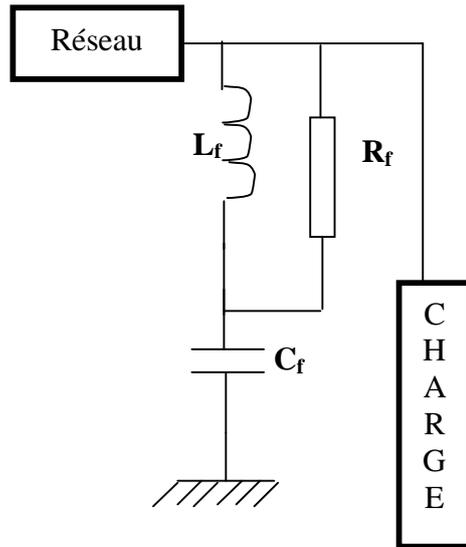


Figure 1.19 Filtre passif amorti (passe-haut)

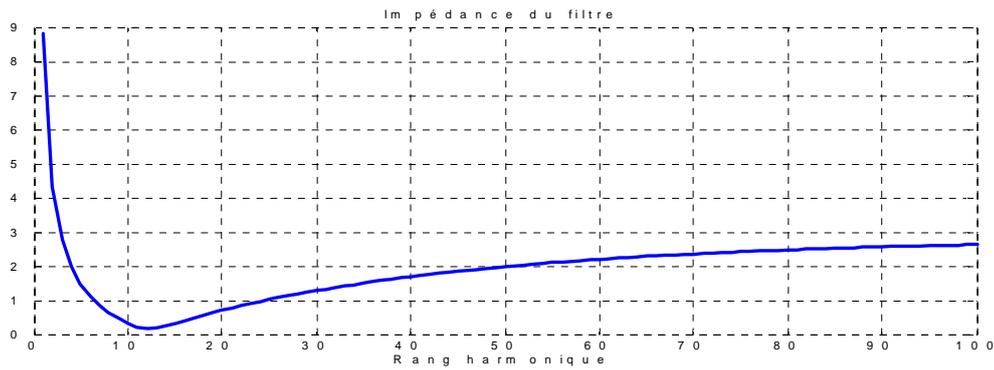


Figure 1.20 Impédance d'un filtre amorti

L'impédance du filtre est :

$$Z_f = j \frac{L_f \omega \cdot R_f}{R_f + jL_f \omega} - j \frac{1}{C_f \omega} \quad (1.35)$$

La simplification de la relation (1.35) nous donne :

$$Z_f = jL_f \omega \cdot R_f \frac{R_f - jL_f \omega}{R_f^2 + (L_f \omega)^2} - j \frac{1}{C_f \omega} \quad (1.36)$$

$$Z_f = \frac{R_f \cdot (L_f \omega)^2}{R_f^2 + (L_f \omega)^2} + j \left(\frac{R_f^2 L_f \omega}{R_f^2 + (L_f \omega)^2} - \frac{1}{C_f \omega} \right) \quad (1.37)$$

En cas de résonance :

$$\frac{R_f^2 L_f \omega_{res}}{R_f^2 + (L_f \omega_{res})^2} = \frac{1}{C_f \omega_{res}} \quad (1.38)$$

$$\omega_{res}^2 = \frac{R_f^2}{(R_f^2 L_f C_f - L_f^2)} \quad (1.39)$$

$$2\pi f_{res} = \sqrt{\frac{R_f^2}{(R_f L_f C_f - L_f^2)}} \quad (1.40)$$

En fin, la fréquence d'accord est :

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \frac{R_f}{\sqrt{(R_f L_f C_f - L_f^2)}} \quad (1.41)$$

1.6.1.1. c Inconvénients du filtrage passif

- une connaissance approfondie de la configuration du réseau électrique est nécessaire ;
- Les variations de l'impédance du réseau peuvent détériorer les performances du filtre ;
- Le réseau peut former un système résonnant avec un filtre et les fréquences voisines de la fréquence de résonance sont amplifiées ;
- Equipement volumineux ;
- Inadaptabilité et perte d'efficacité lorsque les caractéristiques du réseau électrique évoluent.

1.6.1.2 Compensation de puissance réactive

Les méthodes les plus anciennes de compensation de puissance réactive sont celles des batteries de condensateurs branchées en parallèle. Elles présentent l'inconvénient de ne pas s'adapter à l'évolution du niveau de charge et de la source [6]. Les batteries de condensateurs peuvent être réparties et associées à des inductances de façon à répondre également aux problèmes de la compensation statique (statocompensateurs, compensateur à capacités commandées, etc), qui remplacent les batteries de condensateurs, et les compensateurs tournants (machines synchrones).

1.6.1.2.a Le statocompenseurs est un dispositif plus moderne pour la compensation de la puissance réactive et la limitation d'harmoniques. Il consiste à connecter au réseau des impédances shunt réactives avec des interrupteurs statiques de manière à s'adapter aux fluctuations d'énergie réactive avec des constantes de temps faible [6]. Le schéma de la figure 1.21, présente un **statocompenseur** qui assure les fonctions suivantes :

- filtrage par des filtres anti-harmoniques accordés sur chacun des harmoniques à atténuer ;
- compensation de la puissance réactive par les batteries de condensateurs des filtres anti-harmoniques ;
- régulation de la puissance réactive par un absorbeur inductif ultra-rapide permettant le maintien de la consommation du réactive au niveau souhaité ;
- équilibrage des trois phases.

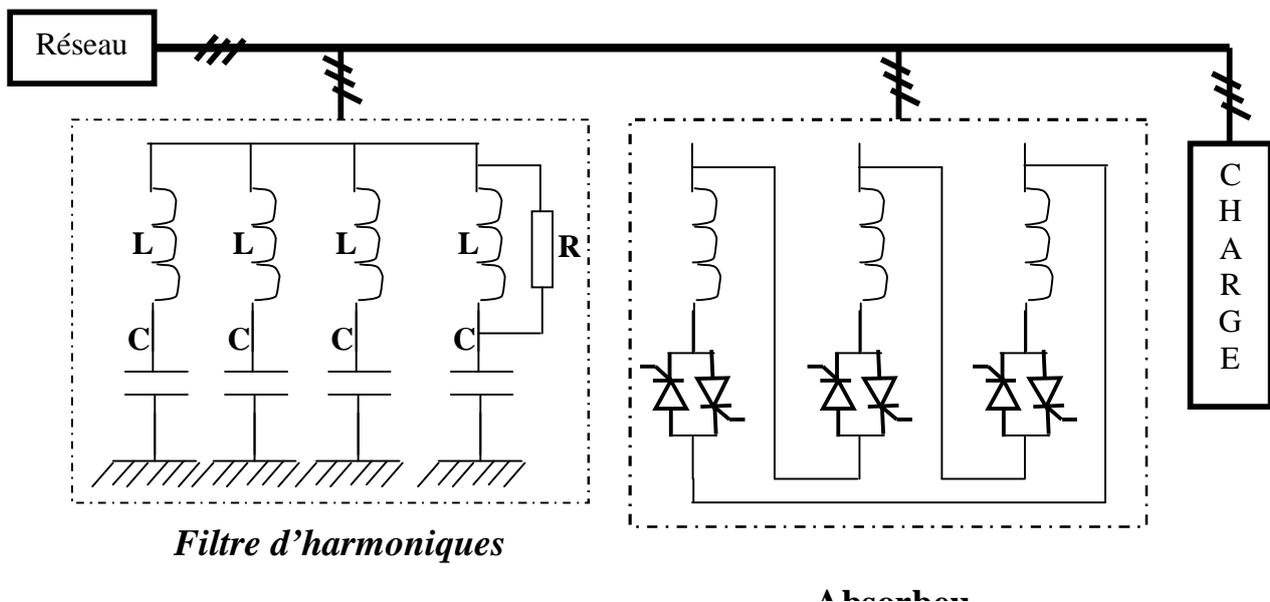


Figure 1.21 Schéma de principe du statocompenseur

1.6.1.2.b Le compensateur à capacités commandées représenté par la figure 1.22 , consiste à connecter au réseau une batterie de condensateurs par l'intermédiaire de deux thyristors en tête – bêche. L'enclenchement ne peut se faire qu'à égalité de tension entre les condensateurs et le réseau. En conséquence, malgré un principe théorique simple, la mise en pratique de ce système reste complexe [6].

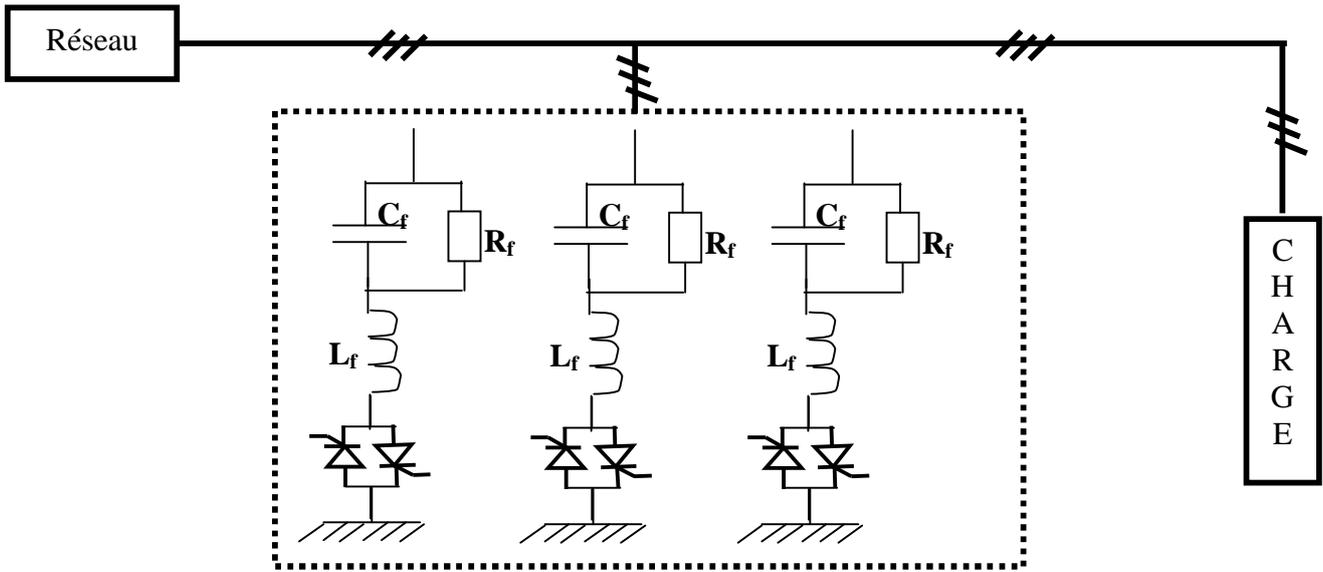


Figure 1.22 Schéma de principe d'un compensateur à capacités commandées

Pour compléter le paragraphe sur les compensateurs, il faut encore citer deux autres exemples tels que :

- *les compensateurs à réactance saturée* : un tel système présente une saturation pour un courant relativement faible. Une faible variation de tension correspond donc à une forte variation de courant ce qui stabilise la tension du réseau ;
- les stabilisateurs à redresseur commandé associé à une batterie de condensateur, le redresseur consomme une puissance réactive en fonction de son angle d'amorçage afin de maintenir un facteur de puissance constant.

1.6.1.3 Augmentation de la puissance de court-circuit

Une démarche théorique simple consiste à augmenter la puissance de court-circuit du réseau. Cette solution est onéreuse pour l'installation et l'exploitation. De plus, devant l'augmentation du nombre de convertisseurs statiques raccordés au réseau, cette solution ne présente pas d'intérêt à long terme.

La relation $\bar{U}_n = \bar{Z}_n \cdot \bar{I}_n$, entre la tension, l'impédance et le courant permet de mettre en évidence le principe de cette méthode. Une décroissance de Z_n produit une diminution des tensions U_n à courant I_n constant .

A titre d'exemple EDF définit les impédances harmoniques Z_n en fonction du rang de l'harmonique, de l'impédance Z_{cc} de court-circuit à 50 Hz, et d'un coefficient K , correspondant à la nature du réseau.

$Z_n = n \cdot K \cdot Z_{cc}$ avec $k = 1$ pour les réseaux BT ; $k = 3$ pour les réseaux MT ; et, $k = 2$ pour les réseaux HT et THT. Finalement, en fonction des impédances et courants harmoniques, les rapports limites, entre les puissances de court-circuit et les puissances installées, sont présentées au tableau ci-dessous pour deux exemples de charges non linéaires.

S_{cc}/S_n	<i>Hexaphasé</i>	<i>dodécaphasé</i>
Réseau HT	>240	>150
Réseau MT	>360	>225
Réseau BT	>120	>75

Tableau 1.1 Rapports S_{cc}/S_n pour deux types de charges en fonction du type de réseau

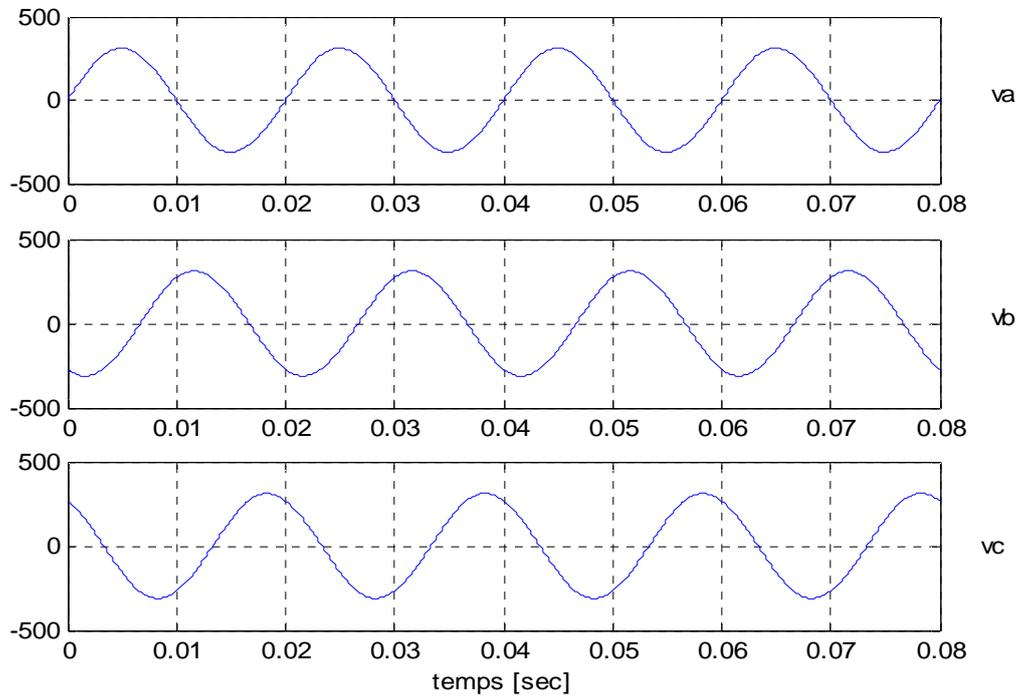
On peut malgré tout remarquer qu'une puissance de court-circuit non conforme aux valeurs citées dans le tableau 1.1, ne signifie pas obligatoirement un mauvais fonctionnement de l'installation. L'augmentation de la puissance de court-circuit réduit efficacement les problèmes liés aux perturbations, mais cette solution est très onéreuse et inefficace à long terme.

1.6.1. 4 Résultat de simulation

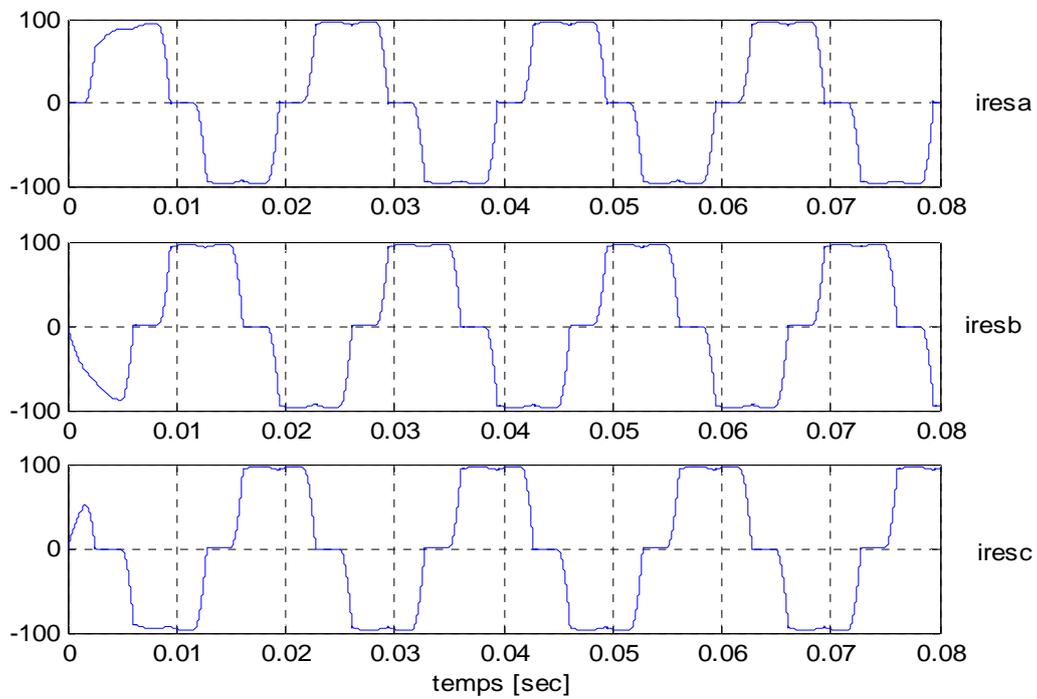
Vu l'objectif de notre travail, nous n'avons pas jugé nécessaire de traiter par simulation numérique l'ensemble des méthodes précédentes. Néanmoins, dans cette partie nous retenons la méthode de compensation par filtrage passif dont nous exposerons et montrerons les résultats de simulation.

La figure 1.24 montre les tensions de source, courants de source, et le spectre de la fréquence de la phase_a avant compensation.

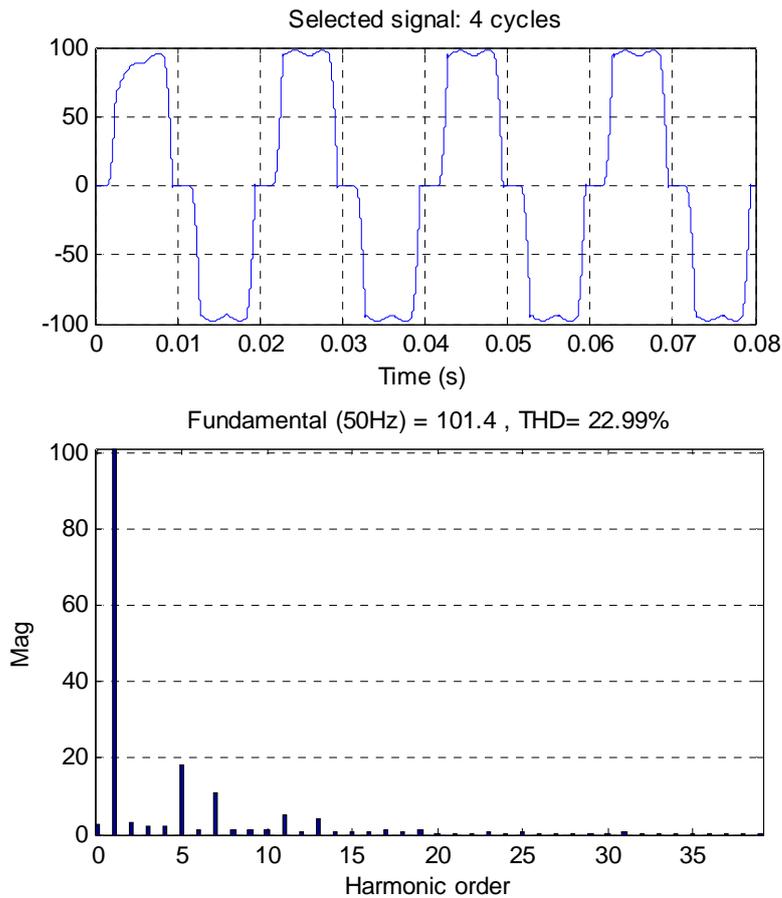
1.6.1 a Sans compensation



a) Tensions du réseau



b) Courants du réseau



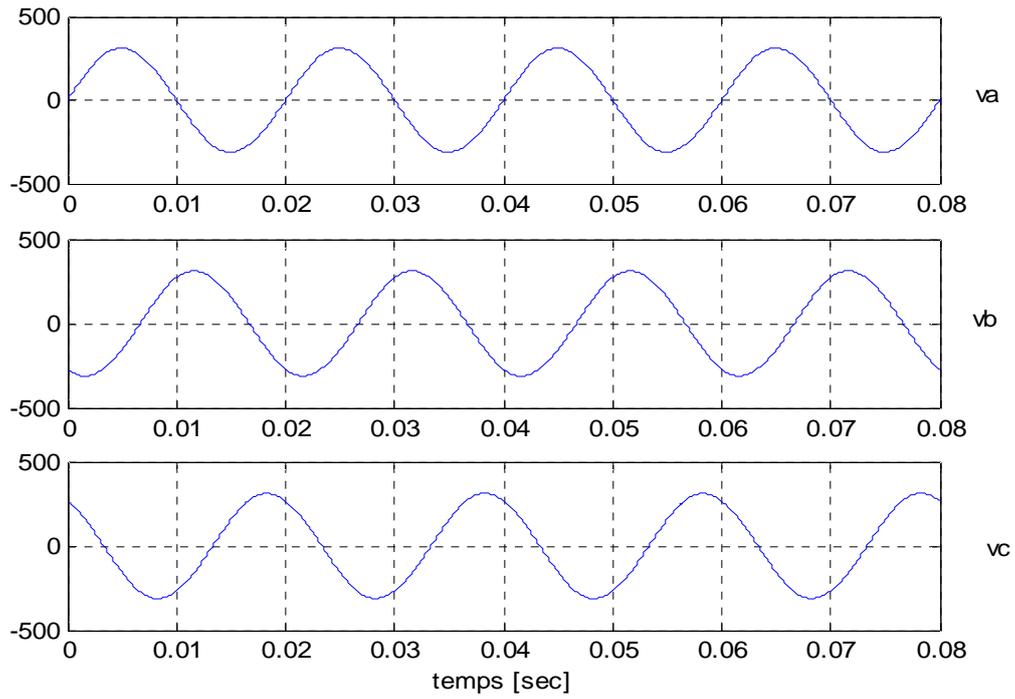
c) Spectre du courant de la phase_a du réseau

Figure 1. 23 Résultat de simulations avant compensation

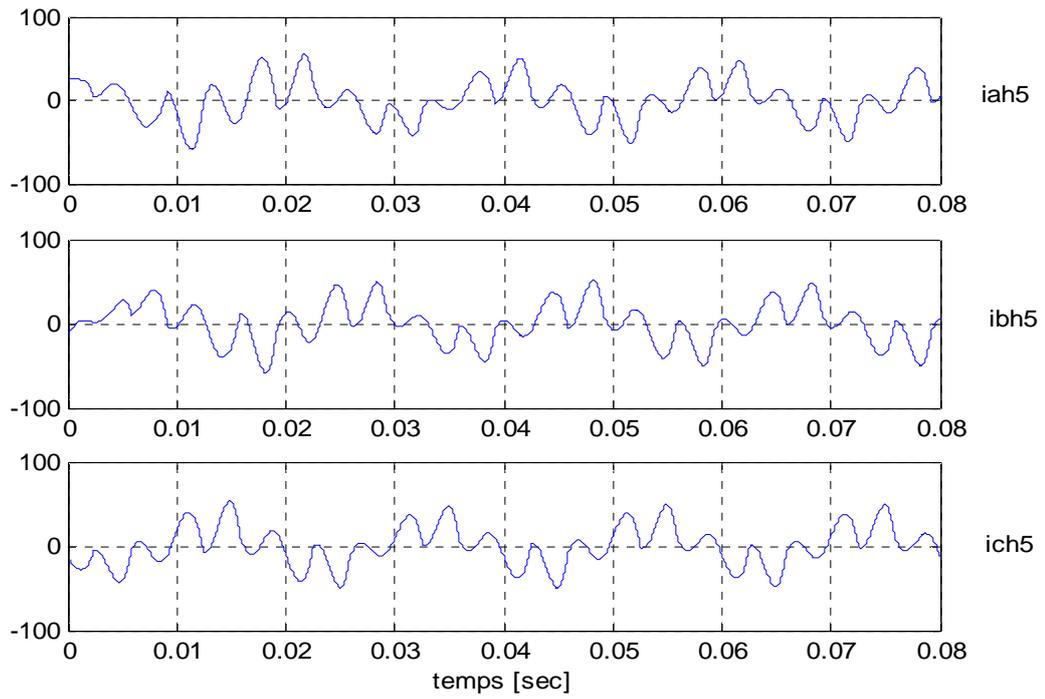
On remarque que, malgré que la source est sinusoïdale, le courant ne l'est pas . Il est de forme rectangulaire comme le montre la figure 1.23-b. Il est la somme de la fondamentale et des harmoniques vérifiant la relation $6k \pm 1$. L'analyse fréquentielle du courant de la phase _a , illustre ces harmoniques et évalue le THD à 22.99%.

1.6.1 b Après compensation

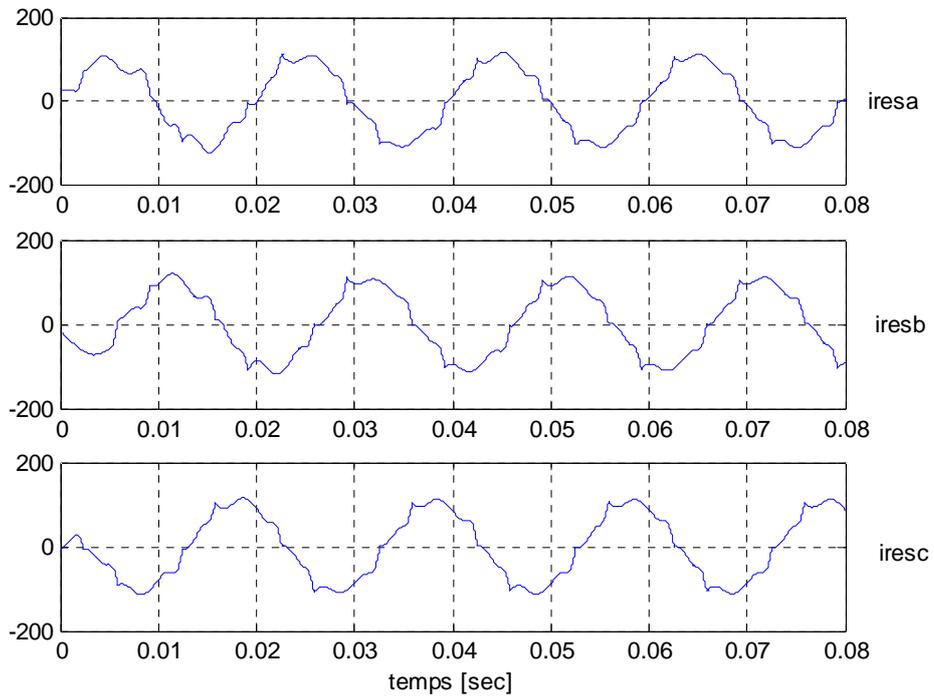
b.1) Après compensation de la cinquième harmonique



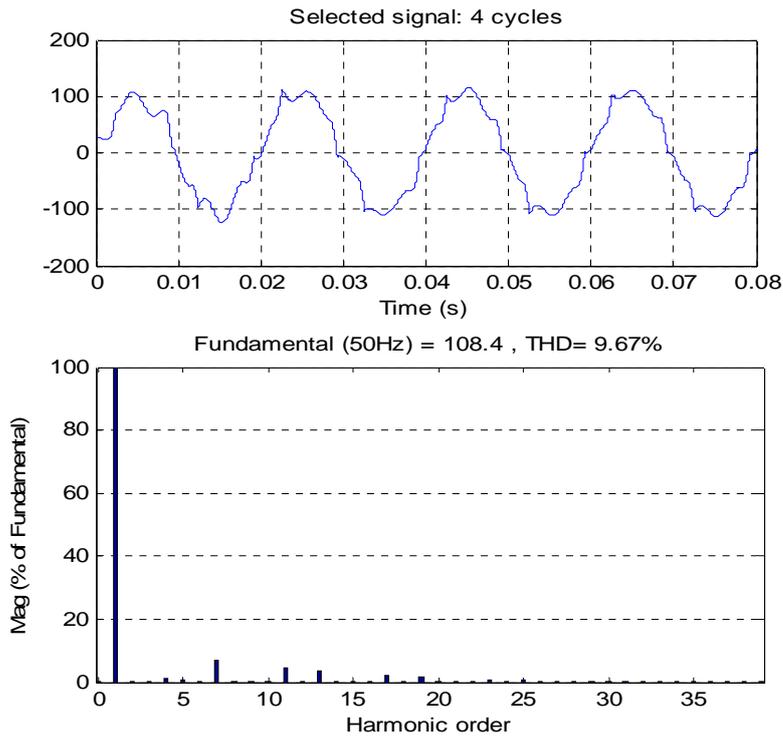
a) Tensions du réseau



b) Courants à travers le filtre d'harmoniques 5



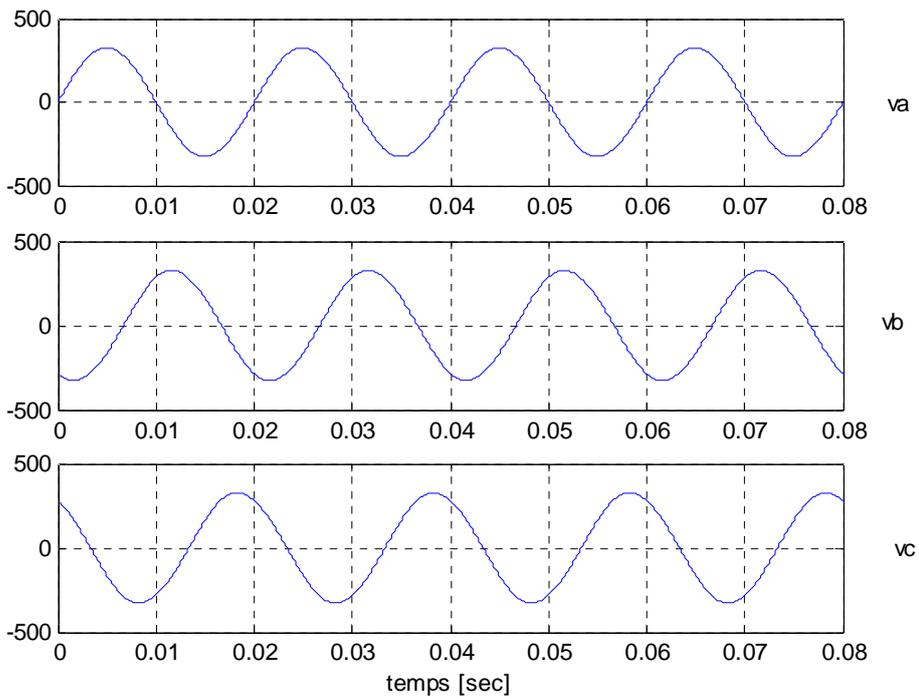
c) Courants du réseau après compensation



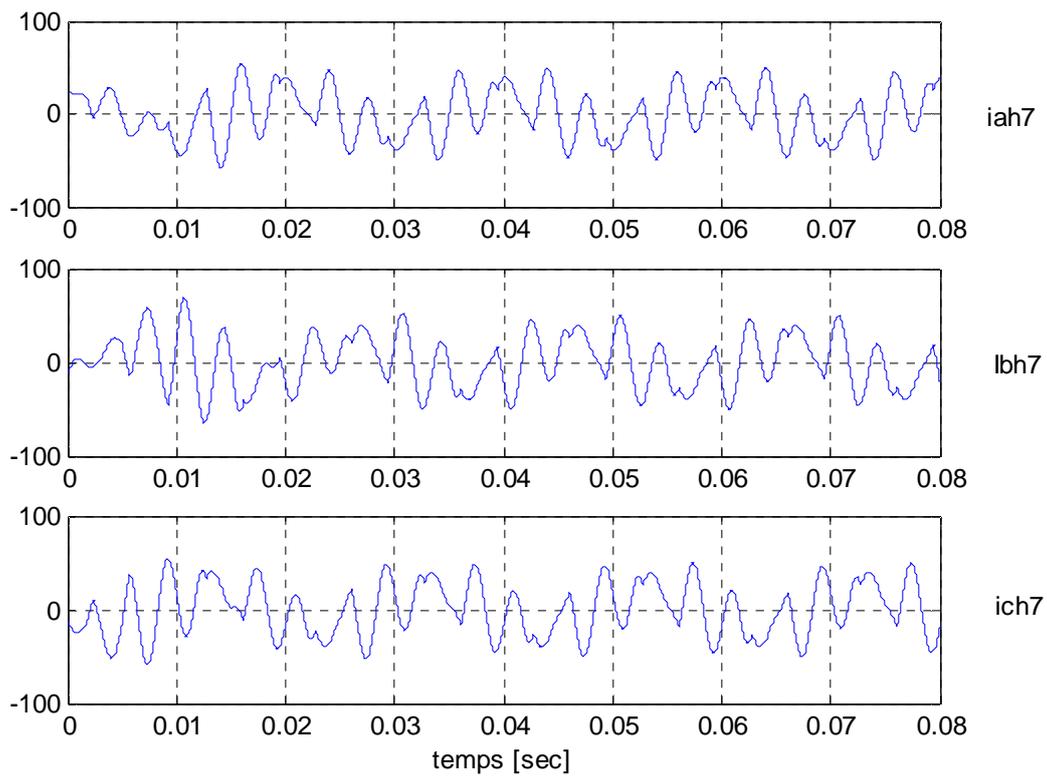
d) Spectre après compensation

Figure 1.24 Résultat de simulations après la compensation de la cinquième harmonique

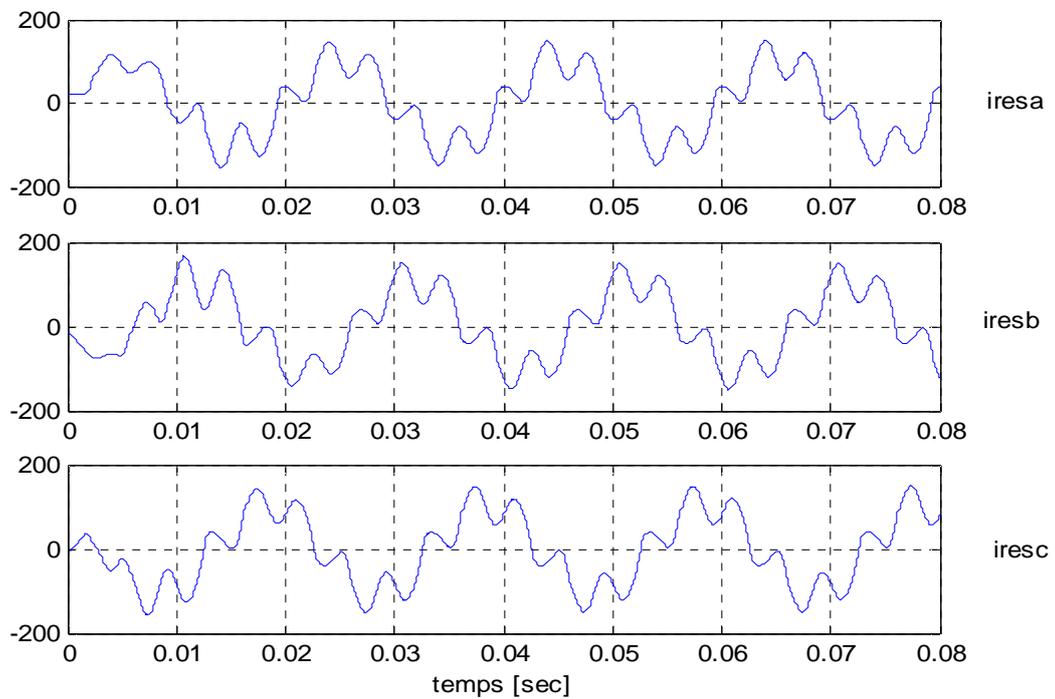
b.2) Apres compensation de la septième harmonique



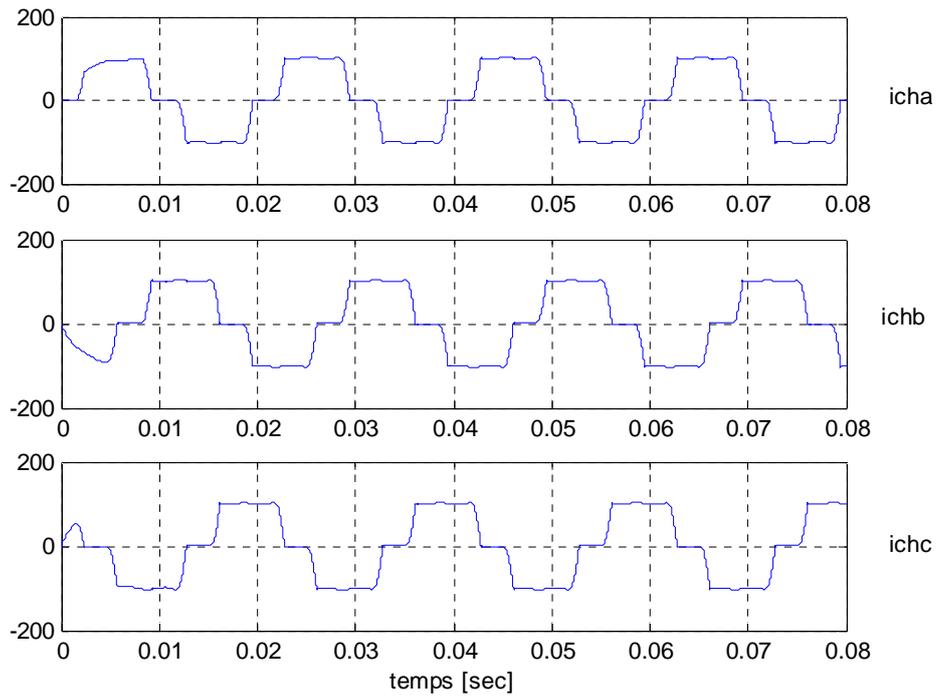
a) Tensions du réseau



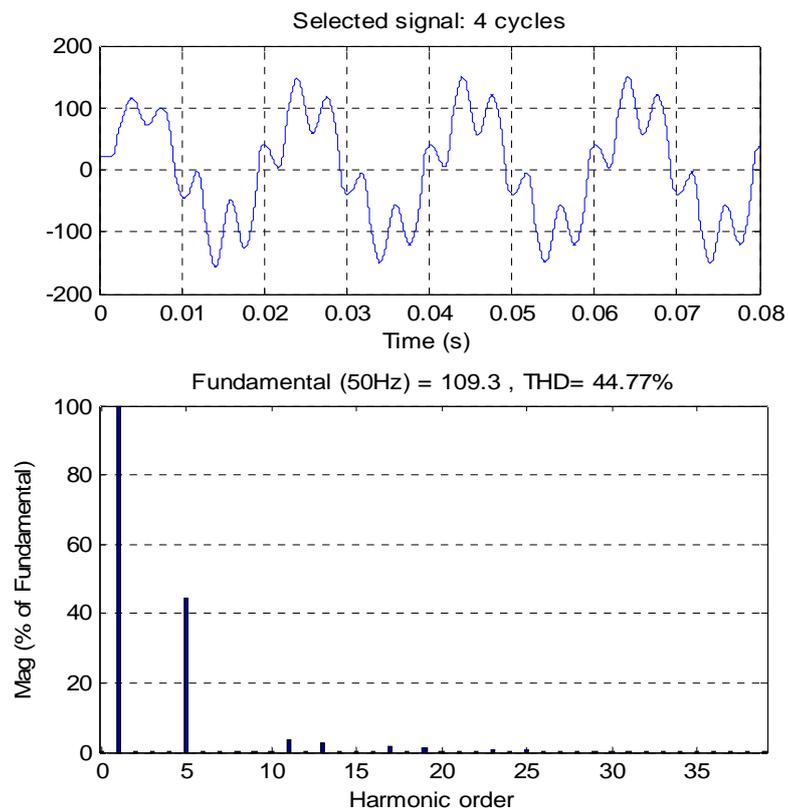
b) Courants à travers le filtre d'harmonique 7



a) Courants de source



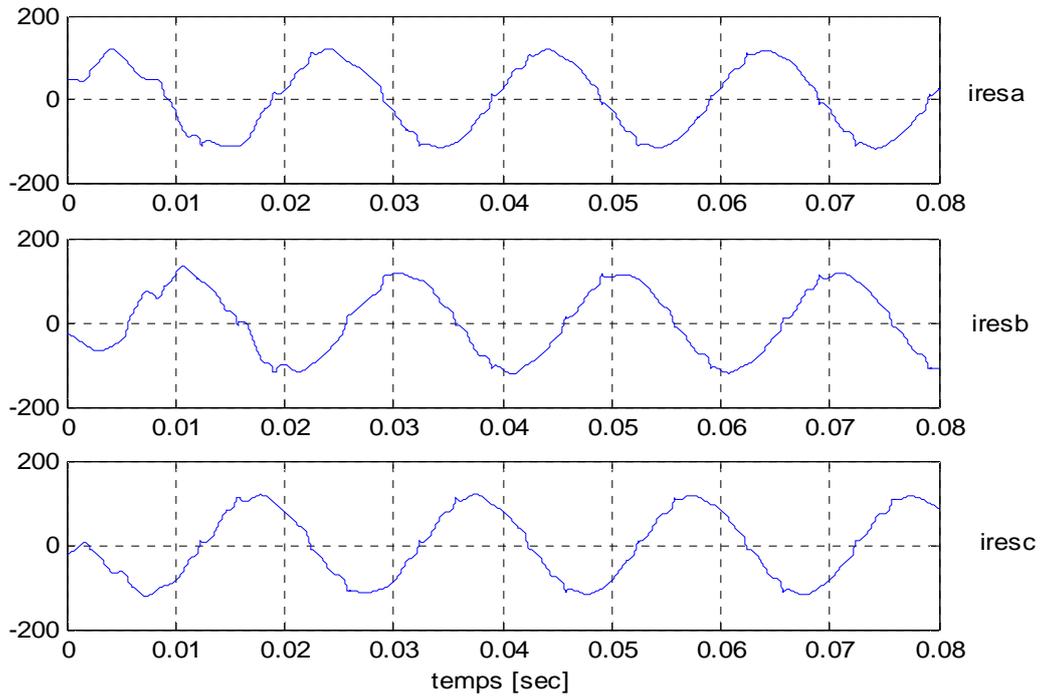
d) Courants de charge



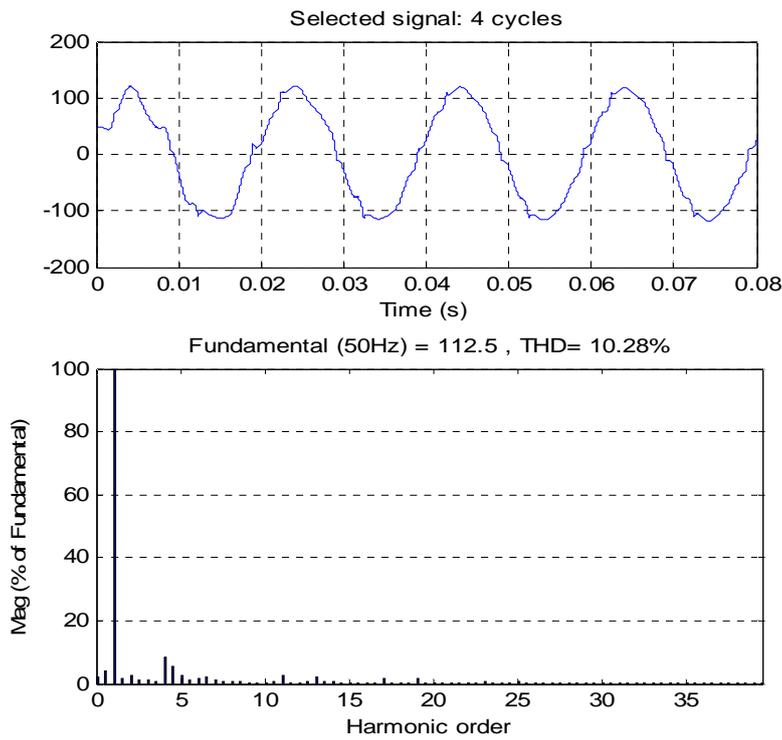
c) Spectre harmonique

Figure 1.25 Résultat de simulations après la compensation de la septième harmonique.

b.3) Après compensation de la cinquième et de la septième harmonique



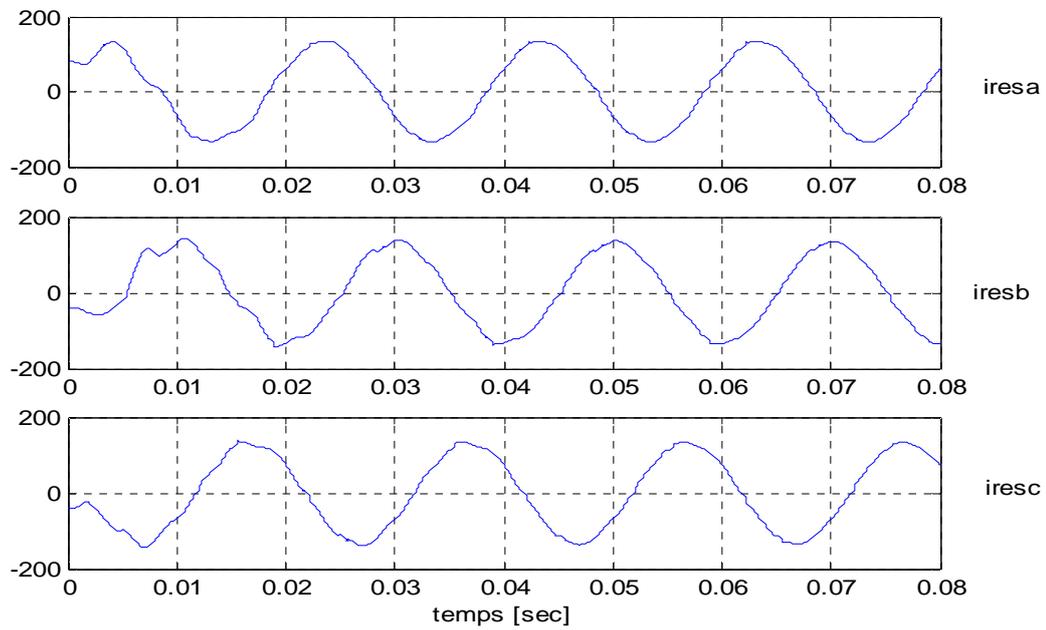
a) Courants de source



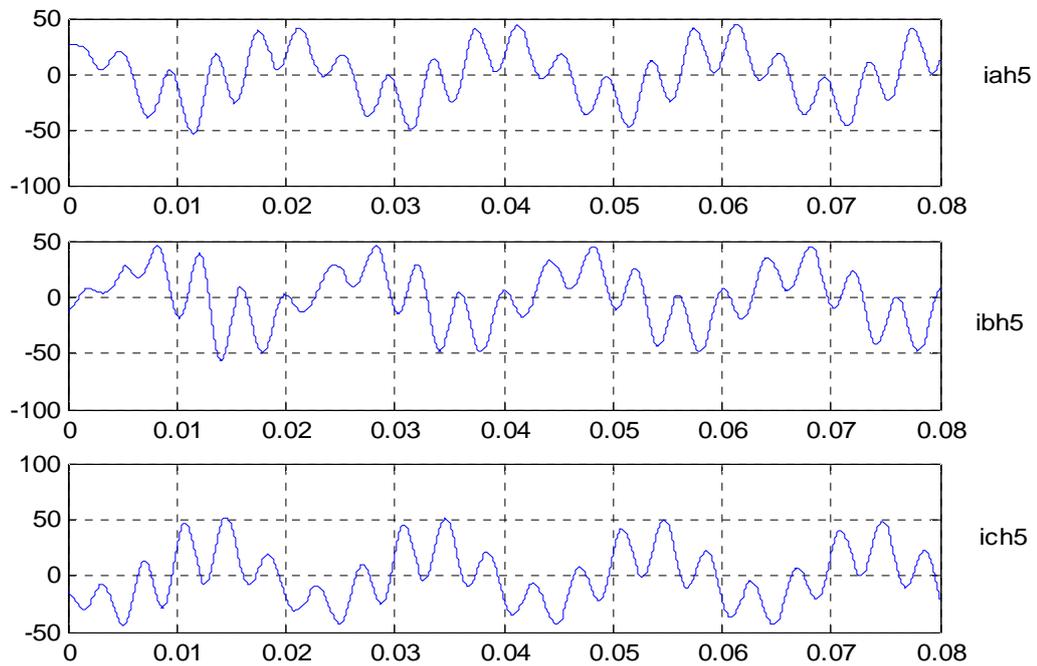
b) Spectre harmonique

Figure 1.26 Résultat de simulations après la compensation des la 5^{ème} et 7^{ème} harmoniques

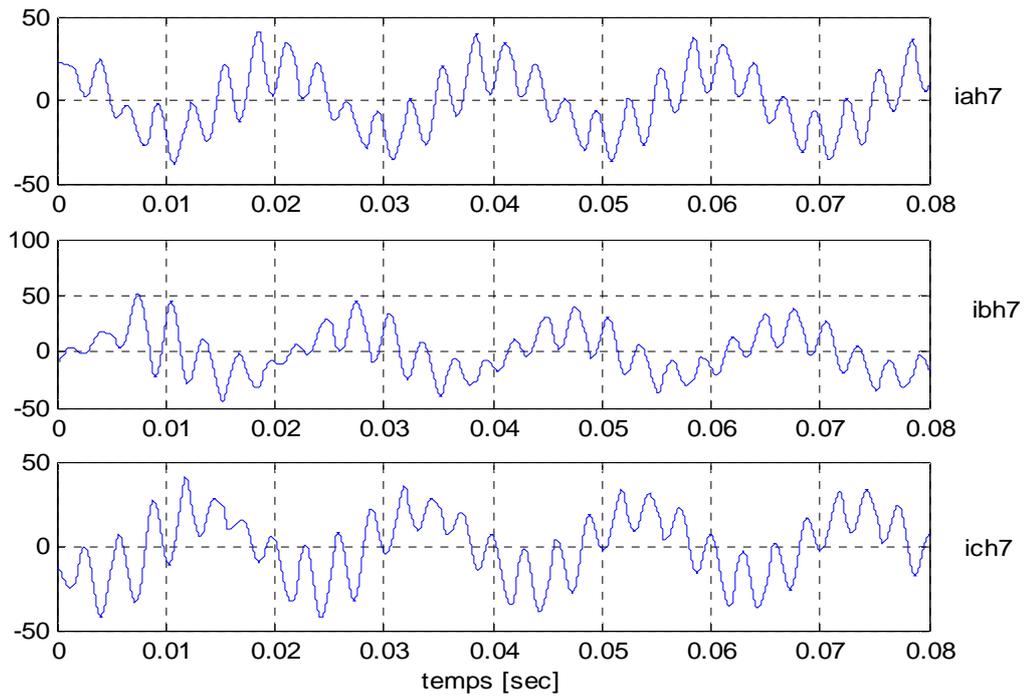
b.4) Après compensation avec association du filtrage de la cinquième et de la septième harmonique et un filtre amorti.



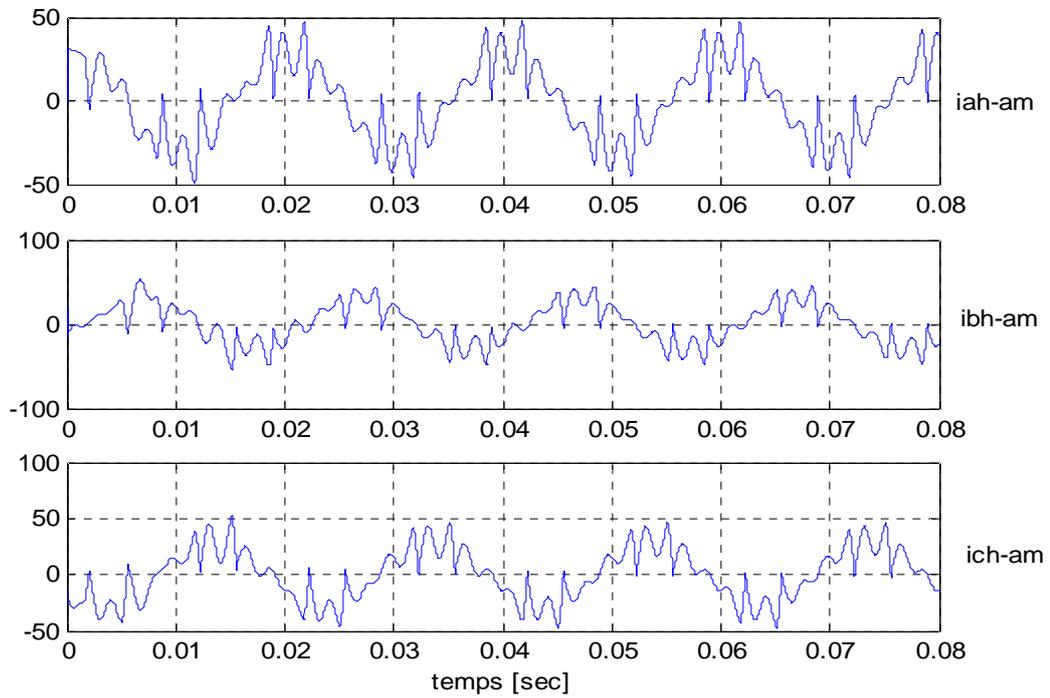
a) Courants de source



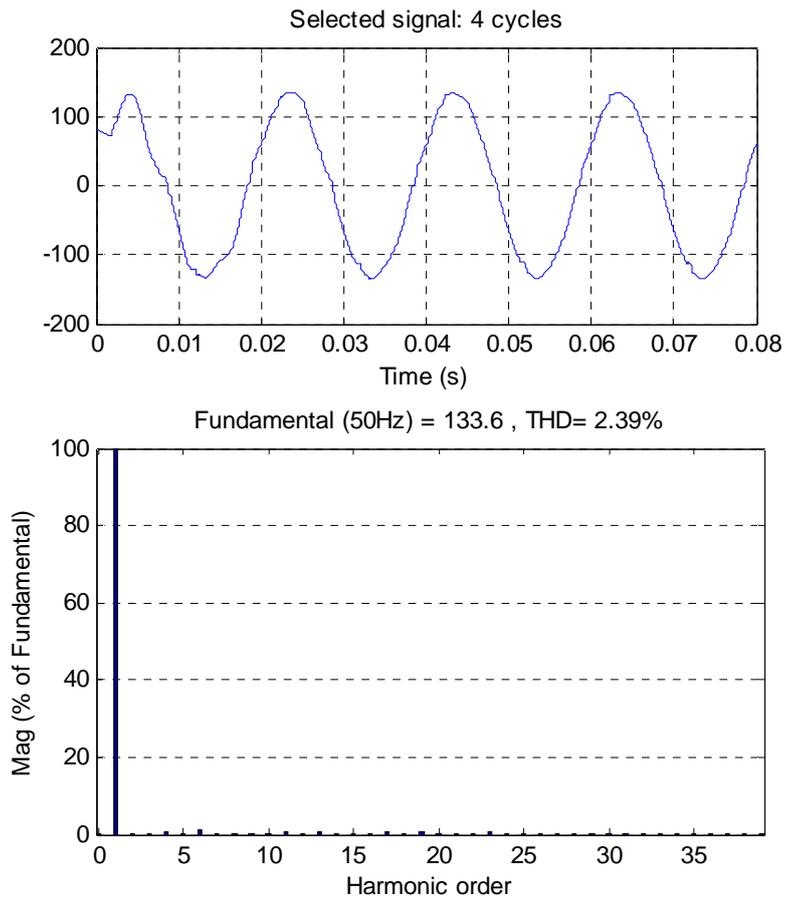
b) Courants à travers le filtre harmonique 5



c) Courants à travers le filtre harmonique 7



d) Courants à travers le filtre amorti



e) Spectre harmonique

Figure 1.27 Résultat de simulations après la compensation des h_5 , h_7 plus un filtre amorti

L'analyse de ces résultats, montre clairement qu'avant compensation la forme des courants est rectangulaire donc apparition de tous les harmoniques générés par la charge non linéaire. L'analyse du courant pour différents filtres passifs montre que le courant prend une forme plus ou moins convenable après le filtrage. En effet, après la compensation de la cinquième harmonique seulement, le taux de distorsion est de 9.67 % ; alors que pour la compensation de la septième est de 44.77 % par rapport à l'avant compensation. Par ailleurs, pour la combinaison des filtres passifs pour les harmoniques d'ordre 5 et 7 et d'un filtre amorti, la forme du courant du réseau devient presque sinusoïdale est présente un THD de 2.39 %.

1.6.2 Solutions modernes de dépollution

Deux raisons principales ont conduit à concevoir une nouvelle structure de filtrage moderne et efficace appelée *filtre actif*. La première raison est due aux inconvénients inhérents des solutions traditionnelles de dépollution qui ne répondent plus à l'évolution des charges et des réseaux électriques. En effet, les méthodes dites "*classiques*" de filtrage ou de dépollution des réseaux électriques présentent un certain nombre d'inconvénients. Le plus important d'entre eux est sans doute le fait d'être sensible aux évolutions de l'environnement. Ils voient leur efficacité baisser avec les variations des perturbations (variation des fréquences et des amplitudes des harmoniques).

La seconde raison fait suite à l'apparition de nouveaux composants à commutation forcée, comme les transistors bipolaires, les thyristors GTO et les transistors IGBT qui ont permis de réaliser de nouvelles structures qui permettent le contrôle de la forme d'onde de la phase du courant d'entrée. Le but de ces filtres est de générer soit des courants, soit des tensions harmoniques de manière à compenser les perturbations responsables de la dégradation des performances des équipements et installations électriques. Ainsi le filtrage actif tend à annuler les courants harmoniques en injectant dans la source perturbatrice des courants harmoniques d'amplitudes identiques, mais en opposition de phases à l'aide d'un pont onduleur. A cet effet, une mesure du courant de la charge non linéaire permet de connaître le courant à fournir.

Nous citerons trois configurations possibles de filtres actifs :

- *le filtre actif parallèle (FAP)* : conçu pour compenser toutes les perturbations de courant comme les harmoniques, les déséquilibres et la puissance réactive ;
- *le filtre actif série (FAS)* : conçu pour compenser toutes les perturbations de tensions comme les harmoniques, les déséquilibres et les creux de tension ;
- *la combinaison parallèle série actif* : solution universelle pour compenser toutes les perturbations en courant et en tension.

1.6.2.1 Filtre actif parallèle

Il est appelé aussi compensateur shunt, il est connecté en parallèle sur le réseau de distribution figure 1.28. Il est habituellement commandé comme un générateur de courant. Son principe est d'injecter dans le réseau électrique des courants harmoniques I_{inj} égaux à ceux absorbés par la charge non linéaire mais en opposition de phase, de telle sorte que le courant fourni par le réseau I_s soit sinusoïdal et en phase avec la tension simple correspondante. Ainsi, il empêche les courants harmoniques, réactifs et déséquilibrés de circuler à travers l'impédance du réseau. Par conséquent, Il améliore le taux de distorsion en courant et en tension.

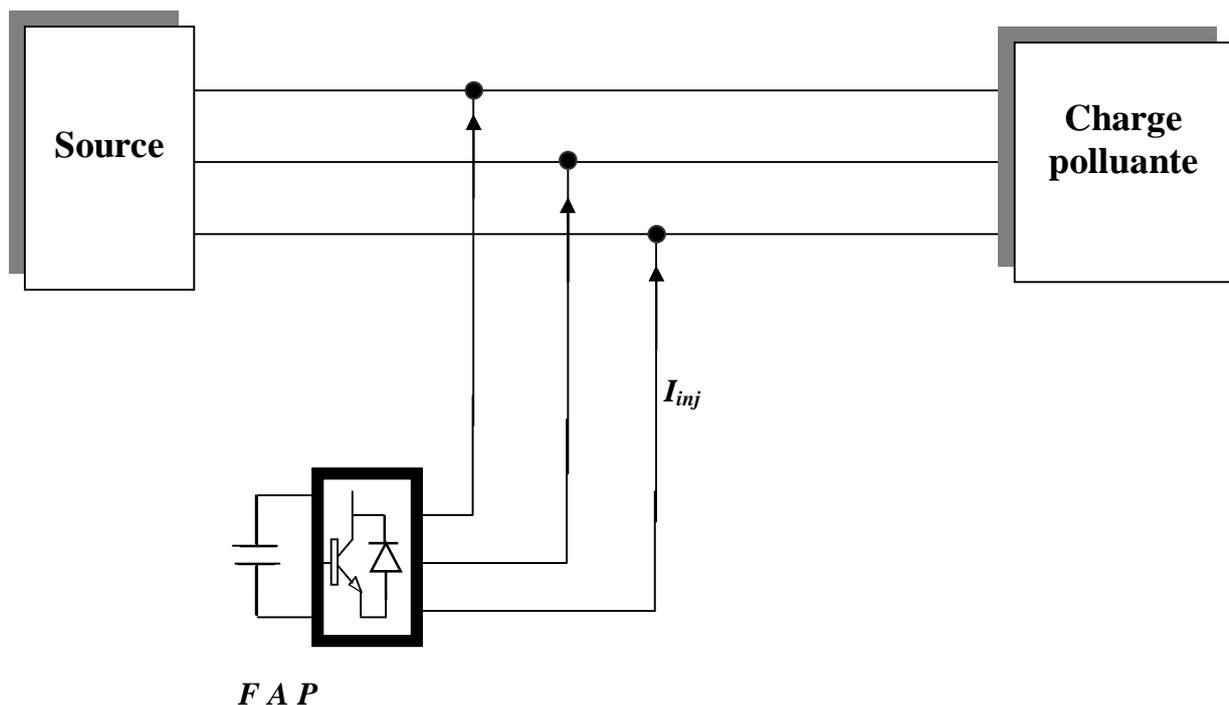


Figure 1.28 Montage d'un filtre actif parallèle

1.6.2.2 Filtre actif série

Le filtre actif série est connecté en série sur le réseau comme le montre la figure 1.29. Il se comporte comme une source de tension qui engendre des tensions harmoniques dont la somme avec la tension réseau est une onde sinusoïdale.

Il est destiné à protéger les installations qui sont sensibles aux tensions perturbatrices (harmoniques, creux, déséquilibrés) provenant de la source et également celles provoquées par la circulation des courants perturbateurs à travers l'impédance du réseau. Cette structure est proche, dans le principe, des conditionneurs de réseau. Toutefois, cette topologie présente quelques difficultés et inconvénients lors de sa mise en œuvre, elle ne permet pas de compenser les courants harmoniques consommés par la charge.

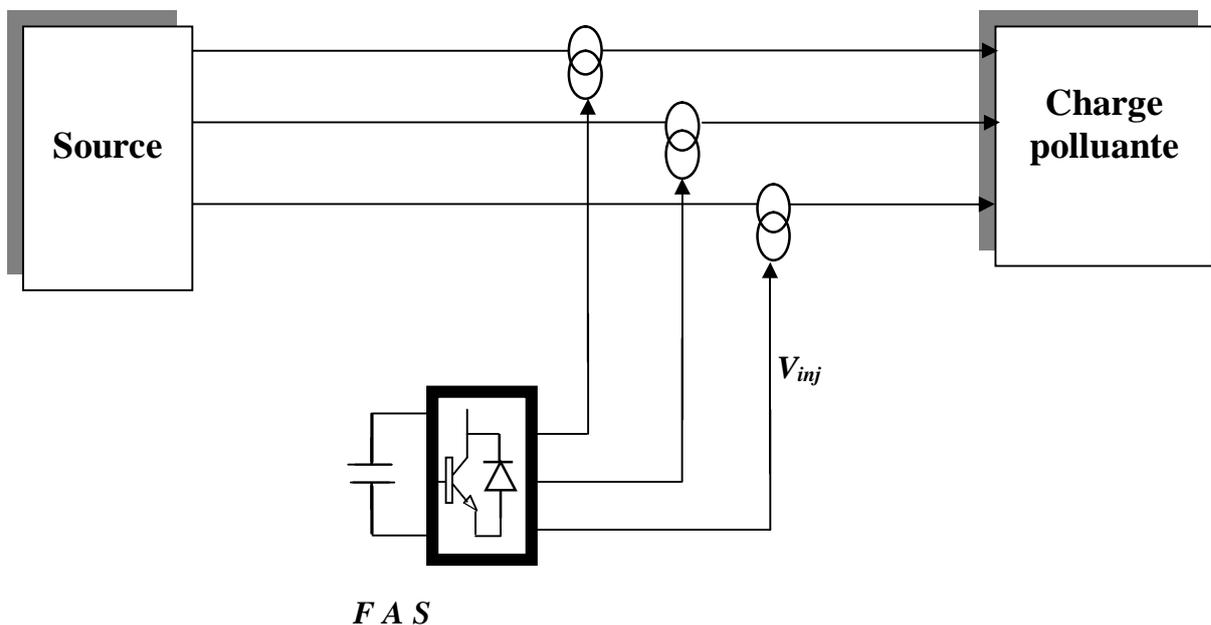


Figure 1.29 Montage du filtre actif en série

1.6.2.3 Combinaison parallèle série actif

C'est une solution de compensation universelle basée sur le fonctionnement simultané des filtres actifs parallèle et série figure 1.30. Donc, elle possède les avantages cumulés des filtres actifs parallèle et série. Cette nouvelle topologie est appelée combinaison parallèle série actif ou en anglais *Unified Power Quality Conditioner (UPQC)*.

Un filtre actif série placé en amont du filtre actif parallèle, comme il est montré ci-dessous, permet de dépolluer la source des tensions perturbatrices ; or s'il est placé en aval, il permet d'isoler la charge de la source perturbée [1] [7].

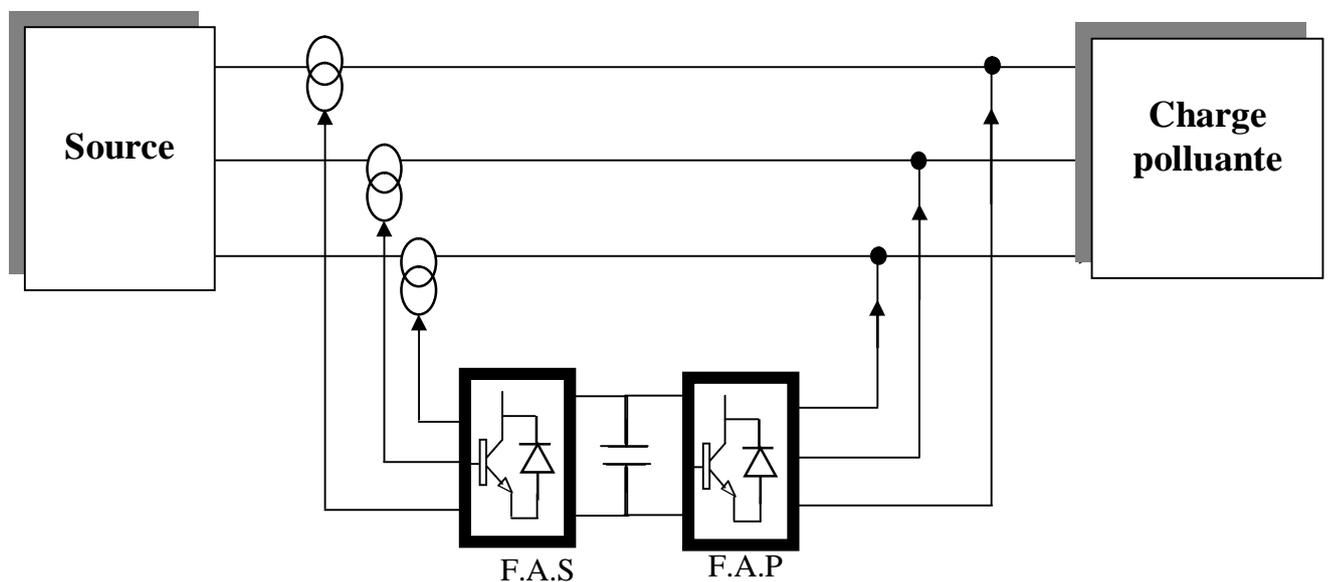


Figure 1.30 Combinaison parallèle -série actif (UPQC)

Il faut noter l'existence de plusieurs autres combinaisons mixtes de filtres actifs avec cette fois-ci les filtres passifs. Ces combinaisons dites *combinaisons hybrides active et passive*. Ces structures sont conçues pour réduire le dimensionnement et par conséquent le prix des filtres actifs. Dans ce cas, les filtres passifs qui ont pour rôle d'éliminer les harmoniques prépondérantes, permettent de réduire le dimensionnement des filtres actifs qui ne compensent que le reste des perturbations.

Plusieurs configurations ont été présentées dans la littérature [8] dont les plus étudiées sont :

- ✓ **filtre actif série avec des filtres passifs parallèles.**

Dans ce cas, le rôle du filtre actif série est d'empêcher les courants harmoniques de circuler vers le réseaux et de les obliger à passer par les filtres passifs raccordés à leurs fréquences comme le montre la figure suivante :

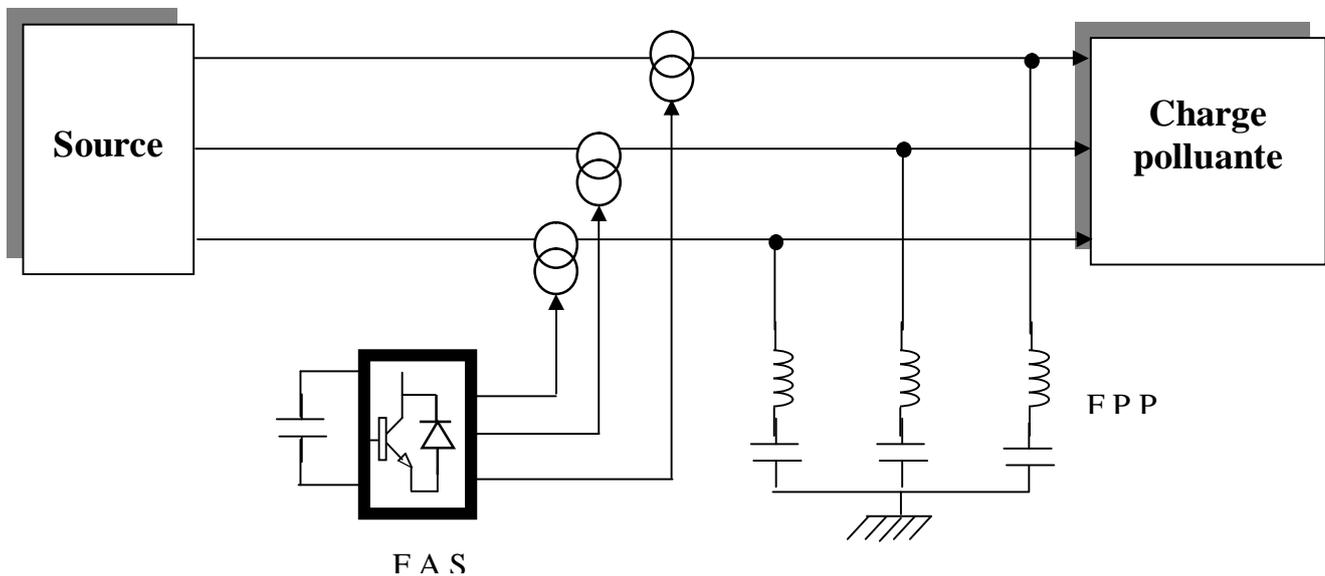


Figure 1.31 Filtre actif série avec filtre passif parallèle

✓ **filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles.**

Le principe de fonctionnement de cette configuration est le même que le précédent. Il a l'avantage de réduire encore le dimensionnement du filtre actif série car le courant qui le traverse est faible [8], de plus, le filtre actif série est à l'abri d'un éventuel court circuit de la charge.

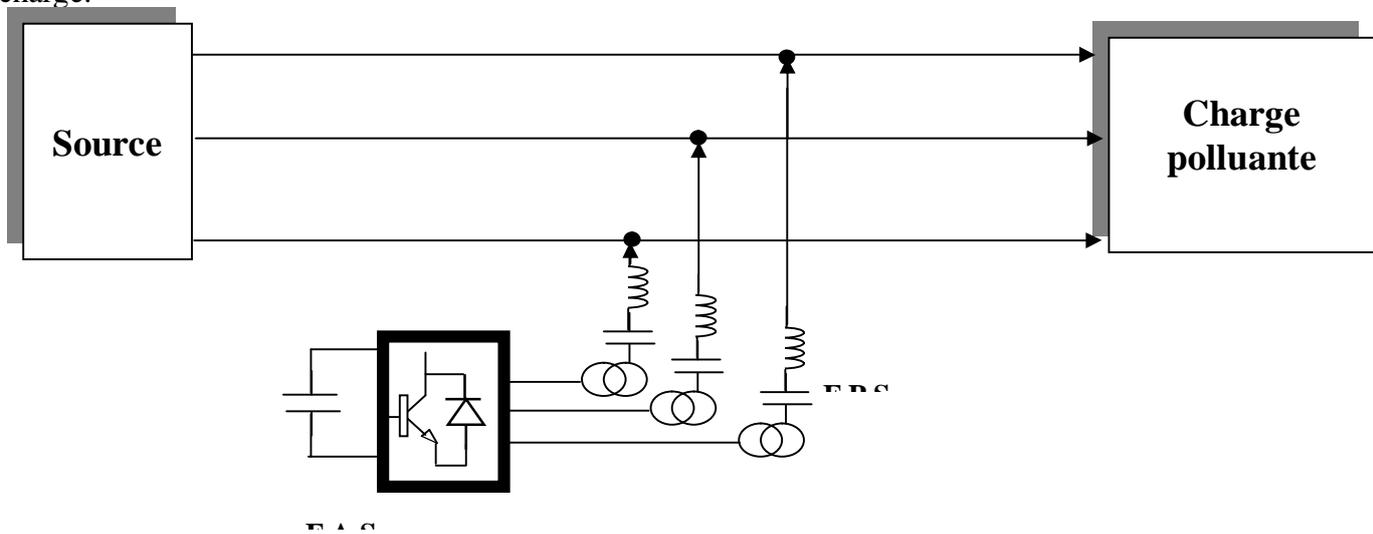


Figure 1.32 Filtre actif série connecté en série avec filtre passif série

✓ **filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle.**

Dans ce cas, le rôle du filtre actif parallèle est de compenser les courants harmoniques basse fréquences émis par la charge polluante. Le filtre passif accordé sur une fréquence élevée, élimine les harmoniques hautes fréquences y compris ceux créés par le filtre actif parallèle.

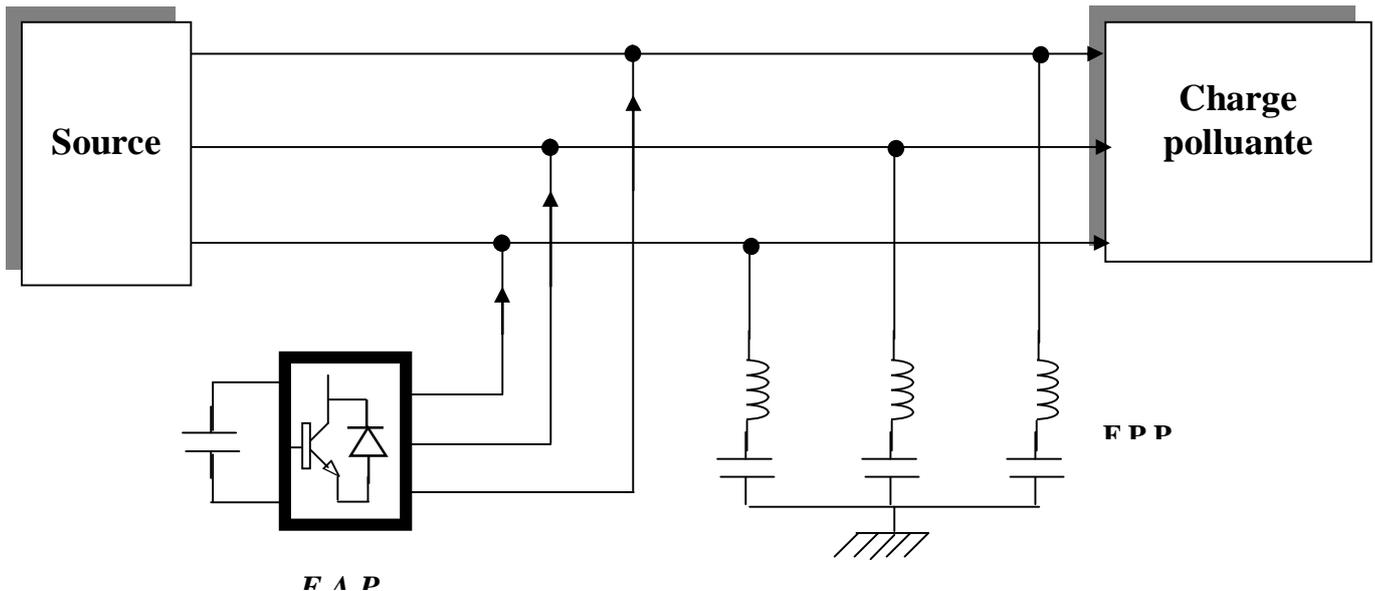


Figure 1. 33 Filtre actif parallèle avec filtre passif parallèle

1.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes origines des perturbations affectant les réseaux électriques basse tension et les solutions de dépollution existantes. Ces perturbations étant néfastes pour les installations électriques à cause des dysfonctionnements éventuels qu'ils peuvent engendrer. Par conséquent, leur compensation est amplement souhaitée pour des raisons technico-économiques.

Après avoir identifié les rangs des harmoniques engendrées par un pont de graetz (charge non linéaire), nous avons validé par simulations numériques la possibilité d'éliminer une harmonique dont on a synthétisé le dimensionnement du filtre passif.

La combinaison de filtres passifs sur le même réseau permet d'améliorer remarquablement la qualité de l'énergie. Toutefois, l'utilisation des filtres passifs présente l'inconvénient d'être non adaptatifs. Par conséquent, dans la suite de notre mémoire, nous présenterons les performances du filtrage actif ayant fait l'objet de la dernière partie de ce chapitre

CHAPITRE II

METHODES D'IDENTIFICATION DES COURANTS HARMONIQUES

Introduction

L'efficacité des filtres actifs réside, d'une part, dans leur capacité d'adaptation aux variations de la charge polluante, et d'autre part, dans les méthodes d'identification dans le domaine temporaire des courants où des tensions perturbatrices.

On distingue trois possibilités d'identification [9] [10].

- Identification à partir de la détection des courants de la charge polluante.
- Identification à partir de la détection du courant de la source.
- Identification à partir de la détection de la tension de la source

Dans ce chapitre, nous ferons une étude détaillée de trois méthodes d'identification que nous présentons leurs algorithmes de calcul. Ces algorithmes, seront validés par simulation à la fin du chapitre.

2.1 Différentes méthodes d'identification

Parmi les différentes méthodes d'identification de courant perturbateur nous citons : la méthode géométrique, la méthode du filtre à encoches, la méthode de prony, la méthode du maximum de vraisemblance, la méthode directe, la méthode tri monophasé et la méthode de puissance instantanée [11].

Elles peuvent être regroupées en deux approches :

- La première utilise la transformée de Fourier rapide dans le domaine fréquentiel pour extraire les harmoniques du courant. Cette approche est bien adaptée aux charges où le contenu harmonique varie lentement. Elle donne aussi l'avantage de sélectionner individuellement les harmoniques et de ne choisir de compenser que les plus prépondérantes. Toutefois, cette méthode a l'inconvénient de nécessiter un grand volume de calcul afin de réaliser, en temps réel, toutes les transformations nécessaires pour extraire les harmoniques [12].

- La deuxième est basée sur le calcul des puissances instantanées dans le domaine temporel. Certaines de ces méthodes se basent sur le calcul des puissances harmoniques de la charge non linéaire [13]. D'autres peuvent être utilisées pour compenser à la fois les courants harmoniques et la puissance réactive, en se basant sur la soustraction de la partie fondamentale active du courant total.

2.1.1 Méthode tri monophasé

La méthode tri monophasé que nous avons développée, permet de traiter les trois phases de manière indépendante. Le principe est basé sur l'estimation de l'amplitude de la composante fondamentale active (i_{cfa}) et de la composante fondamentale réactive (i_{cfr}) du courant (i_c) absorbé par la charge [14]. Elle est applicable aux systèmes monophasés et triphasés, pour les courants harmoniques générés par la charge.

Considérons le courant i_c absorbé par la charge non - linéaire sur la première phase, il est exprimé par :

$$i_{c1}(\theta_s) = \sum_{h=1}^{\infty} i_{ch} \sin(h\theta_s - \Phi_h) = i_{c1} \sin(\theta_s - \Phi_1) + \sum_{h=1}^{\infty} i_{ch} \sin(h\theta_s - \Phi_h) \quad (2. 1)$$

avec $\theta_s = \omega t$

On rappelle que la composante fondamentale de la tension au point de raccordement du filtre actif sur la première phase, est définie par :

$$u_{sa}(\theta_s) = \sqrt{2} \cdot u_s \cdot \sin(\theta_s) \quad (2. 2)$$

En multipliant l'équation (2. 1) respectivement par $\sin(\theta_s)$ et $\cos(\theta_s)$ nous obtenons :

$$i_{c1}(\theta_s) \sin(\theta_s) = \frac{i_{c1}}{2} \cos(\Phi_s) - \frac{i_{c1}}{2} \cos(2\theta_s - \Phi_1) + \sin(\theta_s) \sum_{h=2}^{\infty} i_{ch} \sin(h\theta_s - \Phi_h) \quad (2. 3)$$

$$i_{c1}(\theta_s) \cos(\theta_s) = -\frac{i_{c1}}{2} \sin(\Phi_s) + \frac{i_{c1}}{2} \sin(2\theta_s - \Phi_1) + \cos(\theta_s) \sum_{h=2}^{\infty} i_{ch} \sin(h\theta_s - \Phi_h) \quad (2. 4)$$

D'après les relations (2.3) et (2. 4) nous constatons que seules les composantes continues sont proportionnelles respectivement à l'amplitude du courant fondamental actif et à l'amplitude du courant réactif. Les premières composantes alternatives ont une fréquence égale à deux fois la fréquence du réseau. Ces dernières seront donc filtrées à l'aide d'un filtre passe-bas

dont la fréquence de coupure est relativement basse afin d'empêcher que l'ondulation basse fréquence ne se propage en sortie. Cependant, il est indisponible de respecter un bon compromis entre le filtrage efficace des fréquences parasites et une dynamique rapide de l'algorithme d'extraction.

Après le filtrage, on obtient :

$$[i_{c1} \sin(\theta_s)]_{\text{filtre}} = \frac{i_{c1}}{2} \cos(\theta_1) \quad (2.5)$$

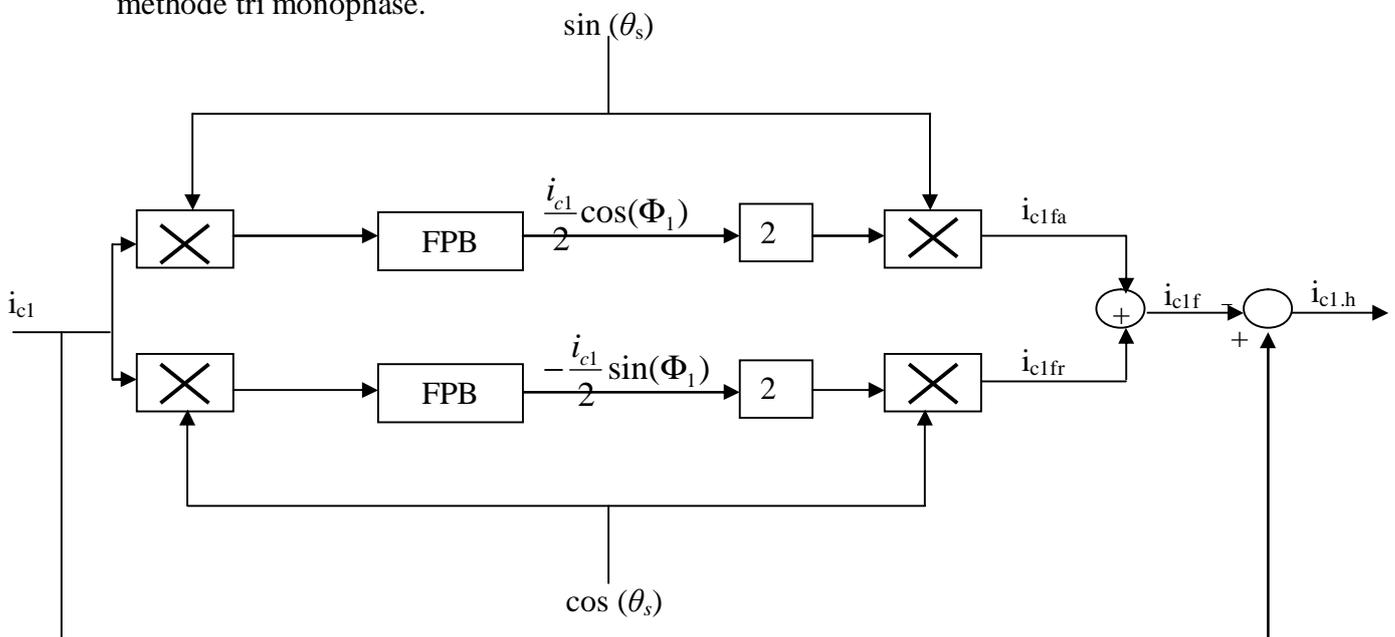
$$[i_{c1} \cos(\theta_s)]_{\text{filtre}} = \frac{i_{c1}}{2} \sin(\theta_1) \quad (2.6)$$

On peut alors reconstituer le courant fondamental en multipliant respectivement les deux expressions précédentes par $2\sin(\theta_s)$ et $2\cos(\theta_s)$:

$$i_{cf} = i_{c1} \cos(\Phi_s) \sin(\theta_s) - i_{c1} \sin(\Phi_1) \cos(\theta_s) = i_{cfa} + i_{cfr} = i_{c1} \sin(\theta_s - \Phi_1) \quad (2.7)$$

2.1.1. a Algorithme d'identification

La figure ci-dessous illustre l'algorithme d'extraction du courant fondamental selon la méthode tri monophasé.



Le couran

Figure 2. 1 Algorithme d'extraction tri monophasé

$$i_{chl} = i_{cl} - i_{clf} \quad (2.8)$$

Avec

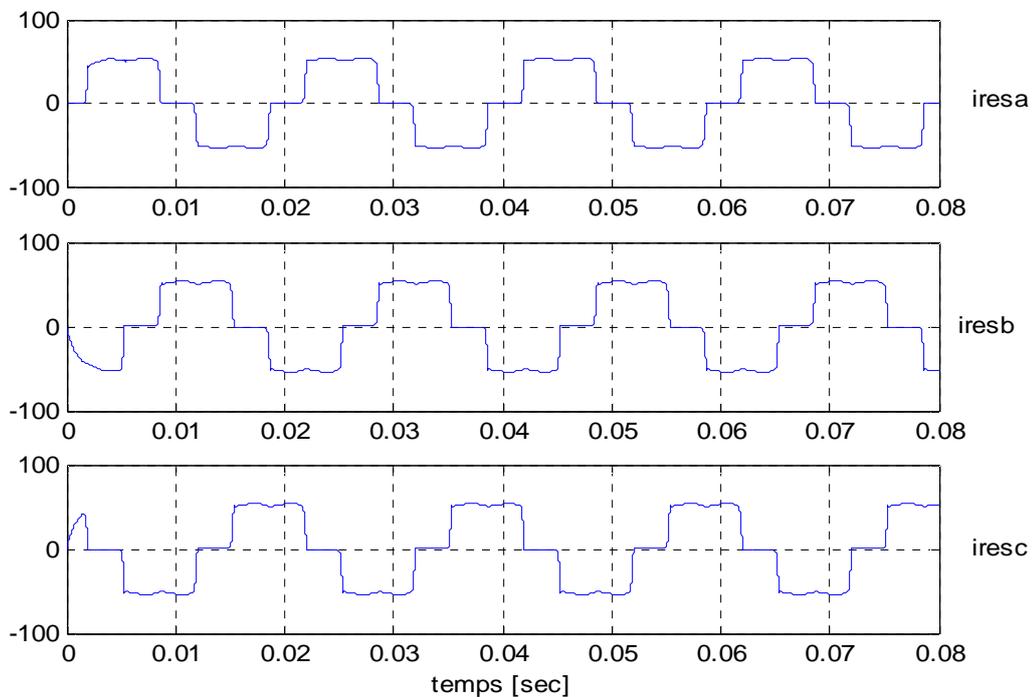
i_{cl} : Le courant de la charge perturbée ;

i_{clf} , i_{chl} : composante fondamentale et harmonique du courant perturbé ;

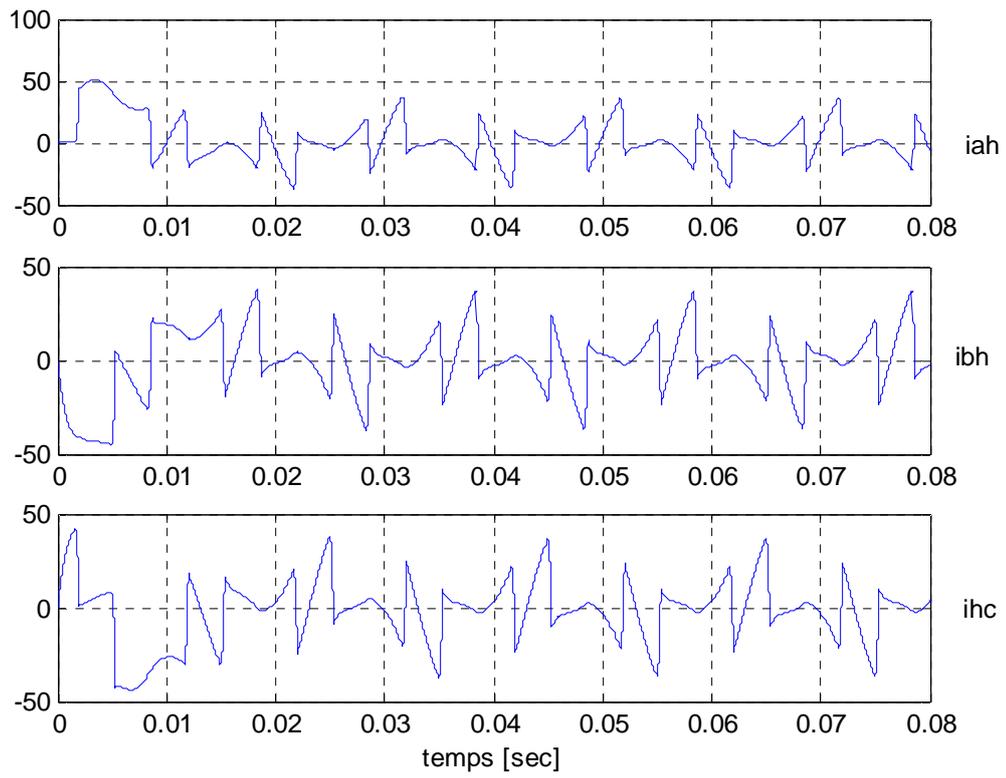
2.1.1.b Remarque sur la méthode

- La même démarche est appliquée pour les deux autres phases. Il suffit de prendre en compte les courants de charge (i_{c2}) et (i_{c3}) et utiliser des signaux sinusoïdaux synchronisés sur les tensions simples correspondantes.
- La compensation des harmoniques et/ou de la composante fondamentale réactive faite par la génération de signaux sinusoïdaux d'amplitudes unitaire.
- La méthode tri monophasé ne nécessite pas la tension réseau. Elle est applicable aux systèmes monophasés et triphasés.

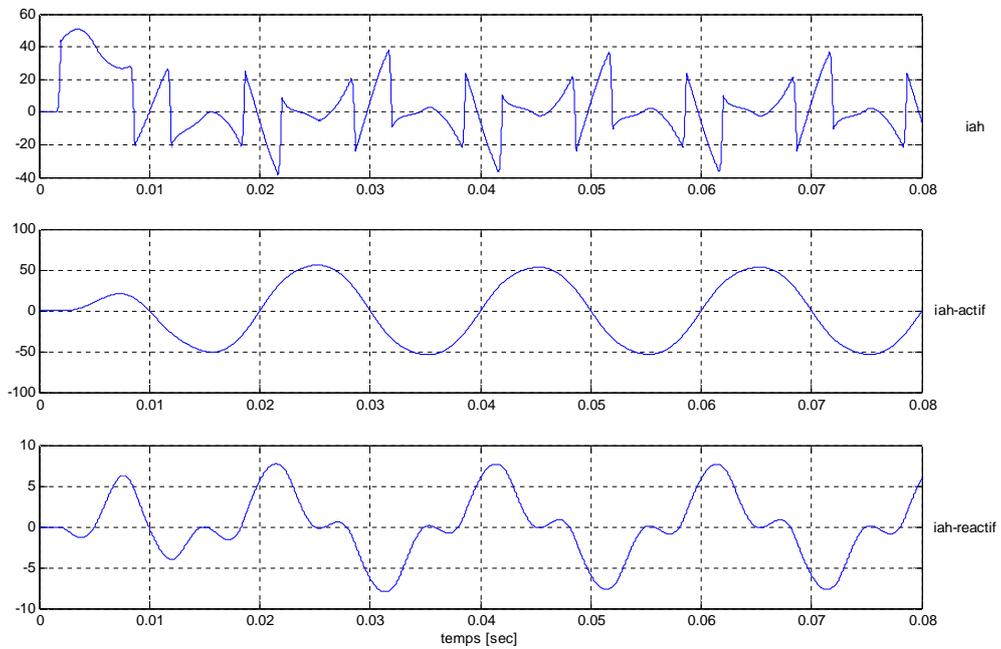
2.1.1.c Résultat de simulation



(a)



(b)



(c)

Figure 2.2 Résultat d'identification par la méthode tri monophasé

2.1.2 Méthode de la Puissance Instantanée Réelle et Imaginaire (PIRI)

Cette méthode est la plus utilisée , elle offre l'avantage de choisir la perturbation à compenser avec précision, rapidité et facilité d'implantation [15]. La première étape de l'identification consiste à transformer les courants et les tensions du repère triphasé abc vers le repère diphasé α,β , en utilisant la Transformation de Concordia Directe (TCD) [16]. Le principe de cette méthode consiste à transformer la composante fondamentale à une composante continue équivalente et les harmoniques en composantes alternatives en utilisant des filtres passe bas du second ordre [17].

Notons par (V_α, V_β) et $[I_\alpha, I_\beta]$ les composantes orthogonales du repère α,β associées respectivement aux tensions aux points de raccordement du filtre actif et aux courants absorbés par la charge polluante.

Soient :

$$[V_s] = \begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad [i_c] = \begin{bmatrix} i_{c1} \\ i_{c2} \\ i_{c3} \end{bmatrix} \quad (2. 9)$$

La transformation α - β -0 triphasées permet d'écrire les relations suivantes :

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & \frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} \quad (2. 10)$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & \frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{s1} \\ I_{s2} \\ I_{s3} \end{bmatrix} \quad (2. 11)$$

Les composantes avec l'indice (0) représentent les séquences homopolaires du système triphasé de courant et de tension.

Les puissances réelle et imaginaire instantanées, respectivement p et q , sont données par la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

La puissance q ne représente pas la puissance instantanée conventionnelle (puissance réactive) dans le sens où elle est le résultat du produit d'une tension définie sur un axe en quadrature, contrairement à la puissance réactive qui ne considère que la fréquence fondamentale. La puissance imaginaire prend en compte toutes les composantes harmoniques du courant et de la tension. C'est pour cette raison que ce nouveau concept est appelé "*puissance imaginaire instantanée*" avec comme unité le VAI (Volt Ampère Imaginaire) .

Les puissances p et q peuvent être décomposées selon :

$$p = \bar{p} + \tilde{p} \quad \text{et} \quad q = \bar{q} + \tilde{q} \quad (2.13)$$

Où, dans le cas sinusoïdal : \bar{p} la partie continue liée à la composante fondamentale active du courant et \bar{q} la partie continue liée à la composante fondamentale réactive du courant. Alors que \tilde{p} et \tilde{q} sont les parties fluctuantes liées à la somme des composantes perturbatrices du courant et de la tension.

Un filtre passe bas dans l'espace des puissances permet de séparer la composante fondamentale (autrement dit la partie continue), des composantes perturbatrices (la partie alternative). Deux filtres sont nécessaires, le premier pour isoler la partie \bar{p} de la puissance active instantanée, le second pour isoler la partie \bar{q} de la puissance réactive instantanée. Les deux filtres sont dimensionnés en tenant compte de la décomposition fréquentielle des puissances dans le repère diphasé.

L'inverse de l'équation (2.12) des puissance active et réactive permet d'établir la relation (2.14) des courants i_α et i_β :

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

En remplaçant les puissances p et q par leurs parties continues et alternatives, on obtient :

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_\alpha \\ \dot{i}_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{p} \\ 0 \end{bmatrix} + \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \bar{q} \end{bmatrix} + \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Avec $\Delta = v_\alpha^2 + v_\beta^2$, le calcul des courants perturbateurs dans le repère diphasé (α, β) est finalement donné par :

$$\begin{bmatrix} \bar{i}_\alpha \\ \bar{i}_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ \tilde{q} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Grâce à la Transformation de Concordia Inverse (TCI), les parties alternatives des puissances \tilde{p} et \tilde{q} , permettent de réduire les courants perturbateurs triphasés. Ces courants représentent les perturbations et deviennent les courants de référence qui sont à injecter en opposition de phase sur le réseau électrique pour éliminer les harmoniques.

$$\begin{bmatrix} I_{ref1} \\ I_{ref2} \\ I_{ref3} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \tilde{i}_\alpha \\ \tilde{i}_\beta \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Le bloc fonctionnel ci-dessous, explique et résume d'une façon implicite le procédé de calcul des courants de référence du filtre actif parallèle par cette méthode.

2.1.2. a Algorithme de la méthode PIRI

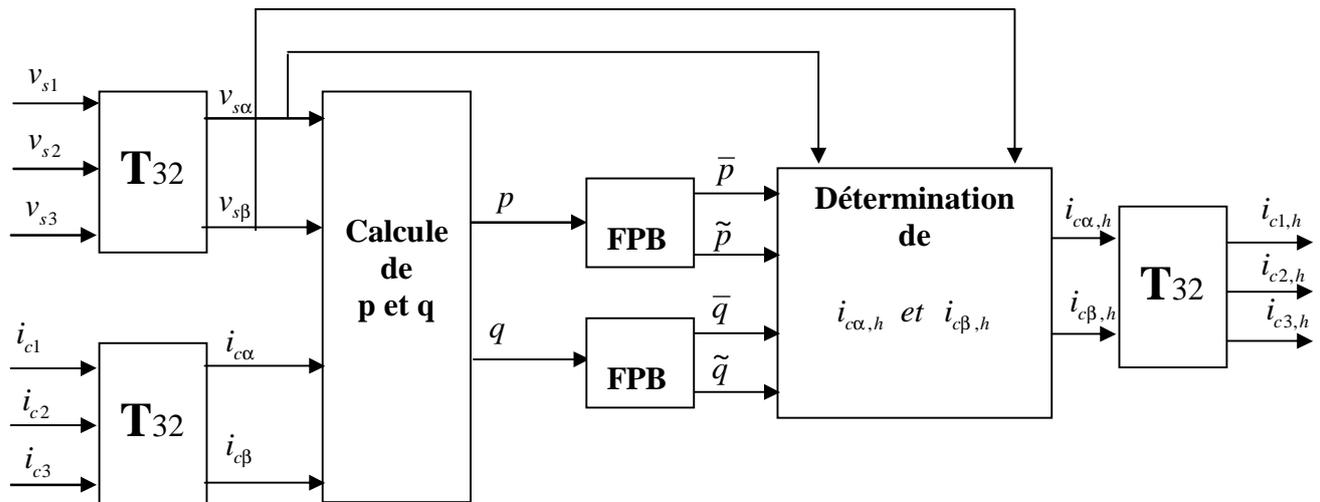
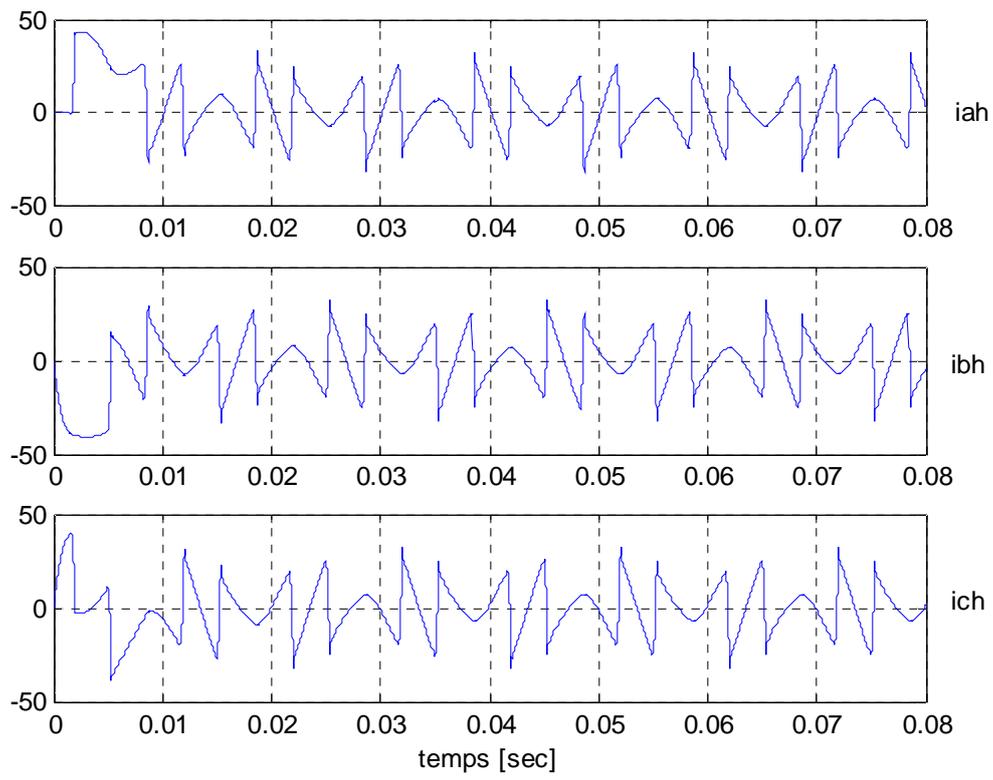


Figure 2.3 Algorithme d'extraction des courants de références par PIRI

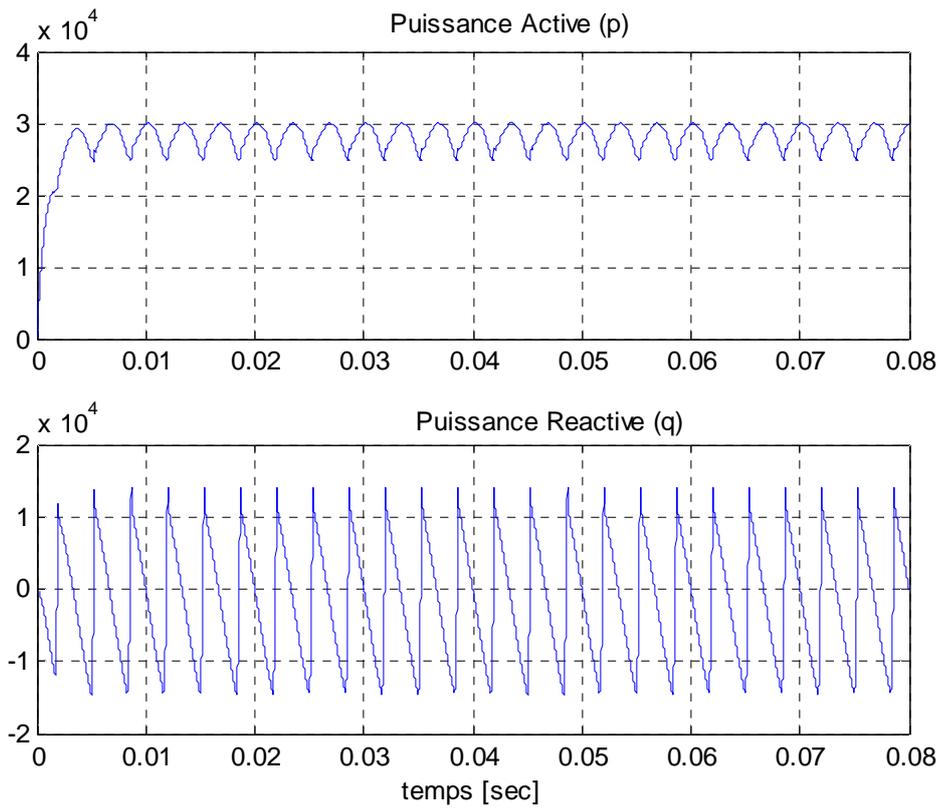
2.1.2. b Remarques sur la méthode

- La méthode des PIRI classique utilise un filtre passe bas pour séparer les composantes des puissance active et réactive et a besoin d'un système d'extraction de la tension directe du réseau électrique.
- Elle n'est pas applicable pour les systèmes monophasés [1].
- La tension du réseau doit être saine (sinusoïdale et équilibrée), sinon la méthode des puissances instantanées PIRI n'est pas applicable puisque la tension du réseau est perturbée et/ou déformée, et afin de généraliser d'application de la méthode PIRI que nous avons adoptée à tout type de tension, le système de *PLL* (*Phase Locked Loop* ou *Boucle à Verrouillage de Phase*) est proposé (voir chapitre IV) pour extraire la composante fondamentale directe de la tension du réseau.

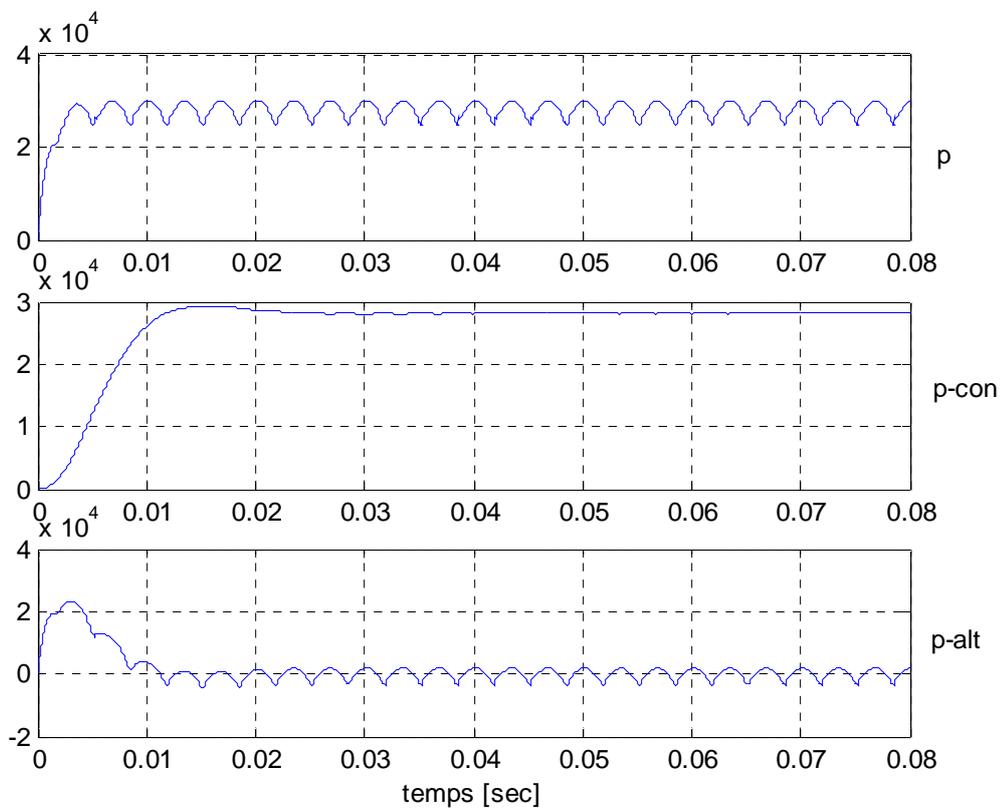
2.1.2.c Résultat de simulation



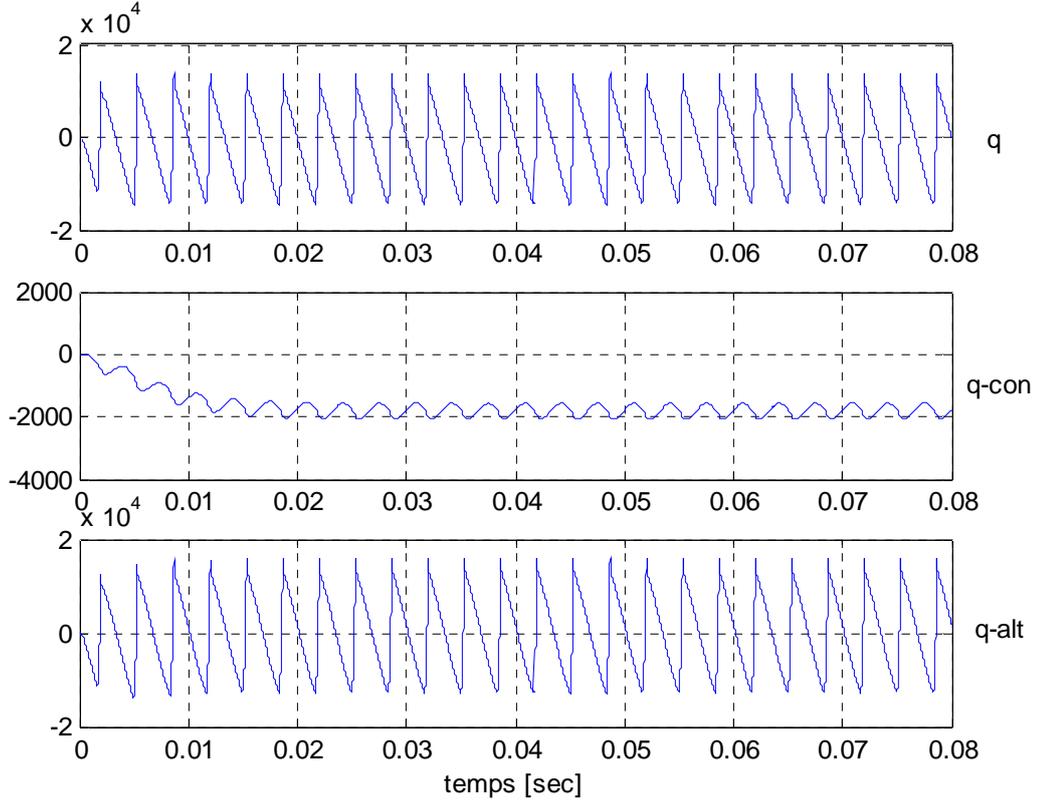
a) Courants harmoniques



b) Puissances active et réactive



c) Puissances actives



d) Puissances réactives

Figure 2.4. Résultat de l'identification par la méthode PIRI

2.1.3 Méthode basée sur le principe du courant actif

Cette méthode est basée sur la décomposition de la puissance absorbée par une charge non linéaire en puissance active, réactive et déformante [18]. Le courant total de la charge polluante i_{ck} (k indice de phase = 1, 2, 3) peut être subdivisé en deux parties : le courant actif et le courant non actif. La puissance active p résultante du courant actif (i_{cak}) est proportionnelle à la tension v_{sk} . Si elle n'est pas déformée, on peut l'écrire :

$$\begin{bmatrix} i_{ca1} \\ i_{ca2} \\ i_{ca3} \end{bmatrix} = \frac{p}{v_{s1}^2 + v_{s2}^2 + v_{s3}^2} \begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} = G \cdot \begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ v_{s3} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Où, G est la conductance équivalente par phase de la charge.

Le courant non actif noté (i_{cnk}) est obtenu par la relation suivante :

$$i_{cnk} = i_{ck} - i_{cak} \quad (2.19)$$

Ce dernier, se décompose en parties réactive et déformante. Le courant réactif, en phase avec la tension en quadrature v'_{sk} , s'obtient, à partir de la puissance réactive Q , par l'expression suivante :

$$\begin{bmatrix} i_{cn1} \\ i_{cn2} \\ i_{cn3} \end{bmatrix} = \frac{Q}{v_{s1}^2 + v_{s2}^2 + v_{s3}^2} \begin{bmatrix} v'_{s1} \\ v'_{s2} \\ v'_{s3} \end{bmatrix} = Y \cdot \begin{bmatrix} v'_{s1} \\ v'_{s2} \\ v'_{s3} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Où Y est la susceptance équivalente par phase de la charge.

La composante déformante qui représente la somme de tous les courants harmoniques ($i_{ck,h}$) s'obtient en retranchant les courants actifs et réactifs du courant total. Nous avons alors :

$$\sum_{h=2}^{\infty} i_{ck,h} = i_{ck} - i_{cak} - i_{srk} \quad (2.21)$$

Ainsi, chacune des trois composantes du courant absorbé par une charge non linéaire peut être calculée à partir de la tension au point de raccordement, supposée sinusoïdale, et du courant total.

Ceci nous permet la représentation de la charge par le circuit équivalent de la figure ci-dessous :

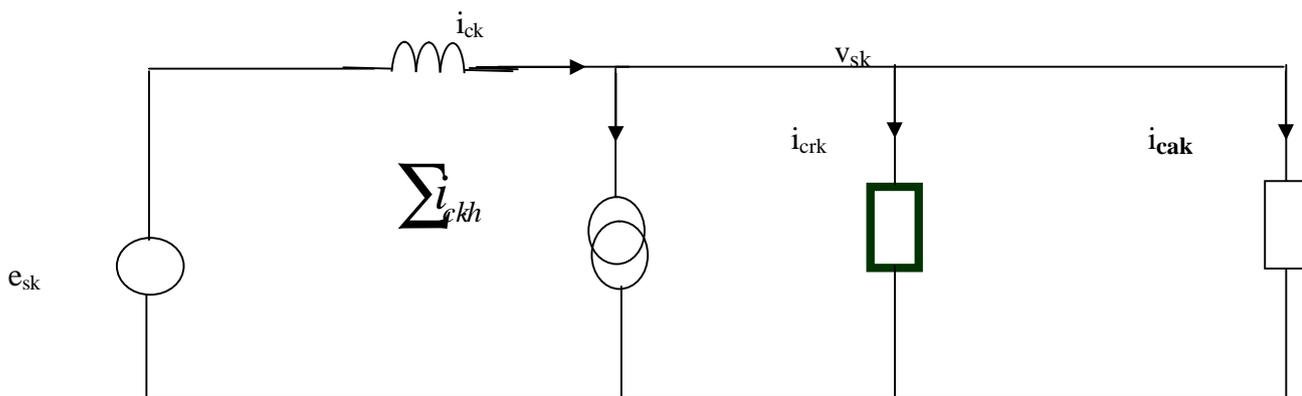


Figure 2.5 Modélisation de la charge polluante

L'algorithme permet d'obtenir, à partir de la mesure du courant de la charge polluante, les courants harmoniques que doit générer le filtre actif. On peut résumer cet algorithme de la façon suivant :

- Les courants de la charge i_{ck} ($k = 1, 2, 3$) ainsi que les tensions v_{sk} ($k = 1, 2, 3$) sont obtenus par mesure directe.
- En partant de la mesure des v_{sk} ($k = 1, 2, 3$), on obtient les tensions en quadrature v'_{sk} par un circuit déphaseur.

On obtient les puissances p et q par l'intégration numérique ou en utilisant des filtres passe bas.

2.1.3.a Algorithme de la méthode basée sur le principe du courant actif

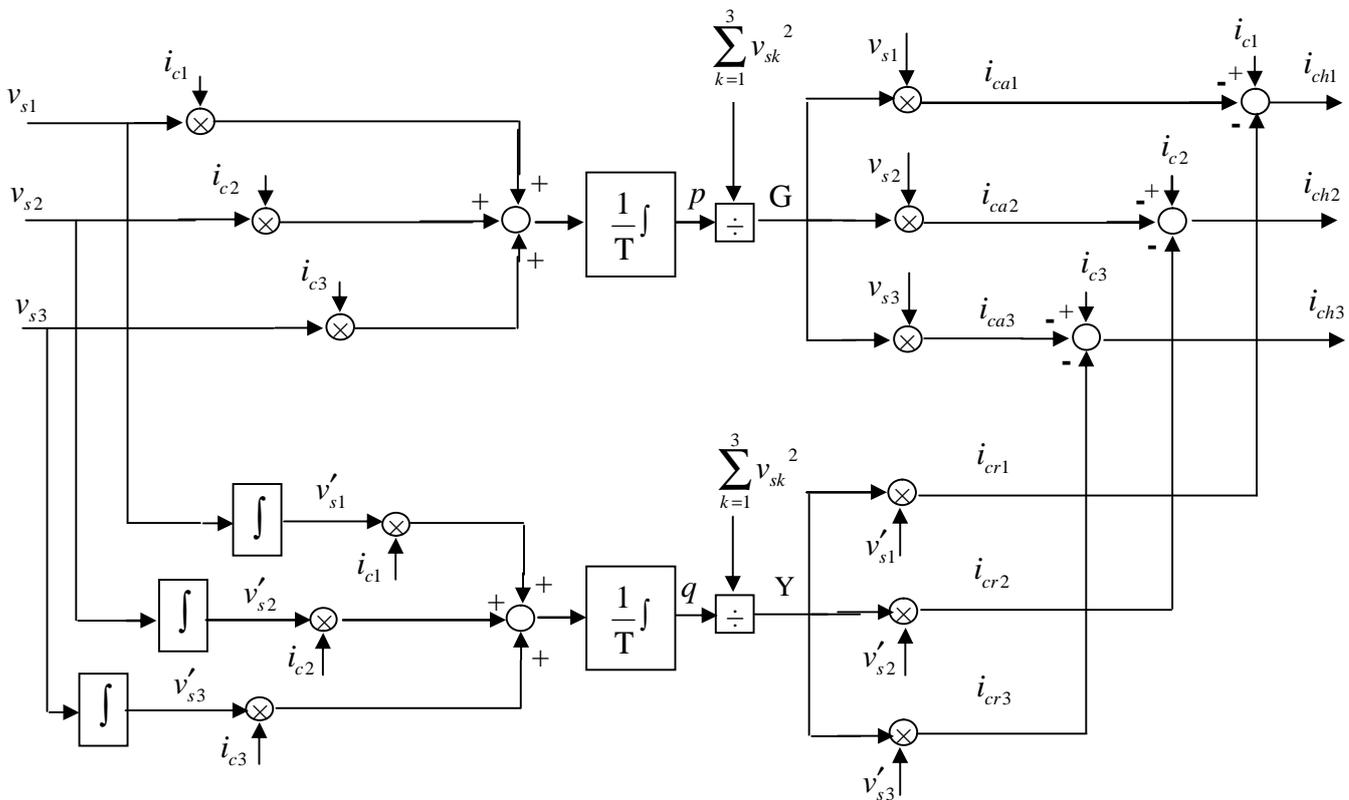


Figure 2.6 Algorithme d'identification basé sur le principe du courant actif

2.1.3. b Remarques sur la méthode

Si le système des tensions v_{sk} ($k=1, 2,3$) est équilibré, les tensions en quadrature v'_{sk} peuvent également être obtenues à partir des tensions composées par :

$$[v'_{s1} \quad v'_{s2} \quad v'_{s3}] = \left[\frac{(v_{s2} - v_{s3})}{\sqrt{3}} \quad \frac{(v_{s3} - v_{s1})}{\sqrt{3}} \quad \frac{(v_{s1} - v_{s2})}{\sqrt{3}} \right] \quad (2. 22)$$

Il est à noter que la puissance p ne peut être associée au seul courant fondamental actif que si les tensions v_{sk} ($k=1, 2,3$) ne contiennent pas la composantes harmoniques. Sinon, p comporte tous les termes résultants de la multiplication des tensions et des courants de même fréquence. Dans ce cas, le courant i_{cak} obtenu ne correspond pas à la composante active réelle du courant i_{ck} . Ceci est également valable pour la puissance Q et le courant réactif i_{crk} , par conséquent, les harmoniques ainsi identifiées ne sont pas fidèles à celles du courant i_{ck} .

Cette méthode n'est pas valide lorsque la tension au point de raccordement contient des harmoniques ou lorsqu'elle est déséquilibrée [11].

2.2. Résultat et comparaison des méthodes

La figure 2.7 a, présente les trois courants de phases identifiés. Par ailleurs, la figure 2.7 b, présente les détails qu'on peut extraire à partir du courant de charge polluée. On y distingue d'abord le courant de la charge de la phase_a, sa composante active, celle relative et finalement le courant harmonique identifié. Pour finir, les trois méthodes étudiées ont été superposées afin de voir si effectivement, ils nous donnent les mêmes résultats et par conséquent si les algorithmes utilisés sont corrects. La figure 2.8 présente un zoom entre les instants 0.004 ÷ 0.025 sec de la superposition des trois méthodes. Alors, on remarque qu'il y a une nette superposition.

On conclut, que les méthodes du courant actif et la PIRI sont exactement les mêmes ors que la méthode tri monophasé présente un petit retard qui est dû à l'utilisation des filtres passe bas.

2.3 Résultat de Simulations

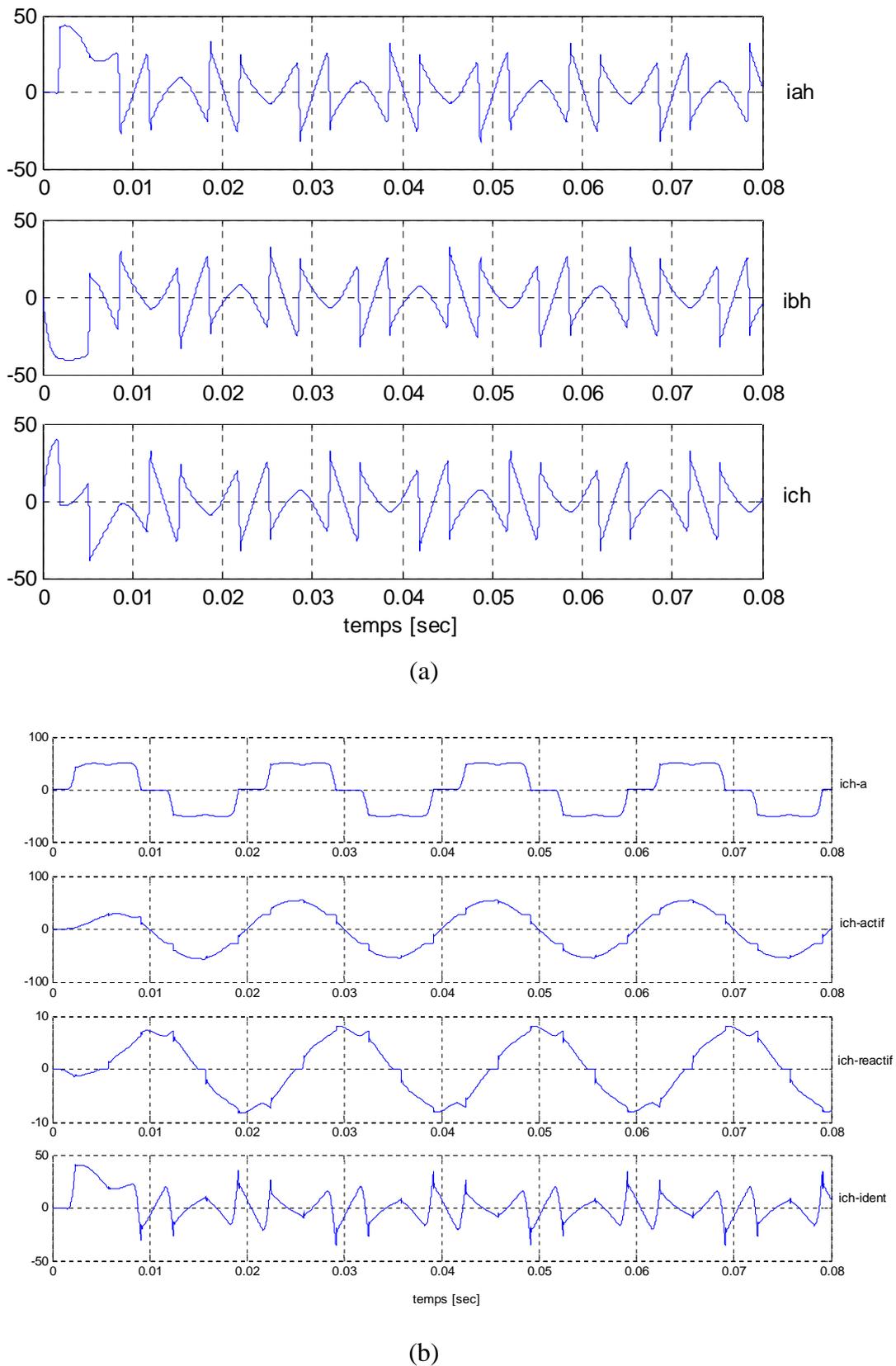


Figure 2.7 Résultat de l'identification basée sur le principe du courant actif

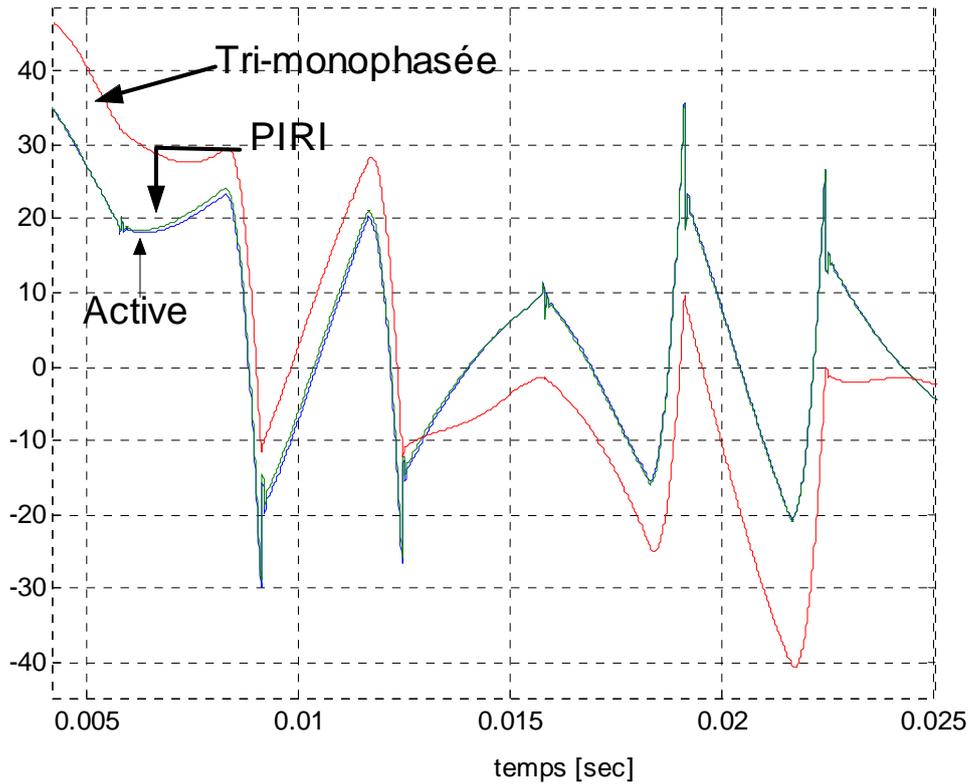


Figure 2.8 Résultat de la comparaison des méthodes

2.3 Conclusion

L'identification des harmoniques est une étape très importante dans le processus de compensation active. En effet, le système de commande, même très efficace, ne pourra pas à lui seul effectuer des corrections suffisantes si les harmoniques parasites sont mal identifiées. Ceci étant, dans ce chapitre, nous avons considéré trois méthodes d'identification pour l'extraction des courants harmoniques à partir de la connaissance de différentes composantes du courant absorbé par la charge non linéaire. A l'issue de ce chapitre, nous avons procédé à l'analyse et la comparaison des méthodes obtenues. Il ressort que les trois méthodes ont presque les mêmes performances.

Toutefois, en pratique, le choix final de la méthode dépendra des objectifs fixés : compensation de tous les courants harmoniques, compensation sélective de certaines harmoniques, compensation des harmoniques et du courant réactif, application sur des installations triphasées ou monophasées.

CHAPITRE III

Filtre actif parallèle

Introduction

Les inconvénients inhérents aux filtres passifs, à cause de leurs non adaptations aux variations de la charge et du réseau, ont conduit à concevoir une nouvelle structure de *filtres actifs*. Le but de ces filtres est d'injecter soit des courants ou des tensions harmoniques de manière à ce que le courant et la tension soient rendus sinusoïdaux. Le filtre actif est connecté en série ou en parallèle suivant qu'il est conçu respectivement pour compenser les tensions ou les courants harmoniques.

Dans ce chapitre, nous étudierons dans un premier temps, la structure générale d'un filtre actif parallèle et son principe de commande. Puis, dans un second temps, nous illustrerons plusieurs cas de simulations comportementales du filtre actif parallèle.

3.1 Filtres actifs parallèles

Le filtre actif parallèle est une solution moderne et efficace pour restituer la forme sinusoïdale du courant provenant du réseau électrique lorsque celui-ci est déformé par une charge non linéaire. Il se comporte comme un générateur de courants harmoniques, commandé de façon à injecter au réseau des courants harmoniques égaux à ceux générés par la charge, mais de phase opposée. Le courant coté source sera ainsi sinusoïdal, par contre la tension au point de connexion ne le sera que si la source de tension du réseau est exempte d'harmoniques. La figure 3.1 illustre ce principe

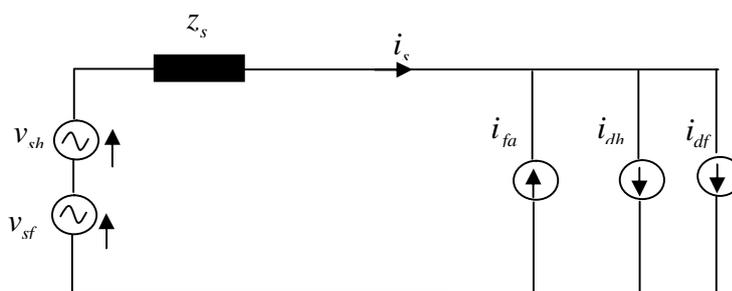


Figure 3.1 Principe du filtre actif parallèle

3.1.1 Mode de fonctionnement

Le filtre actif parallèle peut être utilisé suivant deux modes de fonctionnement :

- **Filtre dédié :** Si la charge non linéaire est connue, les courants harmoniques i_{ch} sont calculables à priori. Par conséquent, le courant filtre i_{fa} est connu. La commande du filtre actif est également stationnaire et elle est déterminée à priori pour engendrer i_{fa} . La commande peut donc être dédiée à la charge (cas d'un redresseur alimentant une charge fortement inductive).

En revanche, l'adaptabilité du filtre actif vis-à-vis des variations de la charge est impossible [19]

- **Filtre adaptatif :** Ce filtre est capable d'identifier par lui-même les harmoniques et de s'adapter automatiquement à leurs éventuelles évolutions. Sa commande, lui permet de générer en temps réel des courants harmoniques en opposition de phase [20][21].

3.2 Structure générale du filtre actif parallèle

Le filtre actif parallèle est constitué de deux parties distinctes : une partie puissance et une partie contrôle commande.

La première partie est composée :

- d'un onduleur de tension triphasé à base des interrupteurs de puissance;
- d'un filtre de couplage au réseau du premier ordre;
- d'une source de stockage d'énergie souvent capacitive.

La deuxième partie est constituée :

- de la méthode d'identification des courants perturbés;
- la régulation de la tension continue appliquée aux éléments de stockage d'énergie;
- de la commande de l'onduleur de tension.

N.b : La commande utilisée pour le filtre est la commande à hystérésis que nous développerons dans le prochain chapitre.

La figure 3.2, illustre la structure générale du FAP

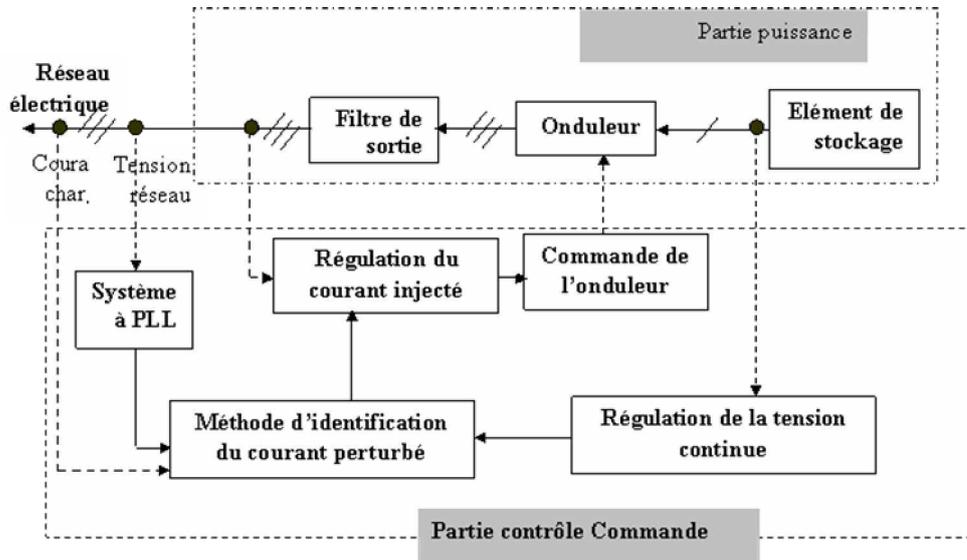


Figure 3.2 Structure générale du filtre actif parallèle

3.3 Schéma de branchement

Le filtre actif parallèle (figure 3.3) n'est rien d'autre qu'un onduleur de tension commandable en courant, qui possède une capacité C jouant un rôle d'une source de tension continue. La tension à ses bornes V_{dc} doit être positive et maintenue quasiment constante. Ces fluctuations doivent être faibles, d'une part pour ne pas dépasser la limite des tensions des semi conducteurs constituant les interrupteurs et d'autre part, pour ne pas dégrader les performances du filtre actif.

L'onduleur de tension est relié au réseau par l'intermédiaire d'un filtre du premier ordre, constitué d'une inductance L_f de résistance interne R_f . Deux rôles sont assurés par ce filtre : d'une part, transformer les variations de tension V_f en variation de courant, et d'autre part, filtrer les fréquences de commutation des bras d'onduleur.

Les interrupteurs sont réversibles en courant et sont constitués de semi conducteurs commandables à l'ouverture et à la fermeture. Ils sont montés chacun en anti-parallèle avec une diode. La figure 3.3, montre le circuit de branchement du circuit électrique équivalent de l'ensemble réseau, charge polluante, filtre actif parallèle (FAP).

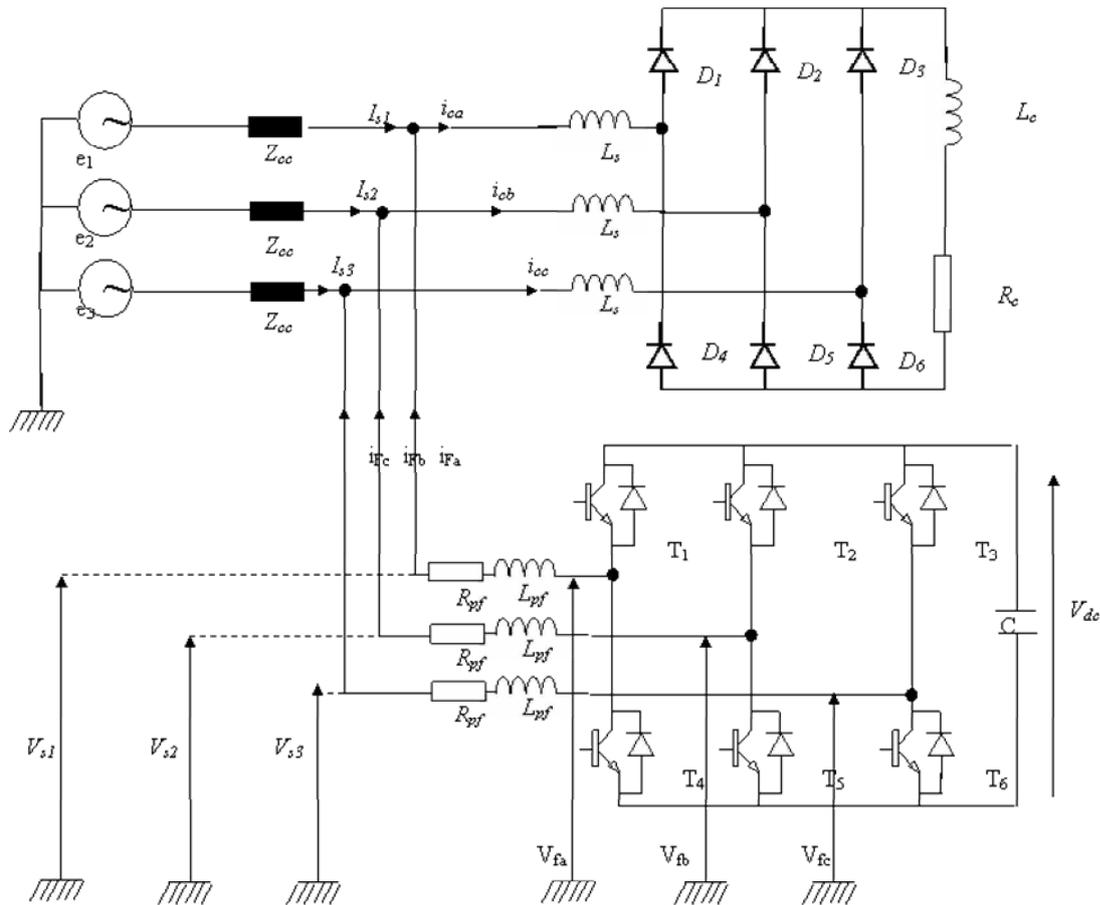


Figure 3.3 Schéma synoptique de branchement du FAP

3.4 La modélisation du filtre actif parallèle

La modélisation du filtre actif parallèle consiste à trouver les équations mathématiques qui décrivent son fonctionnement. Nous pouvons procéder comme suit : soit V_{dc} la tension aux bornes de la source flottante C , que nous la considérerons constante.

La figure 3.4 donne le schéma synoptique d'un onduleur de tension triphasé à deux niveaux avec filtre (L_f , R_f) sans neutre raccordé.

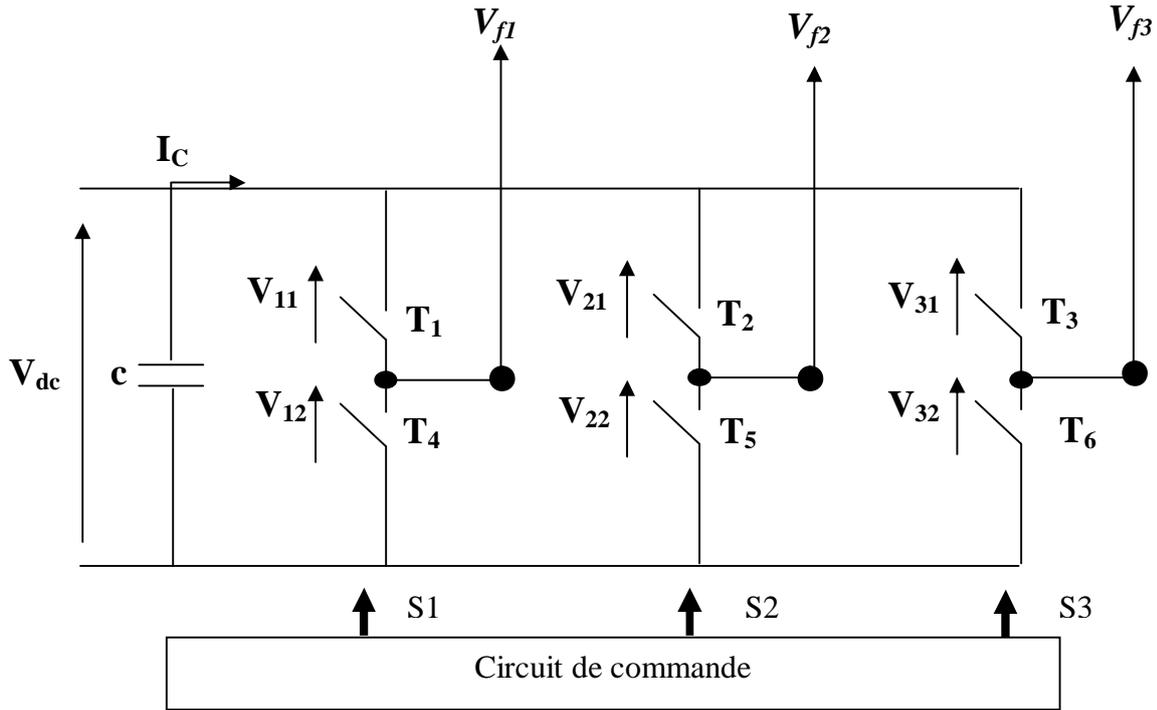


Figure 3.4 Représentation schématique d'un onduleur triphasé

3.4.1 Modulation de l'onduleur

L'ouverture et la fermeture des interrupteurs de l'onduleur dépendent de l'état des signaux de commande (S_1, S_2, S_3) délivrés par le circuit de commande. L'état des T_i dépend de l'algorithme de commande suivant :

$$S_1 = \begin{cases} 1 & T_1 \text{ fermé et } T_4 \text{ ouvert} \\ 0 & T_1 \text{ ouvert et } T_4 \text{ fermé} \end{cases}$$

$$S_2 = \begin{cases} 1 & T_2 \text{ fermé et } T_5 \text{ ouvert} \\ 0 & T_2 \text{ ouvert et } T_5 \text{ fermé} \end{cases}$$

$$S_3 = \begin{cases} 1 & T_3 \text{ fermé et } T_6 \text{ ouvert} \\ 0 & T_3 \text{ ouvert et } T_6 \text{ fermé} \end{cases}$$

Ainsi, on pourra exprimer huit configurations possibles [22] de tension de sortie du filtre actif V_{fi} (référéées au neutre n de la source), comme le montre le tableau 3.1. Parmi elles, deux sont nulles.

N°	S_3	S_2	S_1	V_{f3}	V_{f2}	V_{f1}
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	1	$\frac{-V_{dc}}{3}$	$\frac{-V_{dc}}{3}$	$\frac{2 \cdot V_{dc}}{3}$
2	0	1	0	$\frac{-V_{dc}}{3}$	$\frac{2 \cdot V_{dc}}{3}$	$\frac{-V_{dc}}{3}$
3	0	1	1	$\frac{-2 \cdot V_{dc}}{3}$	$\frac{V_{dc}}{3}$	$\frac{V_{dc}}{3}$
4	1	0	0	$\frac{2 \cdot V_{dc}}{3}$	$\frac{-V_{dc}}{3}$	$\frac{-V_{dc}}{3}$
5	1	0	1	$\frac{V_{dc}}{3}$	$\frac{-2 \cdot V_{dc}}{3}$	$\frac{V_{dc}}{3}$
6	1	1	0	$\frac{V_{dc}}{3}$	$\frac{V_{dc}}{3}$	$\frac{-2 \cdot V_{dc}}{3}$
7	1	1	1	0	0	0

Tableau 3.1 Tensions générées par l'onduleur

Dans le plan (α, β) , en considérant \vec{V}_f le vecteur correspondant aux tensions de l'onduleur, les huit cas possibles du vecteur \vec{V}_f sont donnés par la figure 3.5 :

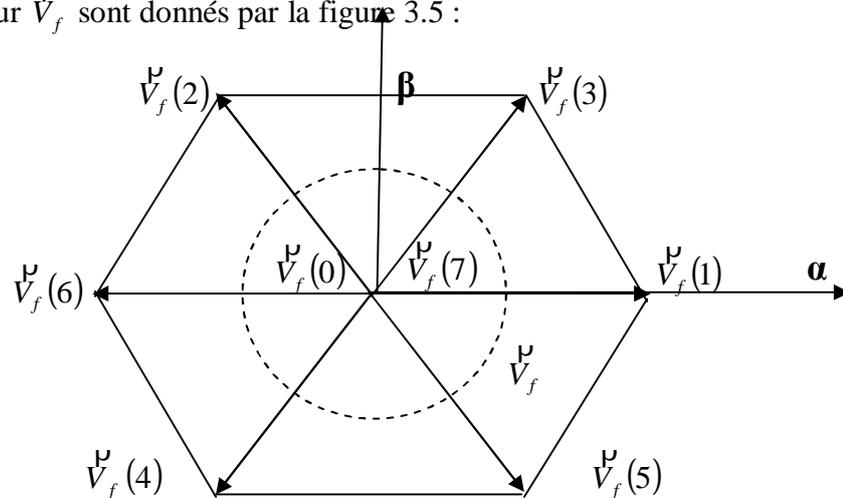


Figure 3.5 Représentation vectorielle des tensions générées par l'onduleur

Ou \vec{V}_f représente la tension de référence que doit produire l'onduleur pour pouvoir créer les courants perturbateurs identifiés. Ceci signifie, que l'onduleur n'est capable de fournir des tensions égales aux tensions de référence que si le vecteur formé par ces derniers reste à l'intérieur du polygone présenté dans la figure précédente [23].

L'onduleur est lié au réseau par un filtre inductif L_f parce que deux sources de tension ne peuvent pas être connectées directement, d'où :

$$\begin{bmatrix} V_{f1} \\ V_{f2} \\ V_{f3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{f1} \\ V_{f2} \\ V_{f3} \end{bmatrix} + R_f \begin{bmatrix} I_{f1} \\ I_{f2} \\ I_{f3} \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{f1} \\ I_{f2} \\ I_{f3} \end{bmatrix} \quad (3. 1)$$

$$\begin{bmatrix} V_{s1} \\ V_{s2} \\ V_{s3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ e_3 \end{bmatrix} - R_{cc} \begin{bmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \\ i_{s3} \end{bmatrix} - L_{cc} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{s1} \\ I_{s2} \\ I_{s3} \end{bmatrix} \quad (3. 2)$$

Avec $[V_{s1} \ V_{s2} \ V_{s3}]$, $[i_{s1} \ i_{s2} \ i_{s3}]$, et $[i_{f1} \ i_{f2} \ i_{f3}]$, sont respectivement les tensions aux points de raccordement, les courants fournis par le réseau et les courants délivrés par l'onduleur.

3.5 Résultat de simulation et interprétation

A travers les tests de simulations numériques que nous présentons dans ce paragraphe, nous avons voulu montrer le comportement du filtre actif parallèle sur les grandeurs caractéristiques de l'installation.

A base de notre étude réalisée dans le deuxième chapitre, nous avons opté pour l'utilisation de la méthode d'identification basée sur le principe des courants actifs qui n'exige pas de contraintes sur la sinusoïdalité des tensions (v_{si}) à l'entrée de l'identificateur.

La figure 3.6, montre les allures des courants harmoniques identifiés qu'il faut éliminer pour dépolluer le réseau. Cependant, la figure 3.7, illustre les courants à injecter à la sortie du filtre actif parallèle.

Pour s'assurer du bon fonctionnement du système de filtrage, nous avons montré dans la figure 3.8, la superposition des courants identifiés et injectés des trois phases. Il est évidemment clair qu'ils sont complètement identiques.

La figure 3.9, montre les signaux de commande à hystérésis dont nous développerons le principe dans le prochain chapitre suivant comme il est noté précédemment. En effet, nous avons montré les signaux de la phase $_a$, on constate que le courant harmonique de cette phase, considérée comme référence ainsi que ses niveaux supérieur et inférieur prévus pour une bande d'hystérésis de largeur égale à 10 A. Le courant injecté évolue, comme prévu à l'intérieur de cette bande comme l'illustre le zoom présenté sur la figure de droite.

Les figure 3.10 et 3.11 présentent respectivement les formes des tensions simples et composées des trois phases à la sortie du filtre .

Finalement, les figures 3.12 et 3.13 montrent respectivement, les formes des courants de source enregistrés sur les trois phases du réseau et l'analyse spectrale du courant de la phase $_a$. On remarque une nette amélioration sur la forme du courant obtenu par rapport au courant avant compensation, que nous avons discuté dans le premier chapitre.

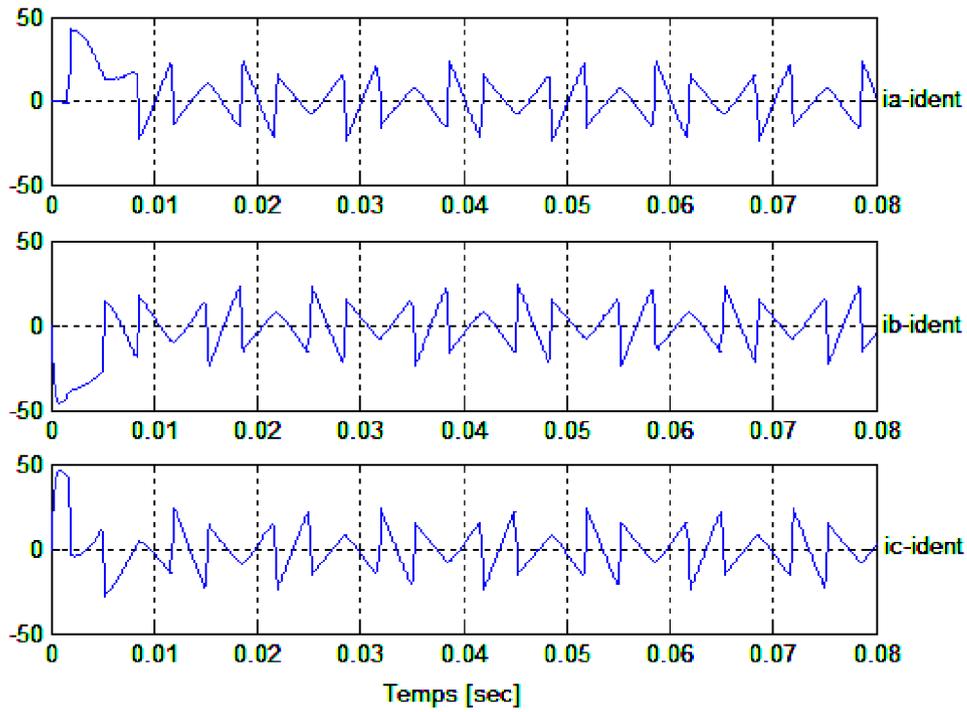


Figure 3.6 Courants harmoniques identifiés

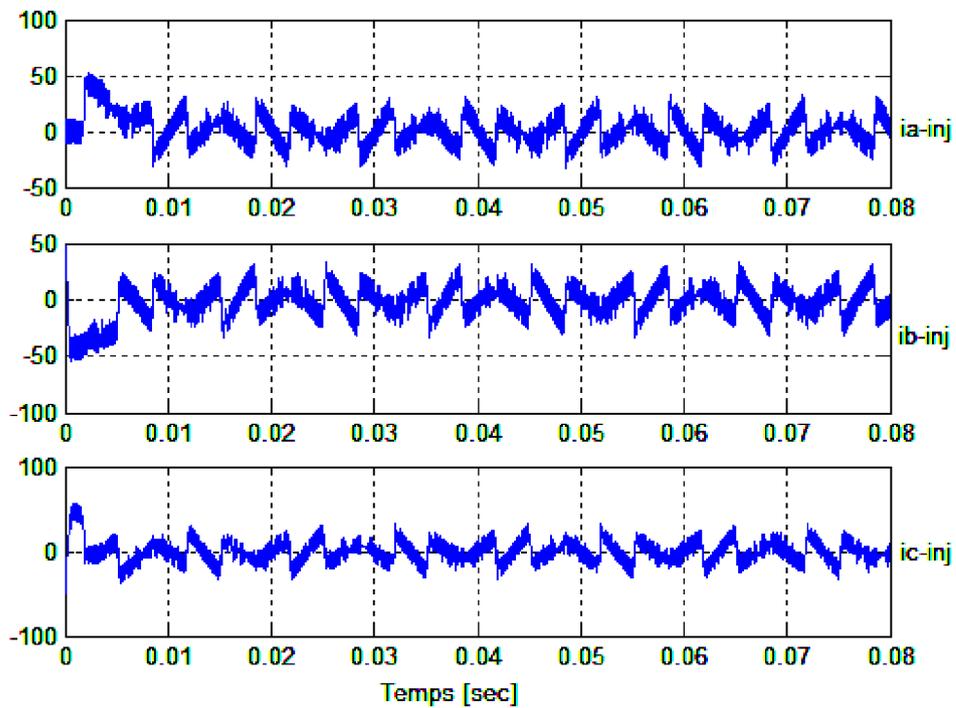


Figure 3.7 Courants harmoniques injectés

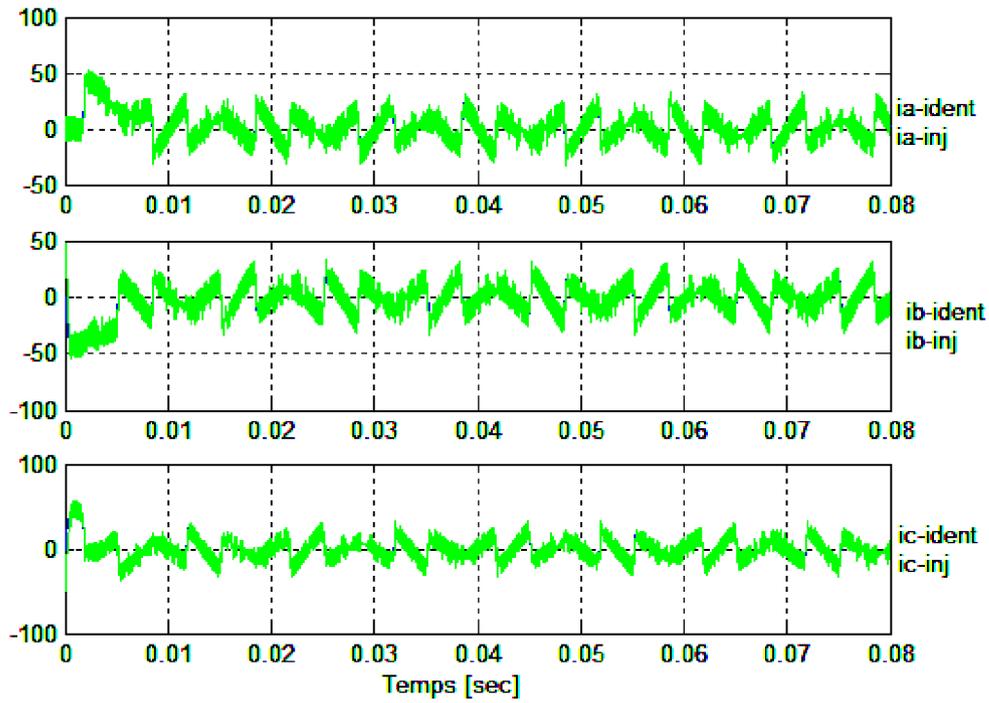


Figure 3.8 Superposition des courants harmoniques identifiés et injectés

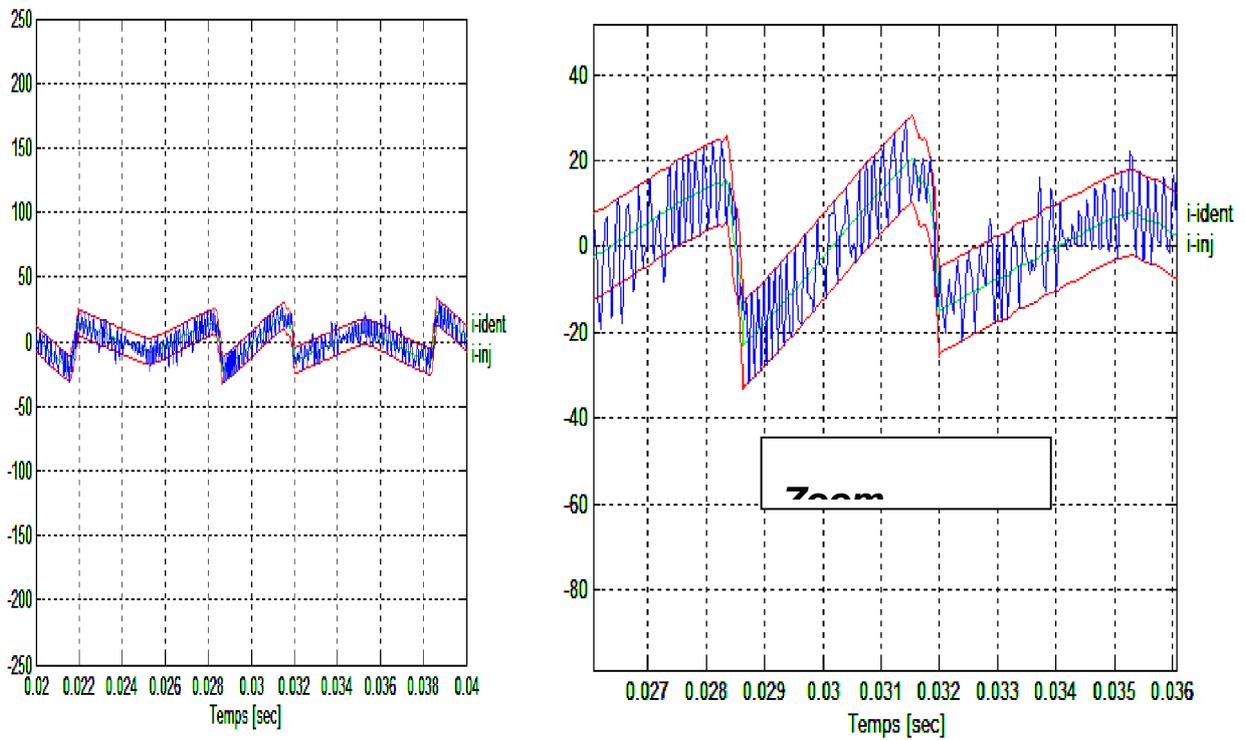


Figure 3.9 Courants de référence et injecté dans la bande hystérésis

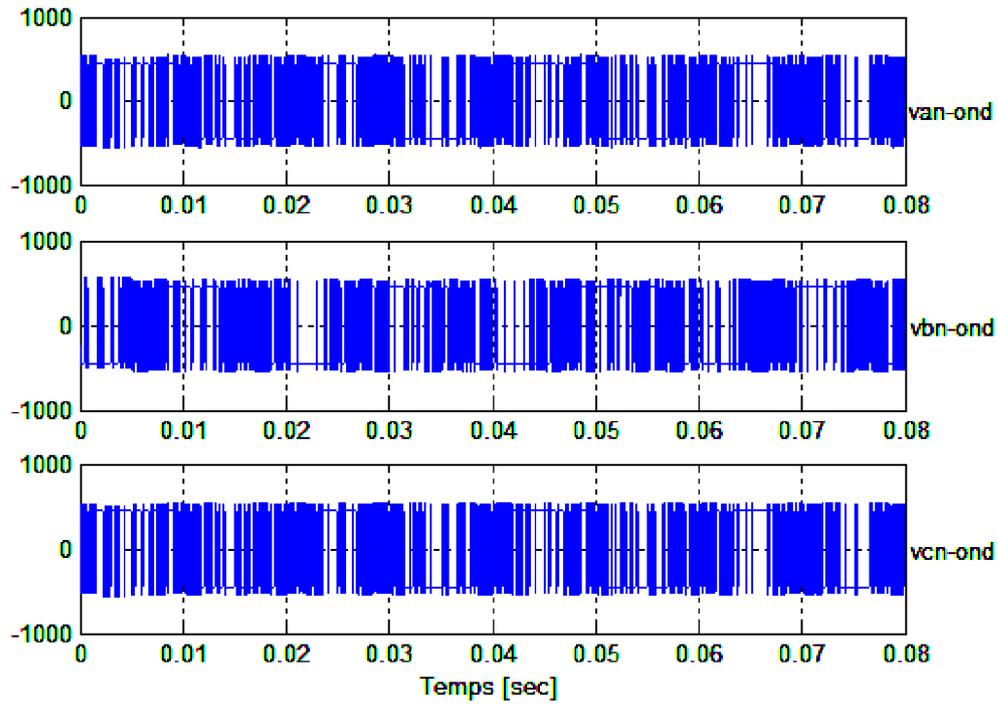


Figure 3.10 Tensions simples à la sortie de l'onduleur

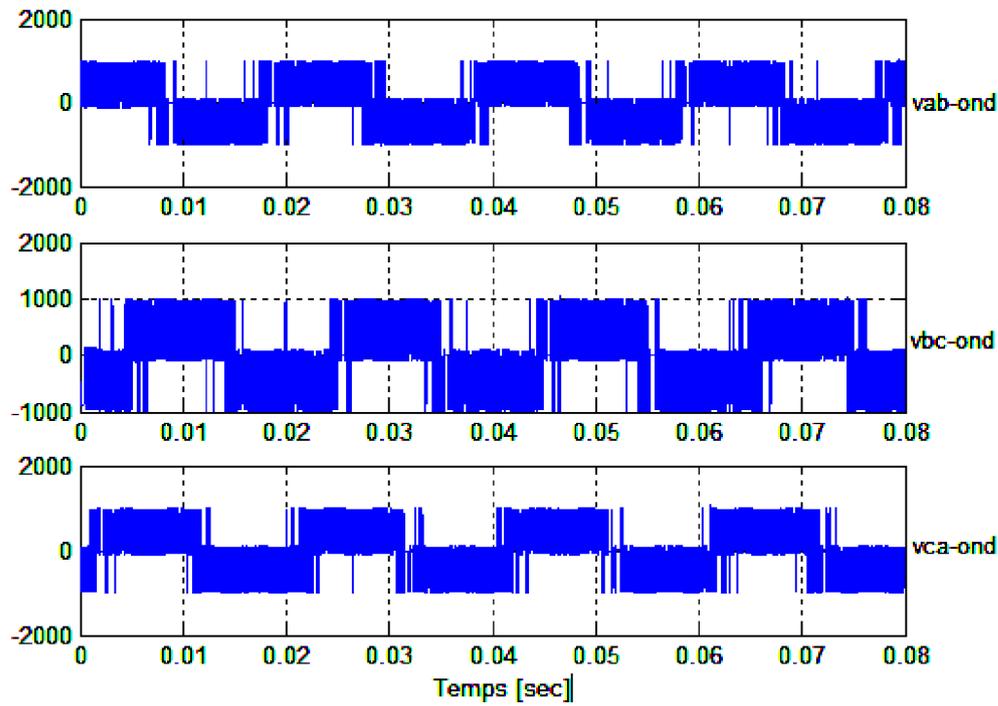


Figure 3.11 Tensions composées à la sortie de l'onduleur

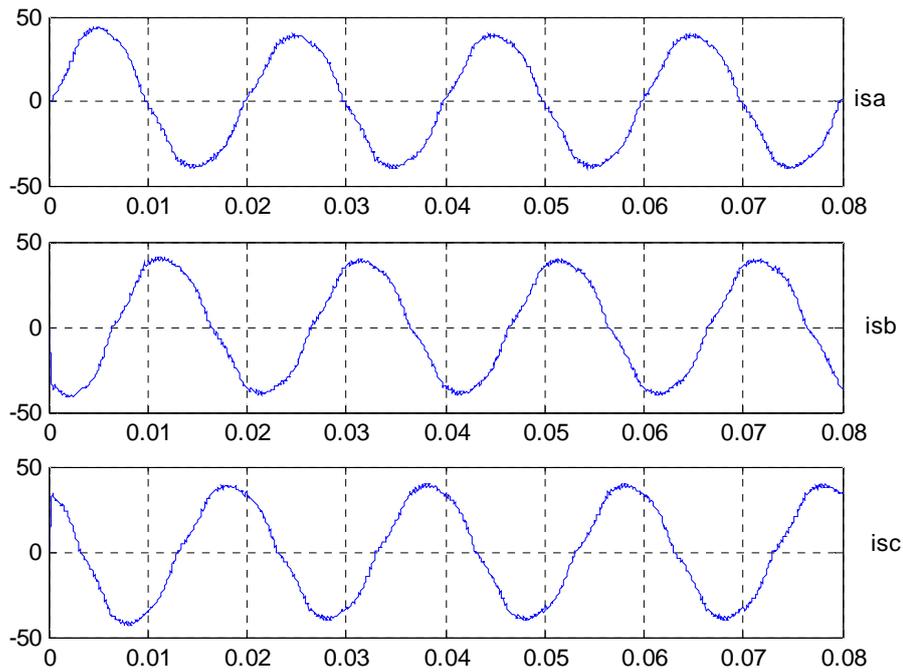


Figure 3.12 Courants de source

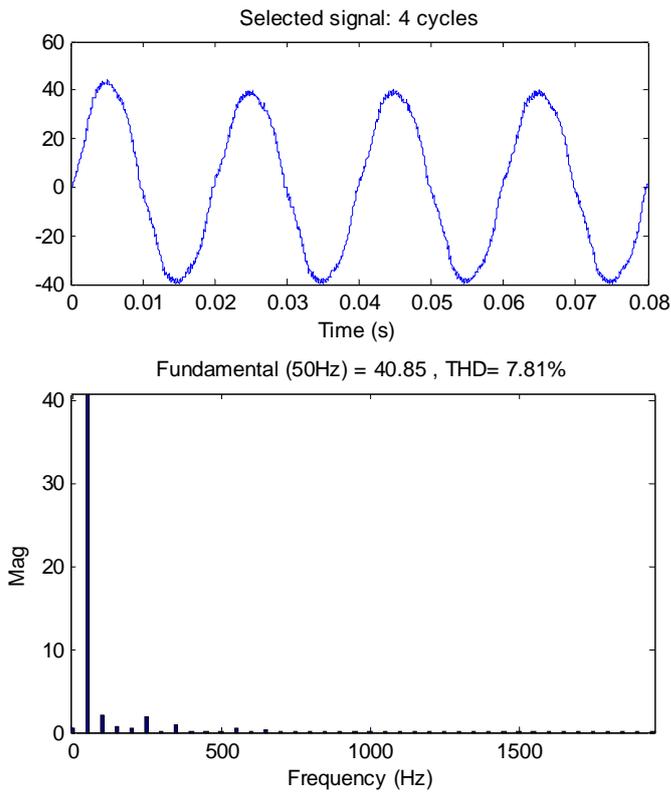


Figure 3.13 Spectre du Courant de la phase-a

3.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons considéré particulièrement la compensation des harmoniques des courants à l'aide d'un filtre actif parallèle.

Dans la première partie, nous avons introduit les notions sur la structure générale d'un tel filtre. Puisque l'élément essentiel de sa constitution étant la présence d'un onduleur, nous avons alors, présenté une étude sur son modèle.

Dans la deuxième partie, nous avons validé notre étude par une simulation numérique. L'analyse temporaire et fréquentielle des grandeurs courants avant et après compensation montrent l'intérêt de l'utilisation du filtre actif parallèle dans la compensation des courants perturbés.

Chapitre IV

FILTRE ACTIF SERIE

Introduction

En vue de dépolluer le réseau électrique et de maintenir la tension sinusoïdale, aux bornes de la charge quelque soit le courant absorbé par celle-ci; on doit compenser les harmoniques. Cependant, l'objectif de l'étude de ce chapitre est l'amélioration des performances de la compensation des harmoniques de la tension à partir d'une structure de *filtre actif série* (FAS). Ainsi, dans un premier temps, nous étudierons la structure générale et le principe de compensation du filtre actif série. Puis, dans un second temps, nous monterons la validation de la structure adaptée à travers plusieurs essais de simulation. Aussi, nous présentons la structure du PLL, et son principe.

4.1 Filtre actif série

Le filtrage actif série est une solution pour protéger les charges sensibles contre les perturbations de tension du réseau électrique. Il se comporte comme une source de tension qui engendre des tensions (v_{fa}) s'opposant aux tensions harmoniques (v_{sh}) venant du côté source et à la chute de tension harmonique ($z_s i_{dh}$). Le circuit du filtre actif série, illustré par la figure 4.1, joue le rôle d'un compensateur de tension.

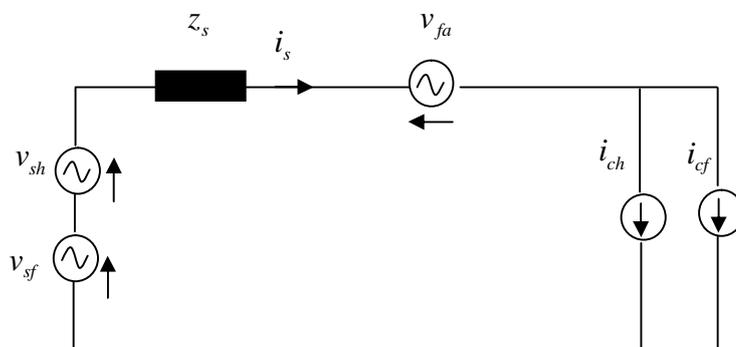


Figure 4.1 Principe du filtre actif série

4.2. Structure générale du filtre actif série

Plusieurs structures du filtre actif série ont été proposées dans la littérature [24],[25]. La plus utilisée est présentée sur la figure 4.2. Cette structure, est composée d'une *partie puissance* et d'une partie *contrôle commande*.

Le filtre actif série s'insère entre le réseau perturbé et la charge à protéger par l'intermédiaire d'un transformateur d'injection de tension.

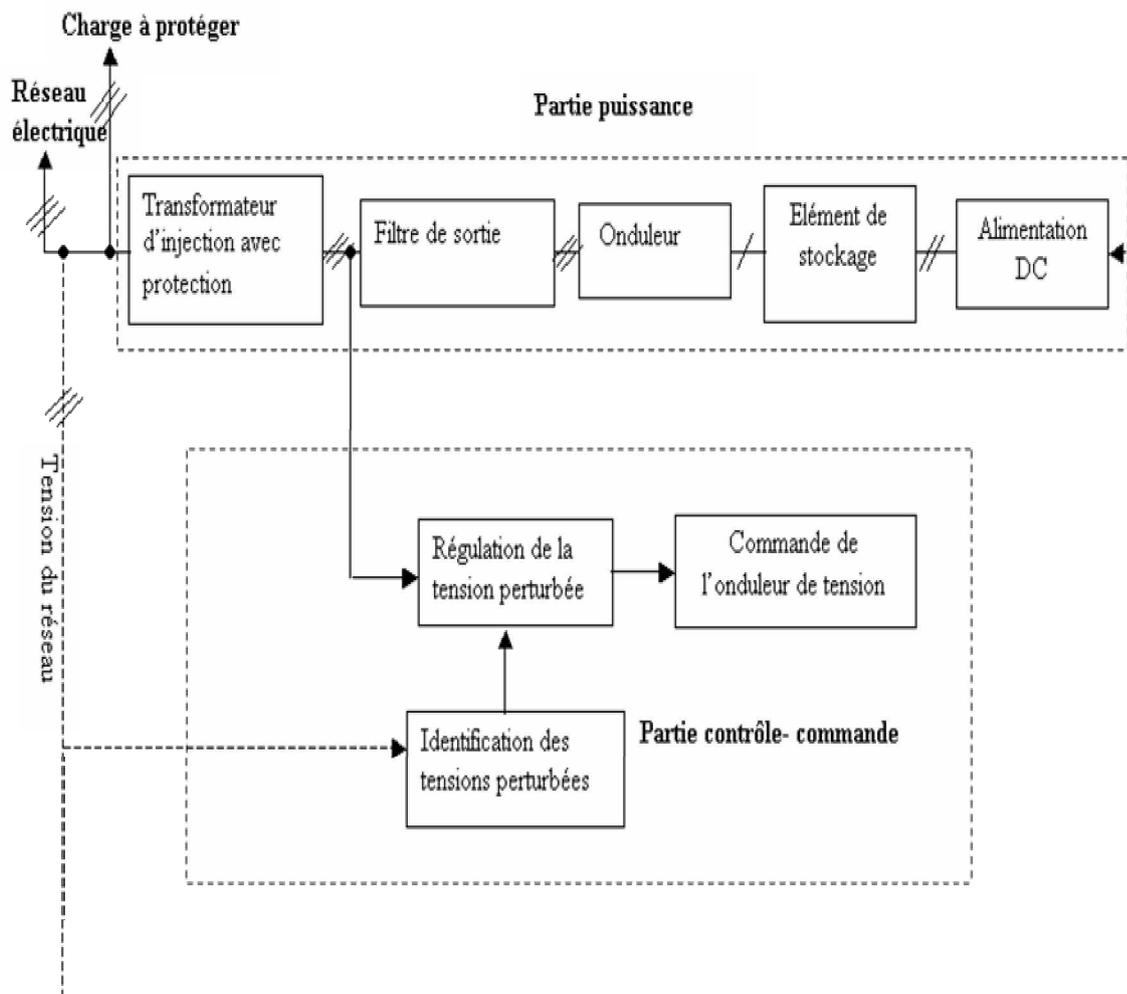


Figure 4.2 Structure générale du filtre actif série

4.2.1 Partie puissance

Dans cette partie, on va détailler les éléments constitutifs du FAS. Nous commencerons par l'étude de l'onduleur en passant par le filtre de sortie et nous terminerons par les transformateurs d'injection de tension.

4.2.1.1 Onduleur de tension

L'onduleur de tension réalise l'interface entre deux types de sources :

- Source de courant du coté alternatif;
- Source de tension du coté continu

La présence de ces sources impose le respect des règles de fonctionnement suivantes [7] :

- La source de tension aux bornes de l'onduleur ne doit pas être court-circuitée, par conséquent deux interrupteurs d'un même bras doivent être commandés d'une manière complémentaire.

La source de courant coté alternatif ne doit pas être en court-circuit, d'où la mise en antiparallèle de diodes avec les interrupteurs.

L'onduleur de tension (figure 4.3) se compose de six interrupteurs commandés à la fermeture et à l'ouverture (IGBT, GTO), repartis d'une façon symétrique sur trois bras, montés avec des diodes en antiparallèle avec des diodes.

4.2.1.2 Système de stockage de l'énergie

Le choix d'un système de stockage à deux condensateurs (C_{dc1} , C_{dc2}) avec un point milieu [26], comme le montre la figure 4.3, permet d'assurer aux bornes des condensateurs, une tension continue V_{dc} sans fluctuation. Cela permet aux trois phases du filtre actif série de fonctionner indépendamment, ce choix dans le cas de l'utilisation du filtre actif parallèle aurait dégradé la dynamique [27]. En effet, un système de stockage sans point milieu permet d'avoir une tension maximale à la sortie de l'onduleur d'une valeur de $v_f = 2 \cdot v_{dc} / 3$, d'une valeur maximale de $v_{dc} / 2$ mais dans le cas d'une structure avec un point milieu.

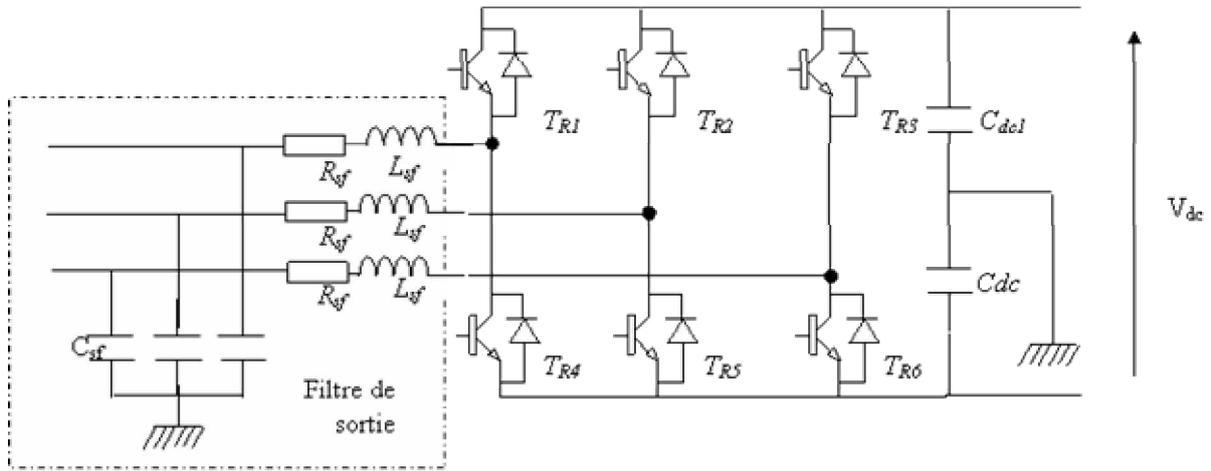


Figure 4.3 Partie puissance du filtre actif série

4.2.1.3 filtre de sortie

Le filtre de sortie d'un filtre actif série est généralement un filtre passif du deuxième ordre (R_f , L_f , C_f) comme le montre les figures 4.3 et 4.4. L'ensemble onduleur et filtre de sortie se comportent comme une source de tension où le filtre de sortie sert à atténuer les composantes dues aux commutations de l'onduleur et à connecter le filtre actif au réseau électrique de distribution.

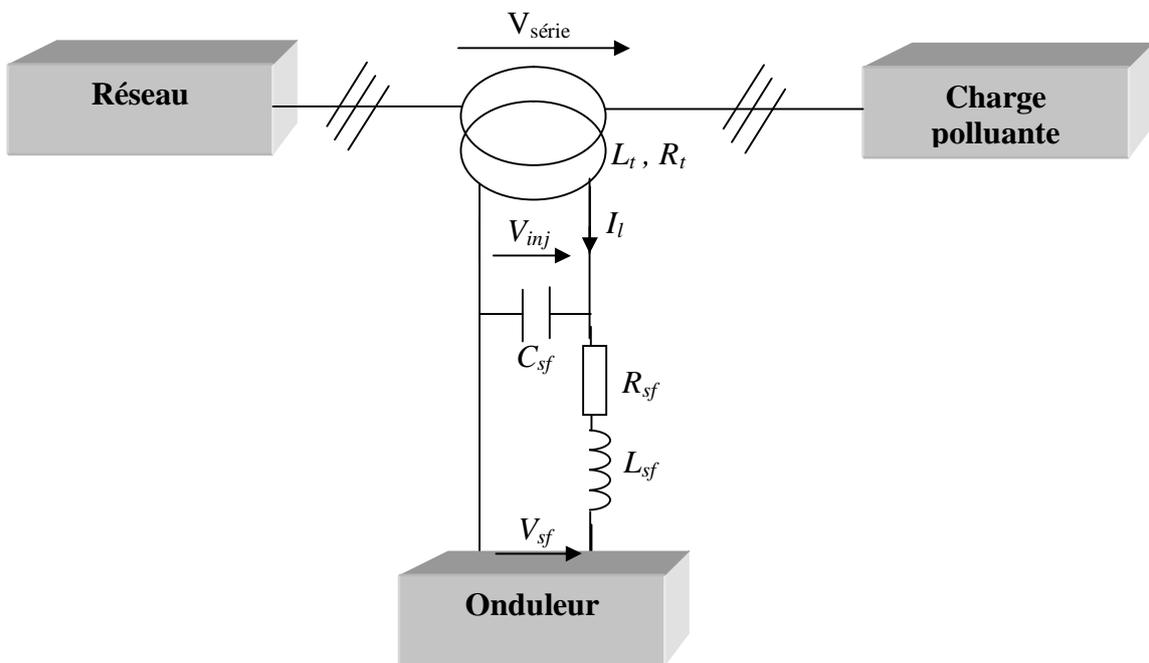


Figure 4.4 Schéma du filtre de sortie pour un FAS

4.2.1.3.1 Modélisation du filtre de sortie

A partir de la figure 4.4, on obtient :

$$V_{inj}(s) = \frac{B_1(s)}{A(s)} V_{sf}(s) + \frac{B_2(s)}{A(s)} i_l(s) \quad (4.1)$$

où

V_{sf} : la tension de sortie de l'onduleur ;

V_{inj} : la tension aux bornes du condensateur C_{sf} ;

i_l : courant de la charge à protéger.

Et,

$\frac{B_1(s)}{A(s)}$: fonction du transfert du filtre de sortie du système d'origine.

$\frac{B_2(s)}{A(s)}$: fonction du transfert du modèle de perturbation.

Ces perturbations sont causées par le passage du courant de la charge à protéger i_l .

Avec,

et :

$$\begin{cases} A(s) = a_1 s^2 + a_2 s + a_3 \\ B_1(s) = b_0 \\ B_2(s) = (b_{21} s + b_{22}) \end{cases} \quad (4.2)$$

où

$$\begin{cases} a_1 = L_{sf} \cdot C_{sf} \\ a_2 = R_{sf} \cdot C_{sf} \\ a_3 = 1 \\ b_0 = 1 \\ b_{21} = L_{sf} \\ b_{22} = R_{sf} \end{cases} \quad (4.3)$$

La fréquence de résonance du système d'origine est donnée par la relation suivante :

$$f_{cr} = \frac{1}{2\pi \sqrt{L_{sf} C_{sf}}} \quad (4.4)$$

Et, le facteur de qualité est donné par l'équation :

$$Q = \frac{1}{R_{sf}} \cdot \sqrt{\frac{L_{sf}}{C_{sf}}} \quad (4.5)$$

Donc on doit dimensionner le filtre de sortie pour empêcher les composantes dues à la fréquence de commutation de se propager sur le réseau électrique.

4.2.1.4 Transformateurs d'injection

Les transformateurs d'injection (L_b, R_t), en série avec le réseau électrique permettent d'injecter avec le taux de transformation souhaité la tension produite par l'onduleur. Ces transformateurs, considérés comme des transformateurs de courant, permettent grâce à leur caractéristiques magnétiques de saturation de contribuer à la protection du filtre actif série contre les défauts du coté charge [28].

Les désavantages dûs à l'emploi de ces transformateurs, sont leurs coûts élevés et leurs chutes de tension causées par leurs inductances de fuite (L_b, R_t). Pour palier à cet inconvénient, un filtre actif série à base d'un onduleur multicellulaire et un seul bus continu a été proposé [25].

Dans notre travail, on utilise trois transformateurs d'injection de tension à taux de transformation unitaire [29], dimensionnés pour supporter le courant de la charge et la tension maximale injectée au réseau électrique.

4.2.2 Partie contrôle commande

Les éléments principaux de la partie contrôle et commande du filtre actif série sont :

- La commande de l'onduleur;
- La méthode d'identification des tensions perturbatrices appropriées;
- La régulation des tensions injectées au réseau électrique.

4.2.2.1 Commande de l'onduleur

Les deux principaux types de commande des onduleurs sont :

- La commande par modulation de largeur d'impulsion (MLI).
- La commande par hystérésis

a- Commande en MLI

Elle consiste à comparer une onde modulatrice de référence (V_{ref}) avec une onde porteuse triangulaire (V_p) comme le montre la figure 4.5.

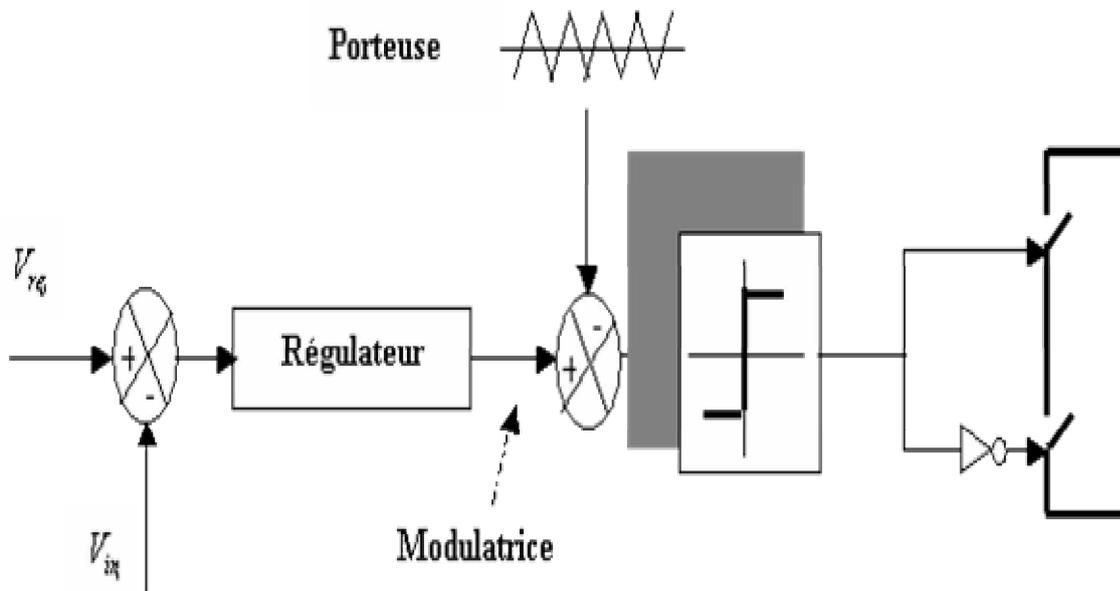


Figure 4.5 Principe de la commande MLI

La tension de sortie de l'onduleur V_{sf} est égale à :

$$\begin{cases} V_{sf} = K \cdot V_{entrée} \\ K = \frac{V_{dc}}{2 \cdot \hat{V}_p} \end{cases}$$

avec : \hat{V}_p : la valeur crête de la tension de la porteuse ;

V_{dc} : la valeur crête de la tension continu à l'entrée de l'onduleur.

b- Commande à hystérésis

C'est une commande non linéaire qui utilise l'erreur entre la tension de référence et la tension produite à la sortie du filtre de l'onduleur (figure 4.6). Cette erreur est comparée à la bande d'hystérésis. Ainsi, dès que l'erreur atteint le minimum ou le maximum de la bande, un ordre de commande est envoyé de manière à rester à l'intérieur de la bande.

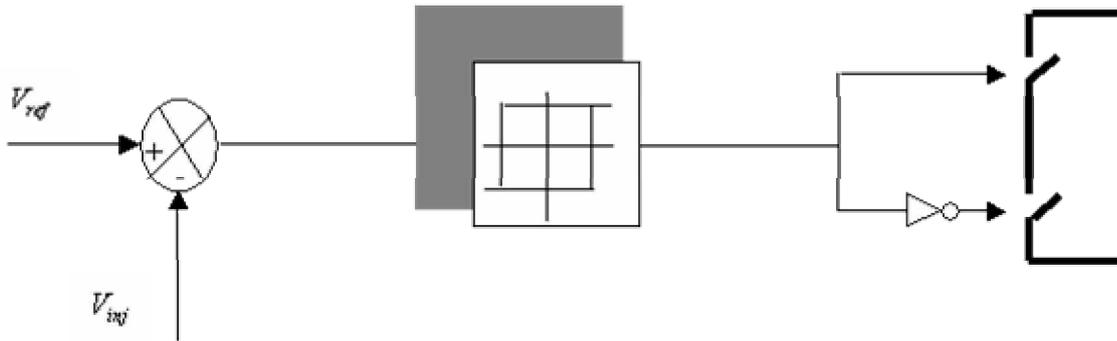


Figure 4.6 Principe de commande par hystérésis

4.2.2.2. 1 Identification des tensions perturbatrices basée sur PLL

La méthode d'identification sert à calculer les tensions à injectées par l'onduleur pour dépolluer la tension aux bornes de la charge. Ces tensions perturbatrices représentent les tensions déséquilibrées et harmoniques, et les creux de tension.

Plusieurs méthodes ont déjà été proposées dans la littérature [30]. La plus simple parmi elles, est basée sur le calcul des composantes symétriques dans le repère de Park (d, q), et exigent une bonne connaissance du réseau électrique en présence des harmoniques de tension. Leurs défauts résident dans la complexité de calcul et d'implantation. Dans le paragraphe suivant, nous présentons une méthode d'identification des tensions perturbatrices basée sur l'utilisation du système à base d'une boucle à verrouillage de phase ou en anglais : Phase Locked Loop (PLL) .

4.2.2.2.1 Structure générale du système PLL

la figure 4.7, illustre la structure du système à base de PLL. Elle est utilisée pour extraire la phase (δ_d) de la composante fondamentale directe de tension [30] et de calculer l'amplitude de la composante directe (V_d) en utilisant un filtre passe-bas [31].

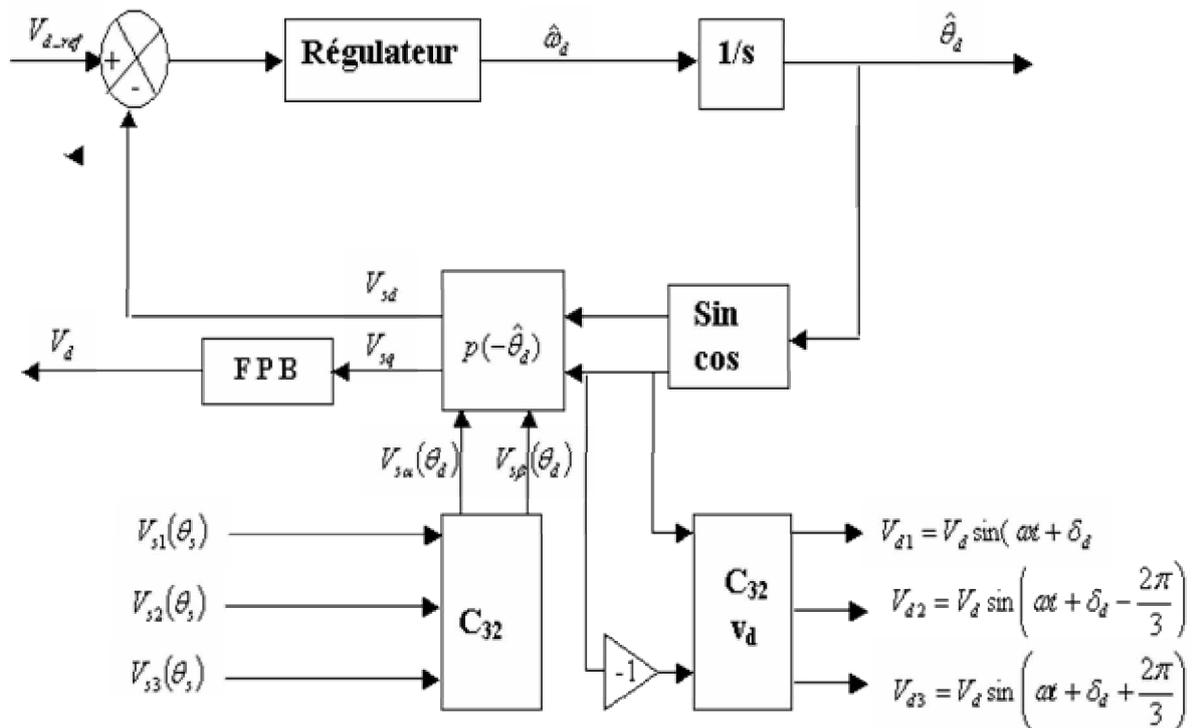


Figure 4.7 schéma global du système à base de PLL

4.2.2.2.2 Principe de l'utilisation de PLL

La technique PLL est la plus utilisée pour l'extraction de la composante directe de la tension du réseau. C'est un système asservi comprenant un régulateur (PID, RST.....) pour la détection de la pulsation directe de la tension et utilisant une transformation pour passer dans le repère de Park. Des travaux récents montrent l'avantage d'utiliser un régulateur RST amélioré (RST_{am}) au lieu d'un régulateur RST classique ou d'un régulateur PID [7].

Les tensions mesurées au point de raccordement sont données par les expression suivantes :

$$\begin{aligned} V_{s1} &= \sqrt{2} \cdot V \sin(\theta_s) \\ V_{s2} &= V \sin\left(\theta_s - \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_{s3} &= V_d \sin\left(\theta_s + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (4.6)$$

Dans le cas où la tension du réseau est sinusoïdale et équilibrée, on aura :

$$v = v_d \quad \text{et} \quad \theta_s = \theta_d \quad (4.7)$$

Avec $\theta_d = \omega_d t + \delta_d$

Et $\omega_d = \omega_s$ (pulsation de la tension du réseau), δ_d (l'angle de la composante directe de la tension du réseau). On calcule les composantes de tension directe et en quadrature v_{sd} et v_{sq} , dans le repère de Park, en appliquant d'abord la transformation (α, β) , puis celle de Park (d, q) avec un angle de rotation θ_d .

Cette approche de calcul est regroupée dans la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \end{bmatrix} = [T_{3,2}]^T \cdot p(-\hat{\theta}_d) v_{s1,2,3}(\theta_d) = \sqrt{3}v_d \begin{bmatrix} \sin(\theta_d - \hat{\theta}_d) \\ -\cos(\theta_d - \hat{\theta}_d) \end{bmatrix} \approx \sqrt{3}v_d \begin{bmatrix} \sin(\Delta\theta_d) \\ -\cos(\Delta\theta_d) \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

L'asservissement de phase sera réalisé lorsque $\Delta\theta_d = 0$, dans ce cas, l'angle de la tension du réseau et l'angle estimé de $\hat{\theta}_d$ sont égaux. Ainsi, nous pouvons écrire :

$$v_{sd} = 0 \quad \text{et} \quad v_{sq} = -\sqrt{3}v_d \quad (4.9)$$

Dans la relation (4.9), on remarque que pour obtenir, dans le même temps, l'angle et l'amplitude de la composante directe de tension $(\hat{\theta}_d, v_d)$, la tension directe v_{sd} doit être nulle. Cela implique que la tension directe de référence v_{d-ref} doit être nulle. Après avoir verrouillé, nous utilisons ces paramètres $(\hat{\theta}_d, v_d)$ pour reconstituer la composante directe triphasée de tension $(v_{d1,2,3})$ qui serait égale à la tension du réseau $v_{s1,2,3}$, si celle-ci était saine [1][7][30].

4.2.2.3. Résultat de simulations et interprétation du PLL

Notre premier essai a consisté à extraire la composante directe de la tension dans le cas d'un déséquilibre de tension $1.4 V_a$ entre les instants 0.2 et 0.4 seconde (voir la figure 4.8) .On y distingue , l'allure des trois tensions considérées , la composante directe extraite, l'allure du sinus l'angle de phase de la composante fondamentale directe, et finalement la superposition des deux premières.

La figure 4.9 a , montre l'évolution de ces dernières grandeurs lorsqu'on considère que les phases présentent en plus de leurs fondamentales (rang 1, 50 Hz), les harmoniques d'ordre 5 et 7. La figure 4.9 b , est un Zoom entre 0.15 et 0.25 sec , pour bien voir le comportement du PLL lors d'une présence d'un réseau pollué .

La figure 4.10a , illustre l'évolution des mêmes grandeurs, lorsqu'on considère que les phases présentent un déséquilibre de tension et la présence des deux harmoniques considérées dans le cas précédent . On remarque, que le comportement du PLL reste fiable et la composante directe est normalement extraite. De même la figure du dessous présente le Zoom sur un tel cas. Finalement, nous avons considéré dans le cas de la figure 4.10, un creux de tensions de phases.

Alors , à l'issues de cette analyse, on peut conclure que le système à verrouillage de phase (PLL) est de grande importance pour que le système d'identification demeure efficace quelque soit la nature des tensions d'entrées grâce auxquelles nous déterminerons par les méthodes d'identification les harmoniques qui servent évidemment comme références des grandeurs à injecter par le filtre pour dépolluer le réseau.

a- Cas d'une augmentation d'amplitude d'une seule phase

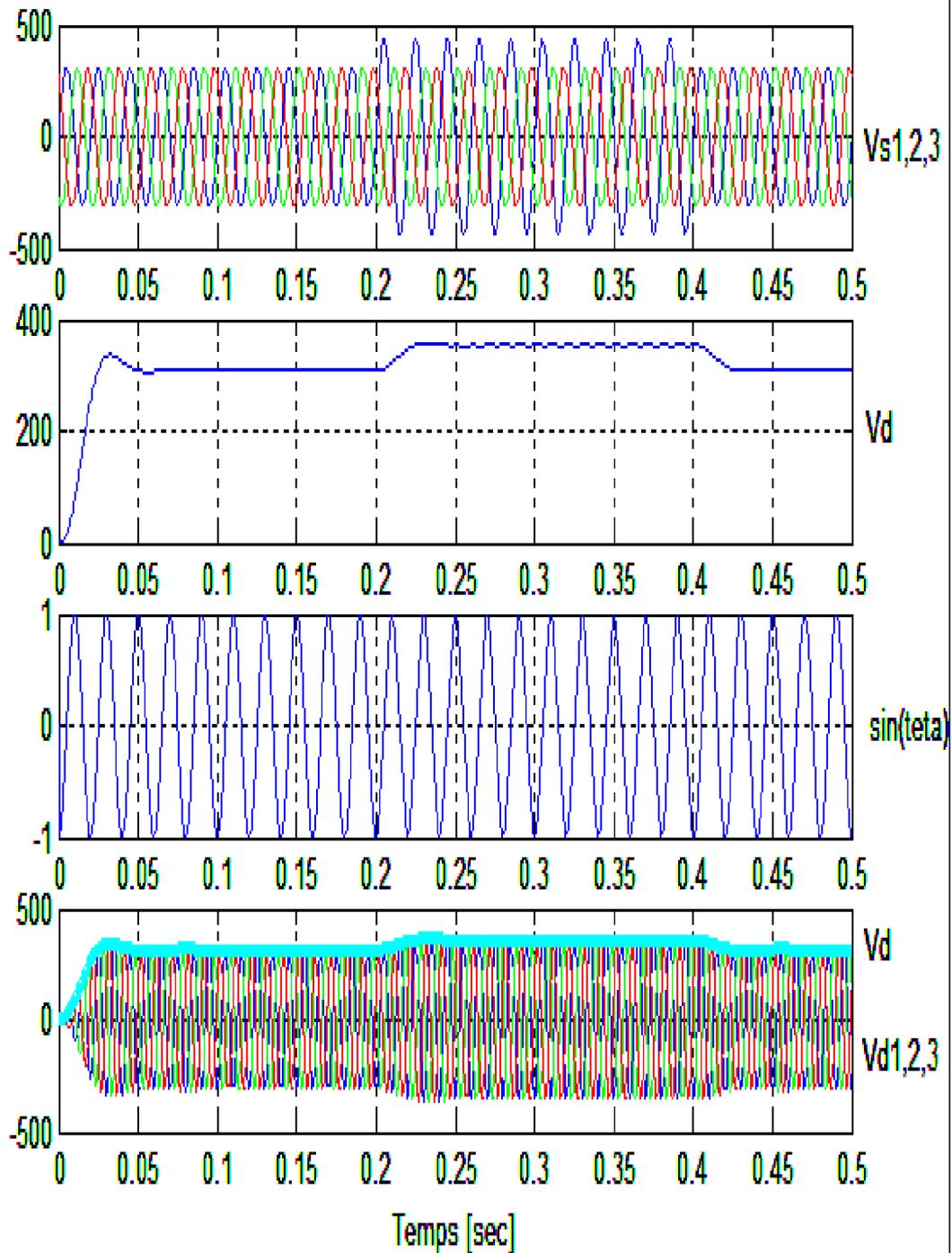
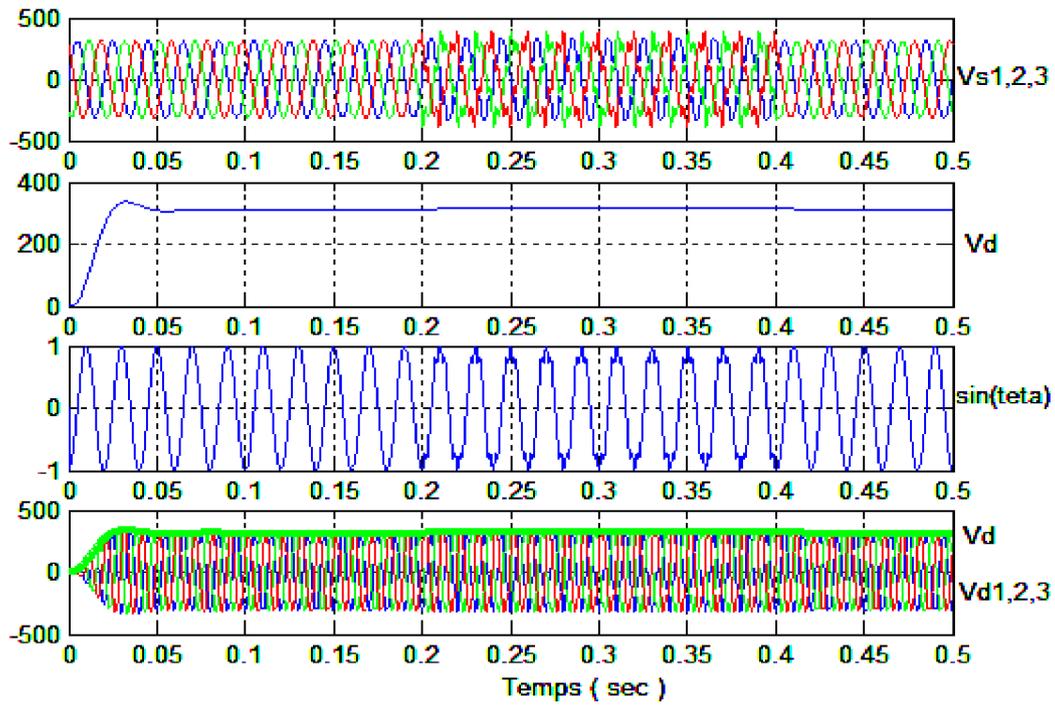
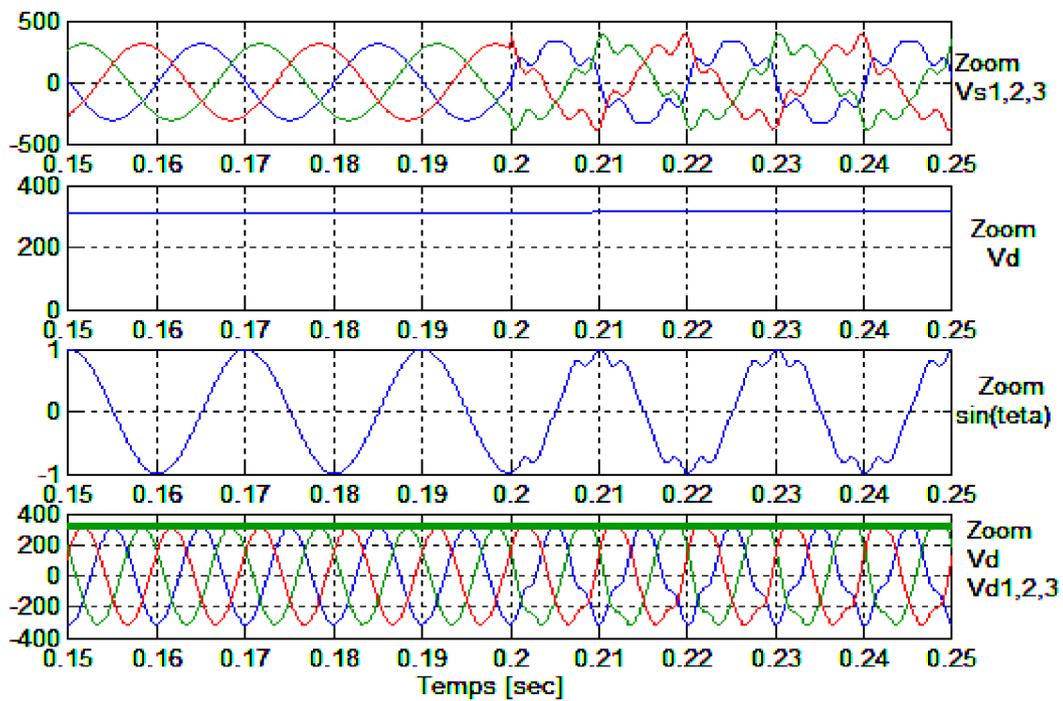


Figure 4.8 Augmentation de l'amplitude de la phase_a

b- Cas d'un réseau avec harmonique



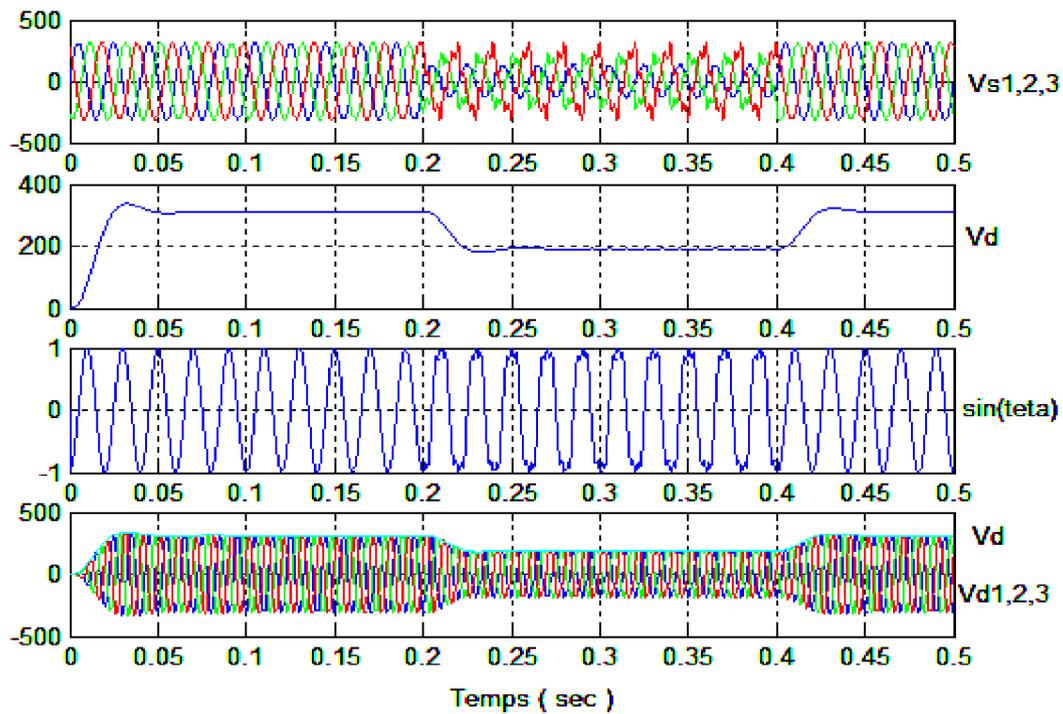
(a)



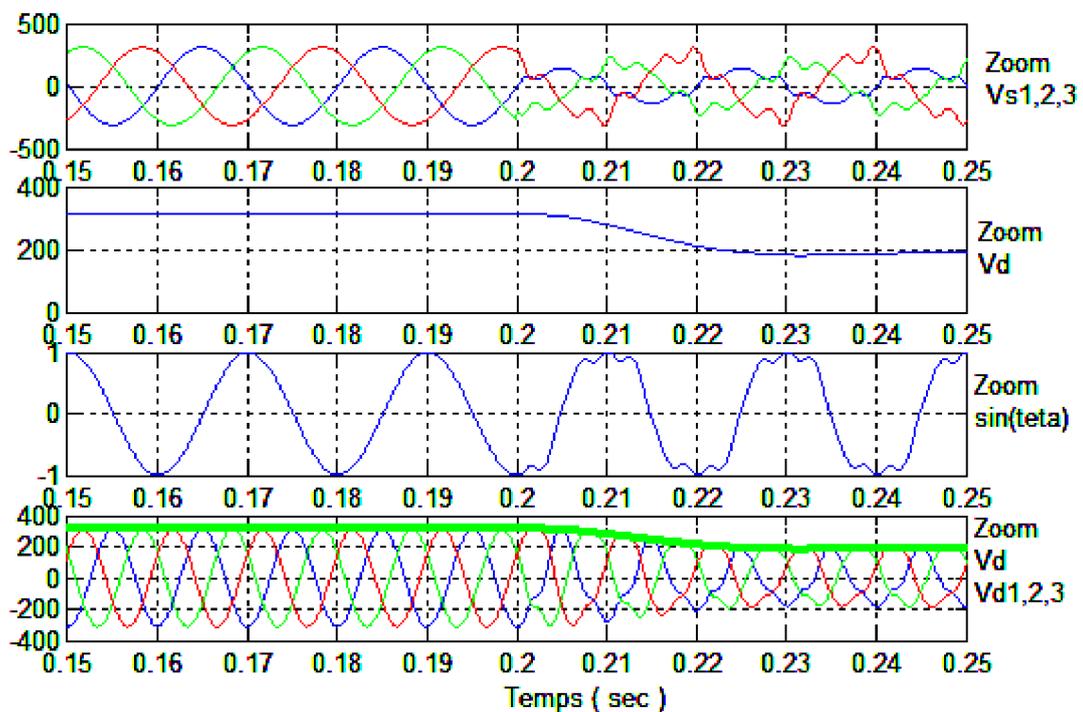
(b)

Figure 4.9 PLL dans un réseau harmonique

c- Cas d'un réseau avec harmonique et déséquilibré



(a)



(b) Une zoom

Figure 4.10 PLL dans un réseau avec harmonique et déséquilibré

d- Cas d'un creux de tension dans le réseau

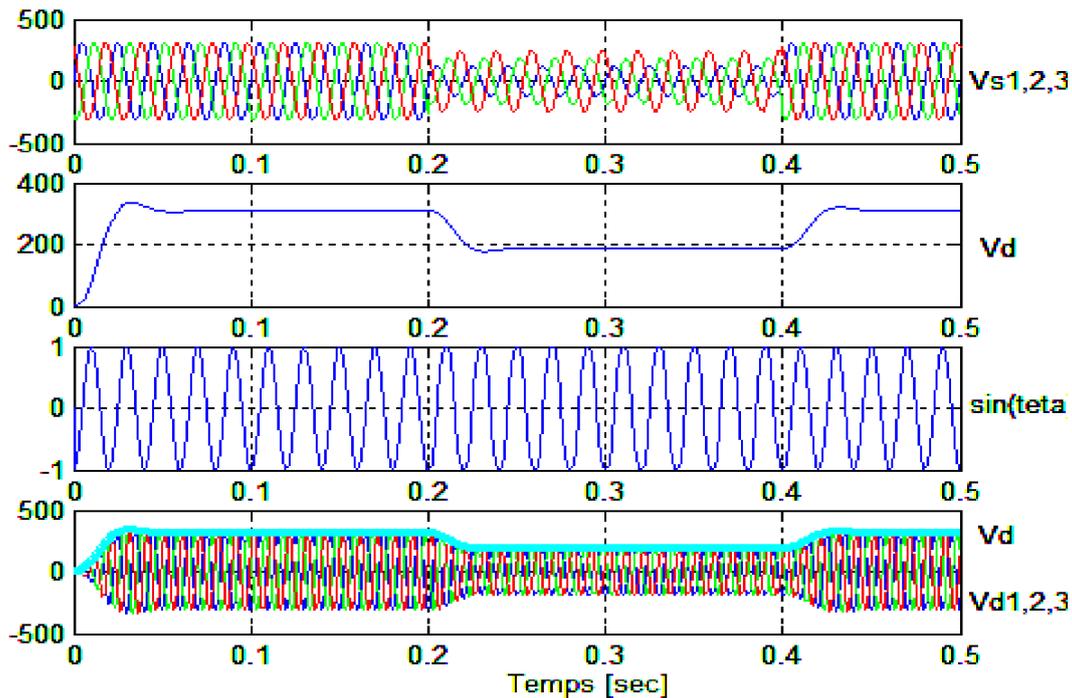


Figure 4.11 PLL dans une creux de tension au réseau

4.2.2.3. Algorithme d'identification des tensions perturbatrices basée sur le PLL pour le filtrage serie

La composante directe extraite par le système PLL est soustraite de la tension perturbée du réseau ($V_{s1,2,3}$) pour déterminer les composantes perturbatrices inverse et homopolaire de la tension ($V_{dif1,2,3}$). Mais, pour réguler la tension de la charge, la différence entre la composante continue de la tension désirée (V_{d-des}) et la composante continue fournie par la PLL (V_d) est introduite dans un bloc de transformation inverse de Park ayant un angle de rotation δ_d . Les tensions de sortie de ce bloc ($V_{r1,2,3}$) sont ajoutées aux composantes perturbatrices ($V_{dif1,2,3}$) pour former les références de la tension ($V_{ref 1,2,3}$). [32][33]. La figure 4.12, montre l'algorithme d'identification des tensions perturbatrices.

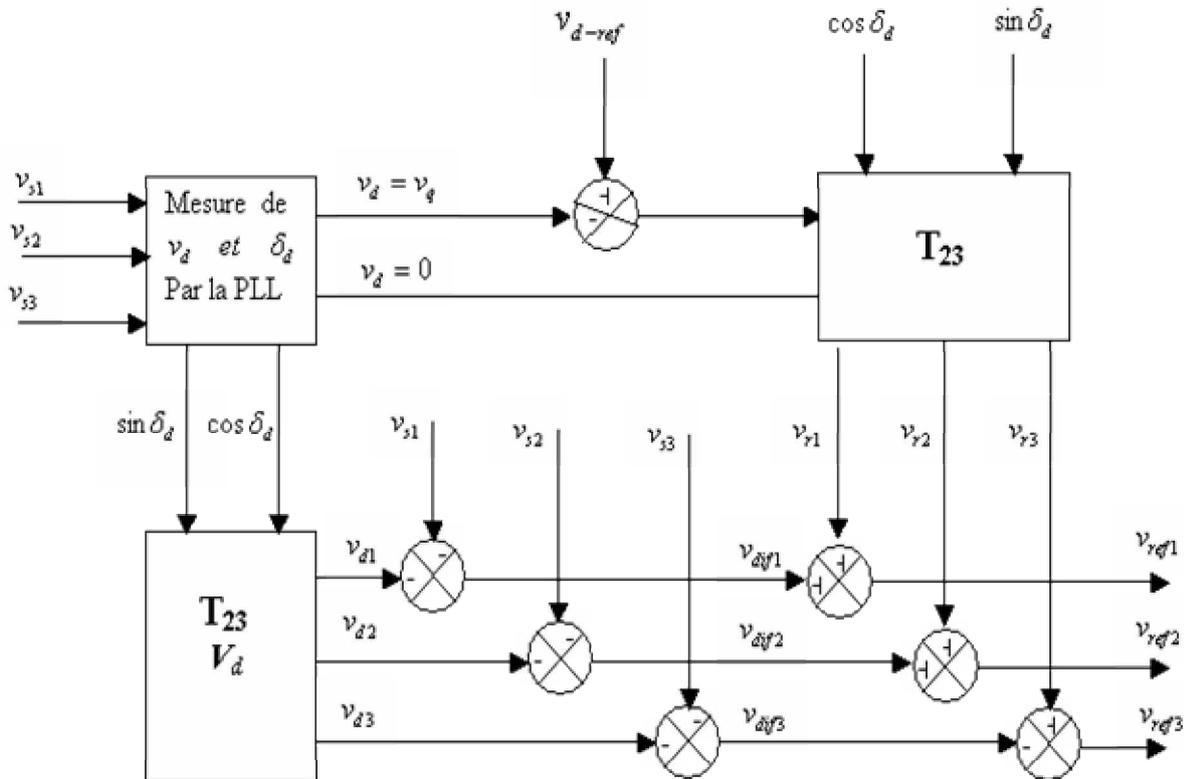


Figure 4.12 Algorithme d'identification des tensions basé sur le système PLL

4.2.2.4. Résultat de simulations et interprétation

Afin d'évaluer l'efficacité de cette méthode de compensation, deux cas de commande ont été considérés. Il s'agit de la commande à hystérésis et MLI de l'onduleur. Les résultats de simulations sont présentés dans les figures suivantes :

La figure 4.13, présente les tensions aux bornes de la charge. Elles sont loin d'être sinusoïdales, c'est pourquoi, l'objectif est d'abord d'extraire les tensions harmoniques existantes dans les signaux de ces tensions. Les tensions harmoniques en question, sont extraites dans ce cas par la méthode d'identification des tensions basée sur le système PLL et sont illustrées par la figure 4.14. En effet, cette figure présente les tensions harmoniques extraites et celles injectées par le filtre série lorsque ce dernier est commandé par hystérésis. Les courants de source sont présentés par la figure 4.16 et le spectre harmonique considéré pour la phase_a présente un THD=5.43%, selon la figure 4.16.

Les figures 4.13 jusqu'à 4.24, sont celles obtenues dans le cas où le filtre est commandé en Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI).

A) Avec commande à hystérésis du FAS

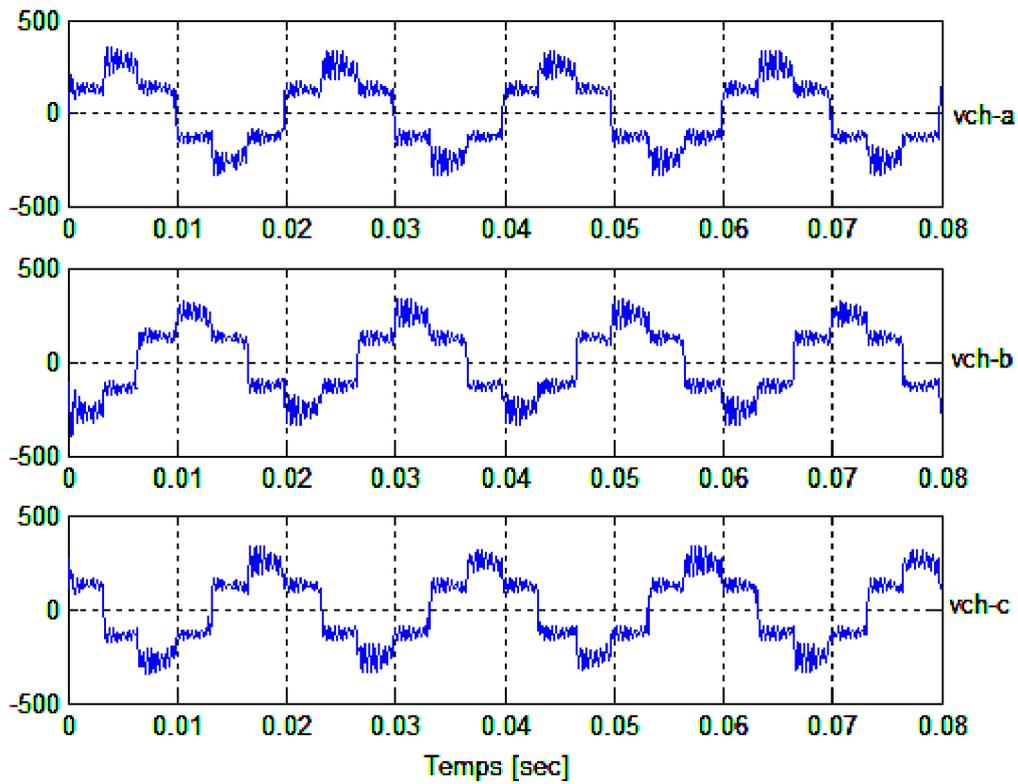


Figure 4.13 Tensions de la charge

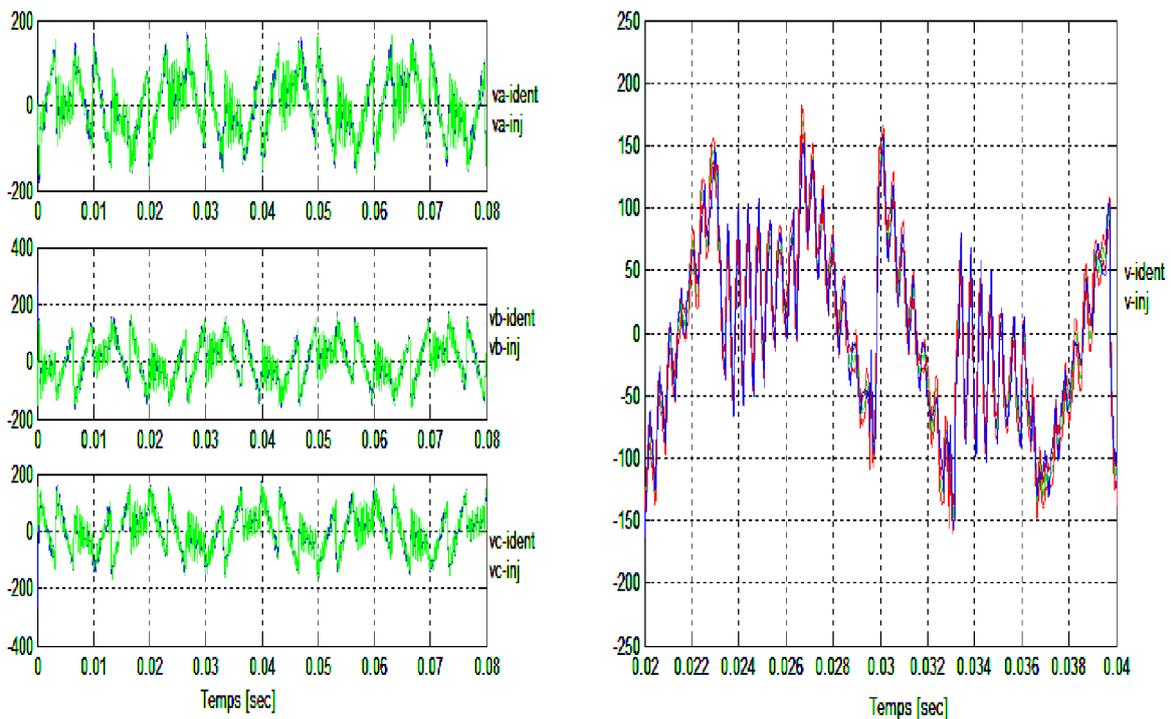


Figure 4.14 Superposition des tensions identifiées et injectées

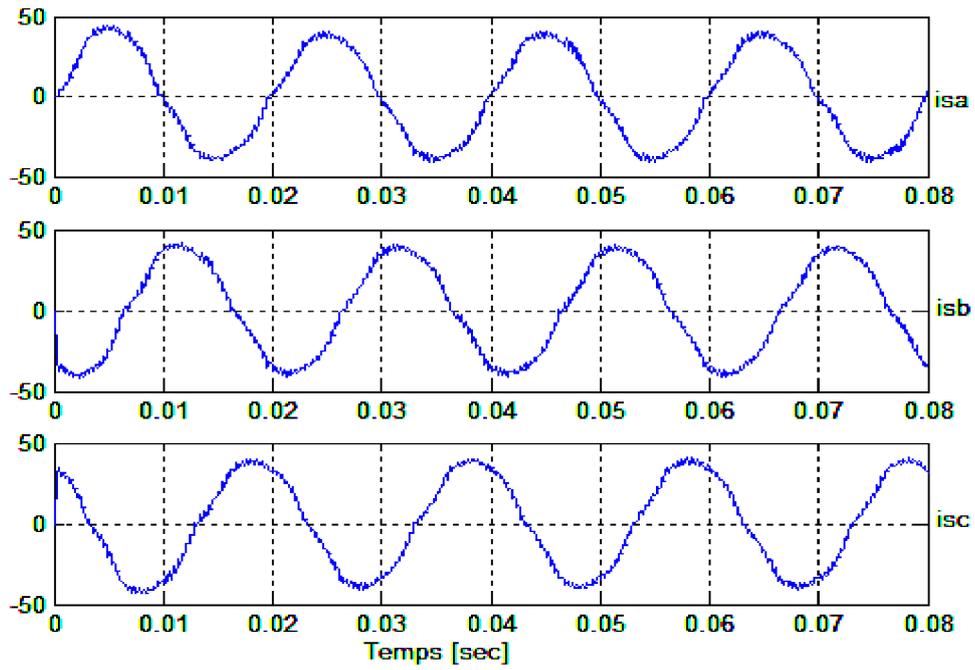


Figure 4.15 Courants de source

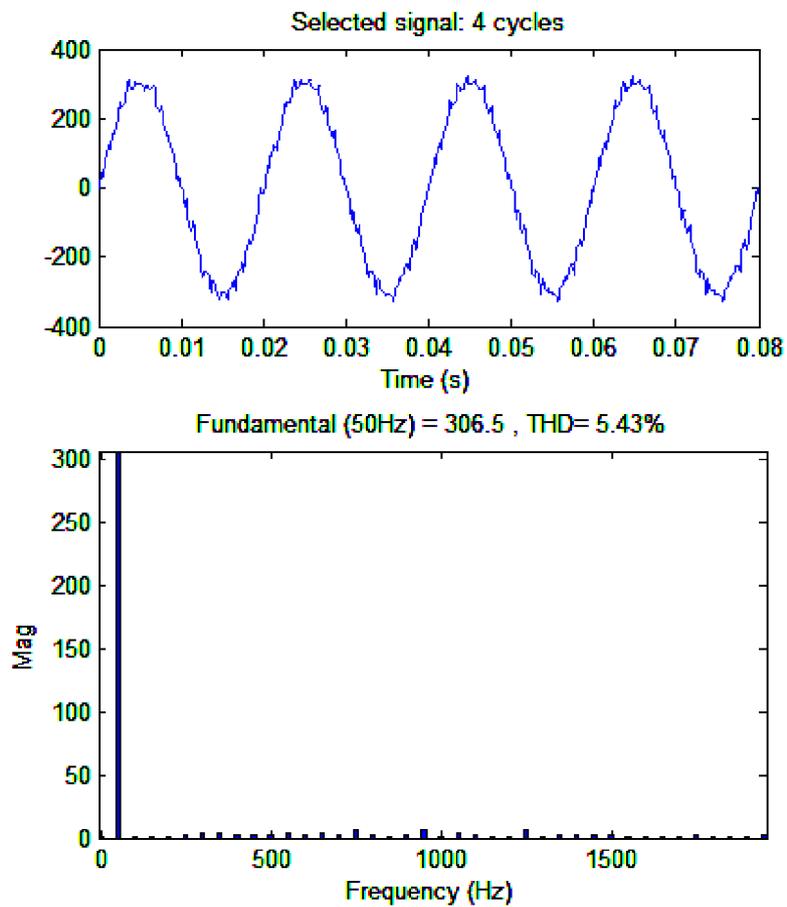


Figure 4.16 Spectre de la tension de la phase-a

B) Commande à Modulation de Largeur d'Impulsion du FAS

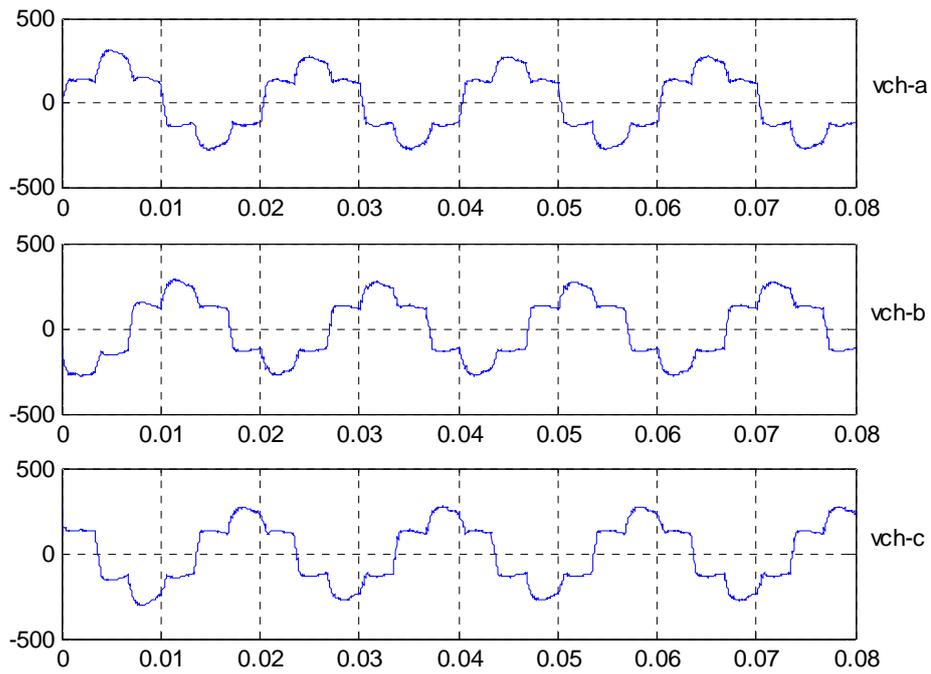


Figure 4.17 Tensions de charge

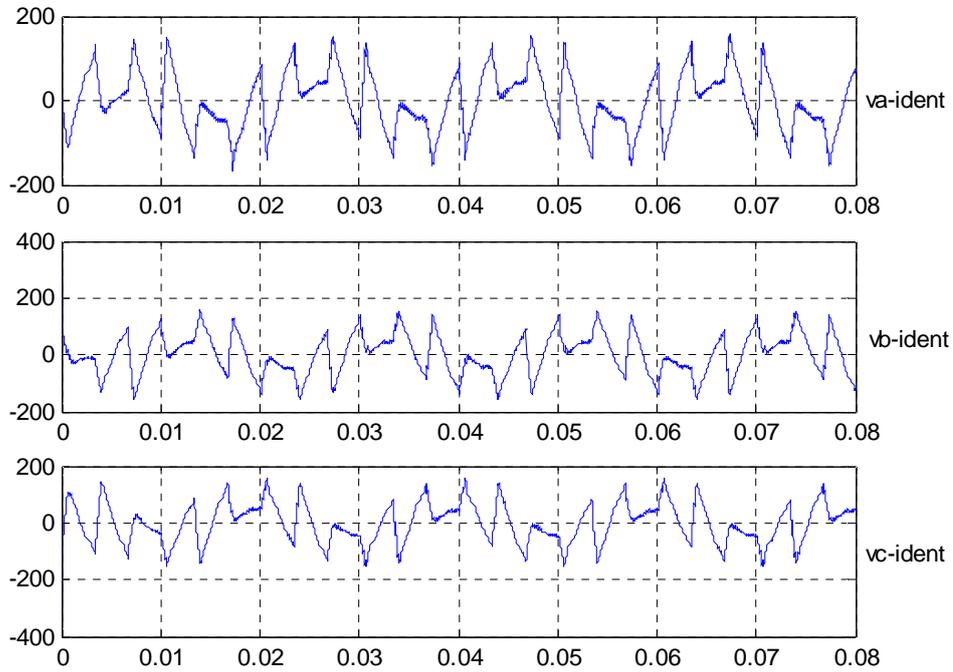


Figure 4.18 Tensions identifiées

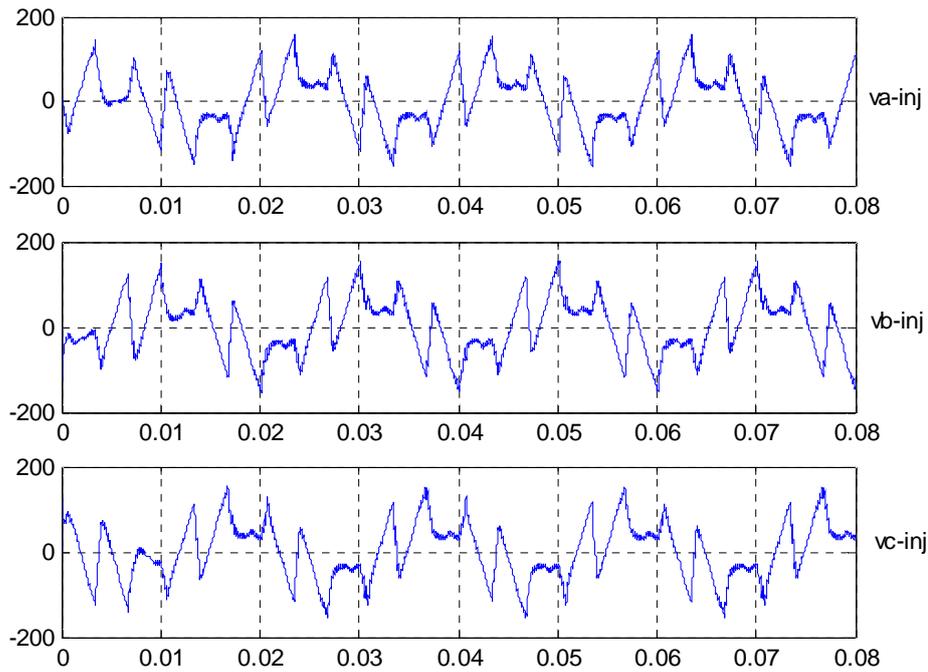


Figure 4.19 Tensions injectées

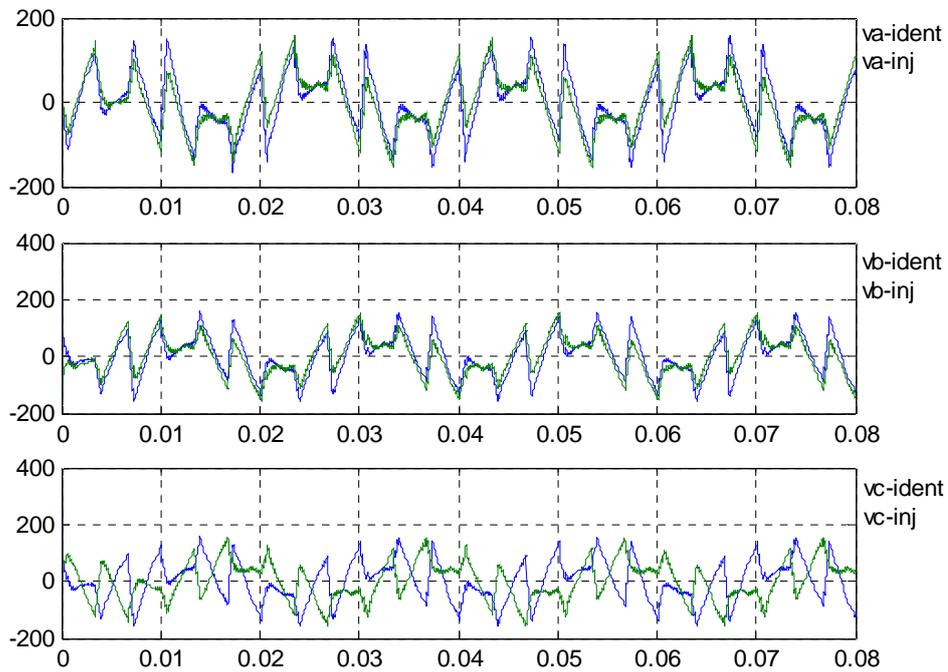


Figure 4.20 Superposition des tensions identifiées et injectées

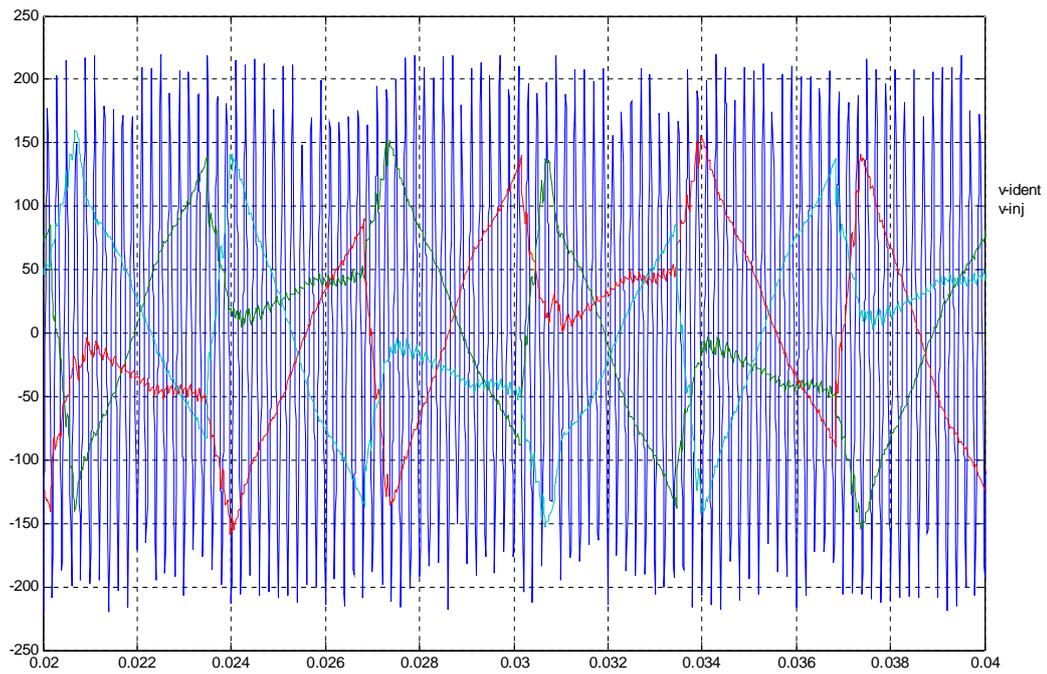


Figure 4.21 Les tensions identifiées et la tension porteuse

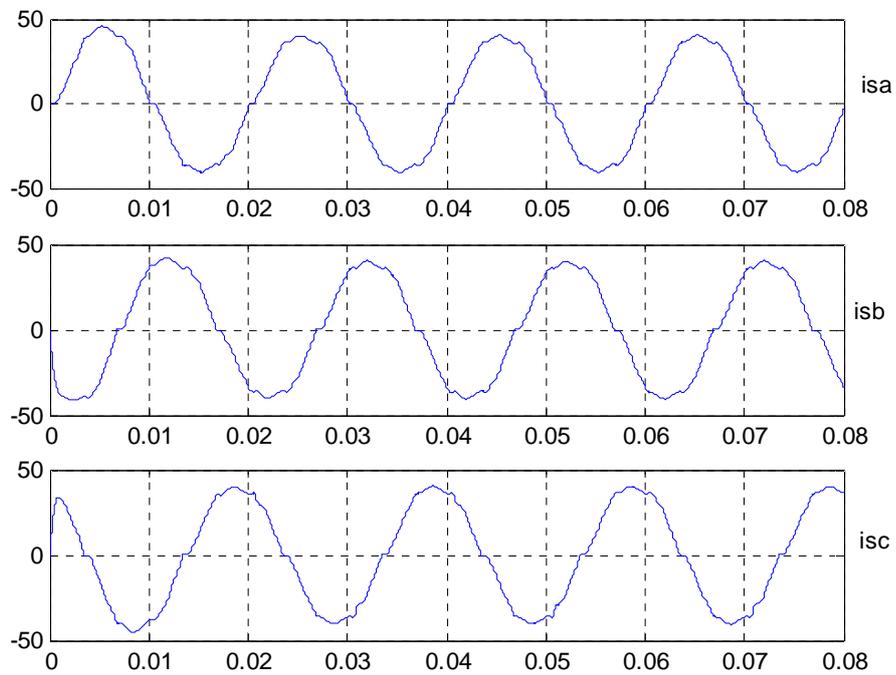


Figure 4.22 Courants de source

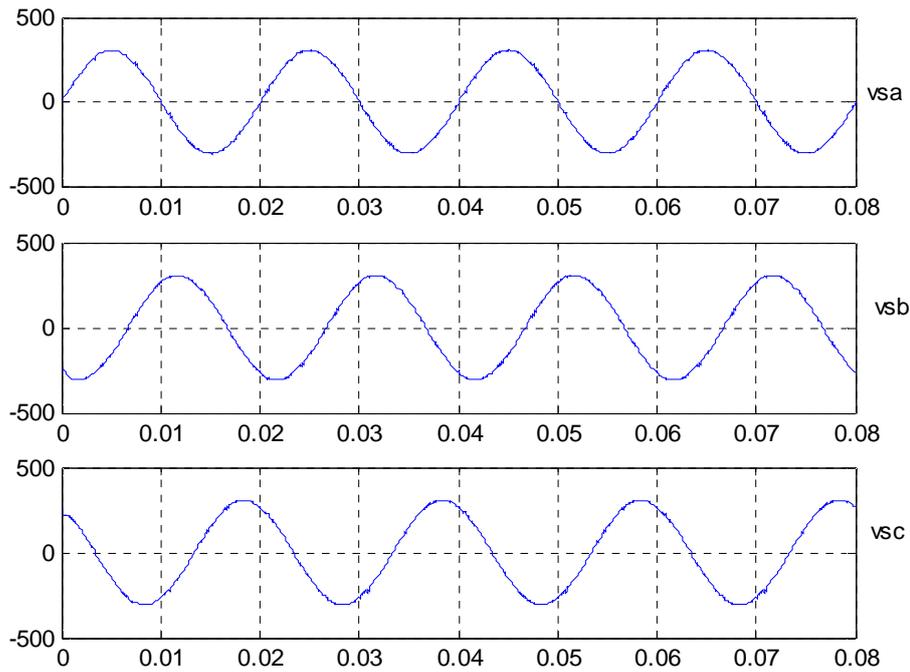


Figure 4.23 Tensions de source

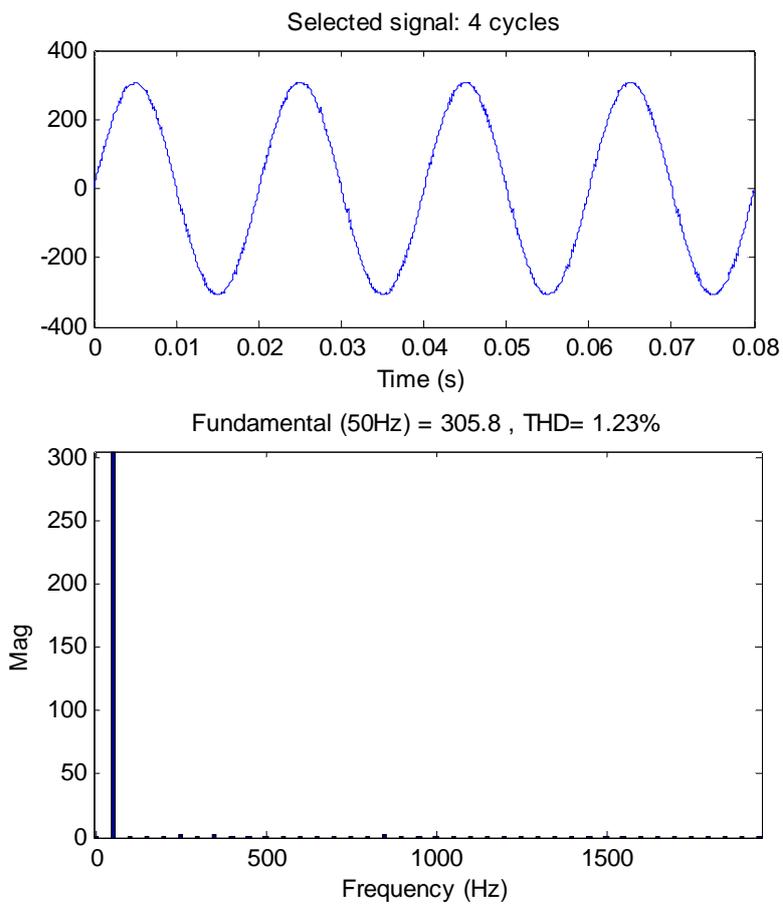


Figure 4.24 Spectre harmoniques de la tension source de la phase – a

4.3. Conclusion

Comme, il a été mentionné au début de ce chapitre, l'objectif de l'utilisation du filtre actif série est de dépolluer définitivement le réseau électrique des perturbations des tensions causées par les charges non linéaires, et, par conséquent, maintenir une tension sinusoïdale aux points de raccordement quelque soit le courant de charge.

Cependant, nous avons présenté la structure générale et le principe de fonctionnement d'un tel type de compensateur. Il ressort de notre analyse que pour une fiabilité de fonctionnement, une méthode d'identification des tensions perturbatrices basée sur l'utilisation du système à base d'une boucle à verrouillage de phase où en anglais : Phase Locked Loop (PLL) s'avère indispensable. Ainsi, nous avons démontré par simulation numérique, l'intérêt de l'utilisation du PLL pour différents régimes de disfonctionnement du réseau.

Une analyse des résultats de simulations pour les deux cas de commande : hystérésis et Modulation de Largeur d'Impulsion de l'onduleur a été faite. Les résultats obtenus, montrent que les formes des tensions aux points de raccordement sont sinusoïdales et leurs analyses spectrales affichent un faible taux de distorsion harmonique.

CONCLUSION GENERALE

Le travail effectué, dans ce mémoire de magistère, contribue à l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique en connectant, aux réseaux électriques de distribution, des filtres actifs parallèle ou série.

Au début de ce présent mémoire, une étude a été faite pour constater et caractériser les perturbations causées par les charges non linéaires au terme de laquelle a été posée la problématique, qui consiste à expliquer les possibilités offertes pour compenser ces perturbations. Ainsi, en prenant, comme système de base du filtre, un onduleur triphasé à structure de tension, la méthode d'identification des harmoniques doit être fiable car les signaux harmoniques identifiés serviront comme références pour la commande du filtre.

Nous avons traité trois méthodes d'identification des harmoniques. Ces dernières ont été testées par simulation numérique puis comparées afin de prédire leur bon fonctionnement et valider leurs algorithmes de calculs. Toutefois, à cause de la nature perturbée des tensions du réseau, la méthode d'identification, basée sur l'utilisation du système à base d'une boucle à verrouillage de phase, a été examinée.

Pour ce qui est du filtrage des harmoniques, nous avons d'abord souligné la possibilité et les limites du filtrage passif. Puis, nous avons considéré le filtrage actifs parallèle et série. Pour chaque cas, le principe de compensation et la structure de branchement ont été illustrés. Aussi, nous avons réalisé les commandes à hystérésis et en Modulation de Largeur d'Impulsion pour la commande du filtre.

Nous avons donc abordé un sujet économiquement et techniquement très intéressant. Les résultats obtenus par simulation numérique sont concluants et peuvent être utilisés dans l'avenir pour des essais pratiques.

BIBLIOGRAPHIE

[1] **D.Ould Abeslam**, « techniques neuromimétiques pour la commande dans les systèmes électriques : application au filtrage actif parallèle dans les réseaux électriques basses tension», Thèse de doctorat, université de Haute Alsace, décembre 2005.

[2] **T. Deflandre, P. Mauras**, « Les harmoniques sur les réseaux électriques », Edition Eyrolles, Septembre 1998.

[3] **P. Sagarzi et S. Théoleyre** « Optimisation des installations de compensation en présence d'harmoniques», RGE, N°6, pp.12-17, Juin 1988.

[4] **B. Szabados** , « Répercussions sur le réseau électrique de l'alimentation des convertisseurs de grande puissance », RGE , N°12, pp.791-796, 1984,

[5] **K. Aliouane** , « Contribution à l'étude du filtrage d'harmoniques des réseaux de distribution à l'aide de l'association de filtres actif et passif parallèle », Thèse doctorat de l'I.N.P. Lorraine, Janvier 1995.

[6] **P. Boos** , « Etude de la minimisation des perturbations harmoniques basses fréquences du réseaux par l'utilisation d'un filtre actif » , Mémoire d'ingénieur de CNAM Nancy , Décembre 1991.

[7] **M. A. E. Alali**, « Contribution à l'Etude des compensateurs actifs des réseaux électriques basse tension » , Thèse de doctorat, université de Louis Pasteur ,Strasbourg , septembre 2002.

[8] **Miao-Xin 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, Décembre 1992.

[9] **H. Akagi**, « New trends in active filters for power conditioning », IEEE Trans. On Industry Applications, vol. 32, N^o. 6, pp : 1312-1322, november / décembre, 1996.

[10] **H. Akagi**, « Control strategy and site selection of a shunt active filter for harmonic propagation in power distribution systems », IEEE Trans. On power delivery, vol. 12, N^o. 1, pp: 354-363, January 1997.

[11] **E.Gholipour Shahraki**, « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques » , Thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy I octobre 2003.

[12] **T. Nakajima, E. Masada**, « An active power filter with monitoring of harmonic spectrum », EPE-89, 3rd European conference on power electronics and applications, Aachen, Germany, 1989.

[13] **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 l'Institut National Polytechnique de Lorraine, Nancy, octobre 1998.

[14] **N. Bruyant**, « Etude et commande généralisées de filtres actifs parallèles », thèse ESEA Génie électrique, Saint-naizaire, novembre 1999.

[15] **H. Akagi, Y. Kanazawa and A. Nabae**, « Generalized theory of the instantaneous reactive power in three-phase circuits », Proceeding international power electronics conference. Tokyo, Japan, pp: 1375-1386, 1983.

[16] **H. Akagi, Y. Kanazawa and A. Nabae**, « Instantaneous reactive power compensator comprising switching devices without energy storage components », IEEE Trans. Ind. Appl. p. 625-630, 1984.

[17] **H. Djeghloud**, « Filtrage actif de puissance type parallèle à trois niveaux », Université Mentouri de Constantine », 2002.

[18] **S.Y. Choe, K. Heumann**, « Harmonic current compensation using three phase current source converter » EPE, , pp : 6- 11, Firenze, September, vol, 3.

[19] **J.P. Swan** , « Suppression des harmoniques 5 et 7 des courants d'entrées des redresseurs triphasés par injection des courants », Thèse de Docteur de l'Université des sciences et techniques de Lille Flandes Artois, Lille, 1988.

[20] **H. Kawahira, Hakamura, S. Nakazawa and M. Nomura** , « Active power Filter », IPEC Tokyo, pp : 981-992. 1983.

[21] **M. Wang**, « Filtrage actif de puissance : étude et réalisation d'un filtre actif à commande numérique temps réel », Thèse de Docteur de l'INP de Toulouse , 1992.

[22] **J. Xu**, « Filtrage actif parallèle des harmoniques des réseaux de distribution d'électricité », Thèse de l'Institut National Polytechnique de Lorraine, Nancy, Janvier 1994.

[23] **H. Akagi, Y. Tsukamoto, and A. Nabae**, « Analysis and design of an active power filter using quad-series voltage source PWM converters », IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 26, N^o. 1, pp: 93-98, 1990.

[24] **G. Alarcon, C. Nunez, V. Cardenas, M. Olivier**, « Design and implementation of a 3-phase series active filter to compensate voltage disturbance », CIEP, Acapulco, Mexico, pp : 93-98. October 2000,

[25] **A.J. Visser, T. Mouton, J.H.R. Enslin**, « Directed-coupled cascaded multilevel sag compensator» IEEE 31st annual power electronics specialists conference, 18-23 Galway, Ireland, June 2000.

[26] **H. Rudnick , J. Dixon, L. Moran**, « Active power filters as solution to power quality problems in distribution networks », EPE Toulouse, 2003.

[27] **H. Hacil** « Filtrage actif parallèle des harmoniques de courant sur les réseaux industriels: Optimisation par l'application des commandes robustes», Mémoire de magister, Université mentouri , Constantine, 2004.

[28] **L.A. Moràn, I. Pastorini, J. Dixon,R. Wallace**, « A fault protection scheme for series active power filters », IEEE Trans. on power electronics, vol.14, N°5, pp : 928-938, September 1999.

[29] **T. Benslimane, K. Aliouane, B. Chetate** " Voltage and Current Disturbances Elimination with Reactive Power Compensation Using Unified Power Quality Conditioner " IEEE SPEEDAM, E M P Algeria, 2006.

[30] **V. Kaura, V. Blasko**, « Operation of phase locked loop system under distorted utility conditions », IEEE Trans. On industry applications, vol. 33, N°1, pp : 55-63, January/february 1997.

[31] **N. Bruyant**, « Etude et commande généralisées de filtres actifs parallèles : compensation globale ou sélective des harmoniques en régime équilibré ou déséquilibré » Thèse de doctorat de l'université de Nantes, Saint-Nazaire, 25 Novembre 1998.

[32] **M.A.E. Allali, S. Saadate, M. Machmoum, N. Bruyant**, « Stratégies de dépollution active des réseaux électriques, parti II: Compensateur actif série d'harmoniques, de déséquilibre et creux de tension des réseaux électriques », revue internationale de génie électrique, vol :4, N° 3-4, PP : 317-332,2001.

[33] **M.A.E.Allali, S. Saadate, Y.A. Chapuis, F.Braun**, « Advanced corrector with FPGA-based PLL to improve performance of series filter compensating all voltage disturbances », EPE, Graz, Austria, August 2001.

Acronymes

FAP	Filtre actif parallèle
FAS	Filtre actif série
UPQC	Unified Power Quality Conditinner (filtre parallèle – série actif)
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (transistor bipolaire à grille isolée)
GTO	Gate Turn-Off
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
PID	Régulateur Proportionnel Intégral Dérivateur
RST	Régulateur polynomial par placement des pôles
PIRI	Puissances Instantanées Réelle et Imaginaire
PLL	Phase Locked Loop (boucle à verrouillage de phase)
THD	Total Harmonic Distortion (Taux de distorsion harmonique)
FFT	Fast Fourier Transform (transformée de Fourier rapide)

Notations et Symboles

Réseau d'alimentation

v_{s1}, v_{s2}, v_{s3}	Tensions de source
Va_ident, vb_ident, vc_ident	Tensions harmoniques identifiées
Va_inj, vb_inj, vc_inj	Tensions harmoniques injectées
i_{s1}, i_{s2}, i_{s3}	Courants de source
ia_ident, ib_ident, ic_ident	Courants harmoniques identifiés
ia_inj, ib_inj, ic_iinj	Courants harmoniques injectés
$Z_{cc}, (R_{cc}, L_{cc})$	Impédance du réseau
\bar{u}, \bar{i}	Grandeurs complexes
R_s, L_s, Z_s	Résistance, inductance et impédance de la source
$\bar{z}_n, \bar{i}_n, \bar{u}_n$	Impédance, courant et tensions harmoniques complexes
Φ	Angle de déphasage entre le courant et la tension
f	Fréquence du réseaux

Puissances

S	Puissance apparente
P	Puissance active
Q	Puissance réactive
D	Puissance déformante
F_p	Facteur de puissance

Charge polluante

V_{c1}, v_{c2}, v_{c3}	Tensions aux point de raccordement
i_{c1}, i_{c2}, i_{c3}	Courants de charge
	Fréquence du réseaux
nf	Fréquence harmonique (n=3, 5.....)

Onduleur de tension

MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
T	Interrupteur bidirectionnel en courant
S_{ij}	Commande de l'interrupteur (j=1,2) du bras d'onduleur(i=1,3)
V_{dc}	Tension continue d'alimentation

Filtre de sortie

R_f	Résistance du filtre
L_f	Inductance pour la sortie du filtre
C_f	Capacité pour la sortie du filtre
f_c	Fréquence de commutation
V_{ref}	Tension de référence
V_p	Tension de la porteuse

Annexe A

Réseau d'alimentation	$V_{eff} = 220 \text{ V}$, $f = 50 \text{ Hz}$
Impédance du réseau	$R_s = 550 \text{ m}\Omega$, $L_s = 0.1 \text{ mH}$
Redresseur triphasé non commandé Charge continue RL	$S = U_d * I_d$ $R_d = 5 \Omega$, $L_d = 10 \text{ mH}$
Filters passifs résonnants	$C_5 = 255 \mu\text{F}$, $L_5 = 1.6 \text{ mH}$, $Q = 14$ $C_7 = 215 \mu\text{F}$, $L_7 = 0.96 \text{ mH}$, $Q = 14$
Filter passif amorti	$C_{hp} = 358 \mu\text{F}$, $L_{hp} = 0.19 \text{ mH}$, $R_{hp} = 3 \Omega$
Filtre actif parallèle	$V_{dc} = 750 \text{ V}$, $I_{hyst} = 10 \text{ A}$
Impédance de sortie du filtre actif parallèle	$R_f = 5 \text{ m}\Omega$, $L_f = 1 \text{ mH}$
Filtre actif série	$V_{dc} = 750 \text{ V}$, $I_{hyst} = 10 \text{ A}$, $f_c = 12 \text{ kHz}$
Impédance de sortie du filtre actif série	$R_f = 0.51 \Omega$, $L_f = 4 \text{ mH}$, $C_f = 1 \text{ F}$

Annexe B

Matrices de passage

A.1 Transformation de Clarke et Concordia

Les transformation de Clarke et Concordia permettent de passer d'un système triphasé en abc à un système diphasé en $\alpha\beta$.

B.1.1 Transformation de Clarke

a – Sous matrice de Clarke

$$C_{32} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \frac{-1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{-1}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

b – Sous matrice de Clarke transposée

$$C^T_{32} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{-1}{2} & \frac{-1}{2} \\ \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{2}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & \frac{2}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

A.1.2 Transformation de Concordia

a - matrice de Concordia

$$T_{32} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \frac{-1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{-1}{2} & \frac{-\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

b - matrice de Concordia transposée

$$T^T_{32} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{2} & \frac{-1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

B.2 Transformation de Park

La transformation de Park s'effectue par un passage d'un système triphasé vers un système diphasé suivi d'une rotation. Elle permet de passer du repère abc vers le repère $\alpha\beta$ puis vers le repère DQ. Le repère DQ forme avec le repère $\alpha\beta$ un angle appelé angle de transformation de Park.. La matrice de rotation de Park \mathbf{P} avec un angle de rotation θ est donnée comme suit :

$$P(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$$