

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE LA
MAITRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE
M.Ing.

PAR
HAKIM SAKKOU

CONCEPTION D'UN COMPENSATEUR ACTIF MULTIFONCTIONS
CORRIGEANT TOUTES LES PERTURBATIONS EN TENSION GÉNÉRÉES PAR
LES CHARGES NON LINÉAIRES ET LES FOURS À ARC

MONTREAL, LE 09 JANVIER 2007

© droits réservés de Hakim Sakkou

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ
PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Ambrish Chandra, directeur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Louis-A. Dessaint, président du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Alpha Oumar Barry, membre du jury
Institut de Recherche Hydro-Québec (IREQ)

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC
LE 20 DÉCEMBRE 2006
À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

CONCEPTION D'UN COMPENSATEUR ACTIF MULTIFONCTIONS CORRIGEANT TOUTES LES PERTURBATIONS EN TENSION GÉNÉRÉES PAR LES CHARGES NON LINÉAIRES ET LES FOURS À ARC

Hakim Sakkou

SOMMAIRE

L'électronique de puissance a donné naissance à de nombreuses nouvelles applications, offrant aux clients un confort, une flexibilité et une bonne efficacité. Mais, sa prolifération au cours de la dernière décennie est devenue préoccupante et se trouve à l'origine de plusieurs défauts. Ces derniers se manifestent sous forme de différentes perturbations affectant, un ou plusieurs, paramètres suivants : la fréquence du système, l'amplitude des trois tensions aux points de raccordement, la forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde et enfin la symétrie du système triphasé, caractérisée par l'égalité des modules des trois tensions et de leur déphasage relatif.

En outre, les tensions perturbatrices dans un réseau électrique basse tension sont principalement les surtensions, les creux de tension, les tensions harmoniques et les tensions déséquilibrées. Ces deux dernières sont généralement causées par la circulation des courants harmoniques et/ou déséquilibrés pouvant ainsi causer plusieurs effets néfastes. 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. Parmi les effets que peut causer les tensions harmoniques, nous citons : l'échauffement, l'interférence avec les réseaux de télécommunication, les défauts de fonctionnement de certains équipements électriques ainsi que le risque d'excitation de résonance. Quant aux creux de tension, ils sont à l'origine de deux types de phénomènes : le premier est dit aléatoire, comme la foudre ou les courts-circuits accidentels, le deuxième est dit intrinsèque et il est dû au fonctionnement d'appareils à charge fluctuante ou à la mise en service d'appareils appelant un courant élevé au démarrage. Les creux de tension sont susceptibles de perturber et dégrader le fonctionnement de certaines installations et pouvant ainsi aller jusqu'à la destruction totale de certains équipements.

Mon projet de recherche met en œuvre une approche simple et facile pour contourner, en même temps et à la fois, tous les effets néfastes mentionnés auparavant via l'utilisation et l'implantation d'un compensateur actif de puissance, à structure tension, entre le point de livraison (PCC) et la charge à protéger. La technique utilisée dans ce projet est sans doute la plus facile à utiliser, la plus flexible, la plus efficace et la plus rentable. Elle a montré une bonne efficacité, un bon fonctionnement et elle a donné de bons résultats pour corriger toutes les perturbations générées par les fours à arc électriques ainsi, elle pourra être auto-adaptative comme elle pourra être utilisée pour corriger les défauts d'harmoniques et de creux de tensions générés par de nombreux types de récepteurs triphasés non équilibrés.

**CONCEPTION D'UN COMPENSATEUR ACTIF MULTIFONCTIONS
CORRIGEANT TOUTES LES PERTURBATIONS EN TENSION GÉNÉRÉES
PAR LES CHARGES NON LINÉAIRES ET LES FOURS À ARC**

Hakim Sakkou

ABSTRACT

Modern power electronics gave rise to many new applications, offering to the customers comfort, flexibility and good efficiency. But its increasing proliferation during the last decade has caused many power quality problems. The latter appear in the form of various disturbances affecting one or more following parameters: The frequency of the system, the amplitude of the three voltages at point of common coupling, the waveform which must be nearest possible to a sinusoid and finally the symmetry of the three-phase system, characterized by the equality of the modules of the three voltages and their relative dephasing.

The perturb voltages in an electrical distribution network are mainly the voltage swell, the voltage sag, the harmonic voltages and the unbalanced voltages. The last two are generally caused by the flow of the harmonic and/or unbalanced currents thus being able to cause severe effects. The passage of these harmonic currents in the impedances of the electric feeder system may generate harmonic voltages at points of common coupling and then pollute the consumers connected to the same electrical distribution network. Among the effects which can cause the harmonic voltages, we quote: the heating, the interference with the telecommunications networks, the malfunctions of certain electric components as well as sub synchronous resonance. As for the voltage sags, they are caused by two types of phenomena: first is known as random, like the lightning or the accidental short-circuits, second is known as intrinsic and it is due to the operation of apparatus with fluctuating load or to the start up of apparatus needing a high starting current. The voltage sags are likely to disturb and degrade the operation of certain installations and thus being able to damage certain equipments. This research project suggests a simple and easy approach to avoid at the same time all the effects mentioned before through the use and the installation of an active compensator between the point of common coupling (PCC) and the load to be protected. The technique used in this project is easy to use, very flexible and very effective. It shows a good efficiency and it gives good results to correct all the disturbances generated by arc furnaces. It is self-adapting as it could be used to correct the defects of harmonics and voltage sags/swells generated by many types of unbalance three-phase loads.

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué dans le cadre du programme de maîtrise en génie électrique, au sein du groupe de recherche en électronique de puissance et commande industrielle (GRÉPCI).

Au terme de ce travail, je tiens à remercier mon directeur de mémoire Monsieur Ambrish Chandra, Professeur à l'École de technologie supérieure, pour son encadrement, son soutien et ses encouragements tout au long de ce projet.

Je tiens à remercier également Monsieur Vinod Khadkikar, étudiant en doctorat, pour sa disponibilité, ses conseils et ses recommandations.

Mes remerciements vont également au président de jury, professeur Louis-A. Dessaint du département de génie électrique de l'École de technologie supérieure, ainsi que monsieur Alpha Oumar Barry ing. Msc. A. de l'Institut de Recherche Hydro-Québec (IREQ) pour avoir accepté de juger ce travail.

Enfin, je ne saurais oublier mon épouse, ma famille et mes amis qui m'ont apporté soutien et encouragement durant toutes ces années.

À toutes ces personnes, j'offre mes profondes gratitude et reconnaissances.

TABLE DES MATIÈRES

	Page
SOMMAIRE	i
ABSTRACT	ii
REMERCIEMENTS.....	iii
À toutes ces personnes, j'offre mes profondes gratitude et reconnaissances.....	iii
LISTE DES TABLEAUX	viii
LISTE DES FIGURES	ix
LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES	xii
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 PERTURBATIONS DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET PRINCIPES DE COMPENSATIONS	4
1.1 Introduction.....	4
1.2 Perturbations harmoniques en courant et en tension	6
1.2.1 Les principales sources d'harmoniques	6
1.2.2 Théorie de base	7
1.2.2.1 Le taux des harmoniques individuels.....	8
1.2.2.2 Le taux global de distorsion harmonique.....	9
1.2.2.3 Le facteur de puissance.....	9
1.2.3 Effets des harmoniques.....	10
1.2.3.1 Effets instantanés	11
1.2.3.2 Effets à terme	11
1.2.3.3 Échauffement des condensateurs	12
1.2.3.4 Échauffement dû aux pertes supplémentaires des machines et des transformateurs	13
1.2.3.5 Échauffement des câbles et des équipements	13
1.2.4 Limites acceptables des harmoniques, recommandations et normes.....	14
1.2.4.1 Limites normalisées au Québec	14
1.3 Creux des tensions	16
1.3.1 Théorie de base	16
1.3.2 Origines des creux de tension	17
1.3.3 Effets et conséquences des creux de tension	18
1.3.4 Valeurs indicatives des creux de tension	20
1.4 Déséquilibre du courant et de tension.....	21
1.4.1 Origines du déséquilibre	21
1.4.2 Conséquences du déséquilibre	22
1.4.3 Valeurs indicatives du déséquilibre	23

1.5	Surtensions temporaires ou transitoires	24
1.5.1	Définition	24
1.5.1.1	Les surtensions temporaires	25
1.5.1.2	La rupture de continuité du neutre	25
1.5.1.3	Le défaut d'isolement	25
1.5.1.4	Les surtensions de manœuvre	25
1.5.1.5	Les surtensions atmosphériques	27
1.5.1.6	Les surtensions par décharge électrostatique	29
1.5.2	Conséquences et effets de la surtension	30
1.5.3	Normes et valeurs indicatives du déséquilibre	31
1.5.3.1	Manœuvres sur le réseau MT	31
1.6	Papillotement (Flicker) et fluctuations lentes de tension	32
1.6.1	Définition	32
1.6.2	Explication mathématique de l'origine du Flicker	33
1.6.2.1	Interprétation	34
1.6.3	Origine et source du Flicker	34
1.6.3.1	Dysfonctionnement du système d'éclairage	34
1.6.3.2	Flicker provoqué par les infraharmoniques et les interharmoniques	35
1.6.3.3	Les perturbateurs	35
1.6.4	Conséquences du Flicker	35
1.6.4.1	Sensibilité des sources lumineuses	35
1.6.4.2	Quelques solutions pour réduire l'effet du Flicker sur les sources lumineuses	37
1.6.5	Valeurs indicatives du Flicker	38
1.6.6	Méthode d'évaluation du Flicker	38
1.6.6.1	Définition des paramètres Pst et Plt	39
1.7	Conclusion au chapitre	39
CHAPITRE 2	SOLUTIONS DE DÉPOLLUTION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	41
2.1	Solutions de dépollution traditionnelles	41
2.1.1	Dépollution des courants perturbateurs	41
2.1.1.1	Rééquilibrage des courants par la répartition égale des charges	41
2.1.1.2	Compensation de la puissance réactive	44
2.1.1.3	Compensation des courants harmoniques	48
2.1.2	Dépollution des tensions perturbatrices	53
2.1.2.1	Réduction de la durée et de la profondeur des creux de tension	54
2.2	Solutions de dépollution modernes	54
2.2.1	Dépollution des courants perturbateurs	54
2.2.1.1	Pont dodécaphasé	54
2.2.2	Dépollution des tensions perturbatrices	56
2.3	Solutions de dépollution adoptée	57
2.3.1	Filtres actifs	57
2.3.1.1	Le filtre actif parallèle (FAP)	58

2.3.1.2	Le filtre actif série (FAS).....	64
2.3.1.3	La combinaison active parallèle-série (UPQC)	66
2.3.1.4	Combinaison hybride active et passive.....	68
2.3.1.5	Insertion des compensateurs actifs	71
2.3.1.6	Caractéristiques des solutions actives.....	73
2.3.1.7	Compensateurs des creux de tension	75
2.4	Compensateurs électroniques statiques	76
2.4.1	Le gradateur sur charge purement inductive TCR.....	76
2.4.2	Les bancs commutables de condensateurs : TSC	77
2.4.3	Le compensateur statique (SVC)	77
2.4.4	Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors	80
2.5	Les dispositifs de protection contre les surtensions.....	82
2.5.1	Surtensions temporaires.....	82
2.5.2	Surtensions de manœuvre	82
2.5.3	Surtensions atmosphériques.....	83
2.5.3.1	Les éclateurs	84
2.5.3.2	Les parafoudres.....	85
2.6	Correction du facteur de puissance.....	86
2.6.1	Correction passive.....	87
2.6.2	Correction active.....	87
2.7	Conclusion au chapitre.....	88
CHAPITRE 3	MODÉLISATION ET SIMULATION D'UNE CHARGE	
	FOUR À ARC ÉLECTRIQUE	92
3.1	Introduction.....	92
3.2	Principe du four à arc électrique.....	93
3.2.1	Les fours à électrodes submergées.....	95
3.2.2	Les fours à arc ouvert.....	95
3.2.3	Données techniques d'un four à arc électrique d'une capacité de dix tonnes	96
3.3	Modélisation du four à arc électrique	96
3.3.1	Générateur de Flicker.....	96
3.3.1.1	Théorie du chaos.....	97
3.3.1.2	Équations de Lorenz	100
3.3.1.3	Valeurs numériques expérimentales	100
3.3.2	Caractéristiques de l'EAF.....	102
3.3.2.1	Méthode 1 : Utilisation directe de la caractéristique tension-courant ...	102
3.3.2.2	Méthode 2 : Utilisation du principe de conservation d'énergie.....	103
3.3.3	Modèle Simulink global du FAE.....	105
3.3.4	Discussion et interprétation	105
3.3.5	Structure du réseau d'alimentation du FAE.....	106
3.3.6	Simulation du modèle proposé du FAE.....	107
3.3.6.1	Schéma Simulink	107
3.3.7	Résultats de simulation	108

3.4	Conclusion au chapitre.....	109
CHAPITRE 4	COMPENSATEUR ACTIF MULTIFONCTIONS, STRATÉGIE DE COMMANDE ET DIMENSIONNEMENT	110
4.1	Introduction.....	110
4.2	Structure générale du compensateur actif multifonctions.....	111
4.2.1	Topologie générale	111
4.2.2	Partie puissance du compensateur actif multifonctions.....	112
4.2.2.1	Onduleur de tension	113
4.2.2.2	Filtre de sortie	115
4.2.2.3	Système de stockage d'énergie	117
4.2.2.4	Transformateurs d'injection.....	121
4.2.3	Partie commande du compensateur actif multifonctions.....	124
4.2.3.1	Extraction de la phase et de la composante directe de la tension	124
4.2.3.2	Identification des tensions perturbatrices	126
4.2.3.3	Méthode envisagée pour l'identification des creux de tension triphasés 133	
4.2.3.4	La commande de l'onduleur	134
4.3	Conclusion au chapitre.....	138
CHAPITRE 5	SIMULATIONS, DISCUSSIONS ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS.....	140
5.1	Introduction.....	140
5.2	Résultats de simulations.....	142
5.2.1	Compensation des harmoniques	142
5.2.2	Compensation des creux de tension triphasés.....	145
5.2.3	Compensation des surtensions triphasées	146
5.2.4	Compensation des fluctuations rapides, Flicker ou papillotement de tension.....	148
5.2.5	Compensation des déséquilibres de tension.....	151
5.2.6	Compensation de toutes les perturbations	153
5.3	Conclusion au chapitre.....	156
CONCLUSION	158
RECOMMANDATIONS	160
ANNEXE	162
BIBLIOGRAPHIE.....		165

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau I	Vue d'ensemble sur les principaux phénomènes perturbateurs 5
Tableau II	Valeurs recommandées des harmoniques individuelles pour les réseaux moyens et basse tension..... 15
Tableau III	Conséquences des creux de tension sur quelques équipements électriques sensibles 19
Tableau IV	Creux provenant du réseau d'Hydro-Québec 20
Tableau V	Les quatre types de surtensions présentes sur les réseaux électriques 24
Tableau VI	Principales caractéristiques des coups de foudre 28
Tableau VII	Principales caractéristiques des différentes sources lumineuses vis-à-vis aux variations de tension. 36
Tableau VIII	Synthèse des différentes solutions actives de dépollution harmonique ... 74
Tableau IX	Comparaison entre le compensateur actif et le filtre passif 74
Tableau X	Performances obtenues par l'utilisation d'un compensateur statique pour four à arc 79
Tableau XI	Données techniques d'un FAE d'une capacité de dix tonnes 96
Tableau XII	Valeurs des éléments constituant la structure générale du C.a.m 141
Tableau XIII	Paramètres des tensions harmoniques 143
Tableau XIV	Paramètres de la source générant des creux de tension triphasés 145
Tableau XV	Paramètres de la source générant les surtensions..... 147
Tableau XVI	Caractéristiques des perturbations appliquées..... 153

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1 Représentation temporelle d'une onde déformée.....	8
Figure 2 Diagramme de Fresnel des puissances	10
Figure 3 Triangle des puissances d'un condensateur.....	12
Figure 4 Paramètres caractéristiques d'un creux de tension.....	16
Figure 5 Flicker ou papillotement.....	33
Figure 6 Variations de tension à l'origine du Flicker	33
Figure 7 Montage de Steinmetz pour le rééquilibrage.....	42
Figure 8 Schéma développé de Steinmetz pour le rééquilibrage.....	43
Figure 9 Diagramme de Fresnel de la puissance de compensation	46
Figure 10 Filtre passif résonnant	49
Figure 11 Filtre passif amorti.....	49
Figure 12 Ajout d'une self sur le circuit intermédiaire.....	51
Figure 13 Ajout d'une self de lissage au coté réseau.....	52
Figure 14 Pont redresseur à 12 branches	53
Figure 15 Pont dodécaphasé	55
Figure 16 Filtre actif parallèle	59
Figure 17 Filtre actif série.....	65
Figure 18 Combinaison des filtres actifs série et parallèle (UPQC).....	67
Figure 19 Filtre actif série et filtre passif parallèle.....	69
Figure 20 Filtre actif série connecté en série avec un filtre passif parallèle.....	70
Figure 21 Filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle	71
Figure 22 Représentation d'un filtre DVR	75
Figure 23 Compensation des creux de tension	76
Figure 24 Réactance commutée par thyristor	77
Figure 25 Banc commutable de condensateurs.....	77
Figure 26 Schéma simplifié d'un compensateur statique	79
Figure 27 Schéma de base du STATCOM	81

Figure 28	Diagramme vectoriel de STATCOM	82
Figure 29	Anciens hauts fourneaux utilisés pour fondre le fer.....	93
Figure 30	Four à arc électrique.....	94
Figure 31	Schémas simplifiés du FAE	94
Figure 32	Principe de fonctionnement du FAE	95
Figure 33	Vues d'attracteur étrange.....	98
Figure 34	Circuit de l'attracteur étrange	99
Figure 35	Diode de Chua.....	100
Figure 36	Caractéristique (v_r-i_r) de l'élément non linéaire	101
Figure 37	Trajectoires de simulation de l'attracteur étrange	101
Figure 38	Caractéristique tension-courant et forme d'onde de la tension du FAE.....	102
Figure 39	Caractéristique simplifiée tension-courant.....	102
Figure 40	Schéma SPS global du FAE	105
Figure 41	Modèle schématique proposé du FAE.....	106
Figure 42	Circuit électrique du FAE.....	107
Figure 43	Schéma de simulation du FAE	107
Figure 44	Caractéristique dynamique tension-courant du FAE.....	108
Figure 45	Formes d'onde de la tension de sortie du FAE	108
Figure 46	Trajectoires du bloc générateur de Flicker	109
Figure 47	Structure générale synoptique du compensateur actif multifonctions.....	112
Figure 48	Schéma de puissance du compensateur actif multifonctions	112
Figure 49	Onduleur de tension avec le filtre de sortie.....	114
Figure 50	Schéma de modélisation du filtre de sortie	115
Figure 51	Raccordement du compensateur par transformateur de couplage.....	122
Figure 52	Structure classique d'une PLL triphasée	125
Figure 53	Schéma global d'une PLL triphasée discrète (modèle Simulink)	126
Figure 54	Passage dans le repère tournant de Park de la composante directe	126
Figure 55	Schéma représentant le principe de séparation des puissances	130
Figure 56	Schéma-bloc de l'identification des harmoniques.....	132
Figure 57	Schéma-bloc de l'identification des creux de tension triphasés.....	133
Figure 58	Circuit Simulink global d'identification des perturbations de tension.....	134

Figure 59	Principe de la commande MLI	135
Figure 60	Principe de commande des tensions par MLI à échantillonnage	136
Figure 61	Principe de commande des tensions par hystérésis	138
Figure 62	Schéma Simulink final du compensateur actif multifonctions.....	141
Figure 63	Compensation des harmoniques par le compensateur actif multifonctions	144
Figure 64	Valeurs de THD des tensions de la source et de la charge.....	144
Figure 65	Compensation des creux de tension d'une seule phase	146
Figure 66	Compensation des surtensions d'une seule phase	148
Figure 67	Compensation des perturbations générées par le FAE.....	149
Figure 68	Correction des papillotements générés par le FAE	150
Figure 69	Correction des harmoniques générés par le FAE	150
Figure 70	Valeurs de THD des tensions de la source et de la charge.....	151
Figure 71	Système triphasé déséquilibré	152
Figure 72	Compensation du déséquilibre causé par un court-circuit phase-phase	152
Figure 73	Compensation de toutes les perturbations de tension.....	154
Figure 74	Compensation des creux et des harmoniques de tension	155
Figure 75	Graphique de THD de la compensation des perturbations en tension	155
Figure 76	Graphique des courants de source et de charge.....	156

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES

ASI	Alimentation Sans Interruption
ASVC	Advanced Static Var Compensator
BT	Basse Tension
BJT	Bipolar Junction Transistor
C.a.m	Compensateur actif multifonctions
CCT	Condensateurs Commandés par Thyristor
CEI	Commission Électrotechnique Internationale
DVR	Dynamic Voltage Restorer
DDR	Dispositif à courant Différentiel Résiduel
EAF	Electric Arc Furnace
EP	Électronique de puissance
EPC	Élément Passif Commuté
FACTS	Flexible Alternate Current Transmission Systems
FAE	Four à arc électrique
FAP	Filtre Actif Parallèle
FAS	Filtre Actif Série
FPC	Fonction de Probabilité Cumulée
GTO	Gate Turn-off Thyristors
HT	Haute tension
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IREQ	Institut de Recherche Hydro-Québec
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistors
MT	Moyenne Tension
MOSFET	Metal-Oxide-Semiconductor Field Effect Transistors
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
PCC	Point Commun de Couplage ou point commun de raccordement au réseau
P _{st}	La sévérité à court terme du Flicker

P_{lt}	La sévérité à court terme du Flicker
PFC	Correcteur du facteur de puissance
PLL	Phase Locked Loop, boucle à verrouillage de phase
PWM	Pulse Width Modulation
RCT	Réactances Commandées par Thyristors
S.A.H	Selfs Anti-Harmoniques
SPS	Sim Power Systems
SVS	Static Var System
STATCON	STATIC CONDenser
SVG	Static Var Generator
SVC	Static VAR Compensator
THD	Total Harmonic Distorsion
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TGBT	Tableau Général Basse Tension
TCR	Thyristor Commuted Reactor
TCI	Transformation Inverse de Concordia
UPQC	Unifed Power Quality Conditioner
UPS	Uninterruptible Power Supply
VAI	Volt Ampère Imaginaire
V_d	La composante directe
V_s	Tension de source
V_p	Tension de la séquence positive
V_n	Tension de la séquence négative
δ_d, θ_d	Phase et pulsation de la composante directe
$\cos\varphi$	Facteur de puissance
V_{dc}	Valeur de tension continue du bus continu
C_{dc}	Capacité du condensateur du bus continu
X_{ref}	Signal de référence
X_m	Onde de modulation (porteuse)

F	Fréquence
C	Capacitance
L	Inductance
P	Puissance active
Q	Puissance réactive
D	Puissance déformante
D_n	Taux des harmoniques individuel
ω	Fréquence tournante
ΔU	Profondeur du creux de tension
Z	Impédance

INTRODUCTION

Il est certain que la plupart des récepteurs électriques, dans l'industrie, le tertiaire et même le domestique, sont des charges déformantes (non linéaires). Ils absorbent des courants non sinusoïdaux et ceux-ci, compte tenu des impédances des circuits, déforment l'onde sinusoïdale de tension.

Cependant, on assiste à une augmentation régulière, de la part des utilisateurs, des taux d'harmonique et de déséquilibre des courants, ainsi qu'à une importante consommation de la puissance réactive. La circulation de ces mêmes courants perturbés va également provoquer des harmoniques et des déséquilibres de tension, lesquels vont se superposer à la tension nominale du réseau électrique. De plus, des incidents de type coups de foudre ou un brusque démarrage d'une machine tournante à forte puissance peuvent causer une chute ou un surplus brutal de tension. On nommera ce type d'incident : creux de tension « *Sag and Swell* ». Ces perturbations ont bien entendu des conséquences néfastes sur les équipements électriques et elles sont aujourd'hui préoccupantes, car elles sont génératrices de beaucoup de maux et de stress, peuvent aller d'un fort échauffement ou d'un arrêt soudain des machines tournantes jusqu'à la destruction totale de ces équipements. C'est pourquoi les distributeurs d'énergie ayant la contrainte de fournir une tension sinusoïdale constante, prennent en charge l'atténuation des perturbations harmoniques et des creux de tensions au moyen d'installations de forte puissance. Cependant, les nouvelles réglementations internationales imposent aux consommateurs des limites aux harmoniques, engendrées par leurs systèmes, tant en courant qu'en tension. Ainsi, le filtrage des composantes harmoniques est au centre des préoccupations des distributeurs d'une part et des utilisateurs d'énergie électrique d'autre part.

Aujourd'hui, les récents progrès en matière de technologie de semi-conducteurs tels que : Thyristors et IGBT apportent une capacité sans précédente de compensation et de correction de la distorsion harmonique générée par les charges non linéaires.

En revanche, plusieurs solutions de dépollution des réseaux électriques ont été déjà proposées dans la littérature. Celles qui répondent le mieux aux contraintes industrielles

d'aujourd'hui sont les filtres actifs. Ils sont beaucoup plus complexes, mais en revanche beaucoup plus efficaces. Contrairement aux filtres passifs, qui ne sont constitués que d'inductances et de capacités, les filtres actifs contiennent des modules électroniques assez avancés pour analyser le signal à l'entrée d'une charge et y injecter les harmoniques présents, mais avec une polarité inverse. Principalement, les filtres actifs servent à dépolluer le réseau et garder le THD selon la norme IEEE 519-1992 section 10 [1] qui régit le contrôle des distorsions d'harmoniques. Entre autres, les filtres actifs parallèles, actifs séries et la combinaison parallèle-série (aussi appelée UPQC) sont les plus courants industriellement. Le filtre ou compensateur actif parallèle est généralement utilisé pour compenser la puissance réactive ainsi que les courants déséquilibrés pollués en harmoniques. Quant au compensateur série, il est utilisé pour compenser à la fois les tensions déséquilibrées polluées en harmoniques et les creux de tension. Alors que, l'UPQC correspond à une solution universelle pour compenser théoriquement tous les types de perturbation de courant et de tension que l'on observe sur le réseau.

L'objectif de ce projet est de réaliser en premier lieu un compensateur actif multifonctions capable de corriger plusieurs perturbations à la fois : harmoniques, creux, surtensions et fluctuations de tension. En second lieu, développer sous l'environnement Matlab-Simulink un modèle précis et facile de four à arc électrique. En dernier lieu, améliorer et modifier le filtre conçu en première partie pour compenser aussi les perturbations générées par le four à arc électrique.

De manière à atteindre ces objectifs de recherche, ce mémoire sera composé de cinq chapitres distincts :

Le premier chapitre sera consacré à la description des différentes perturbations en courant et en tension pouvant intervenir dans un réseau électrique. Les origines, les conséquences et les normes inhérentes à ces perturbations seront analysées.

Dans le second chapitre, nous présenterons les solutions traditionnelles et modernes de dépollution et nous discuterons aussi des filtres actifs, leur comportement et leur configuration de base.

Le troisième chapitre de ce mémoire sera consacré à étudier les fours à arc électrique, à définir leur milieu d'application et les différentes perturbations engendrées par cette charge et enfin à proposer et établir sous l'environnement « Matlab-Simulink » un modèle simple et précis caractérisant cette charge non linéaire.

Dans le quatrième chapitre, nous traiterons du système global : le compensateur actif multifonctions, capable de corriger à la fois les différents harmoniques en tension, l'ensemble des perturbations de creux de tension, ainsi que les effets nuisibles générés par les fours à arc électrique. Nous étudierons principalement les différentes méthodes d'identification des perturbations, de contrôle et l'optimisation des différents paramètres de notre circuit de simulation.

Finalement dans le cinquième et le dernier chapitre nous présenterons, la pertinence et l'efficacité de notre approche à travers les très bons résultats de compensation observés, aussi bien au niveau des harmoniques qu'au niveau des creux et des fluctuations de tension.

CHAPITRE 1

PERTURBATIONS DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ET PRINCIPES DE COMPENSATIONS

1.1 Introduction

Depuis quelques années, les mesures de puissance et de la qualité du réseau électrique prennent beaucoup d'importance. Parallèlement, il existe un besoin croissant pour une meilleure qualité et une plus grande fiabilité du réseau électrique. Par conséquent, l'utilisation accrue, dans l'industrie, des systèmes commandés à base d'électronique de puissance provoque de plus en plus des problèmes de perturbation au niveau des réseaux électriques [2], tels que les distorsions harmoniques, les déséquilibres, le papillotement, les coupures brèves, les creux de tension, les surtensions temporaires, les variations de fréquence et de tension, et les surtensions transitoires. En outre, comme ci-mentionné dans le Tableau I, ces perturbations peuvent générer des nuisances, pannes ou des dégâts par l'affectation d'un ou plusieurs paramètres, de la tension du réseau électrique, suivants: la fréquence, l'amplitude, la symétrie des tensions triphasées et la forme de l'onde.

Essentiellement, nous pourrions regrouper tous ces défauts néfastes en quatre possibilités distinctes de perturbations, soit :

- Les fluctuations de la fréquence à 60 Hz : elles sont rares et ne sont observées que lors de circonstances exceptionnelles, par exemple certains défauts graves du réseau, au niveau de la production ou du transport;
- Les variations de l'amplitude : ce sont des diminutions rapides et brusques de plus de 10% de la valeur nominale, sur une ou plusieurs phases, pendant un temps compris entre 10 ms et quelques secondes.
- La modification de la forme d'onde de la tension : c'est lorsque l'onde est périodique, mais pas sinusoïdale et elle peut être représentée par un ensemble de tensions sinusoïdales dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence fondamentale du réseau (60 Hz).

- La dissymétrie du système triphasé : que l'on appelle aussi déséquilibre. C'est la situation où les trois tensions du système triphasé ne sont pas égales en amplitude ou ne sont pas déphasées de 120° les unes par rapport aux autres.

Tableau I

Vue d'ensemble sur les principaux phénomènes perturbateurs

Perturbations	Origines	Conséquences	Dégâts
Coupure longue	Court-circuit, surcharge, déclenchement intempestif, (maintenance)	Arrêts d'équipements, pertes de production, dégâts	Destruction d'équipements industriels.
Creux de tension et coupure brève	Court-circuit, (enclenchement de gros moteur)	Arrêts d'équipements, pertes de production, dégâts	Pertes de données informatiques.
Fluctuations rapides (Flicker)	Installations fluctuantes (four à arc, soudeuse, moteur à démarrage fréquent, éolienne...)	Papillotement de l'éclairage, moins de luminosité	Extinction et réallumage des équipements
Harmonique	Installations non linéaires (électronique de puissance, arcs électriques...)	Effets thermiques (moteurs, condensateurs, conducteurs de neutre...), diélectriques (vieillessement d'isolant) ou quasi instantanés (automatismes)	Mise en péril du processus de production et ralentissement de la machine
Interharmonique	Installations non linéaires et fluctuantes (four à arc, soudeuse, éolienne), changeurs de fréquence, télécommande centralisée	Papillotement de l'éclairage fluorescent, dysfonctionnement d'automatismes, dégâts mécaniques sur machines tournantes	Mise en péril du processus de production et ralentissement de la machine
Déséquilibre	Installations déséquilibrées (traction ferroviaire...)	Échauffement de machines tournantes, vibrations, dysfonctionnement de protections	Ouverture des contacteurs
Surtension	Court-circuit, commutations, foudre	Déclenchements, danger pour les personnes et pour les matériels	Claquage d'un filament de lampe et destruction des protections

Afin de bien connaître et d'analyser les pollutions des réseaux électriques en basse tension et, par conséquent, trouver les meilleures méthodes de dépollution, on va définir deux types de perturbations, à savoir : les perturbations de tension comme les creux, les surtensions, les déséquilibres et les harmoniques de tension qui trouvent généralement leurs origines du réseau électrique lui-même, mais parfois aussi de la charge et les perturbations de courants comme les courants harmoniques, les courants déséquilibrés et la puissance réactive qui sont généralement émises par des charges non linéaires. Ces effets perturbateurs seront analysés en détails dans le paragraphe qui suit.

1.2 Perturbations harmoniques en courant et en tension

1.2.1 Les principales sources d'harmoniques

L'arrivée des semi-conducteurs de puissance dans l'industrie avec les possibilités de non linéarité que ceci comporte, a entraîné ces dernières années une augmentation sensible du niveau de pollution harmonique des réseaux. À cet effet, il faut aujourd'hui que l'ingénieur en électrotechnique connaisse la provenance et les effets des harmoniques sur les équipements qu'il installe ou qu'il gère. Mieux encore, s'il se présente un problème d'harmoniques, il doit pouvoir proposer des solutions.

En principe, les harmoniques [1] proviennent de charges dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire, comme c'est le cas avec les convertisseurs électroniques de puissance, des entraînements de moteurs, les alimentations à découpage, les fours à arc, les machines à souder, etc.

En théorie, tous les procédés comportant de l'électronique, quelle que soit leur puissance, produisent des courants riches en harmoniques dont le spectre dépend beaucoup de la nature de la charge. Ces courants harmoniques circulent à travers les impédances du réseau et par suite créent des tensions harmoniques qui peuvent perturber le fonctionnement des autres utilisateurs raccordés à la même source. L'impédance de la source aux différentes fréquences harmoniques a donc un rôle fondamental dans la sévérité de la distorsion harmonique en tension. À remarquer que si l'impédance de la source est faible (Puissance de court-circuit élevée) la distorsion harmonique en tension sera aussi faible. Toutefois, on peut considérer qu'il existe deux sortes d'harmoniques dans les systèmes d'exploitation d'énergie électrique soient : les harmoniques caractéristiques et les harmoniques aléatoires. Les harmoniques caractéristiques sont généralement produits par les convertisseurs d'électronique de puissance qui, en réalité, laissent passer un courant qui n'est pas sinusoïdal même si la tension demeure sinusoïdale. Quant aux harmoniques aléatoires, ils sont générés par des phénomènes non linéaires comme la variation de la résistance d'un four à arc alimenté par une tension sinusoïdale.

1.2.2 Théorie de base

Lorsqu'une fonction périodique n'est pas parfaitement sinusoïdale, elle contient des harmoniques. La théorie des séries de Fourier démontre que : tout signal périodique, quelle que soit sa forme d'onde, peut être considéré comme la somme de signaux alternatifs de fréquence égale à celle du signal (le fondamental) et des multiples de celle du signal (les harmoniques).

Les harmoniques [1][19], comme montre la Figure 1, sont des tensions ou des courants qui existent dans les exploitations électriques à des fréquences qui sont des multiples de la fréquence fondamentale, soit le 60 Hz. En effet, les appareils générant des harmoniques ont, en grande majorité, un spectre d'émission inférieur à 3000 Hz, c'est la raison pour laquelle le domaine d'étude des harmoniques s'étend généralement de 120 à 3000 Hz, c'est-à-dire des rangs 2 à 50. Pourtant, la plupart des sources génèrent des harmoniques de rangs impairs et les plus détectés dans un réseau électrique sont habituellement le cinquième (300 Hz), le septième (420 Hz) et le onzième (660 Hz). Quant aux harmoniques de fréquence plus élevée, ils sont fortement atténués par l'effet de peau et par la présence des inductances de lignes. Cependant, il existe aussi quelques types de charge tel est le cas pour les transformateurs ou les charges polarisées (redresseurs mono alternance) ainsi que les fours à arc qui génèrent aussi (en plus des rangs impairs) des harmoniques de rangs pairs.

Entre autres choses, on trouve aussi ce qu'on appelle les inter-harmoniques qui sont des composantes sinusoïdales dont les fréquences sont différentes des multiples entiers de la fondamentale (donc situées entre les harmoniques). Elles sont dues à des variations périodiques ou aléatoires de la puissance absorbée par différents récepteurs tels que fours à arc, machines à souder et convertisseurs de fréquences (variateurs de vitesse). Les fréquences de télécommande utilisées par le distributeur sont aussi des inter-harmoniques. Le spectre peut être discret ou continu et variable de façon aléatoire (four à arc) ou intermittente (machines à souder).

Remarque :

Les niveaux d'harmoniques varient généralement selon le mode de fonctionnement de l'équipement, ainsi que l'heure, la journée et la saison.

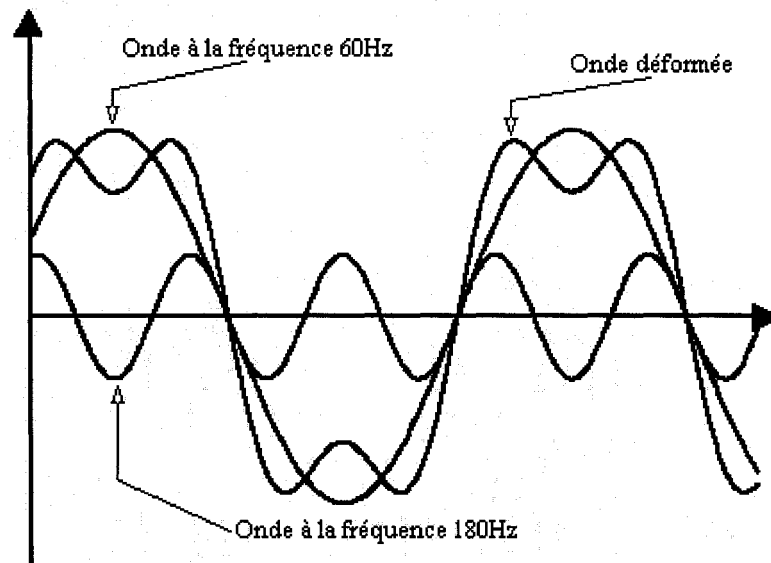


Figure 1 Représentation temporelle d'une onde déformée

Pour chiffrer les perturbations des harmoniques, nous allons définir, dans ce qui suit, quelques paramètres et grandeurs. Soient :

1.2.2.1 Le taux des harmoniques individuels

$$D_n = \frac{C_n}{C_1} * 100\% \quad (1.1)$$

Où, C_n : représente la composante harmonique de rang n et C_1 : représente la composante fondamentale.

C'est un indice qui donne une mesure de l'importance de chaque harmonique par rapport à la fondamentale.

1.2.2.2 Le taux global de distorsion harmonique

Appelé aussi taux d'harmoniques total et il se calcule selon la relation suivante :

$$D = \sqrt{\sum_{n=2}^N \left(\frac{C_n}{C_1} \right)^2} * 100\% \quad (1.2)$$

À moins de conditions particulières, N est habituellement égal à 50.

Le taux des harmoniques individuels (D_n) et le taux d'harmoniques total (D) correspondent à la valeur efficace des tensions harmoniques mesurées sur des intervalles de temps d'intégration de 10 minutes. Les niveaux de tensions harmoniques doivent être évalués à l'exclusion des périodes où se produisent des transitoires rapides, des creux de tension, des surtensions temporaires, des coupures brèves et des interruptions ou encore des périodes où la tension des trois phases tombe en dessous de 50% de la tension nominale.

Remarque :

Les taux d'harmoniques peuvent également être exprimés par rapport à une tension fixe de référence, comme la tension nominale, plutôt que par rapport à la tension fondamentale. L'évaluation des taux d'harmoniques par rapport à une référence fixe permet de retrouver les niveaux absolus d'harmoniques même si la composante fondamentale fluctue.

1.2.2.3 Le facteur de puissance

Normalement, pour un signal sinusoïdal le facteur de puissance est donné par le rapport entre la puissance active P et la puissance apparente S :

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} \quad (1.3)$$

Comme le montre le diagramme de Fresnel de la Figure 2, dans le cas où il y a des harmoniques, une puissance supplémentaire appelée la puissance déformante (D), donnée par la relation (1.4), apparaît et affecte le facteur de puissance.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (1.4)$$

Où, S (VA) représente la puissance apparente, P (W) représente la puissance active, Q (VAR) représente la puissance réactive et D (VA) représente la puissance déformante due à la présence des harmoniques.

Le facteur de puissance devient :

$$\delta = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} = \cos(\varphi_1) * \cos(\gamma) \quad (1.5)$$

En revanche, une faible valeur du facteur de puissance se traduit par une mauvaise utilisation de tous équipements dimensionnés pour la tension et le courant nominaux.

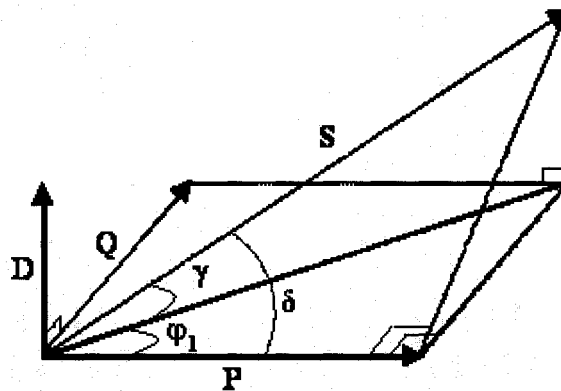


Figure 2 Diagramme de Fresnel des puissances

1.2.3 Effets des harmoniques

De nombreux effets des harmoniques sur les installations et les équipements électriques peuvent être cités [1][2][22]. Les effets les plus importants sont l'échauffement, l'interférence avec les réseaux de télécommunication, les défauts du mauvais fonctionnement des équipements de protection (ouvertures aléatoires des fusibles, déclenchements intempestifs des disjoncteurs/contacteurs) et le risque d'excitation de résonance dans le cas où la fréquence propre de l'ensemble condensateur réseau est proche d'un rang d'harmonique. Ces effets ont des impacts économiques majeurs, sachant qu'ils peuvent causer un surcoût lié à la dégradation du rendement énergétique de l'installation (pertes d'énergie), un surdimensionnement des équipements, une perte de productivité (vieillesse accélérée des équipements, déclenchements intempestifs).

Au-delà d'un taux de distorsion harmonique de tension de 8 %, les dysfonctionnements sont possibles. Entre 5 et 8 %, les dysfonctionnements sont probables.

Les harmoniques sont donc des problèmes néfastes et il faut les limiter s'il n'est pas possible de les éliminer. On distingue deux types d'effets d'harmoniques, à définir : les effets instantanés et les effets à terme.

1.2.3.1 Effets instantanés

Les effets instantanés font suite à un phénomène de résonance entre l'impédance du réseau et les condensateurs de compensation. Le plus spectaculaire de ce type d'effet est la destruction d'équipement (condensateurs, disjoncteur). D'autres troubles fonctionnels sont liés à la déformation de l'onde de tension tels que : couples pulsatoires sur les moteurs d'entraînement, vibrations, erreurs des systèmes de mesures (selon leur bande passante), perte de la détection du passage au zéro de tension pour les dispositifs de régulation.

D'une manière générale, sur tous les systèmes électroniques, les tensions harmoniques peuvent perturber les dispositifs de régulation. Elles peuvent influencer les conditions de commutation des thyristors lorsqu'elles déplacent le passage à zéro de la tension. En présence des efforts électrodynamiques proportionnels aux courants instantanés, les courants harmoniques généreront des vibrations, des bruits acoustiques, surtout dans les appareils électromagnétiques (transformateurs, inductances). Ainsi, les compteurs d'énergie à induction présentent des erreurs supplémentaires en présence d'harmoniques : Par exemple, un compteur classe 2 donnera une erreur supplémentaire de 0,3 % avec un taux de 5 % d'harmonique sur le courant et la tension.

1.2.3.2 Effets à terme

Les effets à terme se traduisent par une fatigue mécanique prématurée (due aux vibrations) des matériaux, des lignes et amènent un déclassement des équipements. En définitive, l'effet à terme, c'est l'échauffement.

1.2.3.3 Échauffement des condensateurs

Les pertes, causes de l'échauffement [1], sont dues à deux phénomènes : conduction et hystérésis dans le diélectrique. Elles sont en première approximation proportionnelles au carré du courant efficace. Les condensateurs sont donc sensibles aux surcharges, qu'elles soient dues à une tension fondamentale trop élevée ou à la présence de tensions harmoniques. Ces pertes sont définies, comme le montre la Figure 3, par l'angle de perte δ du condensateur, angle dont la tangente est le rapport entre les pertes et l'énergie réactive. Ainsi, les harmoniques mettent en danger la vie des condensateurs de filtrage des alimentations des circuits électroniques et ils peuvent provoquer ainsi l'échauffement du conducteur neutre (les courants d'harmonique de rang 3 et multiples de 3 se retrouvent en phase et s'additionnent dans le conducteur de neutre).

En pratique, il faut veiller à ne jamais connecter des condensateurs sur des installations présentant un taux de distorsion en tension supérieur à 8%.

Il faut rappeler aussi que l'impédance des condensateurs diminue lorsque la fréquence augmente. De ce fait si la tension est déformée, des courants harmoniques relativement importants circulent dans ces condensateurs destinés à améliorer le facteur de puissance. Par ailleurs, la présence d'inductances dans les différentes parties de l'installation fait apparaître des risques de résonance avec les condensateurs, ce qui peut augmenter fortement l'amplitude d'un harmonique dans les condensateurs.

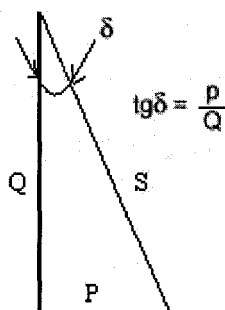


Figure 3 Triangle des puissances d'un condensateur

1.2.3.4 Échauffement dû aux pertes supplémentaires des machines et des transformateurs

Les courants harmoniques sont à l'origine des pertes supplémentaires dans les machines électriques [22], dans leur stator (cuivre et fer), et principalement dans leurs circuits rotoriques (cages, amortisseurs, circuits magnétiques) ce qui produit des différences importantes de vitesse entre les champs tournants inducteurs et le rotor.

Les harmoniques augmentent aussi les pertes fer (pertes par courants de Foucault dans le circuit magnétique), les pertes dues à l'effet de peau (augmentation de la résistance du cuivre avec la fréquence) ainsi que les pertes à l'hystérésis. Ces pertes prennent de l'importance dans tous les matériaux utilisant les circuits magnétiques (moteurs, transformateurs, etc.).

1.2.3.5 Échauffement des câbles et des équipements

Les pertes des câbles traversés par des courants harmoniques, en particulier le conducteur de neutre [22], sont majorées et elles provoquent une élévation de température. Pour cette raison, une attention particulière doit donc être apportée au dimensionnement du conducteur neutre en présence de charges déformantes.

Parmi les causes des pertes des câbles traversés par des courants harmoniques, on peut citer :

- a. L'augmentation de la valeur efficace du courant pour une même puissance active consommée;
- b. L'élévation de la résistance apparente de l'âme avec la fréquence, phénomène dû à l'effet de peau;
- c. L'élévation des pertes diélectriques dans l'isolant avec la fréquence, si le câble est soumis à une distorsion de tension non négligeable;
- d. Les phénomènes de proximité, de gaines, d'écrans mis à la Terre aux deux extrémités.

D'une façon générale, tous les équipements soumis à des tensions ou traversés par des courants harmoniques ont des pertes accentuées et devront faire l'objet de déclassements

éventuels. Par exemple, une cellule départ du condensateur est dimensionnée pour un courant égal à 1,3 fois le courant réactif de compensation. Ce surdimensionnement ne tient toutefois pas compte de l'augmentation de l'échauffement due à l'effet de peau dans les conducteurs.

Le relevé des taux de courants ou de tensions harmoniques, se fait avec un analyseur de spectre qui donne l'amplitude de chaque composante. Il est important de choisir des capteurs (de courant ou de tension) ayant une bande passante suffisante pour la bande de fréquences mesurée.

La valeur efficace du courant déformé (ou de la tension déformée) peut être mesurée soit avec un appareil à vraie valeur efficace, soit être reconstituée à partir du spectre issu d'un analyseur, soit être estimée à partir d'un relevé oscilloscopique.

1.2.4 Limites acceptables des harmoniques, recommandations et normes

Par convention entre la plupart des constructeurs d'équipement et machines électriques, ces valeurs sont données uniquement à titre de recommandation :

- a. Machines synchrones : la distorsion en courant statorique admissible est 1,3 à 1,4%;
- b. Machines asynchrones : la distorsion en courant statorique admissible est 1,5 à 3,5%;
- c. Câbles : la distorsion admissible en tension âme-écran est 10% ;
- d. Condensateurs de puissance : Pour une distorsion en courant de l'ordre de 83%, l'équivalent d'une surcharge de 30% ($1,3 I_{\text{nominal}}$), la surcharge en tension pouvant atteindre 10% ;
- e. Électronique sensible : la distorsion en tension admissible est 5%, le taux individuel admissible est 3%, mais selon le matériel.

1.2.4.1 Limites normalisées au Québec

Les deux parties (fournisseur et client) doivent s'engager à respecter les normes limitant les perturbations harmoniques.

De son côté, le fournisseur énergétique québécois (Hydro-Québec) s'engage à ce que les taux individuels de tension harmonique [52], exprimés en pourcentage de la tension

fondamentale pour les réseaux moyens et basse tension, ne dépassent pas les seuils donnés dans le tableau ci-dessous (Tableau II).

Il est d'usage de dire que, dans les installations industrielles, les tensions harmoniques dont le THD est inférieur à 5% ne produisent pas d'effet notable. Entre 5% et 7% on commence à observer des effets, et pour plus de 10% les effets sont quasi certains.

Tableau II

Valeurs recommandées des harmoniques individuelles pour les réseaux moyens et basse tension

Harmoniques impairs		Harmoniques pairs	
Rang harmonique n	Tension harmonique %	Rang harmonique n	Tension harmonique %
3	6	2	2
5	6	4	1.5
7	5	6	0.75
9	3.5	8	0.6
11	3.5	10	0.6
13	3	12 à 24	0.5
15	2		
17	2		
19 à 25	1.5		

Ce tableau publié par Hydro Québec est sujet à de deux remarques importantes :

- Des niveaux d'harmoniques supérieurs à ceux présentés au tableau peuvent être relevés à la suite d'événements échappant à la volonté d'Hydro-Québec, tels que des orages magnétiques.
- Les valeurs correspondant aux harmoniques de rangs supérieurs à 25 sont très imprévisibles en raison des effets de résonance. Les valeurs indicatives pourront être précisées d'ici quelques années à la lumière des résultats des campagnes de mesure sur le réseau de distribution.

1.3 Creux des tensions

1.3.1 Théorie de base

Un creux de tension (sag ou dip en anglais) [1] est une baisse brutale de la tension en un point du réseau électrique à une valeur comprise (par convention) entre 90% et 10% par rapport à la tension de référence (U_{ref}), suivie d'un rétablissement de cette tension après un court laps de temps compris entre la demi-période fondamentale du réseau (8 ms à 16 ms) et une minute. Il s'agit d'événements aléatoires imprévisibles pour la plupart.

La tension de référence est généralement la tension nominale pour les réseaux BT et la tension déclarée ou avant perturbation pour les réseaux MT et HT. Les paramètres caractéristiques (Figure 4) d'un creux de tension sont :

- Sa profondeur ΔU (ou son amplitude ΔU),
- Sa durée ΔT , définie comme le laps de temps pendant lequel la tension est inférieure à 90%.

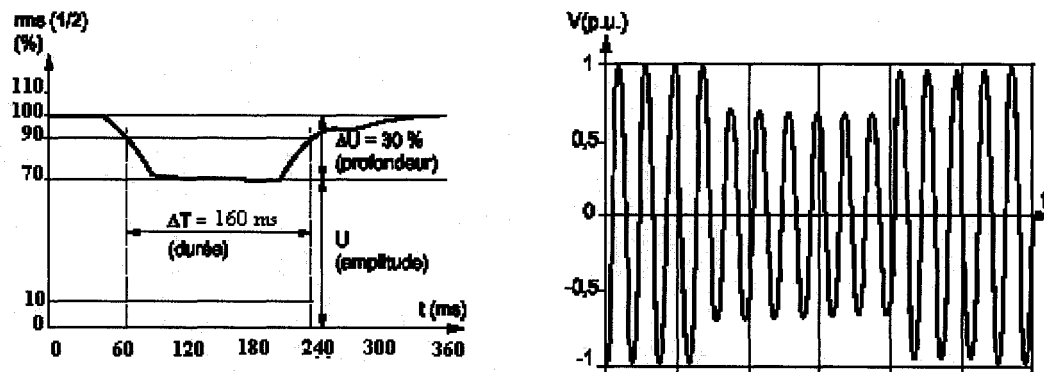


Figure 4 Paramètres caractéristiques d'un creux de tension

L'amplitude des creux de tension est liée à la nature du défaut et à la puissance de court-circuit du réseau. Le bouclage des réseaux, favorable à l'obtention d'une puissance de court-circuit élevée, permet de limiter l'amplitude de ces phénomènes. A contrario, le débouclage des réseaux permet de limiter la zone de réseau subissant un creux de tension lors d'un défaut, et par voie de conséquence de limiter le nombre de creux de tension subis en un point du réseau.

Les coupures sont un cas particulier de creux de tension de profondeur supérieure à 90%. Elles sont caractérisées par un seul paramètre ΔT (la durée de coupure) selon lequel on distingue plusieurs types de coupures, soit :

- a. Coupures instantanées : ($T/2 < \Delta T < 30T$);
- b. Coupures momentanées ($30T < \Delta T < 3s$);
- c. Coupures temporaires ($3s < \Delta T < 1 \text{ min}$);
- d. Coupure maintenue et sous-tension $\Delta T > 1 \text{ min}$).

Quant aux perturbations de tension de durée inférieure à la demi-période fondamentale du réseau ($\Delta T < T/2$), on les considère comme étant des transitoires.

Les creux de tensions sont monophasés, biphasés ou triphasés suivant le nombre de phases concernées. En revanche, un système triphasé est considéré comme subissant un creux de tension si au moins une phase est affectée par cette perturbation. Dans ce cas, les caractéristiques ΔU et ΔT sont en général différentes sur les trois phases. C'est la raison pour laquelle un creux de tension doit être détecté et caractérisé séparément sur chacune des phases.

La plupart des appareils électriques admettent une coupure totale d'alimentation d'une durée inférieure à 10 ms.

1.3.2 Origines des creux de tension

Il y a deux types de phénomène à l'origine des creux de tension [1][39], qu'il soit sur le réseau de transport (HT), sur le réseau de distribution (BT et MT) ou sur l'installation elle-même, le premier provient du fonctionnement d'appareils à charge fluctuante ou de la mise en service d'équipements faisant appel à un courant élevé au démarrage (moteurs, transformateurs, four à arc, etc.) qui provoque à travers les impédances des éléments du réseau une chute de tension d'amplitude d'autant plus faible que le point d'observation est électriquement éloigné de la source de la perturbation. Ainsi que, le deuxième est lié aux phénomènes aléatoires, comme la foudre ou tous les courts-circuits accidentels sur les réseaux de distribution, ou les réseaux internes des clients (défaut d'isolation, blessure de câble, projection de branches sur les lignes aériennes). Les

courts-circuits sur la distribution principale BT, entre deux conducteurs actifs ou entre un conducteur actif et une masse, sont autant à l'origine de creux et de coupures de tension.

Il faut mentionner, que l'apparition des défauts provoque des creux de tension pour tous les utilisateurs branchés sur le même réseau, que la durée du creux de tension soit liée au temps d'élimination du défaut par les systèmes de protection du réseau ou des installations raccordées, que le plus grand nombre de creux de tension et de coupures sont observés sur les réseaux aériens que sur les réseaux souterrains du fait des intempéries (excepté, bien entendu, s'ils sont raccordés sur le même départ) et enfin, que l'isolement des défauts par les dispositifs de protections (disjoncteurs, fusibles) provoque comme même des coupures (brèves ou longues) pour les utilisateurs alimentés par la section en défaut du réseau. En cas de creux, la tension du réseau peut être entretenue par la tension résiduelle restituée par les moteurs asynchrones ou synchrones en cours de ralentissement (pendant 0,3 à 1 s), par les compensateurs ou par la tension due à la décharge des condensateurs branchés sur le réseau.

Cependant, la méthode [38] habituellement utilisée pour détecter et caractériser un creux de tension est celle permettant de mesurer son amplitude par le pourcentage de réduction de tension, et sa durée, par le temps pendant lequel la tension efficace de l'une des phases (évaluée à chaque cycle consécutif de l'onde de 60 Hz) tombe en dessous du seuil de 90% de la tension nominale. On poursuit la mesure jusqu'à ce que la tension excède à nouveau ce seuil. Pour un même événement, l'amplitude des creux de tension mesuré en phase-neutre et en phase-phase diffère. En effet, les valeurs mesurées en phase-phase sont généralement plus représentatives de l'effet des creux de tension sur les charges industrielles.

1.3.3 Effets et conséquences des creux de tension

Les creux et les coupures de tension sont susceptibles de perturber le fonctionnement de nombreuses installations industrielles [1][2][43], tertiaires et domestiques raccordées au réseau. En effet, ce type de perturbation est la cause la plus fréquente de problèmes de

qualité d'énergie qui peut se traduire par des conséquences néfastes, allant de la dégradation de fonctionnement des équipements électriques jusqu'à leur destruction totale. Le Tableau III résume les conséquences néfastes causées par les creux de tension sur quelques matériels industriels et tertiaires sensibles.

Les creux de tension se propagent vers les niveaux de tension inférieurs à travers les transformateurs. Le nombre de phases affectées ainsi que la sévérité de ces creux de tension dépendent beaucoup du type de défaut et du couplage du transformateur.

Parmi les applications les plus sensibles aux creux de tension, on cite : les chaînes automatiques de production dont le procédé ne tolère aucun arrêt temporaire de chaque élément de la chaîne (exemples : les imprimeries, la sidérurgie, les papeteries, la pétrochimie, etc.), les équipements informatiques (exemples : les centres de traitement de données, les banques, les systèmes de télécommunications, etc.) et enfin les systèmes d'éclairages et les équipements de sécurité et de protection (exemples : les hôpitaux, le balisage des aéroports, les locaux d'administration publique, les ascenseurs dans les gratte-ciel, etc.). Les creux de tension peuvent conduire au déclenchement des protections générales de l'installation provoquant ainsi l'arrêt du procédé.

Tableau III

Conséquences des creux de tension sur quelques équipements électriques sensibles

Types d'équipement	Conséquences néfastes
Systèmes d'éclairage	Moins de luminosité, extinction et réallumage.
Systèmes à base d'électronique de puissance	Arrêt ou mauvais fonctionnement des équipements.
Dispositifs de protection	Déclenchement et ouverture des contacteurs.
Moteurs asynchrones	Ralentissements, décrochage, surintensité au retour de la tension.
Moteurs synchrones	Perte de synchronisme, décrochage et arrêt du moteur.
Variateurs de vitesse pour un moteur à courant continu	<ul style="list-style-type: none"> • En mode onduleur : destruction des protections. • En mode redresseur : ralentissement de la machine.

Tableau III (Suite)

Types d'équipement	Conséquences néfastes
Variateurs de vitesse pour un moteur asynchrone	Ralentissement, décrochage, surintensité au retour de la tension, destruction éventuelle de matériel au niveau du convertisseur.

1.3.4 Valeurs indicatives des creux de tension

À titre indicatif, les données qui suivent proviennent d'une campagne de mesure menée par Hydro-Québec [52] en milieu industriel pendant la période 1995-1996.

Le tableau suivant (Tableau IV) fournit les résultats des mesures de creux de tension recensés sur le réseau d'Hydro-Québec à 17 sites au Québec. Il représente la valeur moyenne du nombre de creux de tension par année, des 17 sites, en fonction de l'amplitude et de la durée que prennent les creux de tension détectés.

Selon les statistiques de l'étude faite par Hydro-Québec sur son réseau, on constate que le nombre annuel de creux de tension est imprévisible et varie énormément d'un endroit à l'autre. En zone urbaine, là où le réseau de distribution est majoritairement souterrain, on observe en moyenne de 1 à 4 creux de tension par mois. Dans les zones rurales, ce nombre est plus important. En général, les creux de tension durent moins d'une seconde, présentent une amplitude inférieure à 60% et la plupart des creux de tension (près de 60%) sont monophasés.

Tableau IV

Creux provenant du réseau d'Hydro-Québec

Durée	<0,1s	0,1s<t<0,5s	0,5s<t<1s	1s<t<3s	3s<t<20s	20s<t<60	>60s	Total
Amplitude								
10% < ΔU < 15%	174	23	6.9	3.2	2.8	1.2	1.8	213.2
15% < ΔU < 30%	32.1	10.7	3.5	0	0	0.4	0.8	47.5
30% < ΔU < 60%	11.8	3.9	1.5	1.1	0	0	0.3	18.6
60% < ΔU < 100%	2.7	0	0.2	0	0	0	0.4	3.3
$\Delta U = 100\%$	0.6	0	0	2.7	4.2	0.2	4.6	12.3
Total								295

En ce qui concerne les résultats des creux de tension provenant des opérations normales des clients, ils dépendent beaucoup des installations de chaque client. Dans le cas des clients fortement perturbateurs (fours à arc, démarrage de moteurs de forte puissance, etc.), des filtres et compensateurs actifs de dépollution de réseau électrique sont fortement conseillés à installer chez eux. En outre, l'appareillage électrotechnique est généralement insensible aux phénomènes des coupures et des creux de tension, mis à part les contacteurs et relais dont la chute et la remontée intempestives peuvent conduire au déclenchement des protections générales de l'installation provoquant ainsi d'énormes problèmes dans les procédés industriels.

1.4 Déséquilibre du courant et de tension

1.4.1 Origines du déséquilibre

Les réseaux électriques sont généralement triphasés, ils alimentent des récepteurs triphasés, mais aussi beaucoup de récepteurs monophasés. Un récepteur triphasé qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau. Ceci est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc [50] ou par la traction ferroviaire. La tension inverse (ou homopolaire) est provoquée par les chutes de tension le long des impédances du réseau dues aux courants inverses (ou homopolaire) produits par les charges déséquilibrées qui conduisent à des courants non identiques sur les trois phases (charges BT connectées entre phase et neutre, charges monophasées ou biphasées MT telles que machines à souder et fours à induction). Les défauts monophasés ou biphasés provoquent des déséquilibres jusqu'au fonctionnement des protections [1]. En outre, le déséquilibre du système triphasé s'observe lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou déphasées de 120° les unes par rapport aux autres. En fait, les déséquilibres de tension sont généralement d'origine de deux causes principales, soit les asymétries d'impédance des lignes du réseau et soit les déséquilibres de charge. Ces

déséquilibres de tension engendrent des composantes inverses de courant qui provoquent principalement des couples de freinage parasites et des échauffements dans les moteurs à courant alternatif. Cependant, la quantification du phénomène fait appel à la décomposition de la composante fondamentale selon les composantes symétriques de Fortescue. On caractérise les asymétries d'amplitude et de déphasage des tensions triphasées en régime permanent par deux indices, soient : le degré de déséquilibre inverse et le degré de déséquilibre homopolaire :

- Le degré de déséquilibre de tension inverse est défini, suivant la méthode des composantes symétriques, comme étant le rapport existant entre le module de la composante inverse du fondamental de la tension et celui de la composante directe :

$$\Delta U_i = \frac{U_{1i}}{U_{1d}}$$

La formule approchée suivante peut aussi être utilisée : $\Delta U_i = \max \frac{V_i - V_{moy}}{V_{moy}}$

Avec, V_i représente la tension de la phase i et $V_{moy} = \frac{V_1 + V_2 + V_3}{3}$

- Le degré de déséquilibre de tension homopolaire est défini comme étant le rapport du module de la composante homopolaire fondamentale de la tension et celui de la

composante directe : $\Delta U_0 = \frac{U_{1o}}{U_{1d}}$

1.4.2 Conséquences du déséquilibre

Il est très intéressant d'aborder le problème du déséquilibre par type d'équipement. Le déséquilibre d'une installation triphasée peut entraîner aussi le dysfonctionnement des appareils basses tensions connectés sur la même installation [1][2]. Toutefois, le fonctionnement d'une charge en présence de déséquilibre, de tension ou de courant, entraîne l'apparition de composantes harmoniques non caractéristiques, notamment des harmoniques de rang multiple de 3, qui modifient le passage à zéro des tensions et peuvent perturber la synchronisation de l'allumage des thyristors. Dans le domaine des

protections contre les risques électriques, ce type de perturbation est également gênant, car les déséquilibres de courant limitent l'utilisation du montage de Nicholson (mise en commun de quatre transformateurs de courant) pour détecter des courants résiduels dus à un défaut d'isolement [16]. Ainsi, la composante inverse due au déséquilibre peut conduire à des couples de freinages parasites et des pertes supplémentaires sur les machines tournantes à cause du champ tournant en sens inverse créé par cette composante. Par conséquent, cela peut provoquer l'échauffement et la dégradation prématurée des machines. En effet, la réactance inverse d'une machine asynchrone est équivalente à sa réactance pendant la phase de démarrage. Le taux de déséquilibre en courant sera donc plusieurs fois celui de la tension d'alimentation. Les courants de phase peuvent alors différer considérablement. Ce qui accroît l'échauffement des phases parcourues par le courant le plus élevé et par suite réduit la durée de vie de la machine. Outre les effets des composantes inverses sur les moteurs, le déséquilibre des tensions triphasées perturbe le fonctionnement des dispositifs à thyristors à commande de phase. Concernant l'effet du déséquilibre homopolaire, il faut signaler le risque d'échauffement du conducteur neutre dans un réseau BT qui, lorsque le conducteur est d'un diamètre trop faible, peut provoquer une rupture du conducteur ou un incendie.

1.4.3 Valeurs indicatives du déséquilibre

Le taux de déséquilibre s'évalue au moyen de la valeur efficace des composantes directe et inverse de tension sur des intervalles de temps d'intégration de deux heures dans les conditions habituelles d'exploitation [52]. Les périodes pendant lesquelles la tension des trois phases est inférieure à 50% de la tension nominale sont exclues de cette évaluation. La plupart des normes fixent le taux de déséquilibre inverse admissible à 2% sur les valeurs efficaces calculées sur 10 minutes pour 95% du temps d'une semaine. Cependant, là où les caractéristiques des lignes et des charges ne permettent pas de répartir la charge de façon optimale entre les phases (lignes triphasées comportant de longs embranchements biphasés ou monophasés), certains déséquilibres de tension peuvent atteindre dans les conditions habituelles d'exploitation 3% aux points de

livraison triphasés. En pratique, un taux de déséquilibre de tension de 2% pendant une longue période, et 3% de moins de quelques minutes est acceptable.

En effet, les taux les plus élevés sont observés sur les réseaux BT alimentés par un transformateur de faible puissance avec une majorité de branchements monophasés. C'est le cas des postes qui alimentent en monophasé peu d'abonnés BT.

Notes - Ces valeurs ne couvrent pas les déséquilibres dus aux événements incontrôlables tels que les orages géomagnétiques, etc.

1.5 Surtensions temporaires ou transitoires

1.5.1 Définition

Toute tension appliquée à un équipement dont la valeur de crête sort des limites d'un gabarit défini par une norme ou une spécification est une surtension [1][52]. Les surtensions sont de quatre natures : Temporaires (à la fréquence industrielle 60 Hz); De manœuvre; Par décharge électrostatique; D'origine atmosphérique (foudre).

Elles peuvent apparaître selon deux modes : mode différentiel (entre conducteurs actifs, phase-phase ou phase-neutre) et mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la Terre). Leurs principales caractéristiques sont décrites dans le Tableau V. Et, le paragraphe qui suit traitera en détail chaque type de surtension.

Tableau V

Les quatre types de surtensions présentes sur les réseaux électriques

Surtension	Durée	Raideur du front de montée, ou fréquence	Amortissement en fonction de la distance
Atmosphérique	Très courte (μ s)	Très élevée (1000kv/ μ s)	fort
Décharge électrostatique	Très courte (ns)	Élevée (\approx 10Mhz)	Très fort
Manœuvre	courte (ms)	Moyenne (1 à 200 kHz)	moyen
Temporaire	Longue (s), voire très longues (h)	Fréquence du réseau	nul

1.5.1.1 Les surtensions temporaires

Les surtensions temporaires ou à la fréquence industrielle prennent naissance suite à un défaut d'isolement entre phase et Terre, lors d'une surcompensation de l'énergie réactive ou encore lors d'une ferro-résonance provoquée par un circuit inductif et un condensateur. La caractéristique principale de ces surtensions est la fréquence qui épouse celle du réseau : en général 50, 60 ou 400 Hz. Parmi les défauts de surtension temporaire, nous citons :

1.5.1.2 La rupture de continuité du neutre

Si les réseaux de distribution sont généralement triphasés, de nombreux équipements et appareillages sont monophasés. En fonction du besoin de chacun des abonnés BT, des déséquilibres de tension peuvent se produire. Le cas le plus contraignant est en fait la rupture du neutre [1][52] qui peut induire une montée en potentiel dommageable pour des appareils prévus pour fonctionner sous une tension simple et qui se retrouvent alors sous une tension proche de la tension composée.

1.5.1.3 Le défaut d'isolement

Dans le cas d'un réseau triphasé à neutre isolé, une phase mise à la Terre soumet les deux autres phases à la tension composée par rapport à la Terre. Parmi toutes ces surtensions, les plus dangereuses sont celles qui se propagent en mode commun, soit de foudre, soit à fréquence industrielle lorsque le courant homopolaire en MT est important.

1.5.1.4 Les surtensions de manœuvre

La modification brusque de la structure d'un réseau électrique provoque l'apparition de phénomènes transitoires [1]. Ceux-ci se traduisent souvent par la naissance d'une onde de surtension ou d'un train d'ondes haute fréquence de type apériodique ou oscillatoire à amortissement rapide. En général, ce type de phénomène apparaît sur des réseaux électriques subissant des modifications rapides de leur structure (ouverture d'appareils de

protection, fermeture et ouverture d'appareils de commande). Dans ce qui suit, on illustre quatre types de surtension de manœuvre.

1.5.1.4.1 Surtension de commutation en charge normale

Une charge normale est essentiellement résistive, c'est-à-dire que son facteur de puissance est supérieur à 0,7. Dans ce cas, la coupure ou l'établissement des courants de charge ne posent pas des problèmes majeurs. Le coefficient de surtension (rapport de l'amplitude de la tension transitoire et de la tension de service) varie entre 1,2 et 1,5.

1.5.1.4.2 La commutation de courants inductifs

Lors de l'établissement ou de l'interruption de circuits inductifs, des impulsions de fortes amplitudes et de temps de montée très faibles peuvent se produire. Ainsi un interrupteur commandant un moteur électrique, un transformateur BT/BT, un contacteur, voire un simple relai, etc., génère une surtension de mode différentiel dont l'amplitude peut dépasser 1000 V avec des fronts de montés de quelques microsecondes.

1.5.1.4.3 La commutation des circuits capacitifs

Alors que les réseaux électriques sont plutôt inductifs, la présence de capacités (batteries de condensateurs ou tout simplement lignes à vide) constitue un circuit résonant LC. Les manœuvres provoquent alors des surtensions de type oscillatoire. Un facteur de surtension de trois peut être rencontré en cas de réamorçage après coupure.

1.5.1.4.4 L'interruption d'un fort courant par un organe de coupure

Interrompre un courant de court-circuit génère des surtensions si la coupure est très rapide et sans consommation d'énergie par l'arc. Elles peuvent être importantes lors de la fusion de certains fusibles (de l'ordre de 1,5 kV). Un cas similaire bien connu est la rupture de courant qui accompagne la soudure à l'arc : les surtensions observées atteignent la dizaine de kilovolts. Une caractérisation des matériels selon ce type d'onde est une référence pour leur tenue aux surtensions de manœuvre.

1.5.1.5 Les surtensions atmosphériques

Les surtensions atmosphériques sont provoquées par la foudre [1][16][52] soit directement, soit indirectement par augmentation du potentiel de la Terre. En effet, la foudre est un phénomène naturel dont les effets sont spectaculaires et dangereux. Les effets des coups de foudre font l'objet de deux approches : lorsque l'élément étudié est celui qui reçoit la foudre, c'est le cas du coup de foudre direct, et lorsque l'élément étudié ne subit que des effets, c'est le coup de foudre indirect. Ainsi, lorsque la foudre tombe sur une structure le courant de foudre génère une surtension impulsionnelle. En outre, les réseaux aériens sont les plus affectés par les surtensions et surintensités d'origine atmosphérique. Une particularité des coups de foudre est leur polarisation : ils sont généralement négatifs (nuage négatif et sol positif). Environ 10% sont de polarité inverse, mais ce sont les plus violents. Une distinction est souvent établie entre les deux types de coup de foudre.

1.5.1.5.1 Le coup de foudre direct

Dans le domaine de l'électrotechnique, le coup de foudre direct est celui qui atteint directement les installations électriques (lignes aériennes, postes, etc.). Son énergie est importante puisque 50% des coups de foudre dépassent 25 kA crête et 1% sont au-delà de 180 kA (Tableau VI). La raideur de ces décharges peut atteindre 100 kA/μs.

En outre, le coup de foudre direct se manifeste par l'injection dans la ligne, d'une onde de courant de plusieurs dizaines de kA. Cette onde de courant, qui peut faire fondre des conducteurs en se propageant de part et d'autre du point d'impact, provoque une augmentation de tension U donnée par la formule (1.6).

$$U = Z_c * \frac{i}{2} \quad (1.6)$$

Avec i : le courant injecté et Z_c : l'impédance homopolaire caractéristique de la ligne (300 à 1000 ohms). U atteint donc des valeurs de plusieurs millions de volts, ce qui n'est supportable par aucune ligne. En un point de celle-ci, par exemple au premier pylône rencontré par l'onde, la tension croît jusqu'à ce que se produise le claquage de la

distance d'isolement (la chaîne d'isolateurs). Suivant que l'amorçage ait eu lieu ou pas (fonction de la valeur du courant injecté dans la ligne) l'onde qui continue à se propager après le pylône est dite coupée ou pleine. Pour les réseaux dont la tension est inférieure à 400 kV, pratiquement tous les coups de foudre directs entraînent un amorçage et un défaut à la Terre. De plus, un coup de foudre directe est rarement unique, plusieurs impulsions (décharges) séparées de dizaines de millisecondes sont détectables. Les effets destructeurs d'un coup de foudre direct sont bien connus : électrocution d'êtres vivants, fusion de composantes si ce n'est incendie des bâtiments. L'installation d'un paratonnerre sur une construction limite ces risques, de même les fils de garde protègent les lignes THT.

Tableau VI

Principales caractéristiques des coups de foudre

Probabilité de dépassement	Crête de courant	Charge	Pente	$\int i^2 dt$	Durée totale	Nbre de décharges
P (%)	I (KA)	Q (C)	S (KA/μS)	(KA ² .S)	T(s)	n
50	26	14	48	0.54	0.09	1.8
10	73	70	74	1.9	0.56	5
1	180	330	97	35	2.7	12

1.5.1.5.2 Le coup de foudre indirect

Le coup de foudre indirect tombant à proximité d'une ligne, sur un pylône métallique, ou, ce qui revient au même, sur le câble de garde (mis à la Terre, ce câble relie les sommets des pylônes, il est destiné à protéger les conducteurs actifs des coups de foudre directs). Lorsqu'il se produit sur un support, ou même simplement à proximité d'une ligne, des surtensions importantes sont générées dans le réseau. Ce deuxième cas, plus fréquent que le précédent, peut se révéler presque aussi dangereux.

- Si la foudre tombe sur le pylône ou le câble de garde, l'écoulement du courant provoque l'augmentation du potentiel de la masse métallique par rapport à la Terre. La surtension U correspondante est définie par la formule (1.7) et elle peut atteindre plusieurs centaines de kV.

$$U = R \frac{i}{2} + \frac{L}{2} * \frac{di}{dt} \quad (1.7)$$

Avec R, résistance en onde raide de la prise de Terre et L, l'inductance du pylône et/ou du conducteur de mise à la Terre. Lorsque cette tension atteint la tension d'amorçage d'un isolateur, il se produit un amorçage en retour entre la structure métallique et un ou des conducteurs actifs.

- Si la foudre tombe à proximité de la ligne, l'écoulement de l'énergie vers le sol provoque une variation extrêmement rapide du champ électromagnétique. Les ondes induites sur la ligne sont similaires en forme et en amplitude à celles obtenues par choc de foudre direct. Leur caractéristique principale est leur front très raide (de l'ordre du micro seconde), et leur amortissement (apériodique ou pas) très rapide (Caractéristiques typiques de ces ondes : durée de front de 1,2 µs et durée de queue ≈ 50 µs).

Cependant, lorsque l'onde de tension résultant d'un coup de foudre traverse un transformateur MT/BT, la transmission se fait essentiellement par couplage capacitif. L'amplitude de la surtension ainsi transmise, observée sur le secondaire du côté BT, est inférieure à 10% de ce qu'elle était du côté MT (généralement inférieure à 70 kV). Ainsi, sur les lignes BT, les surtensions induites sont en général inférieures à 7 kV.

1.5.1.6 Les surtensions par décharge électrostatique

D'autres types de décharges atmosphériques existent [1][16][52]. En effet, si la plupart des surtensions induites sont d'origine électromagnétique, certaines sont d'origine électrostatique et intéressent particulièrement les réseaux isolés de la Terre. Par exemple, dans un milieu très sec, il est fréquent qu'un être humain chargé électrostatiquement par frottement (notamment sur une moquette synthétique) atteigne une tension de plusieurs dizaines de kilovolts. Sa décharge est un courant impulsionnel de quelques dizaines d'ampères. Des perforations de composants électroniques ont été observées suite à ces décharges dont les fronts de montée sont très raides (quelques nanosecondes au maximum). Au niveau d'installations électriques, durant les minutes qui précèdent un coup de foudre, lorsqu'un nuage chargé à un certain potentiel se trouve au-dessus d'une ligne, celle-ci prend une charge de sens contraire. Avant que ne se produise le coup de

foudre, qui permet la décharge du nuage, il existe donc entre la ligne et le sol un champ électrique E pouvant atteindre 30 kV/m sous l'effet duquel se charge le condensateur ligne/Terre à un potentiel de l'ordre de 150 à 500 kV selon la hauteur de la ligne par rapport au sol. Il en résulte des risques de claquages peu énergétiques au niveau des composants, les moins bien isolés, du réseau. Lors de l'amorçage entre le nuage et la Terre, le champ électrique ayant disparu, les capacités se déchargent.

1.5.2 Conséquences et effets de la surtension

Les installations subissent périodiquement un certain nombre de surtensions non négligeables [1][2][52]. Les conséquences de la surtension sont très diverses selon le temps d'application, la répétitivité, l'amplitude, le mode (commun ou différentiel), la raideur du front de montée et la fréquence. En fait, les risques se situent essentiellement au niveau des dysfonctionnements, de la destruction de matériels sensibles et notamment des composants électroniques et, en conséquence, de la non-continuité de service. Ces effets peuvent apparaître sur les installations des distributeurs d'énergie ou sur les installations des utilisateurs. Les perturbations peuvent conduire à :

- a. Claquage du diélectrique, cause de destruction de matériel sensible (composants électroniques...);
- b. Dégradation de matériel par vieillissement (surtensions non destructives, mais répétées);
- c. Coupure longue entraînée par la destruction de matériel (intervention pour changement d'isolants détruits, voire remplacement de matériel, perte de facturation pour les distributeurs et pertes de production pour les industriels);
- d. Des interruptions courtes (réenclenchements automatiques sur les réseaux de distribution publique MT par lignes aériennes);
- e. Perturbations des circuits de contrôle et de communication à courant faible;
- f. Contraintes électrodynamiques et thermiques (incendie) causées par la foudre essentiellement.

Certainement, les réseaux aériens sont les plus affectés par la foudre, par conséquent les installations alimentées par des réseaux souterrains peuvent subir des contraintes de tension élevées en cas de foudroiement à proximité du site. En outre, les surtensions de manœuvre qui sont répétitives et dont la probabilité d'apparition est nettement supérieure à celle de la foudre et de durée plus longue peuvent conduire à des dégradations aussi importantes que la foudre.

Enfin, des appareils de protection permettent de limiter ces risques. Mais, leur mise en œuvre nécessite l'élaboration réfléchie de niveaux cohérents d'isolement et de protection. Pour cela, la compréhension préalable et la caractérisation des différents types de surtension sont indispensables.

1.5.3 Normes et valeurs indicatives du déséquilibre

Mis à part les élévations accidentelles de tension, par exemple branchement d'un transformateur 110 V en 380 V, les seules élévations de tension qui peuvent dépasser la plage nominale de variation $U_n + 10\%$ s'observent lorsque le réseau BT n'est pas chargé [1][52]. Mais, les transformateurs des postes sources sont généralement équipés de régleurs en charge qui permettent au distributeur d'énergie de maintenir la MT dans la plage $U_n \pm 7\%$. En effet, plusieurs normes fixent les niveaux de surtensions selon le schéma de liaison à la Terre de l'installation :

- a. Réseaux à neutre à la Terre (raccordé directement ou avec une impédance) : la surtension ne devra pas dépasser $1,7 U_n$;
- b. Réseaux à neutre isolé ou résonant : la surtension ne devra pas dépasser $2 U_n$.

À noter que le front de montée des chocs de foudre retenu par les normes, est de 1,2 ms pour la tension et 8 ms pour le courant.

1.5.3.1 Manœuvres sur le réseau MT

Mise sous tension de batteries de condensateurs MT sans self de blocage : la valeur crête peut atteindre $2 U_n$; Mise hors tension de transformateur MT/BT : la valeur crête peut atteindre $3 U_n$, elle dépend beaucoup du courant arraché par l'organe de coupure MT.

1.6 Papillotement (Flicker) et fluctuations lentes de tension

1.6.1 Définition

Dans tous les pays industriels, les distributeurs d'énergie, comme les exploitants d'installation électrique, doivent respecter des tolérances de variations d'amplitude et de fréquence sur leurs réseaux, sinon le bon fonctionnement des équipements n'est plus garanti. À cet effet, depuis 50 ans le Flicker ou papillotement [47] a fait l'objet de nombreuses publications. C'est un phénomène maintenant bien défini, analysé, mesurable, pour lequel il existe des éléments de prévision et des remèdes. Il est généralement provoqué par des charges fluctuantes à cadence fixe (machines à souder par points par exemple) ou erratique (cas des fours à arc notamment). Toutefois, le phénomène est dû à la propagation sur les lignes du réseau d'appels de courants importants à la mise en service ou hors service d'appareil dont la puissance absorbée varie de manière rapide et répétitive

On outre, le Flicker de lumière [1] est défini comme impression subjective de fluctuation de la luminance. C'est un phénomène de gêne physiologique visuel qui provoque une fatigue physique et psychique pour les usagers et les utilisateurs de lampes alimentées par une source commune à l'éclairage et raccordée à proximité de la charge perturbatrice. Ces variations périodiques ou erratiques permanentes ont une décomposition spectrale dans une bande de 0,5 Hz à 25 Hz. La gêne correspondant au scintillement se manifeste sur les lampes BT. Par contre, les charges perturbatrices peuvent se trouver connectées à tout niveau de tension et affecter un grand nombre de consommateurs alimentés par la même source. L'amplitude de la fluctuation (Figure 5) dépend du rapport entre l'impédance de l'appareil perturbateur et celle du réseau d'alimentation.

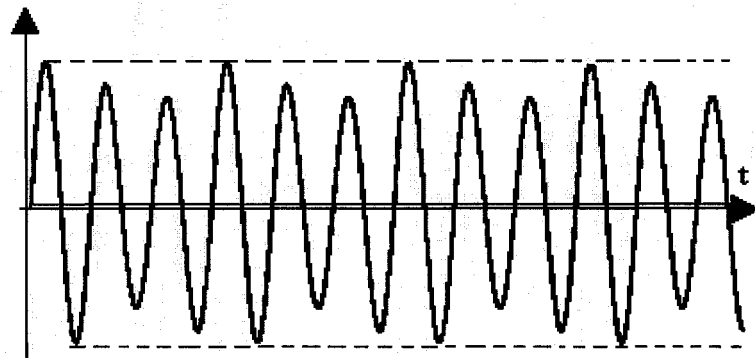


Figure 5 Flicker ou papillotement

1.6.2 Explication mathématique de l'origine du Flicker

Les sources des fluctuations de Flicker sont des équipements électriques dont le fonctionnement nécessite d'importantes variations cycliques de courant qui, parcourant l'impédance du réseau (R, X), provoquent les variations de tension ΔU (Figure 6) [45][49][52].

On définit : U comme étant la tension nominale du réseau; E comme étant la tension à vide du réseau; ΔU comme étant la chute de tension ($\Delta U = E - U$); P comme étant la puissance active de la charge sous la tension nominale U ; Q comme étant la puissance réactive de la charge sous la tension nominale U ; $\cos(\varphi)$ comme étant le facteur de puissance de la charge; I comme étant le courant nominal de la charge; S_{cc} comme étant la puissance de court circuit du réseau amont; R comme étant la résistance totale du réseau amont et X comme étant la réactance totale du réseau amont

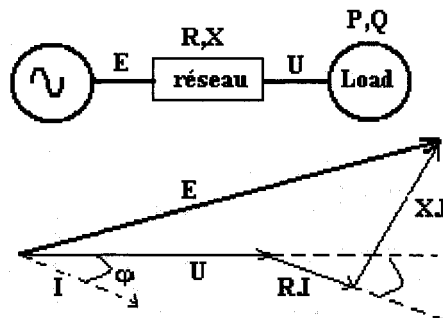


Figure 6 Variations de tension à l'origine du Flicker

Si on considère que l'angle entre E et U est faible on aura alors :

$$\Delta U = E - U \approx R.I.\cos\varphi + X.I.\sin\varphi \quad (1.8)$$

On sait que : $P = U.I.\cos\varphi$ et $Q = U.I.\sin\varphi$

On aura alors :
$$\Delta U = \left(\frac{R.P + X.Q}{U} \right) \quad (1.9)$$

Nous aurons aussi en valeur relative :
$$\frac{\Delta U}{U} = \left(\frac{R.P + X.Q}{U^2} \right) \quad (1.10)$$

1.6.2.1 Interprétation

En haute tension, la résistance R est négligeable vis-à-vis l'impédance X, l'équation

devient alors :
$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{X.Q}{U^2} = \frac{Q}{S_{cc}} \quad (1.11)$$

Donc, c'est la variation de la puissance réactive Q qui est prépondérante et doit être bien contrôlée;

En basse tension, R n'est pas négligeable : il faut alors agir en même temps sur les puissances active et réactive, P et Q pour contrôler les variations du Flicker.

1.6.3 Origine et source du Flicker

1.6.3.1 Dysfonctionnement du système d'éclairage

Une fluctuation du flux lumineux peut également être due à un mauvais fonctionnement du système d'éclairage. C'est la première hypothèse à vérifier en cas de problème [1].

- Les tubes avec ballast ferromagnétique traditionnel peuvent générer du Flicker lorsqu'ils sont associés à un gradateur. En effet, l'ionisation du gaz devient incertaine lorsque la commande de phase ampute une partie de la sinusoïde.
- Les tubes avec ballast électronique sont généralement insensibles aux variations de leur tension d'alimentation. Il existe des ballasts pouvant utiliser des gradateurs à commande de phase, dans ce cas des papillotements ont pu être observés en présence d'harmoniques ou de courants porteurs (détection incertaine du passage à zéro de la tension).

1.6.3.2 Flicker provoqué par les infraharmoniques et les interharmoniques

Il a été démontré et constaté que dans certaines conditions, la présence d'interharmoniques dans la tension d'alimentation est aussi une source de Flicker [50]. En particulier, les lampes à incandescence sont sensibles dans la bande de fréquence comprise entre 20 Hz et 80 Hz, alors que les fluorescentes le sont pour des fréquences supérieures à 100 Hz. Les lampes à ballast inductif semblent plus sensibles à ce phénomène que celles avec ballast capacitif.

1.6.3.3 Les perturbateurs

En premier lieu, le four à arc est le principal générateur de Flicker [46][47]. Les fluctuations de tension, que son fonctionnement normal fait naître, sont d'autant plus ressenties que la puissance des fours est élevée, en particulier par rapport à la puissance de court-circuit du réseau. En second lieu, les machines à charges fluctuantes telles que les moteurs puissants, ou groupes de moteurs, à démarrages et arrêts fréquents, ou à charge variable (tels ceux des laminoirs), ainsi que les machines à couple résistant alternatif (compresseurs) peuvent produire aussi du Flicker. Ensuite, les machines à souder ou les soudeuses à arc de puissance relativement faible sont peu gênantes et productives de Flicker (sauf utilisation intensive chez un abonné BT). Par contre, les cycles répétitifs des soudeuses par résistance, à des fréquences comprises entre 0,1 et 1 Hz, sont à l'origine de perturbations sous la forme d'à-coups de tension.

1.6.4 Conséquences du Flicker

1.6.4.1 Sensibilité des sources lumineuses

La plupart des appareils ne sont toutefois pas perturbés par les fluctuations de tension lorsque la variation étant inférieure aux limites contractuelles. Par contre, ces fluctuations peuvent, pour différents types d'éclairage, provoquer un papillotement du flux lumineux. Cette gêne visuelle est perceptible pour une variation de 1% de la tension [1][52].

En effet, le papillotement traduit l'inconfort physiologique éprouvé au niveau de la vision à la suite de changements répétitifs de luminosité de l'éclairage. Cependant, à certaines fréquences, l'œil peut percevoir l'effet sur l'éclairage de très faibles variations de tension. Le Tableau VII regroupe les principales caractéristiques des différentes sources lumineuses et leurs comportements selon la tension. En résumé, il est possible d'écrire que toutes les sources lumineuses sont sensibles aux variations de tension, et dans l'ordre décroissant de sensibilité :

- a. Les lampes à vapeur de mercure ou de sodium, mais elles éclairent des lieux où le papillotement est peu gênant (espaces extérieurs, monuments, routes, etc.);
- b. Les lampes à incandescence;
- c. Les lampes fluorescentes.

Les récepteurs de télévision ainsi que les écrans des systèmes informatiques ont une certaine sensibilité au Flicker, elle est très variable suivant les appareils, aucune étude précise n'a été faite à ce sujet.

Tableau VII

Principales caractéristiques des différentes sources lumineuses vis-à-vis aux variations de tension.

<i>Sources lumineuses</i>	<i>fluorescence</i>	<i>incandescence</i>	<i>Vapeur de sodium à basse pression</i>	<i>Vapeur de sodium à haute pression</i>	<i>Vapeur de mercure à haute pression</i>
<i>Types de lampes</i>	Rectiligne, circulaire	Standard	-----	Avec différents culots	Fluorescent, lumière mixte
<i>Puissance électrique (w)</i>	De 4 à 65	De 5 à 2000	De 18 à 180	De 35 à 1000	De 35 à 3500
<i>Efficacité lumineuse $lm.w^{-1}$</i>	De 35 à 104	De 8 à 25	De 100 à 200	De 37 à 150	De 11 à 120

Tableau VII (Suite)

Comportement à la mise sous tension	Le plein flux lumineux est obtenu lors de l'amorçage. Un courant de préchauffage de quelques secondes peut atteindre 2In	Le plein flux lumineux est immédiat. La surintensité peut atteindre 1.4 In.	Un délai de 5 à 10 minutes est nécessaire après la mise sous tension, pour obtenir le plein flux lumineux. Il n'y a pas de surintensité notable.	Un délai de 5 à 7 minutes est nécessaire après la mise sous tension, pour obtenir le plein flux lumineux. La surintensité peut atteindre 1.2 à 1.3 In.	Un délai de 1 à 4 minutes est nécessaire après la mise sous tension, pour obtenir le plein flux lumineux. La surintensité peut atteindre 1.5 à 1.7 In.
Comportement vis-à-vis des fluctuations de la tension d'alimentation	N'est perturbée que par des fluctuations 2 à 3 fois plus fortes	Particulièrement sensible aux faibles variations de tension répétées (10 à 200 ms).	Très sensible, puisque son inertie thermique est celle du plasma de la décharge lumineuse	Idem à vapeur de sodium à basse pression	Idem à vapeur de sodium à basse pression

1.6.4.2 Quelques solutions pour réduire l'effet du Flicker sur les sources lumineuses

Les solutions consistent à :

- Changer le mode d'éclairage : en choisissant les lampes fluorescentes ayant une sensibilité plus faible que les lampes à incandescence;
- Installer des alimentations sans interruption : cette alternative peut être économique lorsque les utilisateurs perturbés sont identifiés et regroupés;
- Modifier le perturbateur : le changement du mode de démarrage de moteurs à démarrages fréquents permet par exemple de réduire les surintensités;
- Augmenter la puissance de court-circuit : en raccordant les circuits d'éclairage au plus près du point de l'alimentation;
- Éloigner électriquement la charge perturbatrice des circuits d'éclairage : en alimentant la charge perturbatrice par un transformateur indépendant.
- Utiliser un compensateur au filtre actif : cet équipement réalise une compensation en temps réel phase par phase de la puissance réactive. Le Flicker peut être réduit de 25% à 75%.

1.6.5 Valeurs indicatives du Flicker

Dans la définition du Flicker faite auparavant on admet que les fluctuations d'amplitude inférieure à 10%, de période inférieure à une heure et ayant des variations périodiques ou erratiques de 0,5 Hz à 25 Hz peuvent être considérées comme étant Flicker ou papillotement [1][52].

En revanche, les indices utilisés pour évaluer le papillotement de longue et courte durée sont respectivement l'indice de sévérité P_{lt} et l'indice de sévérité P_{st} , évaluées respectivement sur des intervalles de temps d'intégration de deux heures pour le premier indice et de 10 minutes pour le deuxième. Le papillotement se mesure avec un Flickermètre dont la pondération doit être corrigée pour les lampes incandescentes à 120 V. La méthode d'évaluation du Flicker est décrite dans le paragraphe qui suit. Cependant, dans les conditions habituelles d'exploitation, le niveau de papillotement lié aux variations rapides de la tension fournie est généralement inférieur à l'indice de papillotement de longue durée $Plt=1,0$ pendant 95% du temps sur une période de mesure d'une semaine. Toutefois, $P_{st}=1$ et $Plt=0.74$ expriment les niveaux infranchissables sur un réseau pour éviter un Flicker gênant.

1.6.6 Méthode d'évaluation du Flicker

Depuis une dizaine d'années la norme CEI a standardisé la mesure et l'évaluation du Flicker résultant avec les paramètres P_{st} (short time) et P_{lt} (long time). P_{st} et P_{lt} sont donc les unités de mesure du Flicker [1][2][50][52], grandeurs sans dimension physique, ils sont ici dénommés paramètres. Alors que le P_{st} est déterminé à partir d'un algorithme multipoint utilisant les 5 points $P_{0.1}$, P_1 , P_3 , P_{10} et P_{50} lus sur la FPC (Fonction de Probabilité Cumulée), le Plt est calculé à partir de plusieurs valeurs de P_{st} . Ainsi, le P_{st} est calculé sur une période de 10 minutes et le Plt à partir de 12 valeurs de P_{st} sur une période de 2 heures. Cette méthode de quantification du Flicker a l'avantage d'être universelle : indépendante du type de fluctuation (périodique, à-coups, sinusoïdale ou autre forme, etc.) et donc indépendante du type de perturbateur. Ces paramètres sont calculés et stockés pendant toute la durée des mesures.

1.6.6.1 Définition des paramètres P_{st} et P_{lt}

Le P_{st} est défini par l'équation suivante [48] :

$$P_{st} = \sqrt{k_{0.1}P_{0.1} + k_1P_1 + k_3P_3 + k_{10}P_{10} + k_{50}P_{50}} \quad (1.12)$$

Avec, P_n est le niveau sur la courbe FPC ayant une probabilité de n% d'être dépassée et k_n sont des coefficients de pondération donnés par la norme CEI.

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (1.13)$$

Ainsi que le P_{lt} est défini à partir des valeurs déjà déduites du P_{st} par la formule suivante :

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum P_{st}^3} \quad (1.14)$$

1.7 Conclusion au chapitre

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes origines et conséquences des perturbations affectant les réseaux électriques de basse tension. Ainsi que les normes, les niveaux de compatibilité, les limites et les recommandations à respecter. Comme nous avons pu le constater, la non-symétrie (déséquilibre) de tension, les harmoniques et les creux de tension ont des effets néfastes sur les équipements électriques. Cependant, ces perturbations ont des conséquences différentes selon le contexte économique et le domaine d'application, allant de l'inconfort à la perte de l'outil de production, à la dégradation du fonctionnement jusqu'à la destruction totale de ces équipements, voire même à la mise en danger des personnes.

En effet, la recherche d'une meilleure compétitivité des entreprises, la dérégulation du marché de l'énergie électrique font que la qualité de l'électricité est devenue un sujet stratégique pour les compagnies d'électricité, les personnels d'exploitation, de maintenance, de gestion de sites tertiaires ou industriels ainsi que pour les constructeurs d'équipements. Par ailleurs, le développement croissant des appareils pollueurs de réseau électrique entraînera une hausse sensible des perturbations injectées par les

clients. On s'attend à un dépassement des harmoniques de 50% à 150% des niveaux limités par les normes internationales d'ici quelques années si rien n'est réellement entrepris.

Afin de palier à ces problèmes, des réglementations imposent aux utilisateurs, tertiaires et domestiques de limiter la prolifération de tous genres de perturbations dans le réseau électrique. Ainsi et afin de répondre aux contraintes de l'évolution des charges polluantes, le développement des systèmes de compensation adaptatifs est favorisé. Toutefois, les perturbations ne doivent pas être subies comme une fatalité, car des solutions existent. Leur définition et leur mise en œuvre dans le respect des règles de l'art, ainsi que leur maintenance par des spécialistes permettent une qualité d'alimentation personnalisée adaptée aux besoins de l'utilisateur. Plusieurs solutions traditionnelles et modernes de dépollution seront traitées en détail dans le deuxième chapitre.

En dernière analyse, tout électricien est obligé aujourd'hui à connaître les différentes perturbations des réseaux électriques, soit pour prendre les bonnes dispositions lors de l'installation de matériels pollueurs, soit pour concevoir une installation nouvelle en toute connaissance de cause.

CHAPITRE 2

SOLUTIONS DE DÉPOLLUTION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Sans doute, une dégradation de la qualité d'énergie électrique peut conduire à une modification du comportement des performances ou même à la destruction des équipements et des procédés dépendants avec les conséquences possibles que cela peut produire au niveau de la sécurité des personnes et des surcoûts économique. À cet effet, afin de corriger toutes les perturbations qu'on a présentées dans le premier chapitre, séparées généralement en deux types : courant et tension, deux groupes de solution de dépollution, traditionnelle et moderne, sont envisageables.

2.1 Solutions de dépollution traditionnelles

Suivant le type de perturbation, courant ou tension, il existe deux approches de solutions de dépollution traditionnelles qu'on va analyser par la suite.

2.1.1 Dépollution des courants perturbateurs

Afin de dépolluer les réseaux électriques affectés par ce type de perturbation, plusieurs solutions ont été trouvées dans la littérature. Parmi celles-ci, nous allons traiter uniquement celles qui sont intéressantes.

2.1.1.1 Rééquilibrage des courants par la répartition égale des charges

Puisque les courants déséquilibrés dans un réseau électrique basse tension résultent généralement des charges monophasées et biphasées mal réparties, la première solution consiste à répartir également les charges sur les trois phases [1][22]. En effet, pour qu'un système triphasé soit équilibré, il faut que les composantes inverse et homopolaire soient toutes deux nulles. Par ailleurs, pour un système sans neutre connecté, la composante homopolaire est automatiquement nulle : il suffit donc dans ce cas d'annuler la composante inverse pour que le système soit équilibré. On cherche alors un système à intercaler entre la ligne triphasée et la charge monophasée afin que la première puisse

fournir un système équilibré de courants. En outre, puisque la puissance instantanée triphasée est constante quand le système est équilibré, alors que la puissance monophasée est fluctuante, cette interface doit accepter l'entrée de la puissance triphasée même aux moments où la charge monophasée ne l'absorbe pas. L'interface doit pour cela :

- Soit dissiper la puissance excédentaire (ce qui n'est pas souhaitable);
- Soit accumuler transitoirement l'énergie lorsque la charge monophasée absorbe une puissance inférieure à sa puissance moyenne, et la restituer lorsque la charge monophasée absorbe une puissance supérieure à sa puissance moyenne.

Il n'est donc pas possible de constituer cette interface à l'aide uniquement d'éléments non énergétiques (transformateurs idéaux, interrupteurs...).

En résumé, on cherche à réaliser l'équilibrage sans dissiper d'énergie. Dans ce cas, l'interface ne peut comporter que des éléments non dissipatifs (inductances, capacités...). On va essayer d'y arriver à l'aide d'un système sans neutre (pour que la composante homopolaire reste nulle). Pour annuler la composante inverse, on a besoin de deux degrés de liberté puisque cette composante, étant un nombre complexe, comporte une partie réelle et une partie imaginaire. Le montage le plus simple vérifiant ces conditions est celui de la Figure 7, appelé montage de Steinmetz. Ce montage permet de présenter à 60 Hz une impédance équilibrée.

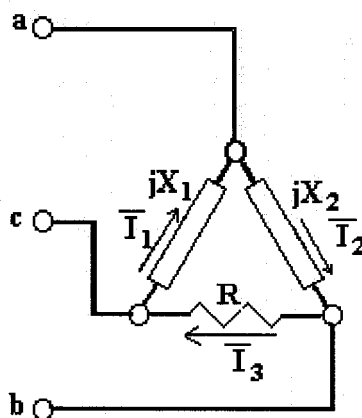


Figure 7 Montage de Steinmetz pour le rééquilibrage

Après avoir calculé les courants dans les trois impédances, avec les notations de cette figure, la composante inverse aura la forme finale suivante :

$$\bar{I}_i = [jaB_1 + ja^2B_2 - G]\bar{U}_a = \left[\left(-\frac{\sqrt{3}}{2}B_1 + \frac{\sqrt{3}}{2}B_2 - G \right) + j \left(-\frac{1}{2}B_1 - \frac{1}{2}B_2 \right) \right] \bar{U}_a \quad (2.1)$$

Et, pour annuler cette composante il faut que :

$$B_1 = -\frac{G}{\sqrt{3}} \quad , \quad B_2 = \frac{G}{\sqrt{3}} \quad (2.2)$$

Ce qui vaut dire que :

$$C = \frac{1}{R\sqrt{3}w} \quad \text{Et} \quad L = \frac{R\sqrt{3}}{w} \quad (2.3)$$

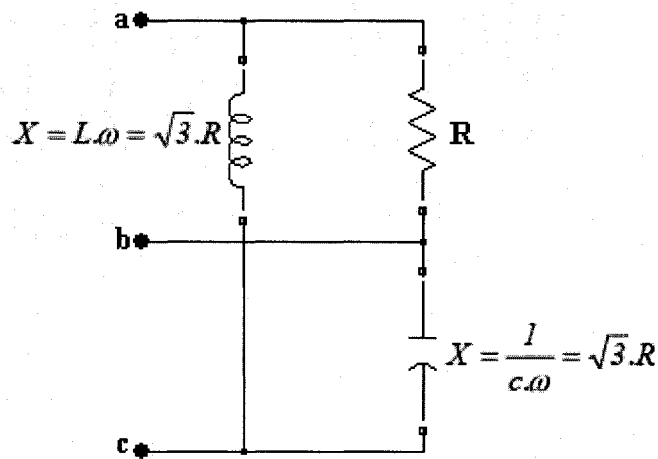


Figure 8 Schéma développé de Steinmetz pour le rééquilibrage

Avec les deux valeurs calculées, la composante directe devient :

$$\bar{I}_d = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + a\bar{I}_b + a^2\bar{I}_c) = G\bar{U}_a \quad (2.4)$$

Ainsi donc, non seulement le système est équilibré, mais il ne demande au réseau qu'une puissance active pure (pas de composante réactive).

Cependant, le montage de Steinmetz de la Figure 8, provoque un fort déséquilibre pour des fréquences différentes de 60 Hz, avec des résonances qu'il faut éviter d'exciter à

proximité d'un générateur d'harmoniques. Le montage de Steinmetz n'est donc pas tout à fait optimum de ce point de vue, d'où d'autres solutions sont proposées. L'inconvénient de cette méthode réside dans le fait que la puissance réactive fournie par les condensateurs est constante et qu'elle ne s'adapte pas à l'évolution du besoin.

2.1.1.1.1 Le convertisseur de phase

Les chutes de tension produites par des charges fluctuantes monophasées sont fortement réduites par des convertisseurs de phases [20][22], groupes tournants, transformateurs à couplages spéciaux ou pont d'équilibrage de Steinmetz.

Ainsi, une charge monophasée $S_m = P_m + jQ_m$ peut être compensée par une charge $-jQ$ sur la même phase. Il en résulte une charge monophasée purement résistive P_m qui peut être compensée en ajoutant des admittances selfique et capacitive sur les deux autres branches. Ce montage équivaut à une charge triphasée équilibrée purement résistive de $(P_m/3)$. Quand la charge monophasée S_m est fortement fluctuante, un dispositif d'électronique de puissance peut permettre une compensation dynamique, pratiquement en temps réel. Idem en triphasé déséquilibré. Dans ce cas, le pont de Steinmetz devient un compensateur statique.

2.1.1.2 Compensation de la puissance réactive

La puissance réactive est majoritairement consommée par les moteurs asynchrones et plus généralement par des dispositifs à base d'électronique de puissance [1][2][52]. Différentes méthodes sont utilisées pour compenser la puissance réactive et la plus simple consiste à placer des batteries de condensateurs en parallèle avec le réseau. Cette méthode peut se faire en deux manières :

- a. Par condensateurs fixes (si la puissance des condensateurs est inférieure à 15% de la puissance du transformateur);
- b. Par batteries de condensateurs à régulation automatique (si la puissance des condensateurs est supérieure à 15% de la puissance du transformateur), qui permettent l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge.

Cependant, l'inconvénient de cette méthode réside dans le fait que la puissance réactive fournie par les condensateurs est constante et qu'elle ne s'adapte pas à l'évolution du besoin. Pour éviter ce problème, on utilise un stato-compensateur qui au moyen de grandeurs et de grosses inductances permet de consommer une partie de la puissance réactive qui s'adapte aux variations de celle-ci, mais ces dispositifs sont très encombrants et mêmes générateurs d'harmoniques, on les trouve souvent sur les réseaux haute tension.

En outre, afin d'augmenter la performance dynamique et réaliser une compensation variable en fonction de la consommation d'énergie réactive de la charge, il est nécessaire d'utiliser des convertisseurs statiques de puissance réactive avancée, utilisés plus particulièrement pour injecter de la puissance réactive en un point du réseau, de façon à augmenter la puissance maximale transmissible et la stabilité du réseau; les machines synchrones triphasées sont également utilisées pour compenser la puissance réactive.

Entre autres, la compensation d'énergie électrique peut être : globale, en tête d'installation, ou partielle, par secteur, au niveau du tableau de distribution ou enfin local, aux bornes de chaque récepteur inductif. Par ailleurs, la compensation idéale est celle qui permet de produire l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée et en quantité ajustée à la demande (compensation locale).

2.1.1.2.1 Calcul de la puissance de compensation des condensateurs

Sur une installation de puissance réactive Q et de puissance apparente S , on installe une batterie de condensateurs de puissance Q_c .

La puissance réactive passe de Q à Q' avec $Q' = Q - Q_c$ et la puissance apparente passe de S à S' . À savoir, comme indiqué sur la Figure 9, que la nouvelle puissance apparente après compensation S' sera donc diminuée.

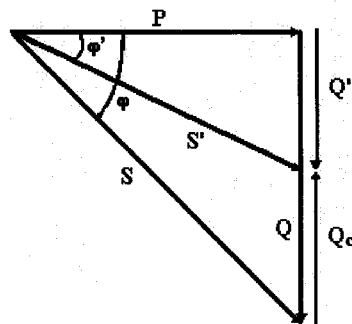


Figure 9 Diagramme de Fresnel de la puissance de compensation

Alors, la capacité des condensateurs se calcule par :

$$Q_c = 3.U^2.C.w \Rightarrow C = \frac{Q_c}{3.U^2.w} \quad (2.5)$$

2.1.1.2.2 Comment choisir l'équipement de compensation d'énergie réactive?

La méthode proposée comporte 4 étapes successives :

a. Calcul de la puissance réactive à compenser :

Le calcul se fait à partir des données électriques de l'installation. Le but est de ne pas payer de consommation d'énergie réactive et de dimensionner correctement les transformateurs, câbles, appareils de commande et de protection;

b. Choix du mode de compensation :

La localisation des condensateurs sur un réseau électrique constitue ce que l'on appelle le mode de compensation. La compensation de l'énergie réactive peut-être :

Soit globale, exemple :

- Batterie HT sur un réseau de distribution HT;
- Batterie MT pour un abonné MT;
- Batterie BT régulée ou fixe pour un abonné BT.

Soit par secteur, exemple :

- Batterie MT sur un réseau de distribution MT;
- Batterie BT ou MT, par atelier ou par bâtiment pour un abonné MT.

Soit individuelle : la batterie est raccordée en parallèle sur la machine consommatrice d'énergie réactive.

Ce dernier mode de compensation est techniquement idéal puisqu'il produit l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée, et en quantité adaptée à la demande.

c. Choix du type de compensation :

La compensation peut-être :

- Fixe, par délivrance d'une puissance réactive constante;
- Automatique, par délivrance d'une puissance réactive variable qui compense celle consommée par la charge.

d. Choix de l'équipement de compensation dans les réseaux perturbés par les harmoniques :

La présence des récepteurs non linéaires (variateurs de vitesse, onduleurs...) crée des courants et des tensions harmoniques. L'équipement de compensation se choisit en fonction de l'importance de la valeur de ces harmoniques. Alors, le choix tient compte des paramètres suivants :

G_h : puissance en kVA de tous les générateurs d'harmoniques alimentés par le même jeu de barres que les condensateurs;

S_{cc} : puissance de court-circuit réelle (kVA), si l'alimentation se fait via un transformateur de puissance supérieure à 2 MVA;

S_n : puissance du (des) transformateur(s) amont (kVA), si l'alimentation se fait via un (ou des) transformateur(s) de puissance totale supérieure à 2 MVA.

Cependant, à partir de ces paramètres, quatre cas se distinguent pour choisir l'équipement idéal de compensation. Soient :

- Utiliser des batteries standards lorsqu'il y a peu ou pas d'harmoniques;
- Utiliser des batteries avec condensateurs surdimensionnés;
- Utiliser des batteries de condensateurs associées à des Selfs Anti-Harmoniques (S.A.H.) qui limitent les courants harmoniques absorbés;
- Utiliser des filtres d'harmoniques pour diminuer les courants harmoniques, en les filtrant là où ils sont créés.

En résumé, comme déjà mentionnée, la compensation de puissance réactive peut se réaliser de plusieurs manières. La plupart des moyens cités sont certes efficaces, mais présentent tout de même tous des défauts : souplesse, temps de réaction élevé ou génération d'harmoniques.

2.1.1.3 Compensation des courants harmoniques

Les courants harmoniques constituent une préoccupation récente [20][22]. Tous les appareils récents, qu'ils soient domestiques (fours à micro-ondes, télévisions, etc.) ou bureautiques (ordinateurs, imprimantes, photocopieuses, etc.) génèrent une grande quantité de courants harmoniques. En outre, plusieurs solutions existent pour limiter la propagation et l'effet de ces harmoniques dans les réseaux électriques et parmi celles-ci nous allons citer le filtrage passif. Au demeurant, l'objectif n'est pas d'éliminer les courants harmoniques circulant dans l'installation électrique, mais plutôt de faire avec, en évitant leurs conséquences.

Le principe du filtrage passif [8][9] est de piéger les courants harmoniques dans des circuits LC, accordés sur les rangs d'harmoniques à filtrer. Il consiste à placer en parallèle sur 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. Cependant, plusieurs filtres passifs en parallèle peuvent être nécessaires pour filtrer plusieurs composantes. Le dimensionnement des filtres harmoniques doit être soigné : un filtre passif mal conçu peut conduire à des résonances dont l'effet est d'amplifier des fréquences qui n'étaient pas gênantes avant son installation. Un filtre comprend donc une série de gradins qui correspondent tous à un rang d'harmonique. Les rangs 5 et 7 sont les plus couramment filtrés. En effet, on peut installer un filtre pour une charge ou pour un ensemble de charges. Sa conception nécessite une étude approfondie du réseau électrique et un travail de conception de bureau d'études. Le dimensionnement dépend du spectre harmonique de la charge et de l'impédance de la source d'énergie. Il convient également de coordonner ses caractéristiques avec les besoins en puissance réactive des charges; enfin, il est souvent difficile de concevoir les filtres de manière à éviter un

facteur de puissance avance (capacitif) pour certaines conditions de charge. Cette solution est d'une efficacité moyenne et sa conception dépend entièrement de la source d'énergie et des charges concernées : elle n'offre très peu de flexibilité et quasiment aucune évolutivité. Son utilisation peut créer des résonances, qui dépendent des caractéristiques spécifiques du réseau.

Parmi les dispositifs de filtrage les plus répandus, on distingue le filtre passif résonnant (Figure 10) et le filtre passif amorti ou passe-haut (Figure 11).

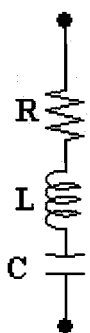


Figure 10 Filtre passif résonnant

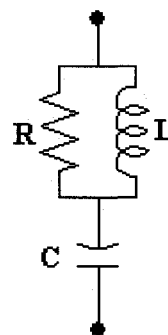


Figure 11 Filtre passif amorti

Le filtre résonnant est un filtre très sélectif [10][11] constitué d'un ensemble RLC en série et il est accordé sur une fréquence déterminée. Sa performance est caractérisée par la réduction de la tension harmonique entre ses bornes. Ce filtre peut se connecter en parallèle avec d'autres filtres résonnants. Cependant, le filtre passif amorti est préférable, car il compense aussi les harmoniques supérieurs ou égaux à sa fréquence propre. Il peut aussi se connecter en parallèle avec d'autres filtres résonnants. En général, ces deux dispositifs sont utilisés pour empêcher les courants harmoniques de se propager dans les réseaux électriques. Comme ils peuvent être aussi utilisés pour compenser la puissance réactive. Le dimensionnement de ces filtres dépend des harmoniques à éliminer, des performances exigées, de la structure du réseau et de la nature des récepteurs. Il est en général plus aisé et moins coûteux de rejeter, par cette technique, les harmoniques de rang élevé que celles de rang faible. Cependant, le filtrage

reste une technique délicate. Mais, les variations de l'impédance du réseau peuvent détériorer les performances du filtre. De plus, le réseau peut former un système résonnant avec le filtre et les fréquences voisines de la fréquence de résonance sont amplifiées. Finalement, cette solution, dédiée à une charge et à un réseau, perd de son efficacité lorsque les caractéristiques de ceux-ci évoluent. Notamment, les variations de la fréquence du fondamental désaccordent le filtre passif.

2.1.1.3.1 Définition de la résonance

Considérons le circuit RLC série de la Figure 10. Pour une résistance R donnée, l'impédance Z du circuit [donnée par (2.6)] est minimum lorsque le deuxième terme sous la racine de (2.6) est nul, c'est-à-dire lorsque la capacité C , la self L et la pulsation ω sont réunis par la formule (2.8).

$$Z = \sqrt{R^2 + \left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right)^2} \quad (2.6)$$

$$\tan \varphi = \frac{\omega L - \frac{1}{\omega C}}{R} \quad (2.7)$$

$$\omega L - \frac{1}{\omega C} = 0 \quad (2.8)$$

Pour une force électromotrice donnée, le courant est alors maximum. Dans cette situation, le déphasage φ [équation (2.7)] est nul et le circuit se comporte comme un circuit purement résistif, l'impédance étant égale à la résistance R .

On dit qu'il y a résonance entre le circuit et le générateur. La pulsation ω_0 obtenue en résolvant (2.8) est la pulsation propre du circuit; la fréquence f_0 associée ω_0 est la fréquence propre du circuit ou fréquence de résonance :

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad \text{et} \quad f_0 = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (2.9)$$

Si la fréquence est plus petite que la fréquence de résonance, $f < f_0$, le déphasage est négatif : la tension est en retard sur le courant, l'impédance est dominée par le

condensateur (circuit du type capacitif). Si $f > f_0$, le déphasage est positif : la tension est en avance sur le courant, la self est prépondérante dans l'impédance (circuit du type inductif). En outre, si le circuit est alimenté par un générateur de force électromotrice d'amplitude fixée, mais de fréquence variable, le courant sera maximum à la résonance, puisque l'impédance est alors minimale.

2.1.1.3.2 Importance de l'emplacement des selfs

Les redresseurs d'entrée des variateurs injectent des harmoniques de courant sur le réseau électrique [8][10], nécessitant un déclassement du transformateur d'entrée (ou, si l'on préfère, un surdimensionnement du transformateur en question). On voit ici les deux emplacements possibles des selfs permettant de limiter la pollution harmonique. La première (self sur le circuit intermédiaire, Figure 12) est celle qui présente le moins d'inconvénients.

Ajout d'une self sur le circuit intermédiaire :

Afin de limiter le contenu des courants harmoniques générés sur le réseau, une première solution consiste à insérer une self de lissage sur le circuit intermédiaire du variateur, entre le pont de diodes et le banc de condensateurs. Avec une valeur de self définie pour 3% de chute de tension pour le courant nominal du variateur, le taux de distorsion harmonique THD descend à 42,5 %.

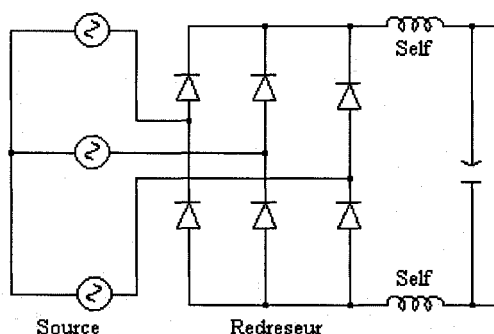


Figure 12 Ajout d'une self sur le circuit intermédiaire

Ajout de selfs au côté réseau :

Au lieu d'insérer une self sur le circuit intermédiaire, on peut également insérer trois selfs sur chacune des phases d'alimentation du réseau (Figure 13). Pour comparer l'efficacité de cette solution par rapport à la précédente, considérons que ces selfs sont dimensionnées pour la même chute de tension (3%) à leurs bornes pour la circulation du courant nominal du variateur. Avec cette solution, le taux de distorsion harmonique est très légèrement meilleur que précédemment, permettant de raccorder deux ponts de diodes standards triphasés, montés soit en parallèle soit en série. Chacun des ponts est alimenté par un transformateur à doubles bobinages, les uns couplés en étoile, les autres en triangle. Le montage en parallèle permet d'utiliser un transformateur plus simple, mais il nécessite une self intermédiaire d'équilibrage des courants, ce schéma étant très sensible aux déséquilibres de tension.

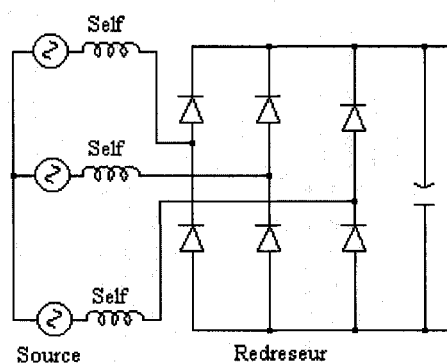


Figure 13 Ajout d'une self de lissage au côté réseau

2.1.1.3.3 Les ponts redresseurs à douze branches.

Une autre technique disponible pour limiter la quantité de courant harmonique généré sur le réseau est d'utiliser un pont d'entrée à douze branches [19][23]. Plus précisément, il s'agit d'alimenter le circuit intermédiaire à l'aide de deux ponts de diodes standards triphasés, montés soit en parallèle soit en série (Figure 14). Chacun des ponts est alimenté par un transformateur à doubles bobinages, les uns couplés en étoile, les autres en triangle. Le montage en parallèle permet d'utiliser un transformateur plus simple, mais il nécessite une self intermédiaire d'équilibrage des courants, ce schéma étant très sensible aux déséquilibres de tension. Les redresseurs avec pont à douze branches sont

très efficaces pour réduire les harmoniques de courant régénérés sur le réseau. Le taux de distorsion n'est plus que de 10,5%, avec la disparition des harmoniques de rang 5 et 7. Cette structure permet de raccorder jusqu'à 36 variateurs de 25 kW sur le transformateur de 1 MVA en ne dépassant pas 6 % de distorsion en tension.

En résumé, l'utilisation d'un pont redresseur à 12 branches à l'entrée du variateur est très efficace en termes de limitation des harmoniques. Mais la solution est onéreuse...

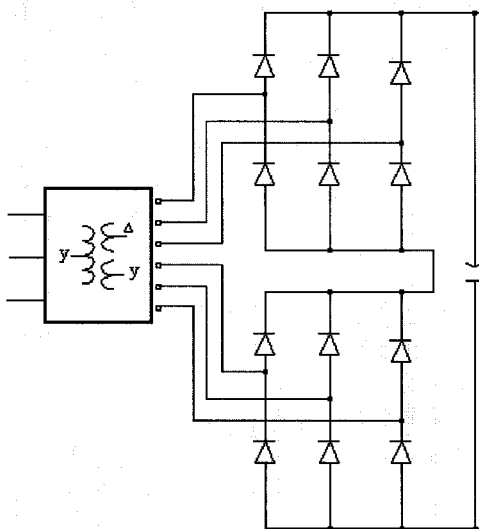


Figure 14 Pont redresseur à 12 branches

2.1.2 Dépollution des tensions perturbatrices

Les tensions perturbatrices dans un réseau électrique basse tension sont généralement les creux de tension, les tensions harmoniques et les tensions déséquilibrées. Ainsi, pour dépolluer les réseaux électriques de ces deux derniers types de perturbation, on peut limiter la circulation des courants perturbateurs par l'utilisation des solutions traditionnelles présentées précédemment dans le cas des perturbations de courant. Quant aux creux de tension, la meilleure solution, utilisée par la plupart des sites industriels, consiste à utiliser des groupes électrogènes qui se substituent au réseau électrique. Mais la limitation de la puissance de ces groupes ainsi que la qualité médiocre de l'énergie électrique fournie constituent des inconvénients pour cette solution.

2.1.2.1 Réduction de la durée et de la profondeur des creux de tension

Pour réduire la durée et par suite de la sévérité des creux de tension, on procède de la façon suivante :

Au niveau du réseau

- a. Augmentation des possibilités de bouclage (nouveaux postes source, installation des interrupteurs de bouclage);
- b. Amélioration du niveau de performance des protections électrique (sélectivité, automatisme de reprise d'alimentation, organes télécommandés en réseau, téléconduite, remplacement des éclateurs par des parafoudres...);
- c. Augmentation de la puissance de court-circuit du réseau.

Au niveau des équipements

Diminution de la puissance absorbée par les charges de fortes puissances lors de leur mise sous tension avec des compensateurs automatiques en temps réel et des démarreurs progressifs qui limitent les pointes de courant (ainsi que les sollicitations mécaniques).

2.2 Solutions de dépollution modernes

Les solutions de dépollution traditionnelle décrites précédemment ne répondent pas très bien à l'évolution des réseaux électriques et les charges à protéger, c'est pourquoi d'autres solutions dites modernes ont été proposées.

2.2.1 Dépollution des courants perturbateurs

De manière à réduire le taux d'émission d'harmoniques, la première solution consiste à fabriquer la charge la moins polluante possible, tel est le cas du pont redresseur dodécaphasé.

2.2.1.1 Pont dodécaphasé

Le principe (Figure 15) consiste à utiliser deux transformateurs ou uniquement un seul à deux secondaires délivrant des tensions décalées de 30° entre elles, chacun de ces secondaires alimentant un redresseur en pont de Graëtz [1][22][52]. On obtient ainsi un

redressement dit dodécaphasé (le pont ayant douze bras). Les redresseurs doivent fournir des courants continus identiques afin que les courants alternatifs qu'ils prélèvent sur le secondaire des transformateurs aient les mêmes valeurs. Dans ces conditions, il y a une recombinaison des courants harmoniques générés par chacun des redresseurs au primaire des transformateurs. Le déphasage choisi permet d'éliminer les harmoniques de rang $6k \pm 1$ et seuls les harmoniques de rang $12k \pm 1$ (k entier naturel) subsistent. On élimine ainsi les harmoniques H5, H7, H17 et H19. Les harmoniques restants sont H11, H13, H23 et H25. Le courant obtenu a une forme plus proche d'une sinusoïde que celle obtenue avec un seul redresseur. Cependant, à cause de l'utilisation d'un grand nombre de semi-conducteurs et de transformateurs à deux enroulements secondaires cette solution est rendue onéreuse. Elle entraîne un coût supplémentaire et demande plus que le savoir-faire habituel pour la mettre en œuvre. De plus, cette solution ne résout pas parfaitement les problèmes causés par les charges polluantes qui existent sur le marché. Pourtant, afin d'accompagner l'évolution simultanée des contraintes du fournisseur et du consommateur sans imposer des changements aux installations, une famille de filtres actifs parallèles a été proposée comme nouvelles solutions de dépollution des perturbations en courant.

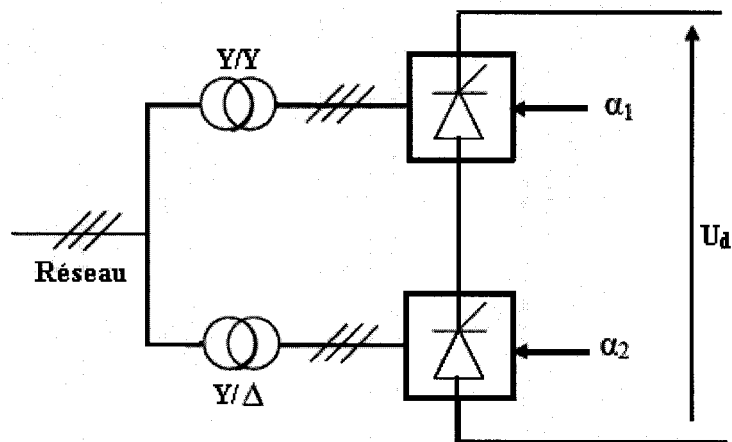


Figure 15 Pont dodécaphasé

2.2.2 Dépollution des tensions perturbatrices

D'autres solutions modernes pour la compensation des creux de tension se basent sur l'utilisation de dispositifs de compensation à réserve d'énergie, comme étant le cas des Alimentations Sans Interruptions (ASI), (en anglais UPS, Uninterruptible Power Supply).

Ce sont des dispositifs d'électroniques de puissance placées en série entre le réseau polluant et l'installation à désensibiliser pour assurer une alimentation électrique stable et dépourvue de coupure brève ou de micro-coupure, quoi qu'il se produise sur le réseau électrique. Les ASI fournissent une énergie fiabilisée, c'est-à-dire sans interruption, de qualité constante élevée et compatible avec le fonctionnement des charges sensibles. Leurs maîtrises sont également indispensables pour permettre à l'utilisateur de retrouver un réseau électrique propre. Les ASI de type double conversion (on-line), majoritairement utilisées en moyenne et forte puissance (≥ 10 kVA), sont constituées de la mise en cascade de :

- a. Un montage redresseur, chargeur en entrée, qui prélève et redresse l'énergie du réseau pour charger ou maintenir une batterie et alimenter un onduleur;
- b. Un dispositif de stockage de l'énergie, constitué d'une batterie d'accumulateur, qui assure une autonomie de fonctionnement en cas de coupure du réseau;
- c. Un onduleur fonctionnant à fréquence fixe qui fournit, dans des tolérances strictes, une énergie de qualité constante et élevée (fréquence, tension, etc.);
- d. Un contacteur statique (by-pass statique) qui peut transférer, sans coupure, la charge sur le réseau si nécessaire pour permettre une alimentation dégradée (sans onduleur) de la charge;
- e. Un by-pass manuel qui permet des opérations de maintenance.

Ce type d'Alimentation Sans Interruption peut fonctionner en trois modes différents :

- a. Mode normal : Comme un onduleur alimenté par le réseau via le chargeur-redresseur;
- b. Mode autonomie : Comme un onduleur alimenté par la batterie;
- c. Mode by-pass, directement depuis le réseau via le by-pass.

En revanche, il est certain que ces dispositifs présentent aussi des inconvénients qui sont leurs limitations en puissance et leur autonomie qui n'est pas toujours adaptée à la durée des creux de tension ou aux coupures brèves. Ainsi, afin de réaliser une solution flexible universelle de dépollution de toutes les perturbations de tension des réseaux électriques, une famille de filtres actifs séries a été proposée.

2.3 Solutions de dépollution adoptée

Puisque les méthodes présentées jusqu'ici pour diminuer les perturbations présentent toutes des inconvénients et afin de fournir aux utilisateurs une bonne qualité de l'énergie électrique, même dans les conditions de fonctionnement les plus perturbées, les filtres actifs sont proposés comme des solutions avancées de dépollution des réseaux électriques. En effet, grâce aux semi-conducteurs d'aujourd'hui qui sont à la fois rapides et puissants, ces solutions peuvent s'adapter aux évolutions de la charge et du réseau électrique, et ceci, sans toucher aux installations du fournisseur d'énergie et du consommateur.

2.3.1 Filtres actifs

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. La seconde raison fait suite à l'apparition de nouveaux composants semi-conducteurs, comme les thyristors GTO et les transistors IGBT. En effet, les convertisseurs, qui sont habituellement des pollueurs harmoniques, sont devenus des dépollueurs efficaces, flexibles et auto-adaptatifs.

Cependant, un compensateur actif est un dispositif qui exploite au moins un convertisseur statique pour satisfaire la fonction de dépollution harmonique. 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. En outre, le rôle d'un filtre actif est de compenser en temps réel les perturbations, en tout ou en partie, présentes dans les

réseaux électriques. Dans cette partie du chapitre, nous allons introduire les différentes structures de la compensation active qui se différencient généralement entre elles par :

- a. Le nombre de convertisseurs utilisés, et leur mode d'association;
 - b. Leur type (source de tension, source de courant);
 - c. Les lois globales de régulation (compensation en courant ou en tension);
 - d. L'association éventuelle avec des composants passifs (voire même de filtres passifs).
- Cependant, le seul point en commun entre ces systèmes actifs reste le fait qu'ils injectent tous des courants qui s'opposent aux harmoniques créés par les charges non linéaires.

Nous citerons quatre topologies possibles de filtres actifs :

- a. Le filtre actif parallèle (FAP) : conçu pour compenser toutes les perturbations de courant comme les harmoniques, les déséquilibres et la puissance réactive;
- b. Le filtre actif série (FAS) : conçu pour compenser toutes les perturbations de tension comme les harmoniques, les déséquilibres et les creux de tension;
- c. La combinaison parallèle-série active : solution universelle pour compenser toutes les perturbations en courant et en tension;
- d. Les structures hybrides actives et passives : utilisées pour réduire le dimensionnement et par conséquent le prix des filtres actifs.

2.3.1.1 Le filtre actif parallèle (FAP)

2.3.1.1.1 Principe de fonctionnement

Appelé aussi compensateur shunt, il est connecté en parallèle sur le réseau de distribution (Figure 16). Il est le plus souvent commandé comme générateur de courant [16][17][19]. Il constitue un excellent dépollueur, car il est souple, auto-adaptatif, performant, ne présentant aucun risque d'interaction avec l'impédance réseau et ne nécessite pratiquement pas d'études préalables à la mise en service. Il injecte dans le réseau des courants perturbateurs (I_{inj}) égaux à ceux absorbés par la charge polluante, mais en opposition de phase avec ceux-ci, de telle sorte que le courant fourni par le réseau soit sinusoïdal et en phase avec la tension simple correspondante. En effet, l'objectif primordial du filtre actif parallèle (FAP) consiste à empêcher les courants

perturbateurs (harmoniques, réactifs et déséquilibrés), produits par des charges polluantes, de circuler à travers l'impédance du réseau, située en amont du point de connexion du filtre actif, tout en éliminant la possibilité de produire des résonances. Il faut noter aussi que ce filtre actif ne s'oppose pas nécessairement aux filtres passifs auxquels il peut s'associer avec intérêt.

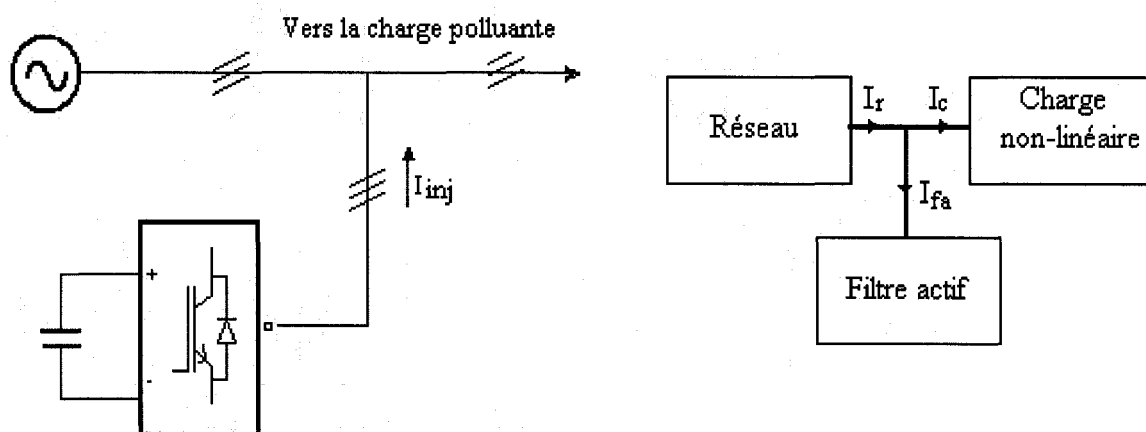


Figure 16 Filtre actif parallèle

Ce filtre actif peut être utilisé selon deux modes de fonctionnement :

Filtre dédié :

C'est le cas où les harmoniques à filtrer sont déjà connus. L'exemple type est la suppression des premiers harmoniques des courants absorbés par un redresseur alimentant une charge fortement inductive. Dans ce cas, les harmoniques peuvent être approximativement estimés à partir de l'amplitude et de la phase du courant fondamentale. En effet, si la charge non linéaire est connue, les courants harmoniques « i_{ch} » sont calculables a priori. Par conséquent, le courant filtre « i_{fa} » est connu. La commande du filtre actif est également stationnaire et elle est déterminée a priori pour engendrer « i_{fa} ». La commande peut donc être dédiée à la charge. En revanche, l'adaptation du filtre actif vis-à-vis des variations de la charge est impossible.

Filtre adaptatif :

Ce filtre permet d'identifier par lui-même les harmoniques et il s'adapte automatiquement à leurs éventuelles évolutions. Sa commande lui permet de générer en temps réel des courants harmoniques en opposition de phase. En effet, lorsque les caractéristiques de la charge non linéaire évoluent dans le temps, les composantes harmoniques des courants sont modifiées. Par conséquent, l'atténuation des perturbations harmoniques impose au filtre actif de s'adapter aux variations du récepteur, caractérisé par le courant « i_c ». Pour engendrer un courant « i_{fa} » identique au courant « i_{ch} », le filtre actif identifie donc en temps réel le courant « i_c » de la charge.

2.3.1.1.2 Mise en œuvre

Le concept des filtres actifs parallèles est relativement ancien même si l'absence d'une technologie performante à un prix compétitif a freiné son développement pendant un certain nombre d'années. En 1976, une première famille de filtre actif parallèle a été conçue à partir d'onduleurs à transistors de puissance commandés en MLI. En effet, dans ces années là, il était presque impossible de trouver, sur le marché, des interrupteurs de puissance capables de fonctionner aux fréquences de commutation et au niveau de puissance exigé par la réalité industrielle. Cette difficulté technologique sera franchie, dès 1977, lors de la conception d'un premier prototype de filtre actif parallèle à base de thyristors à commutations naturelles pour la compensation des courants harmoniques. Au cours des années 1980, des progrès importants dans le domaine des semi-conducteurs ont permis de développer de nouveaux composants de puissance associant en même temps la haute fréquence de commutation et la forte puissance. Les développements de dispositifs à semi-conducteurs de puissance ont abouti successivement à l'apparition des éléments tels que les thyristors pour ce qui concerne les dispositifs commandables à fermeture, ainsi que le GTO et l'IGBT pour les éléments commandables à la fermeture et à l'ouverture. L'une après l'autre, ces différentes technologies ont atteint des niveaux de puissances limites, en relation avec les applications respectives. Alors que ces premiers prototypes ne compensaient que les

perturbations harmoniques de courant et suite à ces premiers développements, d'autres types de filtre actif parallèle ont pu être réalisés pour compenser à la fois la puissance réactive, les harmoniques et les déséquilibres de courant. Cependant, à l'heure actuelle, l'utilisation largement répandue des transistors IGBT, la maîtrise de leur mise en œuvre et l'existence de nouvelles méthodes de traitement numérique du signal préparent la voie d'un avenir beaucoup plus brillant pour le Compensateur actif parallèle.

2.3.1.1.3 Structure du compensateur actif parallèle

La structure d'un filtre actif parallèle [16][17] se décompose en deux sous ensembles, à savoir : la puissance, comprenant le filtre d'entrée, l'onduleur réversible et l'élément de stockage, puis la commande qui assure l'élaboration des consignes, la régulation U/I et la commande rapprochée du convertisseur. Ce type de filtre peut être installé soit directement aux bornes du récepteur pollueur pour assurer une dépollution locale, soit au niveau du TGBT (Tableau Général Basse Tension. C'est le tableau électrique basse tension des grandes installations électriques) pour assurer une dépollution globale. En effet, le raccordement en parallèle d'un compensateur actif permet d'envisager la dépollution à chaque niveau de l'arborescence d'une distribution. La seule interaction à réaliser étant l'insertion de capteurs de courant. Le mode de compensation peut donc être global, semi-global ou local selon le choix du point d'insertion.

La compensation globale :

Cette forme de compensation participe plus à la mise en conformité au point de raccordement (ou de livraison) vis-à-vis de prescriptions « distributeur » qu'à la réduction des perturbations internes au réseau du client. En effet, seul le transformateur (ou les transformateurs) bénéficie (nt) directement de la dépollution. Cette forme présente néanmoins un intérêt fort dans le cas de fonctionnement en mode production autonome, à cause des interactions multiples entre les charges perturbatrices et les générateurs à forte impédance d'harmonique. Cependant, et comparativement à la compensation locale, ce mode de dépollution entraîne un dimensionnement en puissance

du compensateur qui bénéficie du foisonnement des charges polluantes de l'ensemble du réseau.

La compensation semi-globale :

Cette forme de compensation est bien adaptée dans le cas de charges perturbatrices multiples de puissance unitaire faible. C'est le cas par exemple au niveau d'un étage d'un immeuble tertiaire (bureautique et éclairage). Elle permet également de bénéficier du foisonnement entre charges, au prix d'un léger accroissement des pertes par effet Joule sur chaque départ traité.

La compensation locale :

Le compensateur actif parallèle est raccordé directement aux bornes de la charge. Ce mode est le plus efficace, sous réserve que le nombre de charges est limité, et que chaque charge ait une puissance significative par rapport à la puissance globale. En d'autres termes, il est impératif que les charges traitées soient les contributeurs majoritaires aux perturbations harmoniques. La circulation des courants harmoniques dans le réseau est évitée, ce qui réduit les pertes par effet Joule dans les câbles et les composants en amont (non surdimensionnements des câbles et transformateurs. Il faut toutefois noter que le compensateur actif parallèle entraîne un abaissement de l'impédance de source au point de raccordement, et par là même un léger accroissement du taux de distorsion du courant entre le point de raccordement et la charge.

En outre, les principales caractéristiques des compensateurs actifs à prendre en compte pour dimensionner un FAP sont :

- Sa puissance (ou plus précisément son courant efficace : le courant efficace $I_{CA, RMS}$ est le courant que le compensateur doit générer de manière permanente) permettant d'atteindre les objectifs de dépollution fixés. Ce qui ne signifie pas nécessairement une compensation totale et permanente des harmoniques générés par la (ou les) charge(s);
- Sa bande passante suffisante pour garantir la suppression des composantes harmoniques majoritaires (en termes statistiques) du courant de la charge.

Elle est définie par n_{\min} et n_{\max} , rangs (minimum et maximum) d'action du compensateur actif, on a ainsi :

$$I_{CA,RMS}(A) = \sqrt{\sum_{n=n_{\min}}^{n=n_{\max}} (I_{CA_n}^2)} \quad (2.10)$$

- Typiquement, nous considérons que la plage h2-h23 est satisfaisante, car plus le rang est élevé, plus le niveau de l'harmonique est faible;
- Son temps de réponse tel que la compensation soit effective tant en régime établi, qu'en régime transitoire.

Choix du calibre nominal :

Dès lors que le spectre du courant à dépolluer I_{CH} est connu, il est possible de déterminer le courant nominal du compensateur actif $I_{N,CA,RMS}$, tel que :

$$I_{N,CA,RMS}(A) \geq \sqrt{\sum_{n=n_{\min}}^{n=n_{\max}} (I_{CH(n)}^2)} \quad (2.11)$$

Un compensateur actif peut être choisi d'un calibre inférieur à $I_{N,CA,RMS}$, et fonctionner alors en saturation permanente (par limitation permanente et automatique de son courant efficace).

Sous réserve que les trois caractéristiques du dimensionnement des filtres actifs soient simultanément atteintes, alors le filtre actif parallèle ou « shunt » constitue un excellent dépollueur, car auto adaptatif, et ne présentant aucun risque d'interaction avec l'impédance réseau. De même, on peut conclure que le compensateur « shunt » est excellent pour dépolluer un départ ou un récepteur non linéaire, mais il faut toutefois noter :

- a. Que la dépollution totale, si elle est possible, n'est pas nécessairement le seul objectif;
- b. Que ce filtre est mal adapté aux réseaux de tension supérieure à 500 V;
- c. Que ce filtre est inefficace vis-à-vis de la pollution qui peut exister en amont du capteur de courant;

- d. Que le bilan technico-économique peut conduire, en association un composant passif, par exemple une self ou un filtre passif chargé d'éliminer l'harmonique 3 ou 5, à la diminution significative de la puissance du compensateur parallèle.

Enfin, la mise en parallèle au même point d'insertion de plusieurs compensateurs actifs parallèles est techniquement possible et cette solution peut s'avérer intéressante en cas d'évolution d'un réseau déjà équipé.

2.3.1.2 Le filtre actif série (FAS)

2.3.1.2.1 Principe de fonctionnement

Le filtre actif série est connecté en série sur le réseau (Figure 17). Il se comporte comme une source de tension qui engendre des tensions harmoniques dont la somme avec la tension réseau est une onde sinusoïdale [26]. Il est destiné à protéger les installations sensibles aux tensions perturbatrices (harmoniques, creux, déséquilibres) provenant de la source et également celles provoquées par la circulation des courants perturbateurs à travers l'impédance du réseau [19][21]. Sa fonction est de permettre le raccordement d'une charge sensible sur un réseau pollué, par blocage des sources de tensions harmoniques amont. 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, par exemple, de compenser les courants harmoniques consommés par la charge.

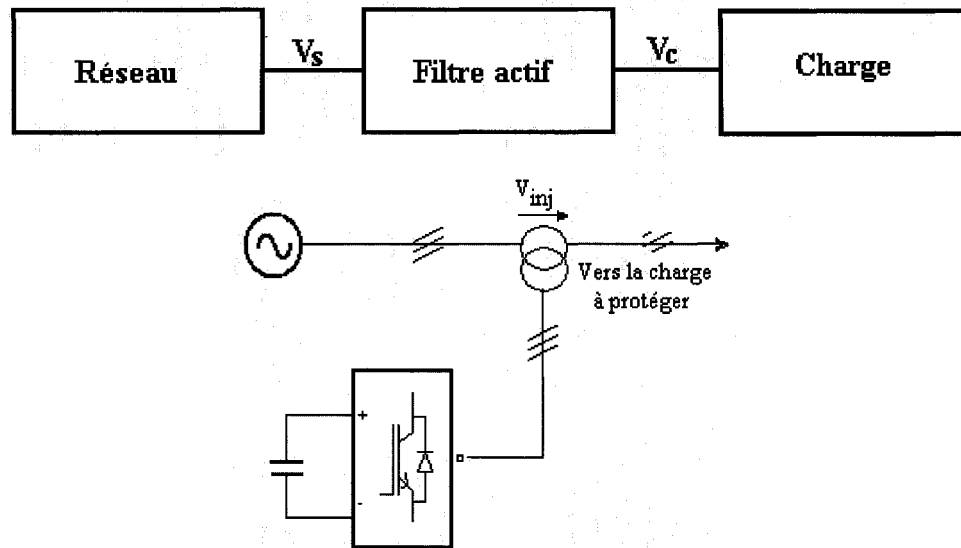


Figure 17 Filtre actif série

En outre, si le compensateur série est passif, c'est-à-dire un EPC (Élément Passif Commuté), son action principale est la modification de l'impédance de ligne. Ainsi, dans les lignes fortement inductives, on peut réduire l'inductance de la ligne et modifier la chute de tension sur cette impédance, de façon à régler la tension appliquée à la charge ou le transit de puissance. À l'inverse, on peut diminuer le flux de puissance active sur une ligne en la rendant plus inductive par un comportement inductif de l'EPC. Cependant, si le compensateur est basé sur l'onduleur de tension, la tension de l'onduleur s'additionne à la tension du réseau, elle compense ainsi les perturbations agissantes sur la tension d'alimentation de la charge sensible. Le compensateur permet maintes fonctionnalités ou une combinaison de ces dernières :

- Produire une tension en quadrature avec le courant réseau, se comportant comme le compensateur à base d'EPC. Dans ce cas, il n'y a hormis les pertes et pas d'échange de puissance active;
- Immuniser le réseau aval des creux de tension ou autre perturbation affectant la valeur efficace de la tension, et ce, en injectant une tension en phase ou opposition de phase avec la tension amont. Il peut y avoir dans ce cas échange de puissance à la fois active et réactive;

- c. Filtrer les harmoniques de tension venant du réseau, il se comporte alors comme un filtre actif de tension.

En résumé, dans la distribution, ce compensateur sert principalement à aider à la fourniture d'une énergie de qualité.

2.3.1.2.2 Mise en œuvre

Le filtre actif série (FAS) est une solution adaptée à la compensation des tensions perturbatrices, harmoniques, déséquilibrées et des creux de tension [23]. Ces perturbations trouvent généralement leurs origines dans le réseau lui-même, mais peuvent parfois être provoquées aussi par les charges non linéaires. En 1976, une famille de filtres actifs séries avec des onduleurs à transistors contrôlés en MLI a été présentée. En suite, en 1985, un compensateur statique pour le rééquilibrage de la tension du réseau électrique a été proposé. La génération, par l'onduleur à thyristors, des composantes et des perturbations non désirées, ayant une faible fréquence de commutation, a découragé l'évolution pratique de cette solution. Alors, en 1990, un compensateur de tension à base d'onduleur de tension triphasé a vu le jour pour compenser le déséquilibre de tension de réseau électrique. Aujourd'hui, beaucoup de travaux ont été consacrés à la modification et l'amélioration du filtre actif série afin d'améliorer la qualité de compensation du déséquilibre de la tension du réseau.

2.3.1.3 La combinaison active parallèle-série (UPQC)

La combinaison active parallèle-série est une solution de compensation universelle basée sur le fonctionnement simultané des filtres actifs parallèle et série (Figure 18). Cette nouvelle topologie est appelée combinaison parallèle-série active ou Unified Power Quality Conditioner (UPQC) [27][29]. L'UPQC possède les avantages cumulés du filtre actif parallèle et série. Généralement, ce compensateur est formé de deux onduleurs de tension, l'un en série, l'autre en shunt et partageant un même bus continu. Toutefois, lorsque le filtre actif série est placé en amont du filtre actif parallèle cela permet de dépolluer la source des tensions perturbatrices et lorsqu'il est placé en aval, cela permet

d'isoler la charge de la source perturbée. En effet, l'idée de base de cette combinaison est d'isoler d'un côté l'harmonique entre la charge et la source, et d'autres côtés de régulariser la tension réseau. Ceci s'effectue par l'intermédiaire du filtre actif série. Alors que, le filtre actif parallèle permet de compenser les courants harmoniques et la puissance réactive de la charge et il permet aussi de contrôler la tension continue du condensateur commun des filtres actifs

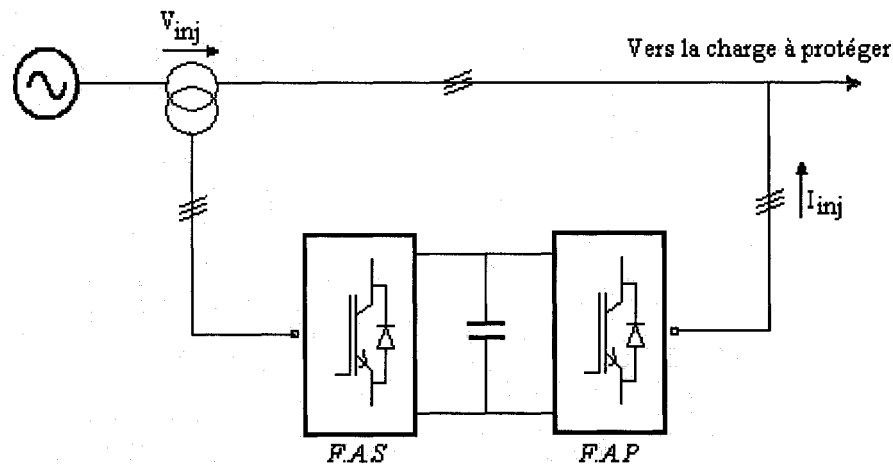


Figure 18 Combinaison des filtres actifs série et parallèle (UPQC)

Au demeurant, il existe plusieurs autres combinaisons mixtes de filtres actifs avec cette fois-ci les filtres passifs connus sous le nom de combinaison hybride. Les structures que nous qualifierons d'hybrides dans la suite de ce chapitre sont celles qui combinent en fait la mise en œuvre simultanée des deux solutions. Elles utilisent des filtres passifs et des compensateurs actifs. En effet, ces structures sont conçues dans le but d'optimiser et réduire le dimensionnement des filtres actifs et par conséquent leur rapport performance/coût. Plusieurs configurations ont été présentées dans la littérature, les plus étudiées sont :

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

2.3.1.4 Combinaison hybride active et passive

2.3.1.4.1 Le filtre actif série avec des filtres passifs parallèles

Parmi les nombreuses variantes dites hybrides, nous nous intéresserons plus particulièrement au type dit « série/parallèle » associant compensateurs actifs et passifs qui présente un intérêt certain pour la dépollution au plus près de convertisseurs de grosses puissances [9][11]. Le schème de principe de ce système de filtrage est donné par la Figure 19, il est constitué de filtre passif accordé aux fréquences des harmoniques prédominantes et d'un filtre actif série. Le rôle du filtre actif série dans ce cas est d'empêcher les courants harmoniques de circuler vers le réseau et de les obliger à passer par les filtres passifs raccordés à leurs fréquences. Ce compensateur actif se comporte donc comme une impédance (de valeur K fixée pour chaque rang) pour les fréquences harmoniques. De ce fait, le filtrage passif est plus efficace (car la présence de cette impédance série force la circulation des courants harmoniques de la charge vers les filtres passifs). De plus, le filtre série permet d'isoler la charge des composantes harmoniques préexistantes sur la source, et interdit toute surcharge des filtres passifs. Cette topologie est donc en fait le plus souvent qualifiée d'isolateur harmonique, car elle isole, en quelque sorte, la source de la charge perturbatrice et inversement elle permet d'éviter la surcharge du filtre passif par une pollution amont. Il convient de noter que cette topologie induit des contraintes de dimensionnement et de protection du coupleur magnétique. En effet, plusieurs études ont confirmé que les performances des filtres actifs peuvent être améliorées par ce couplage et qu'elles sont également tout à fait satisfaisantes, même si la qualité de la tension source (THD (u) très faible) ne permet pas d'apprécier les performances en termes d'isolement. Le TDH du courant source est néanmoins ramené de plus de 35% à 11%.

En résumé, cette configuration permet d'une part de minimiser la puissance du filtre actif, car une grande partie des courants harmoniques est absorbée par les filtres passifs et d'autre part d'améliorer les performances des filtres passifs. Il réduit ainsi les risques d'antirésonance entre les éléments du filtre passif et l'impédance du réseau.

Bref, le passif tape sur les rangs faibles de fortes amplitudes et évite la saturation de l'actif qui peut se consacrer aux rangs élevés de plus faibles amplitudes

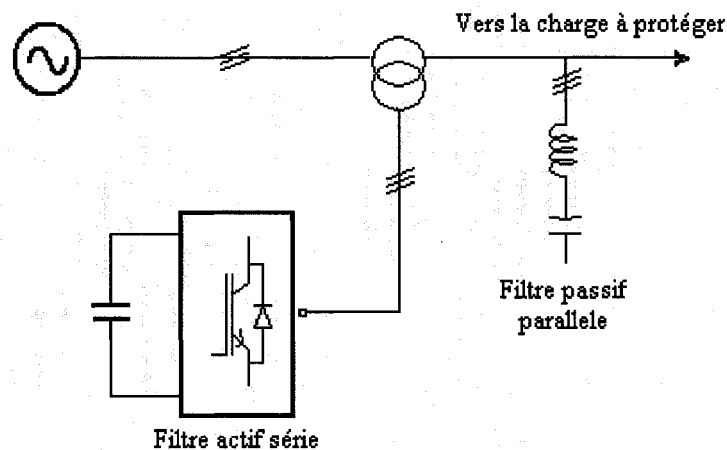


Figure 19 Filtre actif série et filtre passif parallèle

2.3.1.4.2 Le filtre actif série connecté en série avec des filtres passifs parallèles

Le principe de fonctionnement de cette configuration, présentée en Figure 20, est le même que le précédent avec l'avantage de réduire encore le dimensionnement du filtre actif série, car le courant qui le traverse est moins important. De plus, le filtre actif série est à l'abri d'un éventuel court-circuit de la charge. En effet, cette topologie n'est pas adaptée pour traiter un réseau à fort taux de pollution de la tension amont; néanmoins, ses performances minimisent le dimensionnement des filtres passifs et complètent leurs effets.

Inversement, dans une installation existante, le rajout d'un compensateur actif de puissance réduite permet d'améliorer l'efficacité des filtres passifs existants.

Dans cette configuration [11][12], le compensateur n'agit que sur les courants harmoniques, et améliore l'efficacité des filtres passifs en évitant l'amplification des tensions harmoniques qui sont en amont aux fréquences d'antirésonances des filtres passifs. De même, il atténue fortement les courants harmoniques entre la charge et la source par abaissement de l'impédance globale (filtres passifs plus compensateurs actifs). En plus, puisque le compensateur actif n'est pas traversé par la totalité du

courant réseau, son dimensionnement (et en particulier celui du coupleur magnétique) peut être réduit.

Cette structure est donc bien adaptée à traiter les réseaux de puissances et tensions élevées, tout en assurant le réphasage des composantes fondamentales. Son principal inconvénient est que les filtres passifs sont définis en fonction de la nature de chaque charge ce qui nécessite toujours une étude préalable.

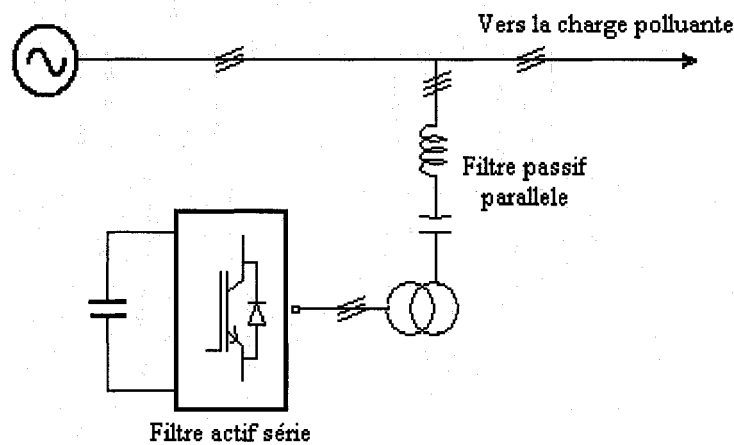


Figure 20 Filtre actif série connecté en série avec un filtre passif parallèle

2.3.1.4.3 Le filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle

Le rôle du filtre actif parallèle dans cette configuration, montrée en Figure 21, est la compensation des courants harmoniques de basses fréquences émis par la charge polluante. Alors que le filtre passif élimine les harmoniques hautes fréquences y compris ceux créés par le filtre actif parallèle. En outre, cette combinaison [9][12] permet d'introduire un bon amortissement pour éviter le problème d'antirésonance. Ici encore le compensateur actif et le filtre passif complètent leurs actions. Il peut être intéressant de limiter l'action du compensateur actif aux seuls rangs non traités par les filtres passifs. Cette structure permet selon le cas :

- D'améliorer la dépollution obtenue avec les filtres passifs seuls;
- De limiter le nombre de rangs de filtres passifs;

- c. D'améliorer les performances du compensateur actif seul (pour une même puissance efficace du compensateur actif).

Ceci étant, cette combinaison ne permet pas d'éviter les surcharges des filtres passifs, ni les effets de l'antirésonance avec l'impédance réseau.

Ce type de filtrage a déjà été appliqué à la compensation des courants harmoniques émis par un cycloconvertisseur de forte puissance (le cycloconvertisseur est un convertisseur direct qui permet à la fois de faire varier la tension efficace aux bornes d'une charge alternative, mais aussi d'en changer la fréquence).

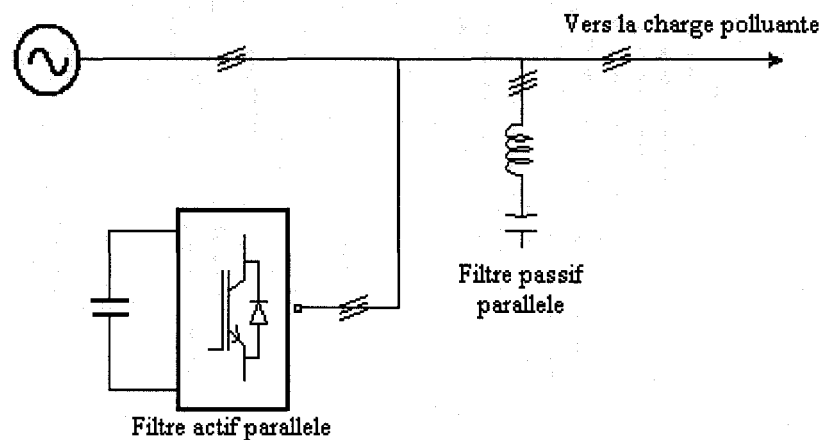


Figure 21 Filtre actif parallèle avec un filtre passif parallèle

En résumé : les trois structures hybrides ne présentent pas le caractère universel du compensateur actif, puisqu'il est nécessaire de choisir les filtres passifs (en terme de type, nombre de rangs, et fréquences d'accord) en fonction de la nature des courants harmoniques générés par la charge. La présence du compensateur actif minimise le dimensionnement des filtres passifs et complète leurs effets. Inversement, dans une installation existante, le rajout d'un compensateur actif de puissance réduite permet d'améliorer l'efficacité des filtres passifs existants.

2.3.1.5 Insertion des compensateurs actifs

Notre objectif est de montrer les critères de dimensionnement et d'insertion des compensateurs actifs [18][19]. Aujourd'hui tant les solutions traditionnelles que les

solutions hybrides nécessitant des études sérieuses et adaptées. Ainsi, nous nous attacherons plus particulièrement à identifier les principaux paramètres que l'utilisateur potentiel des compensateurs actifs doit connaître afin d'effectuer un choix pertinent.

2.3.1.5.1 Connaître les mécanismes

La difficulté majeure des phénomènes harmoniques est certainement liée à leur très faible visibilité : en effet, s'il est souvent facile de constater une dégradation de la qualité de l'onde (de tension et/ou de courant) en un ou plusieurs points, la fonction combinatoire entre les différentes sources (autonomes ou non), charges, et la topologie du réseau n'est pas triviale. De plus, l'association entre les phénomènes harmoniques (souvent ignorés) et les dysfonctionnements constatés dans les constituants du réseau (souvent aléatoires) n'est pas instinctive.

2.3.1.5.2 Connaître le réseau et sa topologie

Le premier pré-requis est donc relatif à l'environnement du réseau : la mise en œuvre d'un dépollueur requiert une connaissance de l'ensemble du réseau (sources, charges, lignes, condensateurs), et pas seulement une vision fragmentaire limitée à la seule zone susceptible.

2.3.1.5.3 Faire un état des lieux

Dans ce réseau, nous aurons pris soin de placer un analyseur d'harmoniques. Ce dernier est indispensable pour quantifier la pollution en divers points d'une installation existante.

2.3.1.5.4 Identifier et caractériser les pollueurs

Il est indispensable d'identifier le (ou les) pollueur(s) majoritaire(s), ainsi que leurs spectres respectifs. Ces derniers peuvent être obtenus par mesures, ou bien par lecture des spécifications techniques fournies par chaque constructeur.

2.3.1.5.5 Définir l'objectif de la dépollution

Le deuxième pré requis est relatif à l'objectif même de l'action envisagée : qu'il s'agisse de remédier à des dysfonctionnements constatés, ou de se mettre en conformité avec les prescriptions d'un distributeur, ou encore d'un constructeur de récepteur non linéaire. La démarche diffère notablement et cette réflexion doit également intégrer les évolutions du réseau à court terme.

Cependant, une fois ces analyses étant faites, il reste alors à choisir quelle solution présente le meilleur optimum technico-économique : il existe souvent plusieurs alternatives techniques pour un même objectif, et le problème est le plus souvent de choisir en fonction des contraintes, chaque installation électrique étant un cas particulier. Il est donc clair que le choix d'une solution active (quelle qu'elle soit) ne peut être fait a priori, mais qu'il est le résultat d'une démarche analytique dans laquelle le coût du seul compensateur n'est pas forcément un facteur prépondérant. Toutefois, les compensateurs actifs ont de sérieux avantages vis-à-vis des filtres passifs. Mais il n'y a pas nécessairement concurrence notamment pour les installations existantes déjà équipées de filtres passifs. L'insertion, après étude, d'un compensateur actif série ou parallèle est une bonne solution.

2.3.1.6 Caractéristiques des solutions actives

À ce stade, nous avons traité des filtres actifs séries et parallèles et des structures hybrides. Pour conclure ce sujet, il est intéressant de faire une synthèse des qualités de ces différentes solutions actives, à l'exception du filtre UPQC qui reste pratiquement difficile à réaliser, de lutte contre la pollution harmonique.

Le Tableau VIII montre un récapitulatif des avantages et inconvénients de cinq schémas de dépollution [15] et il permet de constater que, sauf cas particulier, c'est le FAP et la structure parallèle qui sont les solutions les plus intéressantes en basse tension. En outre, une comparaison entre le compensateur actif et le filtre passif est illustrée sur le Tableau IX.

Tableau VIII

Synthèse des différentes solutions actives de dépollution harmonique

Type de compensateur ⇒ Critère ↓	Série	Parallèle	Hybride parallèle	Hybride parallèle/série	Hybride série/parallèle
Action sur :	U_h	I_h	I_h	I_h	U_h et I_h
Performance	+++	+++	+++	++	++
Impact d'un court circuit	fort	aucun	aucun	aucun	fort
Insertion	difficile	simple	simple	simple	difficile
Amélioration du cos (φ)	non	possible	oui	oui	oui
Évolutivité	non	oui	oui	non	non
Risque de résonance	sans objet	sans objet	oui	non	non
U_h : Tension de source I_h : Courant de charge					

Tableau IX

Comparaison entre le compensateur actif et le filtre passif

	Filtre passif	Compensateur actif
Action sur les courants harmoniques	Nécessite un filtre pour chaque fréquence (encombrant)	Agit simultanément sur plusieurs fréquences
Influence d'une variation de fréquence	Efficacité réduite	Aucune conséquence
Influence d'une modification de l'impédance	Risque de résonance	Aucune conséquence
Influence d'une augmentation de courant	Risque de surcharge et de détérioration	Aucun risque de surcharge, mais efficacité diminue
Ajout de matériel (augmentation de charge)	Nécessite des modifications sur le filtre, dans certains cas	Aucun problème
Action sur les harmoniques suivant leur ordre	Très difficile	Possible, grâce au paramétrage
Modification de la fréquence fondamentale	Modification impossible	Possible, grâce à la reconfiguration
Encombrement	important	faible
Poids	important	faible

2.3.1.7 Compensateurs des creux de tension

Un régulateur de charge universel qui permet la compensation série de tension peut être utilisé comme stabilisateur de tension pour des utilisateurs sensibles. Un tel système est également appelé DVR (Dynamic Voltage Restorer) [37][38][39]. Son schéma est représenté dans la Figure 22. Le restaurateur dynamique de tension ou tout simplement DVR peut être mis en application en basse tension (BT), aussi bien qu'en moyenne tension (MT) afin de protéger les utilisateurs contre les creux de tension générés par les charges critiques. L'étage de sortie d'un régulateur de charge universel est ainsi utilisé comme source de tension, en remplacement d'une partie manquante sur la tension d'entrée par la manière de la topologie du filtre actif série. On notera que la tension de compensation générée par l'onduleur à pulsation qui est constituée d'une succession de blocs rectangulaires, doit être filtrée avant d'être injectée en série avec le réseau. Entre autres, puisque le DVR est toujours connecté à la présence ou non de creux de tension, alors il est aussi bien conçu pour avoir des effets minimums sur les installations ayant des charges sans distorsion.

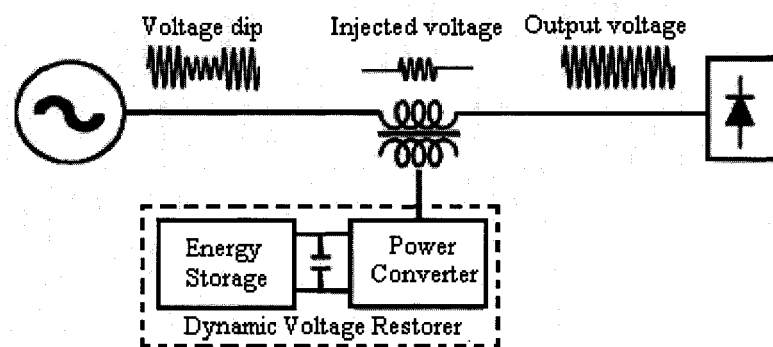


Figure 22 Représentation d'un filtre DVR

Une représentation d'un phénomène transitoire de creux de tension est donnée à la Figure 23. On y voit d'une part l'apparition d'une chute de tension d'amplitude de 50% de la tension primaire à $t=0,23s$, ainsi que la tension de sortie compensée et la tension de compensation.

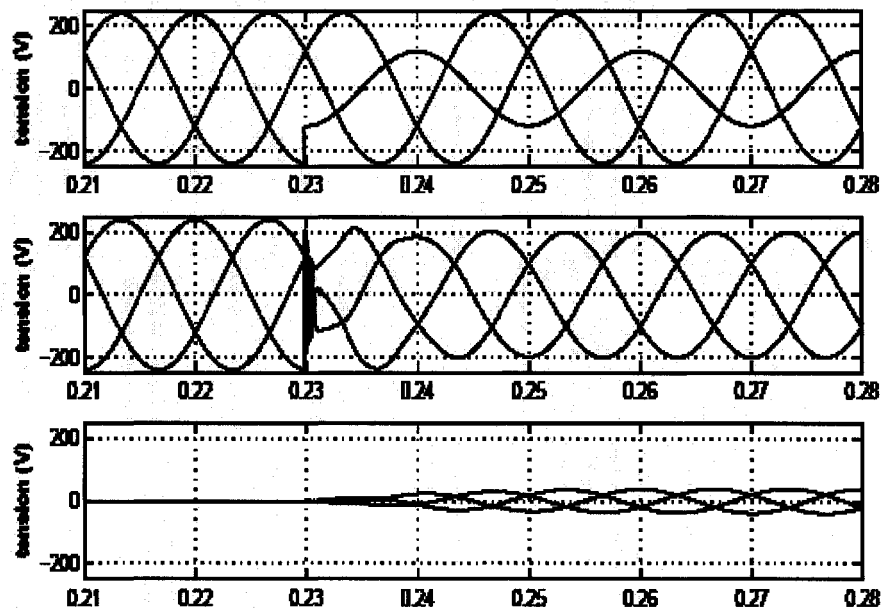


Figure 23 Compensation des creux de tension

2.4 Compensateurs électroniques statiques

Ces dispositifs électroniques modernes [3][4] compensent dans une certaine mesure les creux de tension et les coupures avec un faible temps de réponse. Par exemple, le compensateur automatique en temps réel réalise une compensation en temps réel de la puissance réactive; il est particulièrement bien adapté au cas des charges variant rapidement et de façon importante (soudeuses, four à arc électrique, élévateurs, presses, concasseurs, démarrages moteurs, etc.).

2.4.1 Le gradateur sur charge purement inductive TCR

Dans le TCR (Thyristor Commuted Reactor) ou RCT (Réactances Commandées par Thyristors), la valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors. Il se comporte, comme indiqué sur la Figure 24, comme une inductance dont la valeur d'impédance à la fréquence du fondamental peut être contrôlée de façon continue dans une plage donnée. En général, on l'utilise en combinaison avec un condensateur shunt de façon à créer une source d'énergie réactive variable (connu par le nom de SVC).

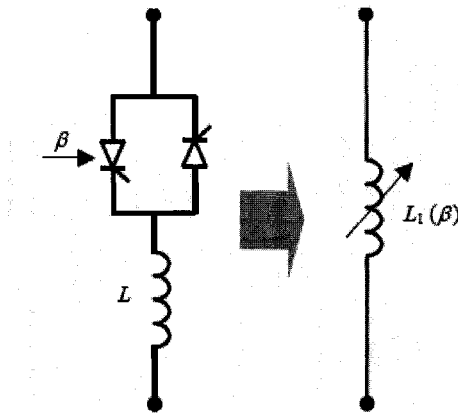


Figure 24 Réactance commutée par thyristor

2.4.2 Les bancs commutables de condensateurs : TSC

Dans le TSC (Thyristor Switched Capacitor) ou CCT (Condensateurs Commandés par Thyristor), les thyristors fonctionnent en pleine conduction. Il se comporte, comme indiqué sur la Figure 25, comme un condensateur dont la valeur peut prendre un nombre fini de valeurs ($2n-1$, pour n interrupteurs et condensateurs de valeurs différentes).

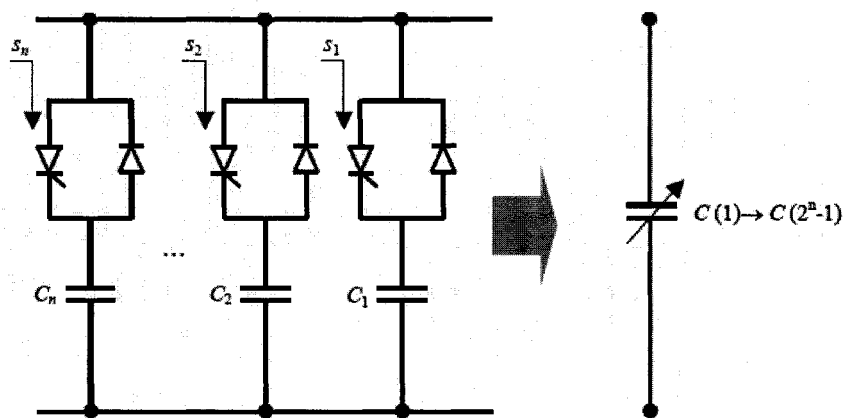


Figure 25 Banc commutable de condensateurs

2.4.3 Le compensateur statique (SVC)

Un compensateur statique d'énergie réactive (en anglais SVC, Static Var Compensator, en français parfois CER) est un dispositif de l'électronique de puissance, constitué d'une

association des dispositifs TCR et TSC dont le premier exemple a été installé en 1979 en Afrique du Sud, destiné à compenser automatiquement la circulation de la puissance réactive nécessaire pour contrôler les fluctuations dynamiques de la tension sous différents régimes de fonctionnement et ainsi améliorer les performances des réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique. Il fait partie du groupe des FACTS et il est composé :

- a. D'un banc de condensateurs, fixe ou commutable de façon discrète, qui fournit de la puissance réactive;
- b. D'un gradateur triphasé à thyristors faisant varier de façon continue le courant dans des inductances, qui consomme l'excès de la puissance réactive.

L'installation d'un compensateur statique de puissance réactive en un ou plusieurs points spécifiques du réseau peut accroître la capacité de transit et réduire les pertes tout en maintenant un profil de tension régulier sous différents régimes. De surcroît, un compensateur statique de puissance réactive peut atténuer les oscillations de puissance réactive par modulation des amplitudes de tension et son emploi permet également une réduction du Flicker de 25% à 50%. La formule (2.12) donne une valeur estimative du coefficient de réduction du Flicker réalisé avec un SVC :

$$R_{svc} \approx 1 + 0.75 \frac{S_{svc}}{S_f} \quad (2.12)$$

Avec, R_{svc} : facteur de réduction de Pst; S_{svc} : puissance du compensateur (en Var) et S_f : puissance du four (en VA).

Son schéma de principe est celui de la Figure 26. Il comporte des inductances de compensation, une batterie fixe de condensateurs shunt montée en filtre et un dispositif électronique à base de thyristors ou d'IGBT. Le dispositif électronique a pour rôle de faire varier la consommation d'énergie réactive des inductances pour maintenir pratiquement constante la puissance réactive absorbée par l'ensemble générateur de Flicker, batterie fixe de condensateurs et inductances de compensation.

Cette compensation phase par phase est d'un intérêt évident avec les fours à arc dont les régimes de fonctionnement sont particulièrement déséquilibrés. Les performances d'un

tel compensateur sont remarquables, à titre d'exemple le Tableau X regroupe quelques caractéristiques exigées pour une aciérie [56].

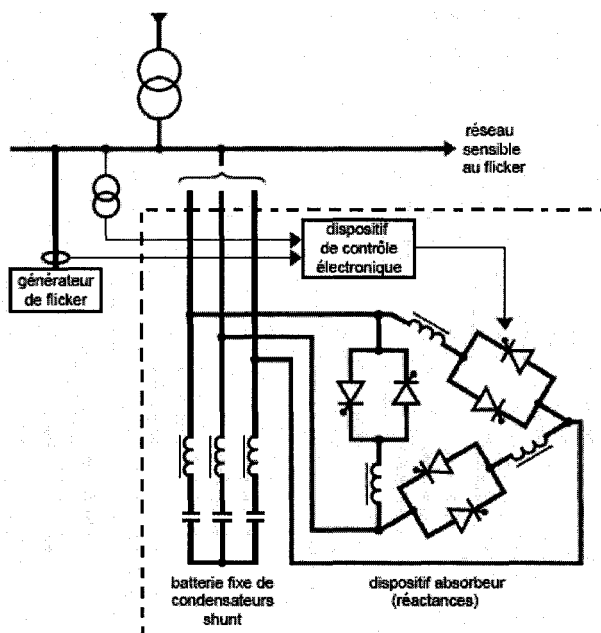


Figure 26 Schéma simplifié d'un compensateur statique

Tableau X

Performances obtenues par l'utilisation d'un compensateur statique pour four à arc

Tension nominale du réseau contrôlé	30 kV
Puissance du SVC	50 Mvar
Facteur de puissance	$\cos\phi \geq 0.93$
Taux de distorsion en tension	$\text{THD} \leq 1,5\%$
Fluctuations de tension	$\Delta U / U_n \leq 2\%$
Déséquilibre de tension	$U / U_n \leq 1,5\%$
Pst (en 30 kV)	1,1

2.4.4 Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors

Il s'agit du STATCOM (STATic COMpensator) qui a connu jusqu'à présent différentes autres appellations :

- a. ASVC (Advanced Static Var Compensator);
- b. STATCON (STATIC CONDenser);
- c. SVG (Static Var Generator);
- d. SVClight et SVCplus.

Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70, mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance. Essentiellement, ce compensateur permet de résoudre dans les réseaux maillés des problèmes de contrôle de la qualité de la tension, d'amortissement des oscillations, d'amélioration de la répartition des transits de puissance et de stabilité. Parmi ses avantages, nous citons :

Une bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle; Une bonne réponse dynamique : le système répond instantanément.

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème, des compensateurs multi niveaux à commande MLI ou encore installer des filtres. La Figure 27 représente le schéma de base d'un STATCOM. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de GTO et de diode en antiparallèle.

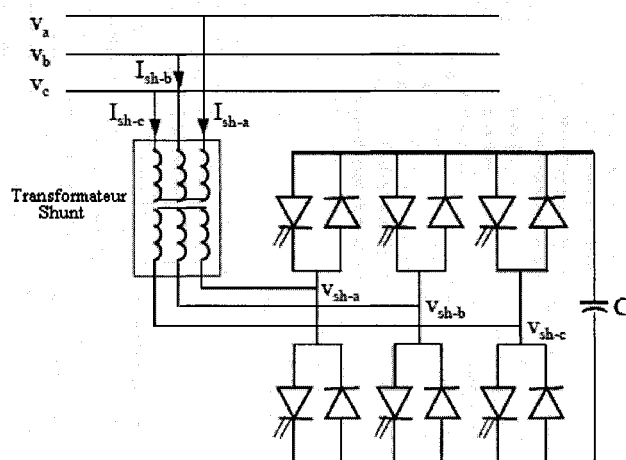


Figure 27 Schéma de base du STATCOM

En fait, le rôle du STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour ce faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général l'inductance de fuite du transformateur de couplage.

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur V_{sh} , laquelle est en phase avec la tension du réseau V . En effet, son fonctionnement peut être décrit de la façon suivante :

- Si la tension V_{sh} est inférieure à V , le courant qui circule dans l'inductance est déphasé de $-\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant inductif (Figure 28-a);
- Si la tension V_{sh} est supérieure à V , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de $+\pi/2$ par rapport à la tension V ce qui donne un courant capacitif (Figure 28-b);
- Si la tension V_{sh} est égale à V , le courant circulant dans l'inductance est nul et par conséquent il n'y a pas d'échange d'énergie.

Nous considérons dans ce dernier cas de fonctionnement que les tensions sont triphasées et équilibrées. Par ailleurs, l'amplitude de la tension de sortie V_s est proportionnelle à la tension continue aux bornes du condensateur.

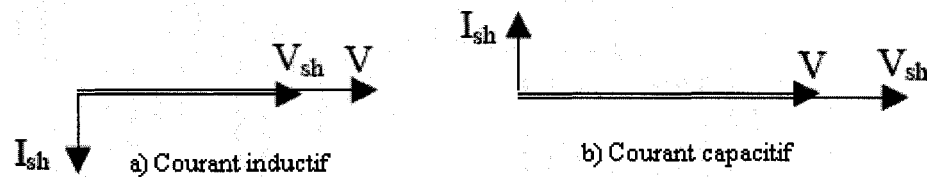


Figure 28 Diagramme vectoriel de STATCOM

Toutefois, l'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. En outre, ce dispositif a l'avantage, contrairement au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension V diminue.

2.5 Les dispositifs de protection contre les surtensions

Obtenir une bonne coordination d'isolement c'est réaliser la protection des personnes et des matériels contre les surtensions avec le meilleur compromis technico-économique. À cet effet, cela nécessite tout d'abord, à connaître le niveau et l'énergie des surtensions pouvant exister sur le réseau électrique, ensuite choisir le niveau de tenue aux surtensions des composants du réseau permettant de satisfaire aux contraintes et enfin utiliser des protections quand cela est nécessaire [1][2]. En fait, les solutions à retenir dépendent du type de surtensions rencontrées.

2.5.1 Surtensions temporaires

Mettre hors service tout ou partie des condensateurs en période de faible charge et éviter de se trouver dans une configuration à risque de ferrorésonance ou introduire des pertes (résistances d'amortissement) qui amortissent le phénomène.

2.5.2 Surtensions de manœuvre

- Limiter les transitoires provoqués par la manœuvre de condensateurs, par l'installation de self de choc et des résistances de préinsertion. Les compensateurs automatiques statiques qui permettent de maîtriser l'instant d'enclenchement sont

particulièrement adaptés aux applications BT n'acceptant pas les surtensions transitoires (automates industriels, informatiques);

- Placer des inductances de ligne en amont des convertisseurs de fréquence pour limiter les effets des surtensions transitoires;
- Utiliser des disjoncteurs de branchement différentiel et sélectif. Leurs emplois évitent les déclenchements intempestifs dus à des courants de fuite transitoires : surtensions atmosphériques, de manœuvres, mises sous tension de circuits fortement capacitifs à la Terre (filtres capacitifs reliés à la Terre, réseaux de câbles étendus, etc.) qui s'écoulent dans le réseau en aval du DDR (Dispositif à courant Différentiel Résiduel) par les capacités à la Terre du réseau.

2.5.3 Surtensions atmosphériques

- Protection primaire : elle protège le bâtiment et sa structure contre les impacts directs de la foudre (paratonnerres, cages maillées (Faraday), câbles de garde / fil tendu);
- Protection secondaire : elle protège les équipements contre les surtensions atmosphériques consécutives au coup de foudre.

En effet, les éclateurs et les parafoudres sont les dispositifs les plus utilisés pour écrêter, limiter les surtensions atmosphériques transitoires de forte amplitude. Ils sont généralement dimensionnés pour intervenir sur les surtensions de foudre. En BT, ils sont installés à la fois le plus en amont possible de l'installation BT (afin de protéger le plus globalement possible) et le plus près possible des récepteurs électriques. La mise en cascade de parafoudres est parfois nécessaire : un, en tête d'installation, et un, au plus près des récepteurs. Un parafoudre BT est toujours associé à un dispositif de déconnexion. D'autre part, l'utilisation d'un disjoncteur de branchement différentiel sélectif en BT évite que l'écoulement du courant à la terre par le parafoudre ne provoque de déclenchement intempestif du disjoncteur de tête incompatible avec certains récepteurs (congélateur, programmeur...). À noter que les surtensions peuvent se propager jusqu'à l'appareil par d'autres voies que l'alimentation électrique : les lignes

téléphoniques (téléphone, fax), les câbles coaxiaux (liaisons informatiques, antennes de télévision). Il existe sur le marché des protections adaptées.

2.5.3.1 Les éclateurs

Utilisés en MT et HT, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés et à l'entrée des postes MT/BT. Leur rôle est de constituer un point faible maîtrisé dans l'isolement du réseau, afin qu'un amorçage éventuel se produise systématiquement là. Le premier et le plus ancien des appareils de protection est l'éclateur à pointes. Il était constitué de deux pointes en vis-à-vis, appelées électrodes, dont l'une était reliée au conducteur à protéger et l'autre à la Terre. Les modèles actuels les plus courants sont basés sur ce même principe, mais comportent deux cornes permettant d'allonger l'arc, de faciliter le rétablissement de qualités diélectriques par désionisation de l'intervalle d'amorçage et d'aboutir, dans certains cas, à l'extinction.

Certains ont en plus, entre ces deux électrodes, une tige destinée à éviter le court-circuitage intempestif par les oiseaux et leur électrocution. La distance entre les deux électrodes permet d'ajuster le niveau de protection. Ce dispositif est simple, assez efficace et économique, mais ses inconvénients sont nombreux :

- a. La tension d'amorçage présente une dispersion importante. En effet, elle dépend fortement des conditions atmosphériques; des variations de plus de 40% ont pu être observées;
- b. Le niveau d'amorçage dépend aussi de l'amplitude de la surtension;
- c. Le retard à l'amorçage est d'autant plus long que la surtension est faible.

Dans ces conditions, il est possible qu'une onde de choc provoque l'amorçage d'un appareil dont la tension de tenue est supérieure à celle de l'éclateur pour peu que cet appareil présente un retard à l'amorçage plus faible (câbles par ex.). De plus, l'amorçage provoque l'apparition d'une onde coupée à front raide susceptible d'endommager les enroulements (transformateurs et moteurs) situés à proximité. Encore en place sur les réseaux, les éclateurs sont aujourd'hui de plus en plus remplacés par les parafoudres.

2.5.3.2 Les parafoudres

Leur avantage est de ne pas présenter de courant de suite et d'éviter que le réseau soit mis en court-circuit, puis hors tension après amorçage. Différents modèles ont été conçus : parafoudre à filet d'eau, parafoudre à gaz. Seuls les types les plus répandus sont présentés dans les lignes qui suivent. Ils sont utilisés sur les réseaux HT et MT.

2.5.3.2.1 Les parafoudres à résistances variables et éclateurs

Ce type de parafoudre associe en série des éclateurs et des résistances non linéaires (varistances) capables de limiter le courant après le passage de l'onde de choc. Après l'écoulement de l'onde de courant de décharge, le parafoudre n'est plus soumis qu'à la tension du réseau. Celle-ci maintient un arc sur l'éclateur, mais le courant correspondant, dit : courant de suite, traverse la résistance dont la valeur est maintenant élevée. Il est donc assez faible, pour ne pas endommager l'éclateur, et être interrompu lors du premier passage à zéro du courant (extinction naturelle de l'arc). La non-linéarité des résistances permet de conserver une tension résiduelle, qui apparaît aux bornes de l'ensemble, proche du niveau d'amorçage, car plus le courant augmente, plus la résistance décroît. Diverses techniques ont été utilisées pour la réalisation des parafoudres à varistances et éclateurs. La plus classique utilise une résistance au carbure de silicium (SiC). Ce type de parafoudre est caractérisé par :

- a. Sa tension d'extinction, ou tension assignée, qui est la tension à fréquence industrielle la plus élevée sous laquelle le parafoudre peut se désamorcer spontanément. Elle doit être supérieure à la plus forte surtension temporaire à fréquence industrielle susceptible d'apparaître sur le réseau;
- b. Ses tensions d'amorçage suivant les formes d'onde (fréquence industrielle, choc de manœuvre, choc de foudre...);
- c. Son pouvoir d'écoulement de courant de choc, c'est-à-dire la capacité de dissipation d'énergie. On traduit généralement la capacité d'absorption par la tenue à des ondes rectangulaires de courant.

2.5.3.2.2 Les parafoudres à oxyde de zinc (ZnO)

Ils sont constitués uniquement de varistances et remplaçant de plus en plus les parafoudres à résistances variables et éclateurs. L'absence d'éclateur fait que le parafoudre à ZnO est continuellement conducteur, mais sous la tension nominale du réseau protégé, avec un courant de fuite à la Terre très faible (inférieur à 10 mA). Leur principe de fonctionnement est très simple et repose sur la caractéristique fortement non linéaire des varistances à ZnO. Cette non-linéarité est telle que la résistance passe de 1,5 MW à 15 W entre la tension de service et la tension au courant nominal de décharge.

Ces parafoudres ont pour avantages des performances de limitation et une fiabilité accrue par rapport aux parafoudres à carbure de silicium. Un parafoudre à ZnO est caractérisé par :

- a. Sa tension maximale de service permanent;
- b. Sa tension assignée qui peut être liée, par analogie avec les parafoudres à carbure de silicium, à la tenue aux surtensions temporaires;
- c. Le niveau de protection, défini arbitrairement comme la tension résiduelle du parafoudre soumis à un choc de courant donné (5, 10 ou 20 kA selon la classe;
- d. Courant nominal de décharge;
- e. Tenue au courant de choc. (Elle traduit le besoin de tenue à des ondes longues entraînant une dissipation d'énergie importante et non la nécessité d'écouler de tels courants en exploitation).

2.6 Correction du facteur de puissance

Depuis 2001, les standards européens et nord-américains imposent que tous les nouveaux appareils consommant plus de 75 W doivent comporter une correction du facteur de puissance pour éviter de polluer les réseaux électriques [1][2][16]. Ces standards imposent des limites sur le niveau des courants harmoniques engendrés par un système électrique à son entrée, et plus particulièrement pour des appareils de classe D (< 600 W) dont les ordinateurs font partie. Ces règles sont très strictes et les seuils à ne pas dépasser sont définis jusqu'à l'harmonique de rang 39, c'est-à-dire assez loin dans la

décomposition des signaux. Pour satisfaire la norme, il suffit d'être sous les seuils autorisés pour chaque harmonique.

En effet, améliorer le facteur de puissance d'une installation électrique, c'est la doter des moyens de produire elle-même une part plus ou moins importante de l'énergie réactive qu'elle consomme. Il existe différents systèmes pour produire de l'énergie réactive en particulier les compensateurs asynchrones et les condensateurs shunt (ou série pour les grands réseaux de transport).

2.6.1 Correction passive

C'est la solution la plus simple et la moins chère d'entre toutes, mais également la moins performante. Comme son nom l'indique, elle utilise des éléments purement passifs pour tenter d'améliorer l'allure du courant. Ainsi, le condensateur est le plus utilisé compte tenu :

- a. De sa non-consommation de l'énergie active;
- b. De son coût d'achat;
- c. De sa facilité de mise en œuvre;
- d. De sa durée de vie (10 ans environ);
- e. De son très faible entretien (appareil statique).

Cependant, l'assemblage parallèle du condensateur avec une inductance pour en faire un filtre passe-bande (dit : résonant parallèle) pourra aussi entre autres être utilisé pour atténuer la 3ème harmonique déjà présente sur le réseau électrique, la plus intense après la fondamentale.

2.6.2 Correction active

Un PFC actif est un petit module intercalé à l'entrée de l'alimentation et géré par un contrôleur intégré qui analyse et corrige en temps réel l'allure du courant par rapport à la tension. Il en déduit les erreurs de forme par comparaison avec la sinusoïde redressée de la tension et il les corrige en contrôlant le flot d'énergie grâce à un découpage haute fréquence et un stockage d'énergie dans une inductance. Son rôle est d'obtenir un courant non déphasé et le plus sinusoïdal possible en entrée de l'alimentation. Il est capable de

s'adapter à quasiment n'importe quelle situation en entrée, car c'est lui qui gère l'énergie envoyée vers l'étage de découpage.

Les avantages d'un PFC actif sont nombreux. Sa mise en place évite la surcharge des installations électriques et permet de faire des économies d'électricité pour ceux qui doivent payer la puissance réactive (entreprises notamment). Il améliore le fonctionnement de l'alimentation lors des microcoupures ou des petites variations de tension sur le réseau, car le contrôleur PFC analyse tout (courant et tension), fait office de tampon et stocke de l'énergie dans son condensateur de sortie. Le temps de maintien (hold-up time) est généralement un peu meilleur. Il délivre une tension continue et bien régulée à sa sortie pour alimenter l'étage de découpage sans stress excessif.

2.7 Conclusion au chapitre

Durant ces dernières années, la loi et la réglementation sont de plus en plus restrictives vis-à-vis des perturbations générées par les charges non linéaires, telles que les convertisseurs statiques, les transformateurs, les fours à arc et les machines électriques. En effet, l'utilisation des convertisseurs statiques nécessite des filtres pour réduire d'une part les harmoniques de tension et de courant et d'autre part éviter la perturbation du réseau électrique ainsi que la détérioration de la qualité de l'énergie. Cependant, le filtrage de ces perturbations n'est pas une question simple et les solutions sont coûteuses. La première chose est d'essayer d'éviter à mettre en œuvre des solutions de filtrage, ce qui suppose de bien choisir les variateurs. Dans ce contexte, nous conseillons systématiquement d'utiliser les solutions traditionnelles. À ce propos, les variateurs avec selfs de lissage intégrées sur le circuit intermédiaire pour limiter la chute de tension induite par ces selfs sont un bon exemple pour ce genre de solutions. Cependant, si un système de filtrage complémentaire est nécessaire, il faut privilégier un filtre actif plutôt qu'un filtre passif. L'expérience montre que compte tenu des frais d'étude et de calcul d'un filtre passif, le surcoût d'un filtre actif est limité. De plus, son utilisation est plus souple et plus universelle. Si l'utilisateur, pour des raisons budgétaires, préfère un filtre passif, nous lui conseillons très vivement de ne pas acheter le filtre en même temps que

les variateurs, mais plutôt d'installer les variateurs, de les mettre en service et alors seulement de déterminer et calculer le filtre passif qui convient, sur la base de la modélisation mathématique, mais aussi de campagnes de mesure de l'installation en fonctionnement. Cette démarche permettra d'éviter de mauvaises surprises vis-à-vis des conditions existantes de l'installation qui n'auraient pas fait l'objet de la modélisation. Toutefois, si ces filtres passifs présentent l'avantage de la simplicité et d'un investissement relativement faible, ils possèdent également de nombreuses contraintes :

- a. Ils ne filtrent que la fréquence sur laquelle ils sont accordés. Le filtrage de plusieurs rangs nécessite la mise en place d'un ensemble de cellules, chacune accordée sur la fréquence à filtrer;
- b. Chaque filtre, pour sa fréquence de résonance, possède une fréquence d'antirésonance toujours inférieure à la fréquence de résonance. Cette fréquence d'antirésonance peut en fait exciter des fréquences de résonance du réseau constituées par les inductances des câbles et des capacités de redressement du facteur de puissance. Pour ces fréquences, le filtre peut donc avoir pour effet (négatif) d'augmenter le taux de distorsion des harmoniques du réseau que l'on veut filtrer ou créer d'importantes surtensions. Il est donc primordial de bien calculer le filtre et ses antirésonances pour qu'elles ne tombent pas sur une fréquence caractéristique du réseau. Ceci n'est pas forcément simple, un réseau pouvant être à configuration variable;
- c. Quand les équipements sont à l'arrêt, la puissance réactive de la batterie de filtrage est renvoyée au réseau, créant une augmentation des pertes fer et des pertes en ligne et l'accélération du vieillissement des isolants;
- d. Un filtre est calculé pour un réseau donné. Il se prête donc mal à toute évolution du réseau, en particulier dans le cas de plusieurs configurations d'alimentation (cas de groupes électrogènes de secours) ou le rajout d'équipements générateurs d'harmoniques sur un réseau existant. Une fois la capacité du filtre dépassée, il faut le remplacer par un filtre plus puissant;

- e. Un filtre est un équipement volumineux qui a des pertes et qui consomme également de l'énergie sur le réseau sur lequel il est connecté.

Si le coût d'un filtre passif est faible, en revanche son choix et son calcul sont compliqués. Le calcul correct d'un filtre nécessite donc une grande expérience et requiert la possession d'outils de mesure et de calcul spécialisés. Ainsi, ces contraintes fortes de choix, de calcul et de dimensionnement représentent des coûts élevés et doivent être intégrées dans la comparaison globale des coûts d'une solution de filtrage. À cet égard, une nouvelle structure forte et séduisante de filtres appelée filtres actifs a été proposée. Ces produits sont beaucoup plus récents et bénéficient amplement des progrès faits pour les variateurs de fréquence. En fait, dans leur conception, ils sont très similaires à un variateur de fréquence, car ils comprennent comme eux un pont de puissance triphasé à transistors IGBT et un banc de condensateurs. En termes d'avantages et d'inconvénients, le filtre actif est à l'opposé du filtre passif. En effet, il est relativement cher à l'achat, mais il offre de nombreux avantages :

- a. Il peut filtrer l'ensemble des fréquences harmoniques : ce n'est qu'une question de programmation de choix et d'amplitude des fréquences à filtrer;
- b. Il peut être installé et configuré pour filtrer un départ spécifique du réseau ou bien son ensemble, et n'interagit pas avec les capacités de redressement du facteur de puissance;
- c. Il s'adapte aux changements de configuration du réseau et il est donc particulièrement bien adapté aux installations secourues avec un groupe électrogène;
- d. En cas d'atteinte de sa capacité d'absorption maximum il s'autolimite, mais il peut accepter de fonctionner en parallèle avec un futur filtre. L'investissement initial n'est pas perdu en cas d'extension de l'installation, contrairement à un filtre passif.

Pour toutes ces raisons, lorsqu'il est nécessaire de filtrer les perturbations générées par les charges critiques, nous recommandons l'utilisation de filtres actifs plutôt que passifs. Cependant, ces derniers restent une stratégie complexe qui a besoin d'une étude approfondie et minutieuse pour qu'ils aient un bon rendement. C'est ainsi que des nouvelles méthodes ont été mises au point telles que le filtrage combiné (passif-actif), le

filtre UPQC et le compensateur multifonctions. Notre étude de recherche s'intéressera en détail dans les prochains chapitres à dimensionner et modéliser un compensateur actif global (compensateur actif multifonctions) capable de compenser par une même installation aussi bien les creux et les fluctuations d'amplitude (ou de phase) du réseau d'alimentation, que d'éviter de réinjecter les harmoniques de courant et/ou de tension causées par l'utilisateur.

CHAPITRE 3

MODÉLISATION ET SIMULATION D'UNE CHARGE FOUR À ARC ÉLECTRIQUE

3.1 Introduction

Entre 1740 et 1750, un anglais nommé HUNTSMANN réussit à obtenir pour la première fois de l'acier par fusion du fer, obtenu par affinage de la fonte dans un creuset chauffé au coke soufflé (agglomérat charbonneux obtenu par distillation de la houille). En 1784, un autre anglais, H. CORT, imagine un autre procédé d'affinage de la fonte pour la transformation directe de la fonte en acier, dit aussi acier naturel. Pour cela, il construit un four spécial dit four à réverbère, car sa voûte renvoyait la chaleur sur la matière en fusion. Mais la véritable révolution fut sans conteste l'invention du convertisseur en 1856 (Figure 29) par un autre anglais : H.BESSEMER. C'est une sorte de cornue géante dont les parois intérieures sont en briques réfractaires et dans laquelle on y affine la fonte en fusion en faisant circuler un violent courant d'air au travers de celle-ci, la transformant ainsi directement en acier. C'est aussi à cette époque, en 1864, un Français, Pierre MARTIN, réussit, dans un four à récupérateur de chaleur, à obtenir de l'acier de très bonne qualité à partir du minerai de fer ou par fusion de ferrailles. Cependant, vers la fin du 19ème siècle le développement de l'électricité a eu des répercussions sur l'élaboration de l'acier et c'est ainsi qu'on a vu apparaître, en 1899, le four à arc électrique grâce à l'inventeur Paul HÉROULT qui établit le four à électrodes et à sole non conductrice : la matière est fondue par un arc électrique jaillissant entre des électrodes de graphite (plusieurs m de haut. et 15 à 50 cm de diamètre.). Cette invention, dont il déposera le brevet le 12 novembre 1900 sera d'abord appliquée à l'usine de La Praz en Savoie. Ainsi, depuis cette époque, bien que reposant sur les mêmes principes de base, les fours à arc ont connu un développement important aussi bien du point de vue technologique que du point de vue capacité de production. En effet, la capacité des fours modernes avoisine les 200 t avec une consommation énergétique comprise entre 400 et

500 kWh/t. En outre, les grands fours industriels représentent une part importante de la consommation d'énergie électrique dans le domaine industriel. Selon certaines études prospectives, la filière électrique devrait continuer à croître pour couvrir, vers 2005-2010, environ 50% de la production du matériau le plus important du monde (l'acier). En réalité, sans acier, notre monde n'existerait pas tel qu'il est : des pétroliers aux punaises, des camions aux boîtes en fer-blanc, des pylônes aux grille-pain. On en produit énormément, mais heureusement on le recycle facilement. Une grande partie de l'acier d'aujourd'hui est fabriquée avec de la ferraille.

Mentionnant en outre que la première usine sidérurgique du Canada était la Marmora Ironworks près de Peterborough en Ontario, qui a commencé sa production en 1822. Elle consiste en deux hauts fourneaux (à courant d'air forcé) alimentés en charbon, en une forge à deux ensembles de marteaux hydrauliques et à creusets spéciaux pour produire des barres de fer.

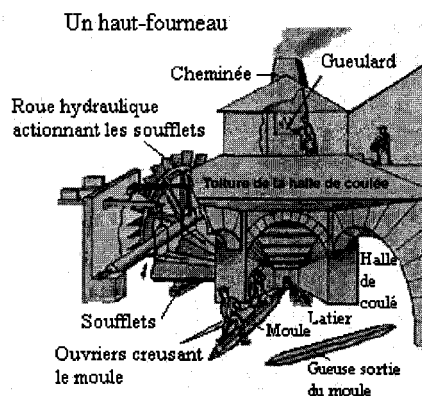


Figure 29 Anciens hauts fourneaux utilisés pour fondre le fer

3.2 Principe du four à arc électrique

Le four à arc électrique (Figure 30) est un outil de fusion destiné à fondre un métal primaire qui est, en général, de la ferraille, mais qui peut être aussi de la fonte (solide ou liquide) ou encore des minerais préréduits. En effet, l'arc électrique est la manifestation du passage du courant entre 2 électrodes dans un milieu gazeux ionisé à la pression

atmosphérique ou à une pression différente. Il permet de mettre en œuvre des puissances très élevées et d'atteindre des températures de l'ordre de 4000°C . Un courant traversant un arc électrique est généralement intense et variable. C'est pourquoi un arc électrique cause de fortes perturbations électriques. Dans le modèle physique du four à arc (Figure 31) il y'a trois électrodes qui se déplacent verticalement en haut et en bas à l'aide des vérins hydrauliques. Chacun de ces électrodes a un diamètre approximatif d'un mètre et pèse approximativement 40 tonnes. Théoriquement, le minerai est fondu lorsque les électrodes subissent une puissance énorme. Puisque la densité du produit réel est plus grande que son résidu, le minerai se sédimente au fond du four en créant la matte. Au-dessus de la matte se trouve les scories ou les résidus. En revanche, c'est la chaleur énorme créée par les électrodes qui permet au minerai de se liquéfier et de se séparer.

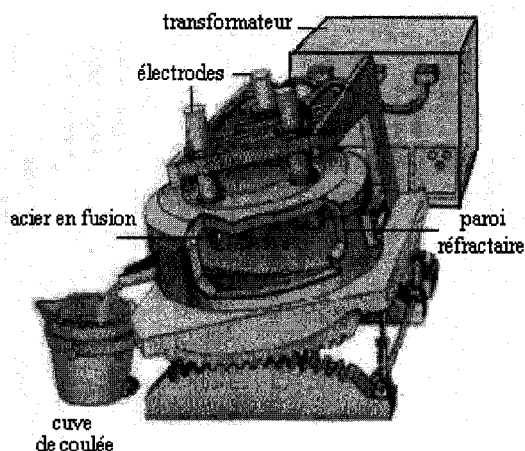


Figure 30 Four à arc électrique

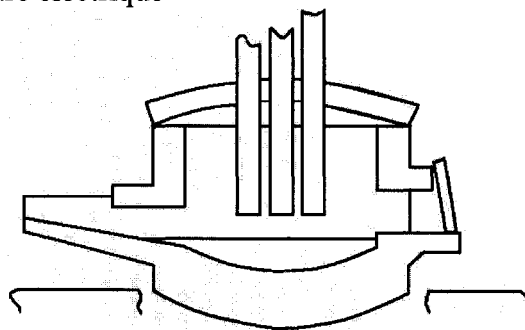
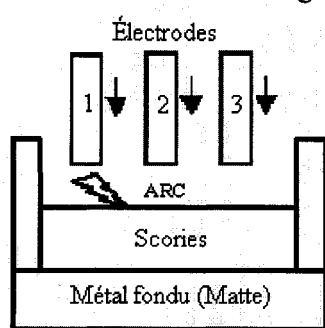


Figure 31 Schémas simplifiés du FAE

Toutefois, selon les mécanismes de conversion de la puissance en chaleur et selon le transfert de la chaleur libérée à la charge, on distingue différents types de fours. En principe, l'énergie est soit libérée dans le bain pour les fours à électrodes submergées, soit elle est libérée par rayonnement de l'arc pour les fours à arc ouvert.

3.2.1 Les fours à électrodes submergées

L'extrémité des électrodes est immergée, ainsi l'énergie électrique est libérée dans le bain en fusion par effet Joule. Les scories (SLAG) sont surchauffées au niveau de la pointe des électrodes, ce qui induit des forces convectives qui déplacent le slag des électrodes vers la paroi de l'enceinte. La charge fond au contact de ce bain en fusion. Il faut donc une surface de contact suffisante entre la charge et le bain.

3.2.2 Les fours à arc ouvert

L'énergie électrique est ici majoritairement libérée au niveau de l'arc (Figure 32). On peut donc travailler avec des puissances supérieures au cas présenté précédemment sans avoir de surchauffe au niveau du bain. L'énergie libérée par l'arc rayonne sur le bain et les réfractaires qui réfléchissent cette chaleur sur le bain. Dans ce type de four, le rendement énergétique est moins bon que lorsque la chaleur est produite directement au sein du bain. Comme une part importante de l'énergie est transférée par le rayonnement de l'arc, ces fours sont généralement utilisés pour des matériaux qui présentent une résistance limitée, ou pour des matériaux qui génèrent un fort volume de gaz.



Figure 32 Principe de fonctionnement du FAE

3.2.3 Données techniques d'un four à arc électrique d'une capacité de dix tonnes

Tableau XI

Données techniques d'un FAE d'une capacité de dix tonnes

Capacité du système de chauffage	10 tonnes (12 tonnes au maximum)
Transformateur	4.9 MVA
Puissance du four	À partir de 10MW à 100MW
Diamètre de la coquille du four	2.8 m
Diamètre du four	2.1 m
Diamètre de l'électrode	250 mm

3.3 Modélisation du four à arc électrique

Plus un système est complexe, plus nombreuses sont les perturbations, les fluctuations et les distorsions qui influencent sa stabilité. Le système devient plus vulnérable à ces perturbations et l'énergie requise au maintien de sa cohérence ne fait que croître, par conséquent sa modulation en un seul bloc est toujours compliquée. À cet effet, le modèle proposé du four à arc électrique sera développé à partir de deux grandes parties [45][46]:

- a. Par ses fluctuations de tension qui seront représentées par un signal chaotique à basse fréquence modulé avec la tension d'arc;
- b. Par sa caractéristique dynamique tension-courant.

3.3.1 Générateur de Flicker

Le Flicker ou papillotement est un phénomène qui est lié à des variations rapides de tension susceptibles de provoquer un papillotement de certains systèmes d'éclairage. En réalité, le Flicker [47] est un calcul statistique défini par la norme IEC 61000-4-15, calcul issu de la mesure des variations rapides de tension. Ces variations rapides de tension sont en général causées par la mise en marche de charges variables comme des fours à arc, des imprimantes laser, des micro-ondes ou des systèmes d'air conditionné.

3.3.1.1 Théorie du chaos

Le chaos, également connu sous le nom d'attracteur étrange ou attracteur de Lorenz [48][49][51], n'a pas généralement une définition mathématique précise admise. Habituellement, d'un point de vue pratique, il peut être défini comme comportement équilibré lié qui n'entre pas dans les catégories des trois autres comportements équilibrés (c.-à-d., points d'équilibre, solutions périodiques et solutions quasi périodiques). Ainsi, la théorie du chaos est une des rares théories mathématiques qui a connu un vrai succès médiatique à partir des années soixante. Le physicien mathématicien belge David RUELLE, le mathématicien hollandais Floris TAKENS ont constaté que de nombreux phénomènes, vus jusque-là uniquement comme du désordre, se comportent en fait comme s'ils étaient guidés par des modèles sous-jacents invisibles. À cet égard, Edward N. Lorenz., météorologue américain au MIT (Massachusetts Institute of Technology, c'est une institution américaine de recherche spécialisée dans les domaines de la science et de la technologie) découvre en 1963 que l'on peut obtenir un comportement chaotique avec seulement trois variables, soit un système non linéaire à trois degrés de liberté. Il montre donc qu'une dynamique très complexe peut apparaître dans un système formellement très simple. Nous allons à présent étudier le système différentiel suivant, dit de Lorenz.

$$\begin{aligned}\frac{dx}{dt} &= \sigma(y - x) \\ \frac{dy}{dt} &= \rho x - y - xz \\ \frac{dz}{dt} &= xy - \beta z\end{aligned}\quad \sigma, \rho \text{ et } \beta \text{ sont des réels positifs}$$

Les équations de Lorenz décrivent les phénomènes de convection d'un fluide idéal à deux dimensions, dans un réservoir chauffé par le bas. Les paramètres du système de Lorenz peuvent être définis comme suit :

X : proportionnel à l'intensité du mouvement de convection (positif pour un mouvement dans le sens des aiguilles d'une montre, une valeur plus grande indiquant une circulation plus vigoureuse);

Y : proportionnel à la différence de température entre les courants ascendants et les courants descendants (le paramètre est positif quand le fluide chaud est au fond du réservoir);

Z : proportionnel à la distorsion du profil du gradient de température par rapport à la linéarité (une valeur nulle correspond à un gradient linéaire, tandis qu'une valeur positive indique que la température est plus uniforme dans le milieu du réservoir, et que les plus forts gradients se trouvent sur les bords du réservoir);

σ : est la constante de Prandtl qui caractérise la viscosité et la conductivité thermique du fluide;

ρ : est un paramètre de contrôle, qui représente la différence de température entre le bas et le haut du réservoir. Au delà d'une valeur critique de ce paramètre, le comportement du système est chaotique;

β : Mesure le rapport entre hauteur et largeur du système de convection.

La Figure 33 représente les différentes vues de l'attracteur correspondant aux paramètres : $\sigma = 4$; $\beta = 1$ et $\rho = 48$ (soit trois fois la valeur critique à partir de laquelle le comportement du système est chaotique).

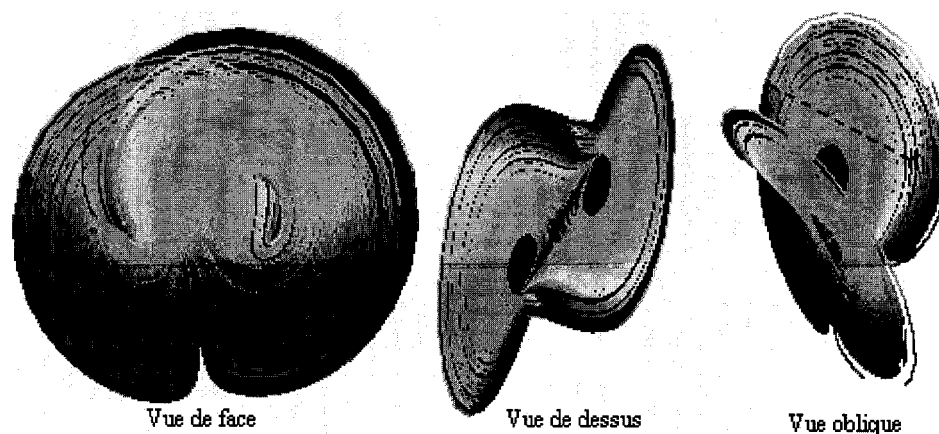


Figure 33 Vues d'attracteur étrange

En principe, l'attracteur étrange présente un modèle stable et confiné, mais ne se répétant jamais. Il agit sur le système en entier et collecte les trajectoires de perturbations de son environnement. Ces trajectoires de perturbations sont les événements positifs et négatifs qui influencent la stabilité et le devenir du système. En effet, un système chaotique est un système déterministe qui montre le mouvement aléatoire, et c'est un système non linéaire qui montre la sensibilité extrême dans la trajectoire d'état avec le respect de l'initiale condition.

En dernière analyse, les chercheurs ont longtemps observé que les fluctuations électriques du four à arc électrique sont de natures chaotiques. Dans cette hypothèse, on va employer le système de Lorenz pour représenter le comportement fortement variable des courants dans le four à arc électrique. Cependant, pour observer des comportements chaotiques à l'aide d'un circuit électrique à boucle continue, ce circuit doit posséder :

- Au moins 1 élément non linéaire;
- Au moins une résistance active;
- Au moins 3 éléments capables de stocker de l'énergie (capacité, inductance).

Et dans ces conditions (Figure 34), on obtient alors un système d'équations différentielles d'ordre 3 de la même forme que le système de Lorenz.

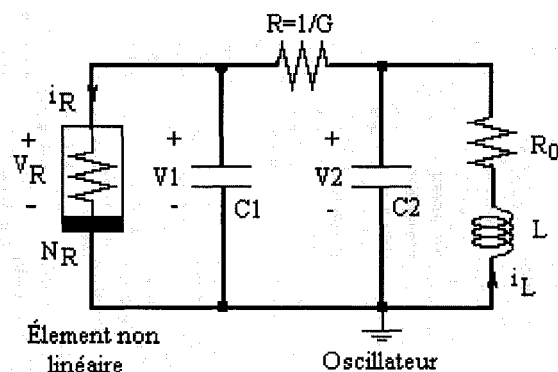


Figure 34 Circuit de l'attracteur étrange

3.3.1.2 Équations de Lorenz

En appliquant la loi de Kirchhoff sur le circuit de Chua, nous obtenons :

$$\begin{aligned}
 c_1 \frac{dv_1}{dt} &= \frac{(v_2 - v_1)}{R} - i_R & \frac{dx}{dt} &= \frac{(y - x)}{Rc_1} - \frac{i_R}{c_1} \\
 c_2 \frac{dv_2}{dt} &= -\frac{(v_2 - v_1)}{R} + i_L & \frac{dy}{dt} &= -\frac{(y - x)}{Rc_2} + z & \text{Avec : } v_1 &= x \\
 L \frac{di_L}{dt} &= -R_0 i_L - v_2 & \frac{dz}{dt} &= -\frac{R_0}{L} z - \frac{y}{L} & v_2 &= y \\
 & & & & i_L &= z
 \end{aligned}$$

Dans ces équations, R_0 signifie la résistance interne de l'inducteur.

3.3.1.3 Valeurs numériques expérimentales

- Résistance active R : elle doit être égale à une valeur comprise entre 0 et 2000 ohm. On a choisi : $R=1725\Omega$;
- Inductance L : $L=18\text{mH}$, mais sa résistance interne doit être : $R_0 > 6.5 \text{ Ohms}$. On a choisi : $L = 18\text{mH}$ et $R_0 = 12.5 \text{ Ohms}$;
- Capacités $C1$ et $C2$: $C1 = 10\text{nF}$ de type non-polystyrène et $C2=100\text{nF}$;
- L'élément non linéaire : C'est une résistance non linéaire, appelée aussi diode de Chua. Il peut être représenté soit par le circuit de la Figure 35 soit par des équations empiriques.

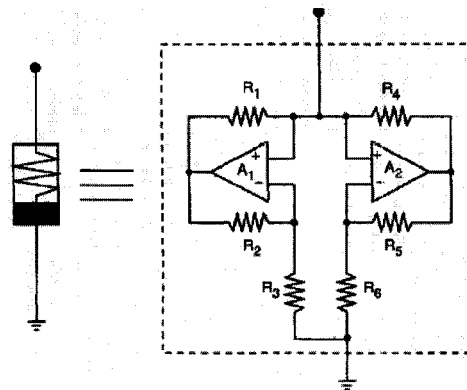


Figure 35 Diode de Chua

Voici les équations empiriques qu'on va utiliser pour représenter l'élément non linéaire du circuit de l'attracteur étrange :

$$i_R = \begin{cases} Gb * V_r + (Gb - Ga)E & \text{si } V_r < -E \\ Ga * V_r & \text{si } -E < V_r < +E \\ Gb * V_r + (Ga - Gb)E & \text{si } V_r > +E \end{cases}$$

À partir de ces équations mathématiques, on pourra déduire la caractéristique (v_r - i_r) de l'élément non linéaire (Figure 36).

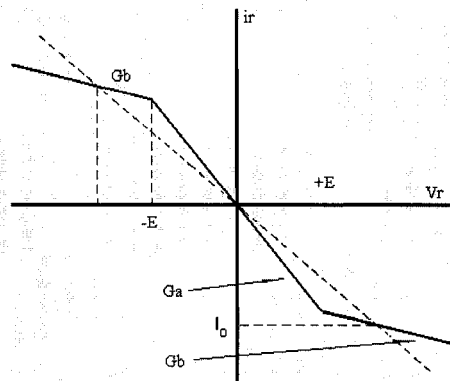


Figure 36 Caractéristique (v_r - i_r) de l'élément non linéaire

Pour représenter l'élément non linéaire de l'attracteur étrange, nous avons choisi les valeurs suivantes : $Ga = -0.75757\text{mS}$, $Gb = -0.40909\text{mS}$ et $E = 1$.

À partir de $G = 500\text{e-}6$ (admittance de la résistance active), le circuit de l'attracteur étrange est stable et les trajectoires convergent vers un des deux points stables d'équilibre. La Figure 37 représente le résultat de simulation du circuit de l'attracteur étrange. Ce sont des trajectoires qui correspondront aux variations aléatoires des fluctuations de tensions générées par le four à arc électrique.

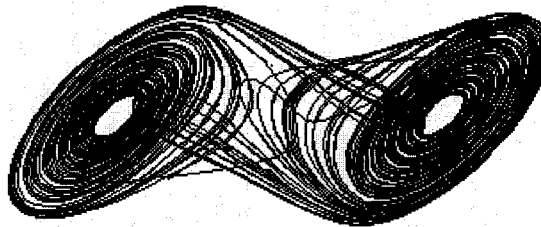


Figure 37 Trajectoires de simulation de l'attracteur étrange

3.3.2 Caractéristiques du FAE

La caractéristique tension-courant et la forme d'onde de la tension de l'arc (Figure 38) étaient les premières informations auxquelles on s'est beaucoup intéressé, durant notre littérature de recherche, pour modéliser le four à arc [46][47].

Cependant, pour modéliser le four à arc à partir de sa caractéristique tension-courant, on avait le choix entre deux méthodes différentes :

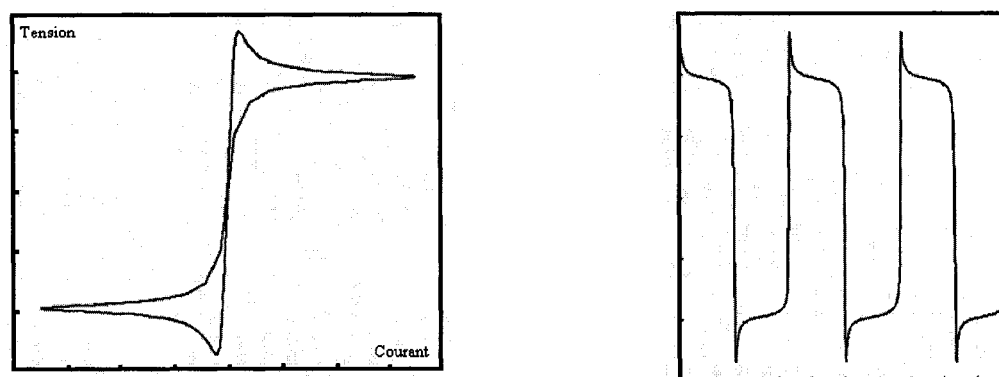


Figure 38 Caractéristique tension-courant et forme d'onde de la tension du FAE

3.3.2.1 Méthode 1 : Utilisation directe de la caractéristique tension-courant

Comme il est illustré sur la Figure 39, en simplifiant la caractéristique tension-courant par des droites linéaires, il nous sera facile de trouver son modèle mathématique représentant le four à arc électrique [46].

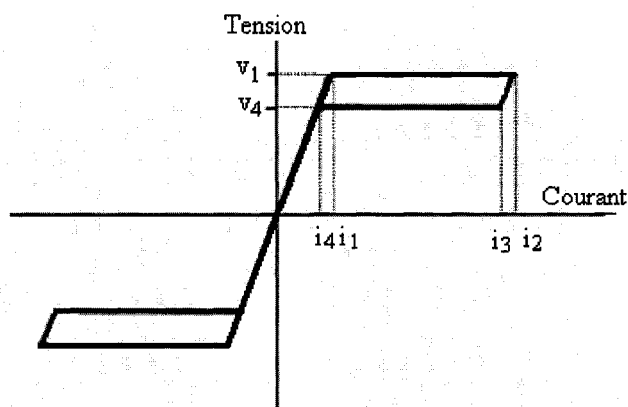


Figure 39 Caractéristique simplifiée tension-courant

Voici le modèle mathématique déduit à partir de la caractéristique simplifiée

$$v = \begin{pmatrix} R_1.i & i\langle i_1 \\ R_2.(i - i_1) + v_1 & i_1\langle i\langle i_2 \\ R_3.(i - i_2) + v_2 & i_3\langle i\langle i_2 \\ R_4.(i - i_3) + v_3 & i_4\langle i\langle i_3 \end{pmatrix}$$

3.3.2.2 Méthode 2 : Utilisation du principe de conservation d'énergie

Vu sa simplicité et sa précision, on a choisi cette méthode [49] pour modéliser la caractéristique dynamique tension-courant du four à arc.

Soit l'équation d'équilibre de puissance de l'arc suivante : $P_1 + P_2 = P_3$ (3.1)

Avec, P_1 représentant la puissance transmise sous forme de chaleur à l'environnement externe du four à arc; P_2 représentant la puissance qui fait augmenter l'énergie interne de l'arc, ainsi que P_3 représentant toute la puissance développée dans l'arc sous forme de chaleur.

Dans l'équation (3.1), on a supposé que l'effet de refroidissement du four arc est une fonction qui dépend seulement du rayon de l'arc, soit : $P_1 = k_1 r^n$ (3.2)

Tandis qu'en réalité, c'est une fonction qui dépend aussi de la température d'arc. Mais, on considère que c'est un effet moins significatif qu'on peut ignorer pour maintenir le modèle simple. Donc, la puissance P_1 dépend seulement du rayon (r). En outre, l'indice de puissance (n) peut être choisi comme suit :

- Si l'environnement autour de l'arc est chaud, le refroidissement de l'arc peut ne pas dépendre de son rayon, alors on prend : $n = 0$;
- Si l'arc électrique est long, alors le secteur de refroidissement est principalement la surface latérale du four, donc on prend : $n = 1$;
- Si l'arc électrique est court, alors le refroidissement est proportionnel à sa section transversale aux électrodes, donc on prend : $n = 2$.

En outre, la puissance P_2 est proportionnelle à la dérivée de l'énergie interne de l'arc comme elle dépend aussi du carré de son rayon (r^2), soit :

$$P_2 = k_2 r \frac{dr}{dt} \quad (3.3)$$

Enfin, la puissance électrique totale développée dans l'arc est :

$$P_3 = vi = \frac{k_3}{r^{2+m}} i^2 \quad (3.4)$$

À partir de cette dernière équation on déduit que la résistivité de la colonne d'arc est inversement proportionnelle à r^{2+m} , où $m=0, 1, 2$, et cela reflète bien la réalité selon laquelle l'arc peut être très chaud à l'intérieur dans le cas d'un très grand rayon.

Pour simplifier le circuit, on va choisir $m=0$ et on considère que l'arc est court ($n=2$).

En substituant les trois valeurs des puissances dans l'équation (1), on aura :

$$k_1 r^2 + k_2 r \frac{dr}{dt} = \frac{k_3}{r^2} i^2 \quad (3.5)$$

Ainsi, la tension d'arc est donnée par :

$$v = \frac{i}{g} \quad (3.6)$$

avec g représentant la conductance d'arc :

$$g = \frac{r^{m+2}}{k_3} = \frac{r^2}{k_3} \quad (3.7)$$

Finalement, le modèle dynamique de la caractéristique tension-courant du four à arc par la méthode du principe de conservation d'énergie sera réalisé en faisant la simulation des trois équations (3.5), (3.6) et (3.7).

3.3.3 Modèle Simulink global du FAE

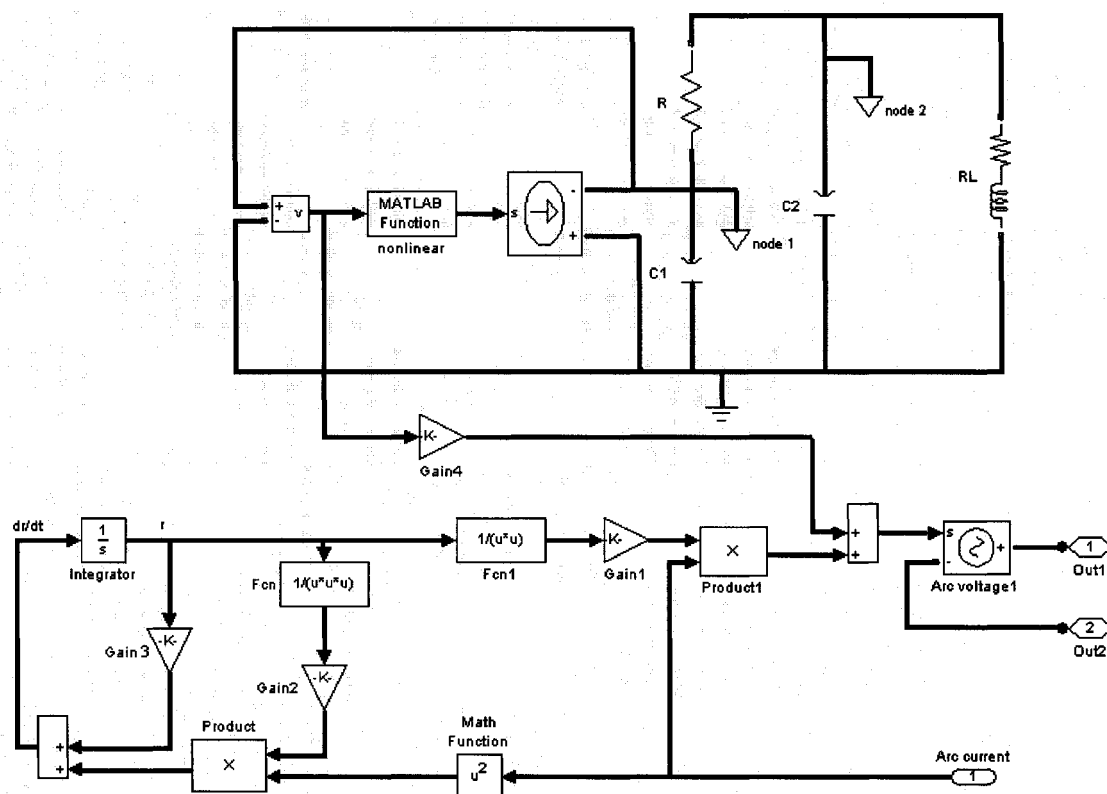


Figure 40 Schéma SPS global du FAE

3.3.4 Discussion et interprétation

Le signal chaotique est produit dans la partie supérieure de la Figure 40. Il représente l'effet papillotement de tension généré par le four à arc, alors que la caractéristique dynamique multi-valeur tension-courant de l'arc électrique est obtenue par la partie inférieure en résolvant simplement les équations différentielles (3.5 3.6 3.7) qui correspondent au modèle général dynamique d'arc. Il y a plusieurs blocs de gain dans la partie inférieure du modèle qui représentent les coefficients des équations différentielles de la caractéristique dynamique tension-courant. Ces coefficients déterminent l'amplitude de tension selon le niveau du courant d'entrée. Par conséquent, en ajustant les valeurs des blocs marqués « Gain1 » et/ou « Gain2 » le niveau de tension désiré

pourrait être obtenu. Le niveau du papillotement et la grandeur des harmoniques pourront alors être ajustés à partir du gain marqué « Gain4 ».

En résumé, comme on voyait sur la Figure 41, la charge FAE peut être représentée comme étant une source de tension commandée par courant dont les niveaux de tension et de courant sont réglés par l'ajustement de la valeur des gains marqués « Gain1 », « Gain2 » et « Gain3 » dans le schéma global.

Pour simuler expérimentalement la charge FAE de 250V et 70kA, nous avons obtenus à partir du système des équations (3.5 3.6 3.7) les valeurs des trois gains suivantes : $k_3 = \text{Gain3} = -3000$ et $k_1 = \text{Gain1} = k_2 = \text{Gain2} = 12.5$.



Figure 41 Modèle schématique proposé du FAE

3.3.5 Structure du réseau d'alimentation du FAE

Afin de s'assurer du bon fonctionnement du modèle proposé du FAE, on va le tester et le simuler, en premier lieu, séparément avec le bloc d'alimentation approprié [50]. En effet, comme il est illustré dans la Figure 42, l'énergie électrique arrive aux usines sidérurgiques à très haute tension pour être transformée ensuite en tension appropriée (basse tension) pour alimenter les fours à arc électrique. Les transformateurs accomplissent cette tâche en deux étapes. Premièrement, le four à arc est relié au réseau électrique à travers un transformateur T1 de type HV/MV, ensuite il est alimenté par un autre transformateur intermédiaire T2 de type MV/LV. En outre, les filtres qui sont installés entre les deux transformateurs servent à éliminer les perturbations produites par les fours à arc.

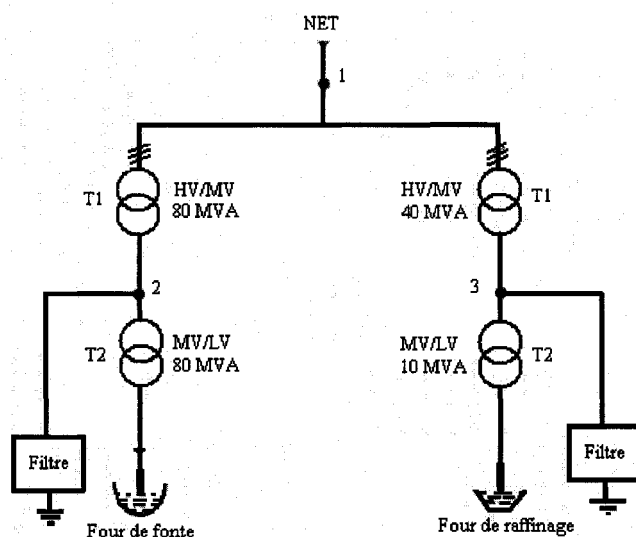


Figure 42 Circuit électrique du FAE

3.3.6 Simulation du modèle proposé du FAE

3.3.6.1 Schéma Simulink

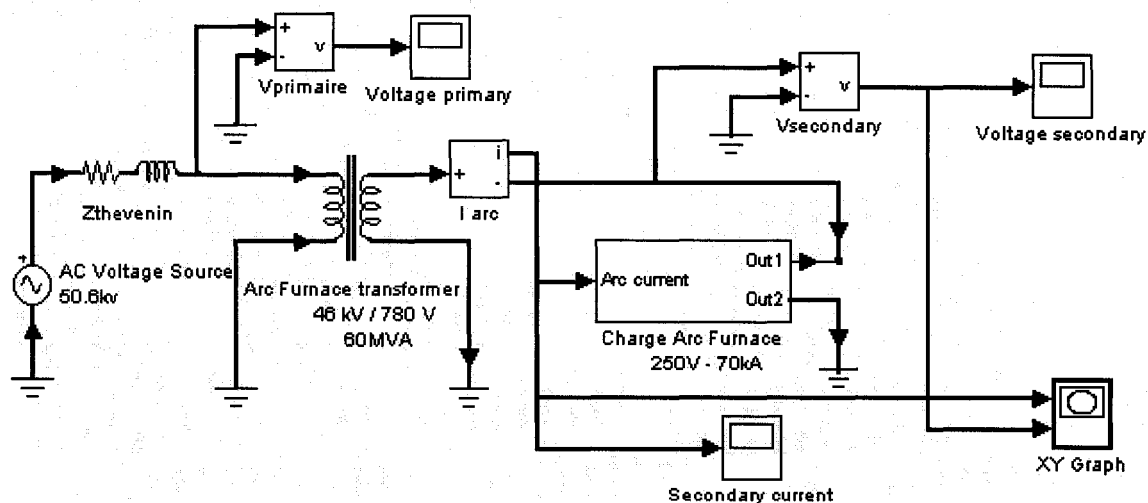


Figure 43 Schéma de simulation du FAE

3.3.7 Résultats de simulation

On présente ici les graphes expérimentaux de la caractéristique dynamique tension-courant (Figure 44), les formes d'onde de la tension de sortie du FAE (Figure 45) et enfin le graphe de tension de l'attracteur étrange (Figure 46).

En comparant les résultats de simulation avec les informations de départ sur lesquelles nous nous sommes basés pour modéliser et simuler la charge FAE, nous estimons avoir réussi à proposer un modèle Simulink identique et très ressemblant au modèle pratique du FAE.

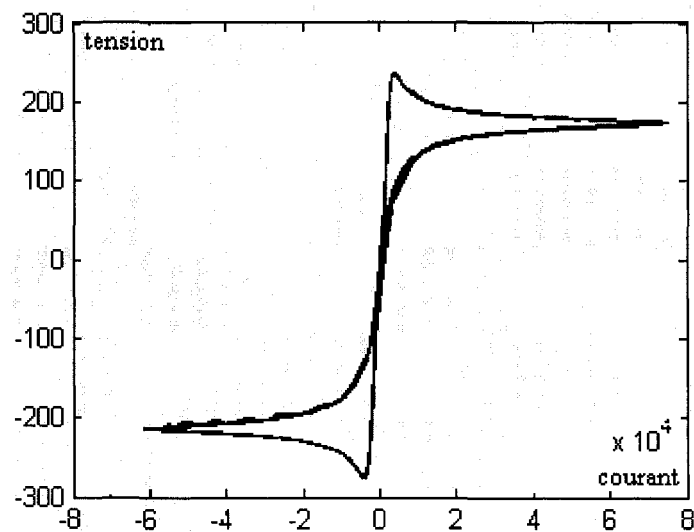


Figure 44 Caractéristique dynamique tension-courant du FAE

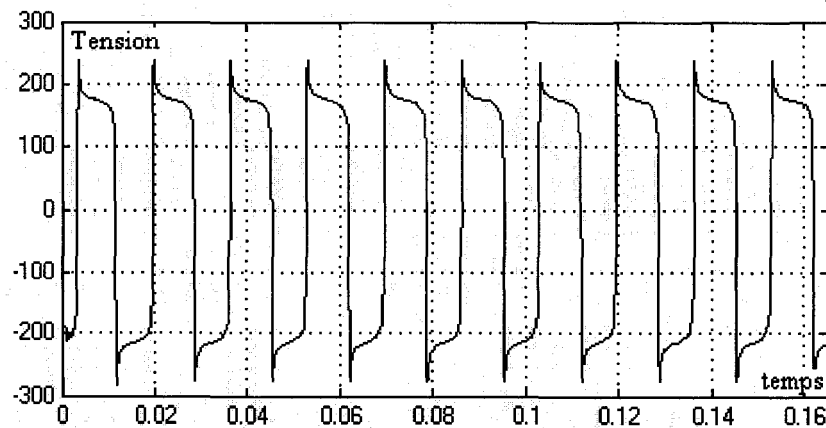


Figure 45 Formes d'onde de la tension de sortie du FAE

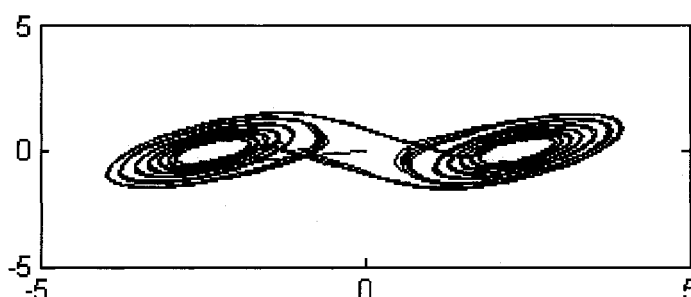


Figure 46 Trajectoires du bloc générateur de Flicker

3.4 Conclusion au chapitre

Le four à arc est le principal générateur de papillotement des sources lumineuses dû aux fluctuations de tension de l'alimentation électrique. En effet, le papillotement est un phénomène qui peut gêner les personnes dans les ateliers, les bureaux, les locaux d'habitation en provoquant une fatigue visuelle et nerveuse. Il peut toucher simultanément un grand nombre de personnes par la perturbation des réseaux de distribution.

Aujourd'hui, les limites des fluctuations périodiques de tension qui provoquent l'effet papillotement sont connues. Ainsi, des normes internationales définissent les grandeurs et les appareils qui permettent de mesurer ce phénomène (le P_{It} et le P_{st}).

Cependant, les générateurs de papillotement sont nombreux et peuvent être très puissants comme c'est le cas pour les fours à arc en aciérie. Il est donc très important de les connaître, sachant que des variations de tension de moins de 1 % peuvent apporter une telle gêne. Leur identification est une nécessité, car le papillotement est souvent difficile à supprimer sur un réseau existant. Il est donc important d'analyser les risques potentiels de Flicker ou papillotement dès la préétude d'une installation et de prévoir, dès la conception du réseau, les solutions permettant de les éliminer. Plusieurs solutions ont été proposées dans le deuxième chapitre : La modification de la structure du réseau; L'adaptation du fonctionnement du perturbateur; L'installation d'un équipement de réduction de Flicker; L'installation des filtres ou compensateur.

La dernière solution est la plus pertinente et elle fera l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE 4

COMPENSATEUR ACTIF MULTIFONCTIONS, STRATÉGIE DE COMMANDE ET DIMENSIONNEMENT

4.1 Introduction

L'objectif primordial de notre projet de recherche est de proposer en premier lieu, une structure générale d'un compensateur multifonctions capable de corriger toutes les perturbations en tension, de type aussi bien harmoniques, creux, surtensions que déséquilibré, tout en s'inspirant de la structure du restaurateur dynamique de tension (DVR), connu aussi sous le nom de filtre actif série (FAS), et ceci dans le cas de conditions sévères, ou même extrêmes, de fonctionnement des réseaux électriques. En second lieu, dimensionner, calculer, ajuster et proposer des solutions pertinentes, simples et efficaces pour chaque élément de la structure du compensateur proposé. Cependant, dans le but de juger et tester le bon fonctionnement du compensateur proposé, une structure compliquée de charges perturbatrices sera développée. En général, ce chapitre sera composé de quatre parties :

Dans la première partie, nous étudierons les différentes structures du compensateur série, tout en nous intéressant à celle qui répond parfaitement à nos exigences.

Dans la deuxième partie, nous étudierons en détail la partie puissance de la structure choisie. Nous présenterons ses trois principaux blocs, à savoir : l'onduleur de tension, l'élément de stockage d'énergie et le filtre de sortie.

Dans la troisième partie, nous illustrerons différentes méthodes d'identification de tensions perturbatrices, en montrant les avantages et les limites d'application des unes et des autres. Cela nous conduira ensuite à proposer une nouvelle méthode d'identification basée sur un système à base de PLL. Cette méthode aura pour objectif de déterminer en même temps et à la fois toutes sortes de perturbations de tensions disponibles au point de raccordement au réseau. La précision et la robustesse de cette nouvelle méthode

d'identification seront analysées à travers plusieurs simulations effectuées sous l'environnement Simulink/Matlab.

Dans la quatrième partie, nous étudierons les deux techniques de commande les plus utilisées, soit : la commande de l'onduleur par modulation de largeur d'impulsion MLI et la commande par hystérésis. Ainsi, le type approprié de commande pour l'application sera discuté dans cette partie.

4.2 Structure générale du compensateur actif multifonctions

4.2.1 Topologie générale

Le compensateur actif multifonctions sera une solution adaptée pour protéger des charges sensibles contre la majorité des perturbations de tension du réseau électrique. Il se comportera donc comme une source de tension qui s'opposera aux tensions perturbatrices (creux, surtension, déséquilibre et harmoniques) venant de la source et également celles provoquées par la circulation des courants perturbateurs à travers l'impédance du réseau. Il sera inséré entre le réseau perturbé et la charge à protéger par l'intermédiaire d'un transformateur d'injection de tension. Son rôle sera de garder la tension aux bornes de la charge fixe et purement sinusoïdale.

La structure générale du compensateur actif multifonctions, présentée dans la Figure 47, est composée de deux grands blocs : la partie puissance et la partie commande. La partie puissance est constituée d'un onduleur de tension triphasé à base d'interrupteurs de puissance commandables à l'amorçage et au blocage (GTO, IGBT, etc.) avec des diodes en antiparallèle, d'éléments de stockage d'énergie, souvent capacitive, avec un système d'alimentation *DC*, d'un filtre de sortie de type RLC et enfin de trois transformateurs monophasés d'injection de tension. Alors que la partie commande est composée d'un système d'identification des tensions perturbatrices et de la commande des interrupteurs de l'onduleur.

En effet, pour mieux comprendre la structure générale du compensateur multifonctions, les deux blocs : partie puissance et partie commande seront parfaitement détaillées par suite.

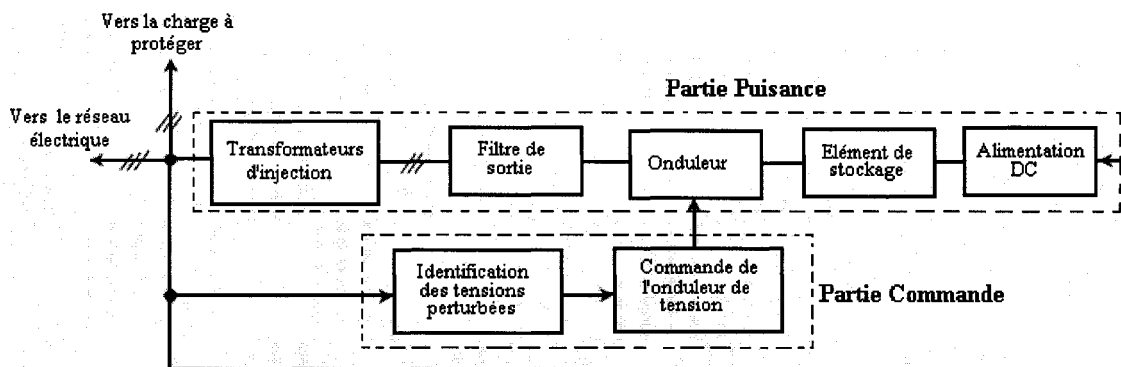


Figure 47 Structure générale synoptique du compensateur actif multifonctions

4.2.2 Partie puissance du compensateur actif multifonctions

Dans ce paragraphe, nous allons détailler les éléments constitutifs de la partie puissance du compensateur actif multifonctions (Figure 48). Nous commencerons par une étude de l'onduleur en passant ensuite par le filtre de sortie, ensuite par le système de stockage d'énergie et en terminant par les transformateurs d'injection de tension.

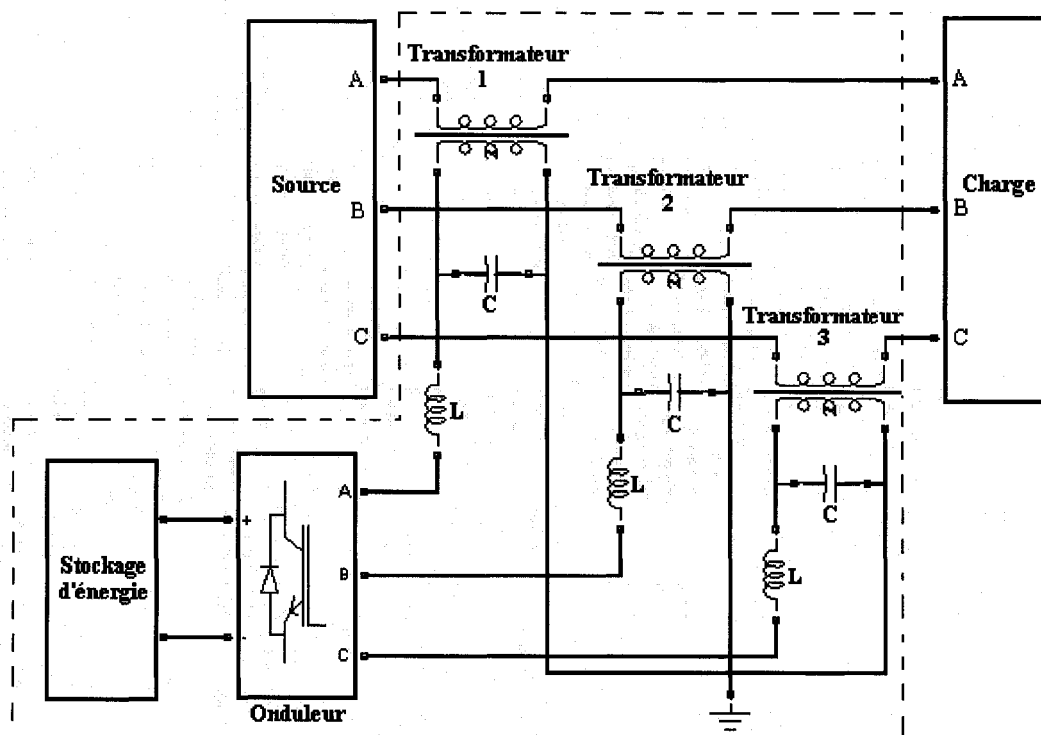


Figure 48 Schéma de puissance du compensateur actif multifonctions

4.2.2.1 Onduleur de tension

L'onduleur est un convertisseur qui transforme l'énergie électrique d'une entrée constante " tension continue " en une sortie " courant alternatif " $i_s(t)$. Il est constitué, comme le montre la Figure 49, de trois bras dont chacun est composé de deux cellules réparties de façon symétrique et chaque cellule contient un interrupteur commandé à la fermeture et à l'ouverture (IGBT, GTO) montée en antiparallèle avec une diode [34]. Il est également relié au réseau par l'intermédiaire d'un filtre passe-bas constitué d'une inductance L et d'une capacité C . Au demeurant, le courant du compensateur est égal au courant délivré par l'onduleur filtré par le filtre LC dont la fréquence propre est $(2\pi\sqrt{LC})^{-1}$. La bande passante du compensateur actif multifonctions est donc essentiellement imposée par le choix de L et de C . Ces derniers peuvent être aussi dimensionnés de manière à atténuer la fréquence de commutation des interrupteurs de l'onduleur. En outre, les interrupteurs sont unidirectionnels, ils sont formés par des transistors commandés à l'ouverture et à la fermeture. Ceux-ci ne pouvant supporter de tension inverse, d'où la nécessité des diodes roue-libre en série.

Au surplus, cette structure de l'onduleur implique certaines règles de fonctionnement :

- Deux interrupteurs d'un même bras doivent être commandés par deux signaux complémentaires sous peine de ne pas court-circuiter le condensateur de stockage et par suite la tension aux bornes de l'onduleur. Par contre, ils peuvent être tous les deux ouverts pendant un temps mort appelé empiètement;
- La source de courant côté alternatif ne doit jamais être en circuit ouvert, le courant circulant doit toujours trouver un chemin libre d'où la mise en antiparallèle de diodes avec les interrupteurs.

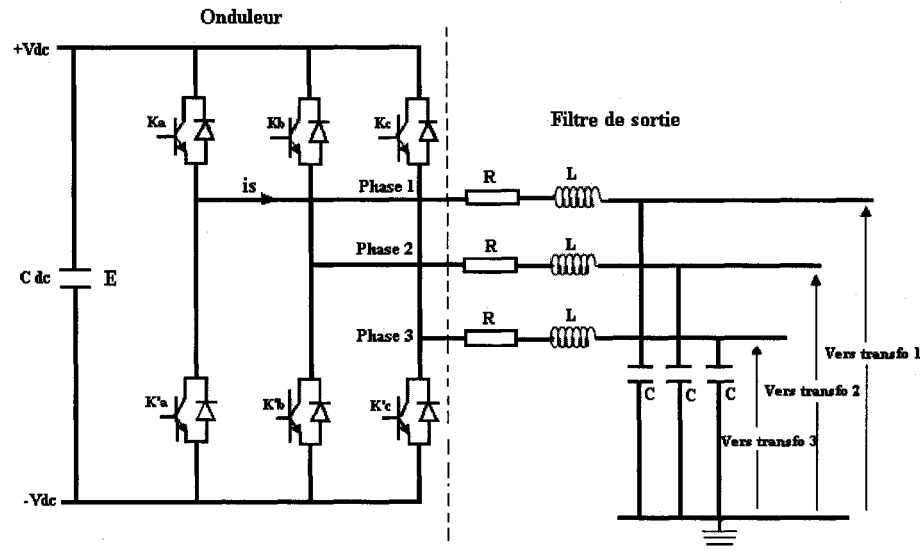


Figure 49 Onduleur de tension avec le filtre de sortie

À rappeler que les semi-conducteurs du bloc Simulink représentant l'onduleur, illustrés dans la Figure 49, sont des IGBT. Ceci n'influence en aucun cas les réflexions que nous avons menées pour lesquelles nous avons considéré les IGBT comme des interrupteurs commandables parfaits. Toutefois, il est nécessaire de mentionner que les valves comme les GTO, MOSFET et IGBT ont des pertes qui affectent leur rendement et leur échauffement. Ces valves fonctionnent toutes à peu près de la même façon. Cependant, pour faciliter la commutation et réduire les pertes, un circuit amortisseur « Snubber » est branché aux bornes de la valve. Il comprend des éléments R, L, C et parfois des semi-conducteurs auxiliaires.

Pour le bloc redresseur, nous avons gardé les mêmes valeurs en défaut de Simulink. Soit : $R_s = 100K\Omega$ et $C_s = 1\mu F$.

D'autre part, en se référant à la rubrique ' help' de Simulink, le temps d'échantillonnage (T_s) de la simulation doit respecter la relation suivante :

$$R_s > 2 \frac{T_s}{C_s} \quad \text{Soit} \quad T_s < 50ms \quad (4.1)$$

En terminant, il existe plusieurs types de commande permettant de commander l'onduleur triphasé, elles seront décrites au prochain paragraphe.

4.2.2.2 Filtre de sortie

Comme il est illustré sur les Figures 49 et 50, on ajoute un filtre passe-bas (de type LC) à la sortie de l'onduleur de tension avec pour but l'élimination des harmoniques de découpage et l'obtention d'une tension de compensation de meilleure qualité. Ce filtre peut être raccordé de part et d'autre du transformateur de couplage, soit du côté convertisseur ou bien du côté ligne. Nous faisons le choix le plus commun [53] qui est celui de connecter le filtre côté convertisseur de façon à éviter l'injection des harmoniques dans le transformateur de couplage et à atténuer les composantes dues aux commutations de l'onduleur.

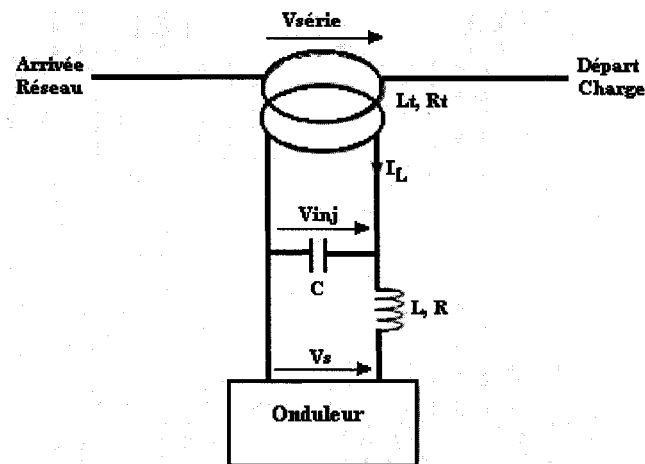


Figure 50 Schéma de modélisation du filtre de sortie

On a choisi une pulsation de coupure w_c pour le filtre, 10 fois inférieure à la fréquence de découpage de l'onduleur, c'est-à-dire 1200Hz. Donc, la relation entre la valeur d'inductance et de la capacité sera :

$$LC = \frac{1}{w_c^2} = \frac{1}{(2\pi \cdot 1200)^2} \quad (4.2)$$

Du point de vue de l'atténuation des harmoniques de découpage, on pourrait choisir n'importe quelle combinaison de valeurs dont le produit respecte la valeur précédente. Cependant, ce choix a des conséquences importantes sur l'amplitude de tension de sortie et sur le dimensionnement en puissance de l'onduleur. En effet, du point de vue de la

tension de sortie l'intérêt est de choisir une valeur d'inductance la plus réduite possible de façon à limiter au maximum les chutes de tensions produites dans cette dernière.

Toutefois, une valeur d'inductance réduite implique une valeur de capacité plus élevée et par conséquent un surdimensionnement de l'onduleur, car la puissance réactive supplémentaire générée par le condensateur devra être absorbée par l'onduleur (elle peut être aussi partiellement absorbée par la charge si elle est réactive). La puissance capacitive à absorber par l'onduleur à une pulsation w donnée sera [54] :

$$Q = E_w^2 \cdot C \cdot w \cdot \left(1 - \frac{1}{k^2}\right) \quad (4.3)$$

Où k est le rapport entre la pulsation w_c et la pulsation de coupure du filtre w :

$$k = \frac{w_c}{w} = \frac{2\pi 1200}{2\pi 60} = 20 \quad (4.4)$$

Ainsi, E_w représente la valeur efficace de l'harmonique de tension correspondant à w .

Donc, on peut régler la valeur de capacité de façon à limiter l'échange d'énergie réactive via le fondamental entre l'onduleur de tension et le condensateur du filtre. Ainsi, la valeur maximum de la capacité sera :

$$C_{MAX} = \frac{Q}{E_0^2 \cdot w_0} \left(\frac{k^2 - 1}{k^2} \right) \quad (4.5)$$

En outre, des valeurs raisonnables peuvent être de limiter la puissance Q à 10% de la puissance apparente de l'onduleur ($Q = 0.1 \cdot 4 \text{ kvar}$) et la valeur de l'harmonique correspondant à w_0 à 20% de la tension nominale ($E = 120$). Ainsi, on fixe la valeur du condensateur pour atteindre ces buts et ensuite on calcule l'inductance de façon à obtenir la pulsation de coupure souhaitée pour le filtre.

Les calculs donnent :

$$C_{MAX} = \frac{400}{120^2 \cdot 2\pi \cdot 60} \left(\frac{20^2 - 1}{20^2} \right) = 74 \mu F \quad (4.6)$$

On choisit la valeur commerciale disponible la plus proche, c'est-à-dire $80 \mu F$, et l'inductance sera :

$$L = \frac{1}{C \cdot w_c^2} = \frac{1}{80 \cdot 10^{-6} \cdot (2\pi \cdot 1200)^2} \approx 220 \mu H \quad (4.7)$$

Ce qui donne en final : $C = 80\mu\text{F}$ et $L = 220\mu\text{H}$.

Pour diminuer le pic de résonance que le filtre LC peut causer, on va additionner une résistance d'amortissement R (sa valeur varie entre 0.1 et 2Ω) en série avec le condensateur, mais le prix à payer sera une augmentation des pertes et une dégradation de la capacité de filtrage à haute fréquence.

4.2.2.3 Système de stockage d'énergie

Les paramètres les plus importants du bus continu de l'onduleur de tension sont : la tension (V_{dc}) et la capacité du condensateur (C_{dc}) [24][33]. Le bus se doit d'être conçu pour que face aux types de perturbations utilisés pour son dimensionnement, la tension du bus soit toujours suffisamment élevée pour générer la tension de compensation nécessaire. Évidemment, la méthode de charge du bus et la stratégie de compensation utilisée sont des facteurs majeurs pour ce dimensionnement.

Le bus doit être chargé via une source de courant continu de façon à ce qu'il dispose de l'énergie nécessaire pour faire face aux perturbations pour lesquelles le système a été conçu. On peut envisager les sources d'énergie suivantes :

4.2.2.3.1 Connexion d'un dispositif supplémentaire d'absorption d'énergie de la ligne :

On utilise un redresseur placé en shunt sur la ligne à protéger. Ce dispositif régulé en courant ou non, charge le bus continu lequel peut comprendre des batteries d'accumulateurs ou des super condensateurs. La réduction de la puissance apparente disponible sur le réseau (provoquée par la chute de tension) peut être compensée via la diminution de l'impédance de l'ensemble vue du réseau, ce qui de fait augmente le courant (donc la puissance) fourni par le réseau. Cette diminution d'impédance est le fait du rajout du dispositif shunt vu par le réseau comme une charge parallèle au compensateur actif multifonctions.

Dans le cas où on utiliserait un redresseur à diodes, on peut le placer de deux côtés du compensateur actif multifonctions : côté réseau ou côté charge. Cependant, lors d'une perturbation, le bus se chargera pendant les pics de courant du redresseur, tandis que

dans le reste de la période il se déchargera. Ainsi, il y aura un équilibre dans lequel la charge accumulée pendant les pics sera égale à celle libérée pendant le reste de la période et ainsi la tension moyenne restera constante. Alors que, le redresseur commandé permet le réglage de la tension du bus continu et par là offre des degrés de liberté supplémentaires. Le seul inconvénient réside dans son coût. On ne la traitera donc pas ici.

4.2.2.3.2 Utilisation du convertisseur série

L'addition des éléments supplémentaires bien qu'apportant des performances certaines, ajoute un surcoût. Pour pallier à cet état de fait, il est possible d'utiliser la structure de compensation série, sans ajout d'éléments supplémentaires, pour charger le système de stockage contenu dans le bus continu. Comme corollaire, la puissance extraite ainsi du réseau n'est pas dirigée en totalité vers la charge, mais une partie est stockée dans le bus. Cela n'est évidemment possible que lors des phases de fonctionnement où il n'y a pas nécessité de compenser les perturbations réseau. En effet, si on charge le bus via le compensateur actif multifonctions on n'a pas de possibilité d'injection d'énergie durant les perturbations réseau, où l'énergie stockée dans le bus sera la seule disponible pour protéger la charge.

Le prix à payer, lors de la charge du bus continu, sera soit d'accepter une légère diminution de la tension aux bornes de la charge, soit de déphaser légèrement la tension de charge par rapport à celle du réseau. Cette solution ne sera pas retenue pour notre projet.

4.2.2.3.3 Source d'énergie indépendante

La fourniture de l'énergie est assurée via une ligne indépendante ou bien via une source d'énergie indépendante (groupe générateur, banc de batteries, etc.) qui n'est pas donc affectée par les perturbations agissantes sur la ligne à protéger.

Si l'on suppose une simple batterie de condensateurs, l'injection d'énergie à la charge sera réalisée au prix d'une réduction significative de la tension du bus continu. Donc, ces condensateurs devront être dimensionnés de façon à assurer que cette tension se

maintiendra au-dessus de la valeur minimum $(V_{DC})_{MIN}$ nécessaire pour générer la tension de compensation demandée par la commande face aux perturbations types desquelles l'on veut protéger la charge.

L'énergie de compensation (ΔE) et la valeur minimum de tension de bus peuvent être calculées [55] à partir des caractéristiques du creux (durée $-\Delta t$ - et profondeur $-r$ -) et de la stratégie de compensation choisie. Ainsi la capacité de bus minimum (C_{DC}), sera donnée par l'expression suivante (en supposant que la tension initiale du bus est égale à sa valeur nominale, V_{DC}) :

$$C_{DC} = \frac{2.\Delta E}{V_{DC}^2 - (V_{DC})_{MIN}^2} \quad (4.8)$$

Ainsi, si on suppose que l'on applique la stratégie de compensation à facteur de puissance commun (directe), l'énergie à injecter par le compensateur sera :

$$\Delta E = r.P_{ch}.\Delta t \quad (4.9)$$

et l'amplitude de la tension du compensateur sera : $V_s = E.r$ où E est la valeur efficace de la tension de phase du réseau.

Si par ailleurs, on considère une modulation de type MLI scalaire, la tension minimum de bus devra être : $(V_{DC})_{MIN} = 2\sqrt{2}.E.r$ (4.10)

Par contre si on suppose que l'on applique la stratégie de compensation à injection d'énergie minimum, l'énergie à injecter par le compensateur dépendra de la sévérité du creux. Ainsi si : $1 - r \leq \cos(\varphi)$ (4.11)

La compensation est purement réactive et donc il n'y aura pas de réduction de la tension moyenne de bus pendant la perturbation. La tension de bus pourra admettre la valeur minimale : $(V_{DC})_{MIN} = 2.\sqrt{2}.V_{ch}.\sin(\varphi)$ (4.12)

Néanmoins si la sévérité de la perturbation augmente, il ne sera plus possible de réaliser une compensation purement réactive, la tension minimum de bus devra être :

$$(V_{DC})_{MIN} = 2.\sqrt{2}.V_{ch}.\sqrt{2.(1-r).(1-\cos(\varphi)) + r^2} \quad (4.13)$$

La puissance active à injecter dans le système sera : $P_s = S_{ch} \cdot (\cos(\varphi) - 1 + r)$ (4.14)

Et donc l'énergie de compensation nécessaire : $\Delta E = S_{ch} \cdot (\cos(\varphi) - 1 + r) \cdot \Delta t$ (4.15)

4.2.2.3.4 Méthode envisagée pour charger le bus continu du compensateur actif multifonctions

On a constaté que l'utilisation des éléments extérieurs de charge du bus permet une compensation des perturbations infini dans le temps quelque soit le creux et ce, si le redresseur est commandé, car l'énergie consommée peut être rétablie pendant la perturbation. Par contre si l'on utilise le compensateur lui-même pour recharger le bus et si la compensation ne peut être réalisée exclusivement avec de l'énergie réactive, la compensation est limitée dans le temps et se réalisera avec l'énergie déjà stockée dans le bus. Le compensateur fonctionnera durant un temps qui dépendra de la sévérité du creux, des caractéristiques du bus et de la stratégie de compensation choisie.

Concernant la profondeur des perturbations, on a constaté que si l'on dispose de sources externes de tension (pile à combustible, banc de batteries, groupe diesel, etc.) qui ne sont pas affectées par les perturbations, on peut arriver à compenser des profondeurs de 100% de la tension réseau. Par contre si les sources de tensions sont tributaires de la tension réseau, les profondeurs maximales de creux compensables varient approximativement entre 80% et 45% selon le dispositif et l'architecture. Notons que l'on peut atteindre des compensations de creux de 90% si le redresseur de charge est commandé.

Finalement, si l'on utilise le compensateur lui-même comme moyen de charge du bus, la capacité de compensation dépendra de la valeur de la tension du bus (avec un compromis évident entre la profondeur et la durée de la perturbation à compenser).

En résumé, la solution du banc de batteries sera envisagée pour notre projet, car elle assure au compensateur une durée d'autonomie assez large avec une tension de sortie relativement stable pendant la décharge. Ce banc a été dimensionné en tenant compte

d'une perturbation type d'une profondeur de plus de 60% et d'une durée supérieure à 100ms. Les caractéristiques du bus sont : $C_{DC} = 3000\mu F$ et $V_{DC} = 800V$.

4.2.2.4 Transformateurs d'injection

En général, comme il est illustré sur la Figure 51, on utilise un transformateur de couplage ou d'injection de tension pour raccorder le compensateur actif multifonctions au réseau. L'avantage principal de l'utilisation du transformateur [27][30] est qu'il permet de raccorder les compensateurs à des tensions supérieures, tout en assurant l'isolation galvanique par rapport à la partie haute tension. Également, ils permettent d'injecter en série avec le réseau électrique et avec le taux de transformation souhaité la tension produite par l'onduleur. Par contre, les désavantages de l'emploi de ces transformateurs sont leurs coûts élevés et la chute de tension occasionnée par leurs inductances de fuite (L_b , R_l). Néanmoins, avec le développement des semi-conducteurs et des topologies multi-niveaux des onduleurs de tension, les technologies de raccordement direct au réseau sont en pleine évolution. Le domaine des onduleurs utilisés pour l'amélioration de la qualité n'est pas une exception, et des compensateurs de creux de tension série de connexion directe au réseau qui protège de charges de puissances ont été déjà proposés. Ainsi, il est possible d'économiser les coûts liés au transformateur qui peuvent représenter une partie considérable du coût total du dispositif. En effet, le choix d'un compensateur multifonctions sans transformateur d'injection nécessite l'emploi de trois onduleurs de tension monophasés avec trois sources continues indépendantes. Cette solution augmentant l'énergie nécessaire pour compenser les mêmes creux de tension. Toutefois, il y a deux aspects du fonctionnement à tenir en compte spécialement lors du dimensionnement et choix du transformateur.

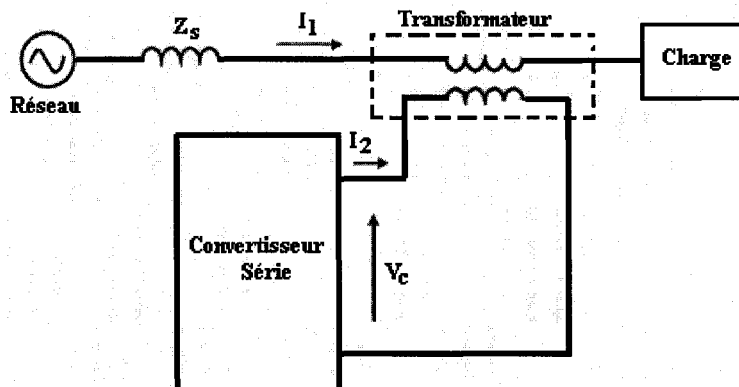


Figure 51 Raccordement du compensateur par transformateur de couplage

4.2.2.4.1 Fonctionnement en régime déséquilibré

Pour compenser des perturbations déséquilibrées, le compensateur doit être capable d'injecter des tensions de compensation déséquilibrées au réseau. La capacité de génération des tensions déséquilibrées dépend du type de couplage et du type de circuit magnétique du transformateur. En ce qui concerne le couplage, le bobinage primaire du transformateur est connecté en série avec le réseau tandis que le secondaire peut être connecté soit en étoile soit en triangle. La première configuration permet l'injection des composantes inverses, directes et homopolaires de la tension, tandis que la deuxième ne permet que d'injecter les composantes inverses et directes (la somme des trois tensions est forcément nul). Malgré le fait que le couplage en triangle permette une optimisation de la tension continue, on a choisi un couplage en étoile, de façon à pouvoir compenser correctement toutes les perturbations. Le neutre du secondaire a été connecté au neutre fictif de l'onduleur de tension, de façon à ce qu'il puisse conduire les courants homopolaires de retour. Quant au circuit magnétique, il faut tenir compte que l'injection d'une tension déséquilibrée provoque aussi un déséquilibre du flux magnétique, car le flux de magnétisation de chaque phase dépend de sa tension correspondante. Ainsi si on utilise un transformateur à 3 colonnes avec une somme des 3 tensions non nulle, la somme des flux à l'intérieur du noyau ne le sera pas non plus, et de ce fait le flux homopolaire devra se refermer par l'air, provoquant de chutes de tension importantes.

Comme conséquence, les tensions réellement injectées au primaire du transformateur seront déformées et ne correspondront pas à celles générées par l'onduleur.

De ce fait, le système devra être composé de 3 transformateurs monophasés (ou alors une topologie triphasée avec colonnes supplémentaires qui soit capable de maîtriser les déséquilibres de flux) de façon à ce que le flux de magnétisation de chaque phase soit découplé de celui des autres. Ainsi, dans le cadre de ce mémoire on reprend la structure classique du compensateur série (voir Figures 47-48), on choisit 3 transformateurs monophasés de 45 kVA chacun avec un rapport de transformation de : $k=1$.

4.2.2.4.2 Chutes de tension

Le comportement idéal du compensateur série est celui d'une source de tension parfaite qui compense les éventuelles défaillances de la tension réseau est qui se comporte comme un court-circuit lors du fonctionnement normal du réseau. Ce comportement dépend essentiellement de son impédance. En effet, le compensateur étant en série entre le réseau et la charge, tout le courant de charge circule à travers des bobinages primaires et secondaires, produisant des chutes de tension et donc une altération de la tension de charge. Pour éviter ces chutes, on peut court-circuiter le compensateur lorsque l'on ne détecte pas de perturbations dans le réseau (en absence de perturbations, en cas de panne du compensateur, etc.). Si on utilise des éléments statiques pour réaliser le court-circuit, il faut tenir compte du fait que ces dispositifs doivent permettre l'ouverture immédiate dans le cas d'une perturbation pour protéger la charge le plus rapidement possible.

Si la réponse n'est pas suffisamment rapide (par exemple les thyristors en antiparallèle ne permettent pas une ouverture immédiate) ou tout simplement on ne peut pas se permettre de retard de réponse, il faut minimiser l'impédance du compensateur. Cette technique ne sera pas envisagée pour notre compensateur dans le but de respecter le but primordial de notre conception qui propose de réaliser un système plutôt simple.

En effet, une conception soignée du transformateur peut contribuer à la diminution des chutes de tension au compensateur. De ce fait, on voit bien la nécessité de minimiser les inductances de fuites du transformateur (une valeur de référence de 0.0001 p.u. est

utilisée). Notons que les transformateurs usuels dits de tension ne sont pas adaptés pour les applications de compensation série. De plus, la nature non linéaire de l'inductance de magnétisation du transformateur peut provoquer une déformation de la tension de compensation. Ainsi, vu les conséquences de la saturation, il semble judicieux donc d'essayer de travailler dans la zone linéaire de l'inductance de magnétisation du transformateur. Par exemple, on propose un niveau de saturation de l'inductance de magnétisation double par rapport au flux nominal du transformateur. Enfin, on pourra adapter la commande pour essayer de compenser les chutes de tension et les non-linéarités provoquées par le transformateur.

4.2.3 Partie commande du compensateur actif multifonctions

Dans ce paragraphe nous présenterons les deux principaux éléments de la partie commande du compensateur actif multifonctions : l'identification des tensions perturbatrices ainsi que la commande de l'onduleur de tension.

4.2.3.1 Extraction de la phase et de la composante directe de la tension

Les perturbations les plus fréquentes sur un système triphasé de tensions sont les déséquilibres, la distorsion de la forme d'onde et l'écart de l'amplitude de la séquence directe par rapport à sa valeur nominale. Ainsi, pour compenser ces perturbations, il est nécessaire d'identifier la phase et/ou l'amplitude de la séquence directe fondamentale. Cependant, la boucle à verrouillage de phase, PLL (Phase Locked Loop), est la technique la plus répandue pour extraire la phase et la composante directe de la tension du réseau [7][14]. C'est une technique asservie comprenant un régulateur pour la détection de la pulsation directe de la tension et utilisant une transformation pour passer dans le repère de Park (Figure 54). En effet, cette technique est née en 1932 afin d'améliorer la réception des signaux radio électriques en modulation d'amplitude. À cette époque, la réalisation de la PLL était volumineuse, chère et réservée aux matériels professionnels jusqu'à l'apparition des circuits intégrés. Aujourd'hui, les applications de

la PLL sont nombreuses et variées (transmission en modulation de fréquence, radars, asservissement de la vitesse de moteurs à courant continu, etc.).

Toutefois, la connaissance de la phase de la tension est essentielle dans n'importe quel système contrôlable raccordé au réseau, pour pouvoir ainsi se synchroniser et contrôler l'échange de puissance active et réactive avec le réseau. L'outil de base pour estimer cette phase est la PLL qui est aussi adaptée au calcul de l'amplitude de la composante fondamentale directe de la tension réseau. Son principe de fonctionnement est basé sur l'utilisation d'un régulateur spécifique qui a été amélioré par la suite afin de garantir un bon niveau de faisabilité et une réponse rapide.

En général, la PLL sert essentiellement à estimer et filtrer la phase et l'amplitude instantanée du phaseur équivalent d'un système triphasé et à suivre la phase instantanée de la tension fondamentale du réseau afin de retrouver sa fréquence. La Figure 52 montre la structure classique d'une PLL triphasée, ainsi que la Figure 53 illustre le schéma global, modèle Simulink, de la PLL que nous avons utilisée pour réaliser notre circuit de commande.

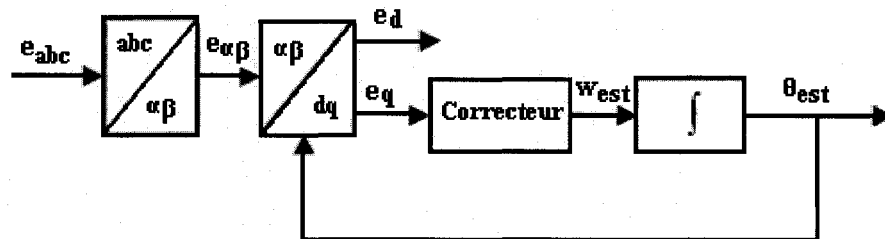


Figure 52 Structure classique d'une PLL triphasée

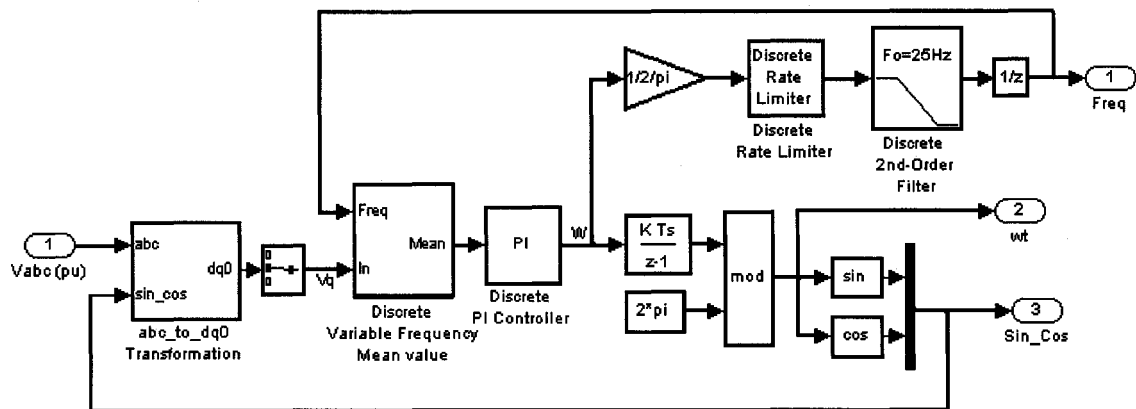


Figure 53 Schéma global d'une PLL triphasée discrète (modèle Simulink)

4.2.3.1.1 Transformation DQ

La transformation de Park est constituée d'une transformation triphasée-diphasée suivie d'une rotation. Elle permet de passer du repère $V_{1,2,3}$ vers le repère $\alpha\beta$ puis vers le repère dq. Le repère $\alpha\beta$ est toujours fixe par rapport au repère $V_{1,2,3}$ (Figure 54), par contre le repère dq est mobile. Il forme avec le repère fixe $\alpha\beta$ un angle qui est appelé l'angle de la transformation de Park ou angle de Park.

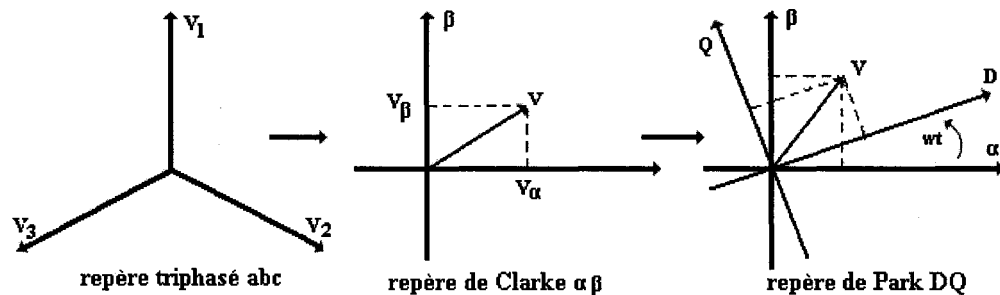


Figure 54 Passage dans le repère tournant de Park de la composante directe

4.2.3.2 Identification des tensions perturbatrices

4.2.3.2.1 Généralités

La méthode d'identification sert à calculer les tensions perturbatrices qui seront injectées ensuite par l'onduleur, en opposition de phase, pour dépolluer la tension aux bornes de la charge à protéger. Plusieurs méthodes d'identification ont déjà été proposées dans la

littérature. La plupart des méthodes sont basées sur le calcul des composantes symétriques dans le repère de Park (d, q) [14][33]. Toutefois, ces méthodes ne sont pas réalisées directement sur l'entrée, mais sur une grandeur transformée qui permet de décaler le fondamental des harmoniques (par exemple à travers de la puissance ou bien sur une projection dans un repère tournant) et cela nécessite une bonne connaissance du réseau électrique en présence d'harmoniques de tension. En général, les différentes méthodes d'identification peuvent être regroupées en deux approches.

La première approche est basée sur le calcul des puissances instantanées dans le domaine temporel alors que la deuxième est basée sur l'emploi des systèmes à base de PLL.

4.2.3.2.2 Principe du fonctionnement de la méthode des puissances instantanées

4.2.3.2.2.1 Généralités sur les puissances instantanées

En présence des harmoniques, la puissance apparente est composée de trois parties : active (P), réactive (Q) et déformante (D) comme le montre la relation (4.16).

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (4.16)$$

Cette méthode, connue sous le nom de la transformée directe de *Concordia* [25][33], permet essentiellement de réduire les contraintes de calcul en exploitant la transformation α - β pour obtenir les puissances réelles et imaginaires.

La première étape de l'identification consiste à transformer les courants et les tensions du repère triphasé abc vers le repère diphasé dont les axes sont en quadrature. Notons par (v_α, v_β) et (i_α, i_β) les composantes orthogonales du repère α - β associées respectivement aux tensions de raccordement au réseau du compensateur actif multifonctions (v_s) et aux courants de ligne absorbés par les charges polluantes (i_s). La transformation α - β -0 triphasée permet d'écrire, la relation des tensions suivante :

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Et la relation des courants ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

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

La puissance active instantanée, notée $P(t)$, est définie par la relation suivante :

$$\begin{cases} p(t) = v_{s1}i_{s1} + v_{s2}i_{s2} + v_{s3}i_{s3} = p(t) + p_0(t) \\ p(t) = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta \\ p_0(t) = v_0 i_0 \end{cases} \quad (4.19)$$

Où $p(t)$ représente la puissance réelle instantanée et $p_0(t)$ représente la puissance homolaire instantanée. L'avantage de la transformation α - β -0 est la séparation des séquences homopolaires du système triphasé de courant ou de tension. De la même manière, la puissance imaginaire instantanée peut s'écrire sous la forme suivante :

$$q(t) = -\frac{1}{\sqrt{3}} [(v_{s1} - v_{s2})i_{s3} + (v_{s2} - v_{s3})i_{s1} + (v_{s3} - v_{s1})i_{s2}] = v_\alpha i_\beta - v_\beta i_\alpha \quad (4.20)$$

La puissance q ne représente pas la puissance instantanée conventionnelle (puissance réactive). Elle a une signification plus large que la puissance réactive habituelle dans le sens où elle est le résultat du produit d'une tension définie sur un axe par un courant défini sur l'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 de courant et de tension. C'est pour cette raison que ce

nouveau concept est appelé (puissance imaginaire instantanée) [35][36] avec comme unité le VAI (volt ampère imaginaire).

À partir des relations (4.19) et (4.20), nous pouvons établir la relation matricielle

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{s\alpha} & v_{s\beta} \\ -v_{s\beta} & v_{s\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Dans le cas général, chacune des puissances p et q comporte une partie continue et une partie alternative, ce qui nous permet de les décomposer selon l'expression ci-dessous :

$$\begin{cases} p = \bar{p} + \tilde{p} \\ q = \bar{q} + \tilde{q} \end{cases} \quad (4.22)$$

Avec :

- \bar{p} : Une puissance continue liée à la composante fondamentale active du courant et de la tension;
- \bar{q} : Une puissance continue liée à la composante fondamentale réactive du courant et de la tension;
- \tilde{p} et \tilde{q} des puissances alternatives liées à la somme des composantes perturbatrices du courant et de la tension.

Afin d'isoler les puissances actives et réactives conventionnelles, il faut connaître avec précision les fréquences des pulsations des puissances instantanées formées à partir de la relation (4.21). Pour cela, nous baserons notre étude sur l'analyse fréquentielle des puissances instantanées données dans différents cas de courant et tension.

Il est à noter qu'on considère désormais que le réseau étudié est composé de trois fils ce qui empêche les composantes homopolaires d'y circuler.

4.2.3.2.2.2 Séparation des puissances perturbatrices

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.

Le circuit constitué d'un filtre passe-bas avec un soustracteur, comme le présente la Figure 55, sera employé.

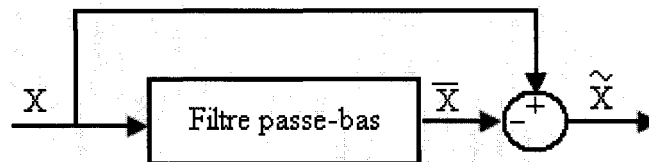


Figure 55 Schéma représentant le principe de séparation des puissances

Toutefois, l'ordre de ce filtre passe-bas définit la dynamique et l'efficacité de la méthode d'identification. Dans notre étude, nous avons choisi un filtre passe-bas du deuxième ordre en vue de simplifier l'approche d'implantation numérique de ce dernier. En effet, un ordre plus élevé entraînerait des temps de calcul plus longs ce qui peut être préjudiciable dans notre étude.

La relation suivante donne l'expression générale d'un filtre passe-bas du deuxième ordre:

$$\frac{w_0^2}{s^2 + 2\zeta w_0 s + w_0^2} \quad (4.23)$$

La fréquence de coupure $f_0 = \frac{w_0}{2\pi} = 60\text{Hz}$ est choisie pour que le filtre de puissance

puisse bloquer toute composante perturbatrice des puissances instantanées \tilde{X} . Elle doit permettre aussi le passage des composantes continues représentant les puissances actives et réactives à la fréquence fondamentale \bar{X} . Quant à l'autre paramètre (ξ), il représente l'amortissement du filtre. On a gardé sa valeur par défaut du bloc Simulink.

4.2.3.2.3 Méthode envisagée pour déterminer les perturbations harmoniques

Cette méthode utilise la décomposition des tensions perturbatrices seulement en séquences positive (V_p) et négative (V_n). La séquence homopolaire ne sera pas traitée dans cette méthode étant donné que le réseau étudié est considéré composé de trois fils.

La première étape de l'identification consiste [6][7], comme dans la méthode de la puissance instantanée, à transformer les tensions du repère triphasé abc vers le repère diphasé $\alpha\beta$. Cette transformation triphasée permet d'écrire la relation des tensions suivante :

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

En passant ensuite par la transformation de Park et en se servant de l'angle de phase θ fournie par la PLL, nous pouvons établir la relation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_d & \sin \theta_d \\ -\sin \theta_d & \cos \theta_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Comme dans le cas des puissances instantanées, chacune des tensions V_d et V_q comporte une partie continue et une partie alternative, ce qui nous permet de les décomposer selon l'expression ci-dessous :

$$\begin{cases} V_d = \bar{V}_d + \tilde{V}_d \\ V_q = \bar{V}_q + \tilde{V}_q \end{cases} \quad (4.26)$$

Avec :

- \bar{V}_d et \bar{V}_q : représentent les tensions continues liées à la composante fondamentale de la tension;
- \tilde{V}_d et \tilde{V}_q : représentent des tensions alternatives liées à la somme des composantes perturbatrices de la tension.

La prochaine étape consiste à isoler, en premier lieu, les tensions perturbatrices \tilde{V}_d et \tilde{V}_q par l'utilisation soit d'un système de filtrage à base de filtres passe-haut, soit par l'utilisation de deux filtres passe-bas branchés selon le circuit de la Figure 55. Ensuite, refaire, en second lieu, le parcours de transformations inverses pour définir les tensions de référence.

L'inverse de l'équation (4.25) permet d'établir la relation ci-dessous qui définit la tension perturbatrice dans le repère de Clarke:

$$\begin{bmatrix} \tilde{V}_\alpha \\ \tilde{V}_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_d & -\sin \theta_d \\ \sin \theta_d & \cos \theta_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_d \\ \tilde{V}_q \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Les tensions perturbatrices (tensions de référence) triphasées sont ensuite calculées grâce à la transformation suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{ref_a} \\ v_{ref_b} \\ v_{ref_c} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_\alpha \\ \tilde{V}_\beta \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Le schéma bloc complet du système d'identification des harmoniques utilisé est le suivant :

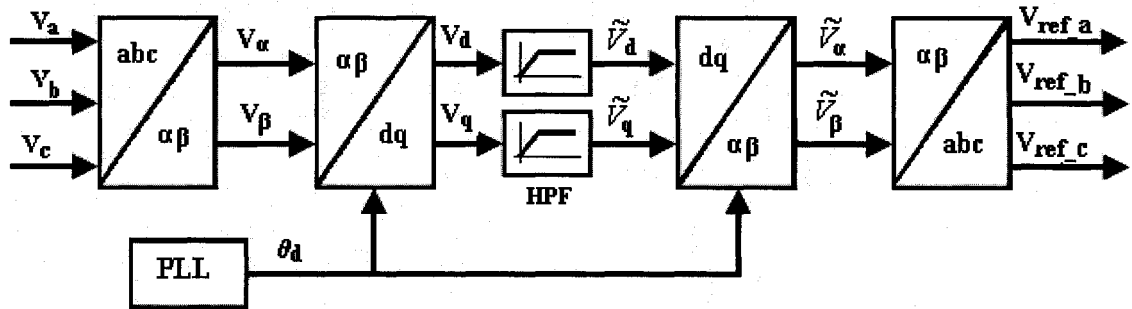


Figure 56 Schéma-bloc de l'identification des harmoniques

Cette méthode d'identification des harmoniques offre l'avantage de déterminer la perturbation avec précision, rapidité et facilité d'implantation. Il nous a semblé qu'elle est la mieux appropriée. C'est pourquoi nous l'avons retenue pour qu'elle fasse partie du circuit de commande de notre compensateur actif multifonctions.

4.2.3.3 Méthode envisagée pour l'identification des creux de tension triphasés

Cette méthode se base essentiellement sur le calcul de la tension et la phase fondamentale obtenu par une PLL. Elle exige une précision parfaite des valeurs de ces deux paramètres. Ceci est dans le but de ne pas avoir des tensions de référence erronées. Le circuit de la Figure 57 montre comment créer les tensions de référence qui seront injectées, en opposition de phase, par l'onduleur pour dépolluer les creux et les surtensions créés aux bornes de la charge à protéger. En effet, la méthode est très simple et consiste à créer, en premier lieu, à partir de la phase (θ_d) fournie par la PLL un système unitaire triphasé ayant la forme suivante :

$$\begin{cases} V_{u1} = V \sin(\theta_d) = \sin(\theta_s) \\ V_{u2} = V \sin(\theta_d - \frac{2\pi}{3}) = -\frac{1}{2} * \sin(\theta_d) - \frac{\sqrt{3}}{2} * \cos(\theta_d) \\ V_{u3} = V \sin(\theta_d + \frac{2\pi}{3}) = -\frac{1}{2} * \sin(\theta_d) + \frac{\sqrt{3}}{2} * \cos(\theta_d) \end{cases}$$

En second lieu, le signal des tensions de référence est construit, en multipliant l'amplitude (V_r) déduite à partir de la soustraction de la valeur de la magnitude fournie par la PLL (Mag) à la tension de consigne qu'on voulait garder constante aux bornes de la charge (V_c), par le système unitaire triphasé.

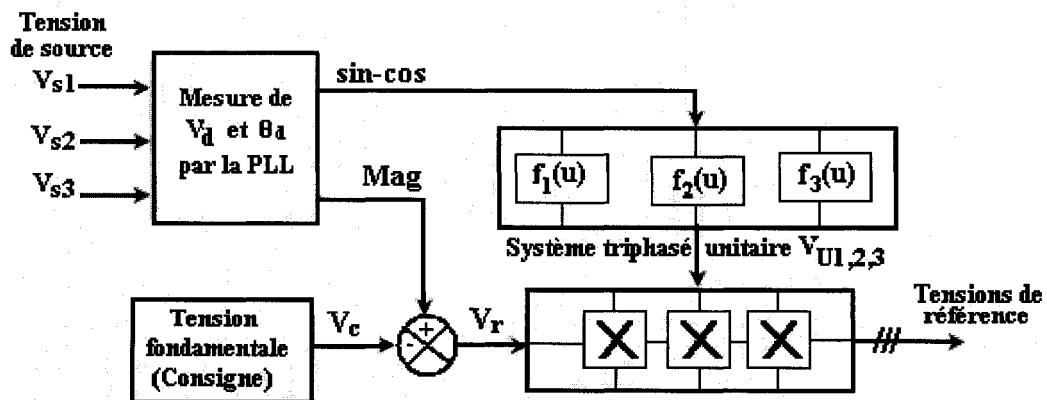


Figure 57 Schéma-bloc de l'identification des creux de tension triphasés

Cette méthode d'identification offre l'avantage de compenser avec simplicité, précision, rapidité et faible retard de rétablissement, toutes les perturbations en tension de nature : creux, fluctuations ou Flicker, déséquilibres et surtensions. Elle sera associée à la méthode précédente basée sur le calcul des perturbations harmoniques dans le repère (d,q) pour former notre circuit final d'identification des perturbations de tension ci-dessus.

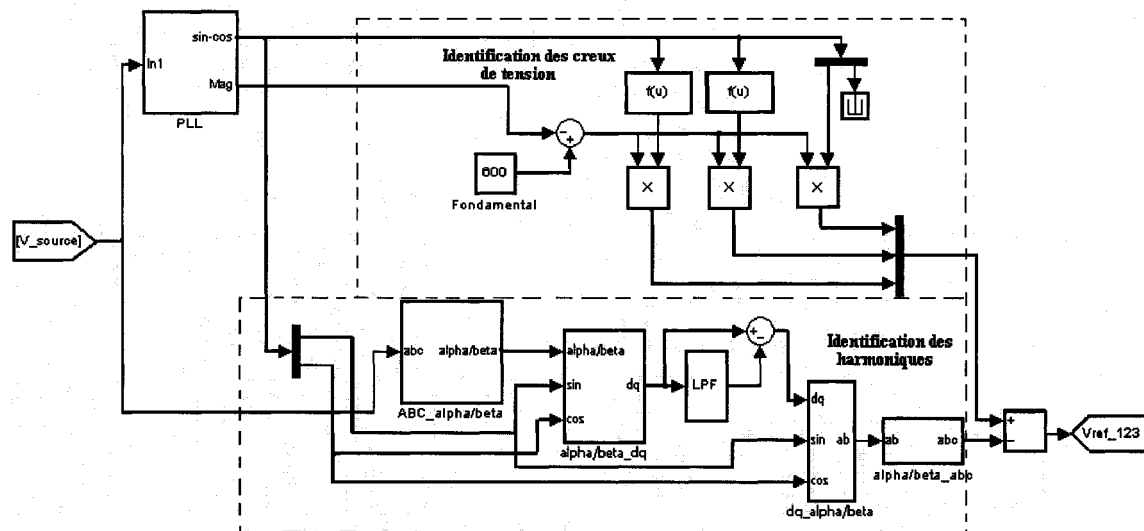


Figure 58 Circuit Simulink global d'identification des perturbations de tension

4.2.3.4 La commande de l'onduleur

L'objectif de la commande de l'onduleur est de déterminer les instants d'ouverture et de fermeture des interrupteurs qui le composent de façon à obtenir une tension de sortie, côté alternatif, qui suit le plus fidèlement possible la consigne ou tension de référence (pas forcément sinusoïdale) en minimisant ses harmoniques non désirées (harmoniques de commutation) et ce, en optimisant l'amplitude pour une tension du bus continue donnée[25][26]. Le choix du type de commande rapprochée dépend essentiellement de deux paramètres : d'une part des caractéristiques souhaitées de la tension de sortie (distorsion admissible, spectre basse fréquence souhaité, etc.) et d'autre part de la fréquence de découpage des semi-conducteurs utilisables à la puissance de l'application.

Toutefois, deux méthodes de commande peuvent être utilisées : commande par MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion) et commande par hystérésis.

4.2.3.4.1 Commande par modulation de largeur d'impulsion

Elle se base sur la comparaison d'une onde de modulation (X_m), porteuse, qui est en général un signal triangulaire de fréquence élevée (f_m) chargée d'imposer les périodes de modulation, avec une onde de commande ou de référence (X_{ref}), modulatrice, qui représente la tension de sortie souhaitée (qui peut être sinusoïdale ou non en fonction de l'application). Le signal de commutation (X_{com}) est déterminé à partir de l'intersection de ces deux signaux (voir Figure 59). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs.

Dans le cas de l'onduleur triphasé, on aura 3 signaux de référence (un pour chaque bras de l'onduleur). Cette commande peut être appliquée à l'onduleur de deux manières différentes. On peut soit moduler les tensions de branche, soit les tensions de phase.

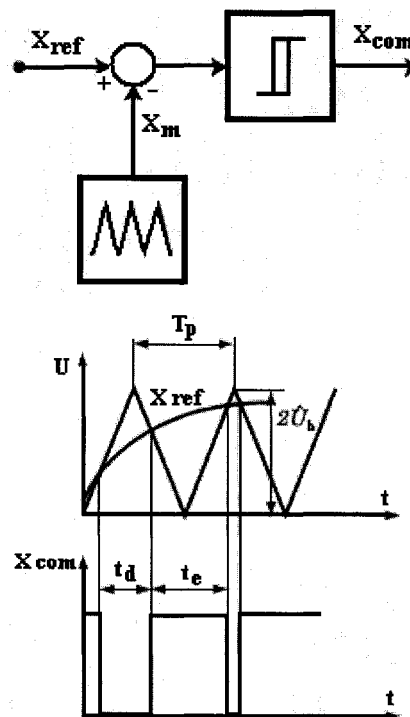


Figure 59 Principe de la commande MLI

La tension de sortie est composée de créneaux de tension de largeur variable (d'où le nom de MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion, PWM : Pulse Width Modulation). Les angles de commutations sont calculés de façon à éliminer un certain nombre d'harmoniques.

En outre, la tension de sortie de l'onduleur V_{sf} est égale à :

$$V_{sf} = k * V_{entrée} \quad \text{avec} \quad k = \frac{V_{dc}}{2\hat{V}_p} \quad (4.29)$$

Avec \hat{V}_p représente la valeur crête de la tension de la porteuse et V_{dc} représente la tension du côté continu de l'onduleur.

En effet, la technique de commande par MLI résout le problème de la maîtrise de la fréquence de commutation, que d'autres méthodes présentent, en fonctionnant avec une fréquence fixe facile à filtrer en aval de l'onduleur. La plus simple et la plus connue des modulations de largeur d'impulsion est sans doute la MLI à échantillonnage naturel. Cette technique de commande met en œuvre d'abord un régulateur qui détermine la tension de référence de l'onduleur (modulatrice) à partir de l'écart entre la tension mesurée et sa référence. Cette dernière est ensuite comparée avec un signal triangulaire (porteuse à fréquence élevée fixant la fréquence de commutation). La sortie du comparateur fournit l'ordre de commande des interrupteurs. Le schéma de principe de cette commande est donné par la Figure 60.

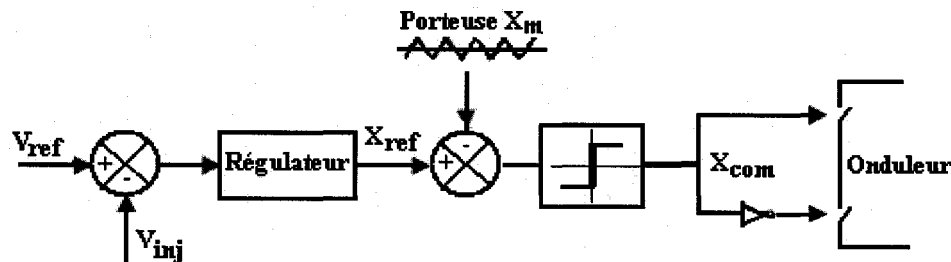


Figure 60 Principe de commande des tensions par MLI à échantillonnage

D'autres techniques de MLI existent également dans la littérature comme la MLI à échantillonnage régulier où on peut distinguer deux méthodes :

- a. La MLI à échantillonnage régulier symétrique où la référence est échantillonnée à chaque période de la porteuse;
- b. La MLI à échantillonnage régulier asymétrique où la référence est échantillonnée à la demi-période de la porteuse.

Plus récemment, nous avons vu apparaître une technique de commande, dite commande à modulation vectorielle. Cette dernière diffère des techniques présentées précédemment par le fait qu'elle ne s'appuie pas sur des modulations appliquées à chacun des interrupteurs.

4.2.3.4.2 Commande par hystérésis

La commande par hystérésis, appelée aussi commande en tout ou rien, est une commande non linéaire qui consiste à changer la polarisation de la tension de sortie de l'onduleur en imposant les commutations à l'onduleur dans l'objectif de maintenir la tension dans une fourchette bien définie, centrée autour de la référence, et en utilisant l'erreur existante entre la tension de référence et la tension produite par l'onduleur. L'erreur est comparée à un bloc appelé bande d'hystérésis. Dès que l'erreur atteint la bande inférieure ou supérieure, un ordre de commande est envoyé de manière à rester à l'intérieur de la bande. Toutefois, le dimensionnement de cette commande se résume à fixer la largeur de cette bande. Une règle pratique consiste à la prendre égale à 5% de la tension nominale. En outre, comme on l'a vu dans la structure de la commande précédente, cette commande se caractérise par l'absence de modulateur. On utilise le fait que les tensions instantanées générées par l'onduleur produisent une ondulation de tension triangulaire à l'échelle de la période de découpage. Cette ondulation est utilisée pour l'auto commutation de l'onduleur à l'aide d'une chaîne à hystérésis qui remplacera le modulateur. La commande en fourchette est donc, supposée être capable d'imposer la pente (positive ou négative) des tensions par l'intermédiaire de celles de l'onduleur. En effet, la détection de l'erreur de tension la plus élevée permet d'imposer, à travers l'état

de l'hystérésis correspondant, la combinaison de commande triphasée qui donne l'évolution souhaitée de la tension de phase associée.

En pratique, c'est la technique schématisée sur la Figure 61 que l'on utilise. La différence entre la tension de référence et celle mesurée est appliquée à l'entrée d'un comparateur à hystérésis dont la sortie fournit directement l'ordre de commande des interrupteurs du bras correspondant de l'onduleur.

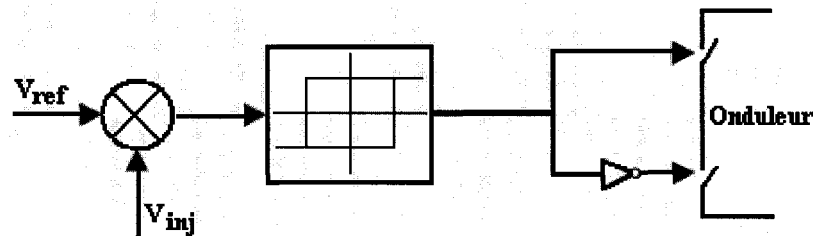


Figure 61 Principe de commande des tensions par hystérésis

La simplicité de la mise en œuvre est le principal atout de cette stratégie, tandis que la fréquence de commutation variable peut être son inconvénient. Celui-ci peut être remédié par l'utilisation d'une autre stratégie de commande à savoir la commande par hystérésis modulée. Mais dans cette stratégie de commande, il est difficile de définir la largeur de la bande de l'hystérésis. De plus, le fonctionnement, dans notre cas, avec une fréquence de commutation quasi fixe (12Khz) nous permet de conserver l'avantage d'une rapidité illimitée obtenue par la commande par hystérésis.

Finalement, la rapidité du contrôle par hystérésis donne des performances dynamiques et statiques meilleures. C'est la raison pour laquelle nous avons choisi ce type de commande pour la simulation de notre projet.

4.3 Conclusion au chapitre

Dans ce chapitre, nous avons présenté la structure du compensateur actif multifonctions. Ce dernier est une solution de dépollution des réseaux électriques de toutes les perturbations en tension, comme les tensions harmoniques, les tensions déséquilibrées, les fluctuations de tensions, les surtensions et les creux de tension. Sa contrainte

principale réside dans sa précision et sa simplicité, tandis que son principe de compensation se réalise par l'injection des contre perturbations via des signaux inversés. Dans ce chapitre nous avons d'abord structuré le modèle adéquat et approprié du compensateur actif multifonctions. Pour le faire, nous nous étions inspirés de la structure générale d'un compensateur série. Nous avons également identifié les différents éléments de la structure qu'on a divisée en deux grandes parties : partie puissance et partie commande.

Dans la partie puissance, nous avons choisi un filtre de sortie du deuxième ordre, de manière à empêcher les composantes dues à la fréquence de commutation de se propager sur le réseau électrique. Et dans la partie commande, une nouvelle méthode d'identification des références a été proposée de manière à identifier toutes sortes de perturbations de tension du réseau électrique. Cette méthode d'identification est basée sur l'emploi d'un système à base de PLL. Elle réduit considérablement le nombre de calculs par rapport aux autres méthodes proposées et ne nécessite pas une connaissance précise du réseau électrique.

Enfin, plusieurs simulations ont été effectuées sur « Simulink » afin de valider la fonctionnalité et l'efficacité du compensateur proposé qui compense toutes les perturbations de tension. Les résultats de simulation seront illustrés et discutés dans le prochain chapitre.

CHAPITRE 5

SIMULATIONS, DISCUSSIONS ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS

5.1 Introduction

L'étude théorique effectuée dans les chapitres précédents est étayée dans cette partie, sous des conditions réelles et parfois exagérées des réseaux électriques, à travers plusieurs simulations, avec le logiciel Matlab-Simulink-SPS, du compensateur actif multifonctions compensant des creux, des déséquilibres et des harmoniques de tension. Ceci, est dans le but d'étudier le bon fonctionnement du compensateur proposé et de valider son efficacité, sa rapidité ainsi que ses bonnes performances.

L'ensemble de la structure étudiée, comme le montre la Figure 62, est composé d'une source de tension triphasée (trois fils) développée et construite pour simuler tous les types de perturbations en tensions au point de raccordement de tension (PCC), une charge inductive représentée par l'élément RL ($R=25\Omega$ et $L=5\text{mH}$) et connectée au système à travers un redresseur triphasé (pont de Graetz), un générateur de Flicker représenté par un EAF branché au PCC et enfin le compensateur actif multifonctions constitué, comme étudié au chapitre précédent, de la partie puissance (comprenant le transformateur série, l'onduleur de tension et le filtre de sortie) et la partie commande (comprenant le générateur de référence et le contrôleur).

Les paramètres et les valeurs des éléments caractérisant la structure générale du compensateur actif multifonctions sont donnés dans le Tableau XII.

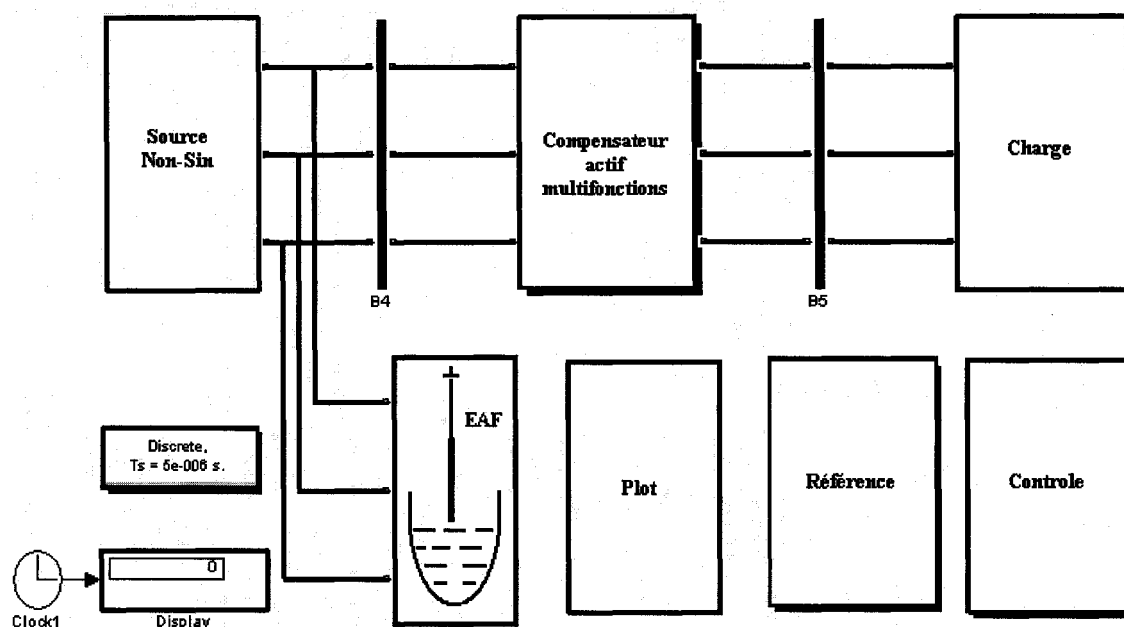


Figure 62 Schéma Simulink final du compensateur actif multifonctions

Tableau XII

Valeurs des éléments constituant la structure générale du C.a.m

Réseau électrique	
600V, $R_s = 0.10\Omega$, $L_s = 0.1\text{mH}$	
Charges à protéger	
$R = 25\Omega$, $L = 5\text{mH}$	
Compensateur actif multifonctions	
V_{dc} (source de tension continue)	800V
(L_{sf}, R_{sf})	(220 μH , 2Ω)
(C_{sf})	(80 μF)
Fréquence de commutation	12kHz
Transformateurs d'injection de tension	
45 kVA, 1:1	
(R_t, L_t, R_m, X_m)	(0,0001pu, 0,0001pu, 500pu, 500pu)
Charge EAF (Four à arc électrique)	
600V, 50kA	

Tableau XII (Suite)

Transformateur de connexion de l'EAF	
100MVA, 1:1	
$(R_{tc}, L_{tc}, R_{mc}, X_{mc})$	$(0,01pu, 0,5pu, 100pu, 100pu)$

5.2 Résultats de simulations

Afin de discuter adéquatement les résultats de simulations de l'ensemble constitué du réseau, du compensateur actif multifonctions et de la charge, nous allons présenter nos résultats de simulation en six étapes : la première étape concerne la simulation de l'ensemble avec une charge génératrice des harmoniques d'ordre 3 et 5, de 20% d'amplitude connectée au point de raccordement PCC. La deuxième étape concerne la simulation avec une source génératrice des surtensions de 20% d'amplitude connectée au PCC. La troisième étape concerne la simulation avec une charge créant des creux de tensions de 20% d'amplitude au point de raccordement PCC. La quatrième étape concerne la simulation avec une charge (four à arc électrique) génératrice de papillotement et des harmoniques aléatoires au point de raccordement PCC. La cinquième étape concerne la simulation d'un défaut de déséquilibre de tension causé par un court-circuit entre deux phases. Enfin, dans la dernière étape, nous présentons dans une seule figure, le résultat de simulations du compensateur lorsque toutes les perturbations sont présentes au point de raccordement PCC.

5.2.1 Compensation des harmoniques

Nous avons simulé la charge génératrice des harmoniques au point de raccordement PCC, par une source de tension non sinusoïdale générant des harmoniques impaires d'ordre 3 et 5 et caractérisées par les paramètres du Tableau XIII.

Tableau XIII

Paramètres des tensions harmoniques

A: [Order(n) Amplitude(pu) Phase(degrees) Seq(0, 1 or 2)]
[3 0.2 -20 2]
B: [Order(n) Amplitude(pu) Phase(degrees) Seq(0, 1 or 2)]
[5 0.1 35 1]
Timing (s): [Start End]
[0.15 0.4]

À partir de la Figure 63, sur laquelle est illustré le résultat de simulation, nous déduisons qu'à l'instant $t=0.15s$ la source de tension non sinusoïdale commence à générer des tensions harmoniques et qu'au même instant le compensateur actif multifonctions injecte, à travers le transformateur série, la tension perturbatrice opposée. Ceci est dans le but de protéger et rendre la tension de charge parfaitement sinusoïdale.

Toutefois, sur la Figure 64 nous présentons les deux graphiques des valeurs de THD des tensions de source et de charge avant et après compensation. En comparant ces valeurs, nous déduisons que la valeur du THD de la tension de charge est maintenue presque constante à la même valeur et qu'elle a baissé de 90% par rapport à la valeur de la tension de source durant l'application des tensions harmoniques.

En conclusion, les résultats de simulations obtenues pour ce test des harmoniques (THD est réduit de 23% à 2.3%) sont très satisfaisants et montrent bien le bon fonctionnement, l'efficacité et la robustesse de notre compensateur envers tous les harmoniques.

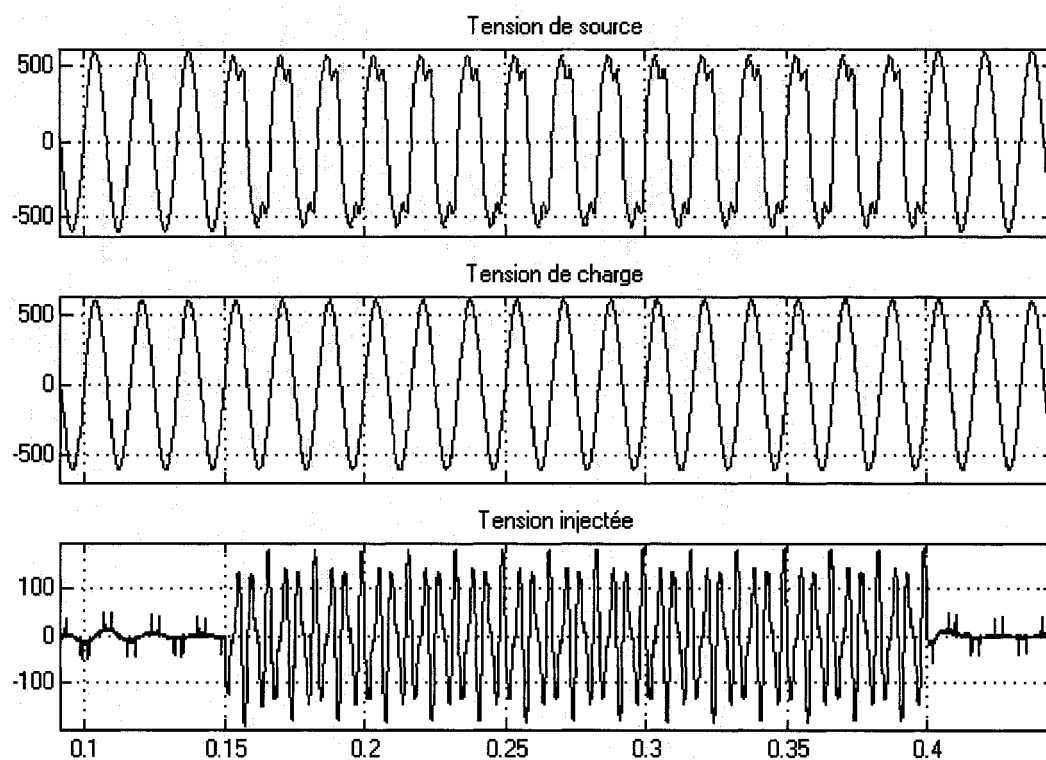


Figure 63 Compensation des harmoniques par le compensateur actif multifonctions

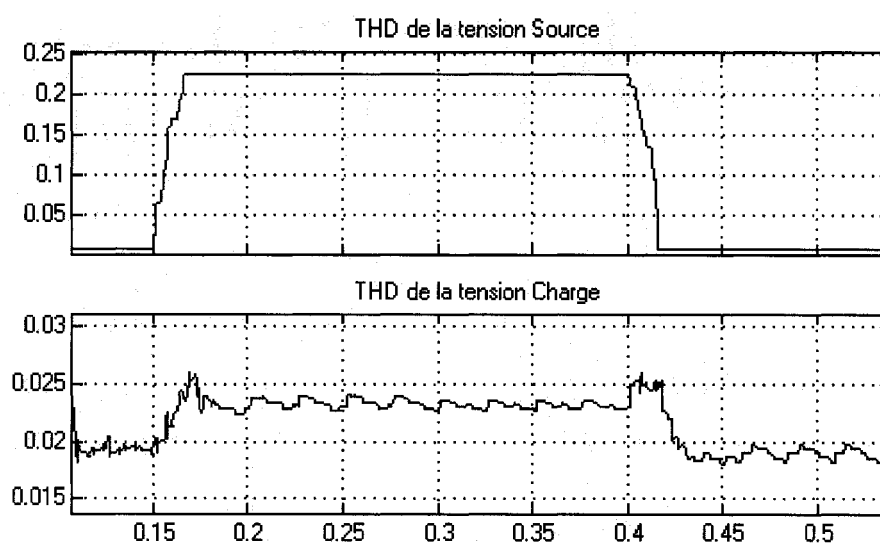


Figure 64 Valeurs de THD des tensions de la source et de la charge

5.2.2 Compensation des creux de tension triphasés

Dans cette partie de simulation, on va analyser la robustesse en termes de rapidité et de précision du compensateur actif multifonctions lors de la compensation des creux de tension triphasés. Toutefois, la charge génératrice des creux de tension au point de raccordement PCC sera simulée par une source de tension programmable paramétrée comme indiqué sur le Tableau XIV.

Tableau XIV

Paramètres de la source générant des creux de tension triphasés

Positive-sequence: [Amplitude(Vrms Ph-Ph) Phase(deg.) Freq. (Hz)]	
[[600*sqrt(3)/sqrt(2) 0 60]	
Time variation of:	Amplitude ▼
Type of variation:	Step ▼
Step magnitude (pu, Hz or deg.):	
[-0.30]	
Variation timing (s) : [Start End]	
[[0.2 0.4]	

Comme il est illustré sur la Figure 65, on remarque bien qu'à l'instant $t=0.2s$ l'amplitude de la tension de source est réduite de 30% par rapport à la tension fondamentale (600V) alors que la tension de charge est gardée toujours protégée à la même valeur désirée (600V). Ceci est grâce au compensateur actif multifonctions qui injecte à travers le transformateur série la tension manquante ou compensatrice.

En résumé, durant le premier cycle de la tension source, le compensateur actif multifonctions corrige adéquatement et efficacement le creux de tension créé au point de raccordement de la tension d'alimentation de la charge à protéger. En plus, à partir de plusieurs simulations nous affirmons que le compensateur actif multifonctions est capable de compenser tous les creux de tension de valeurs allant jusqu'à 80% de la tension fondamentale.

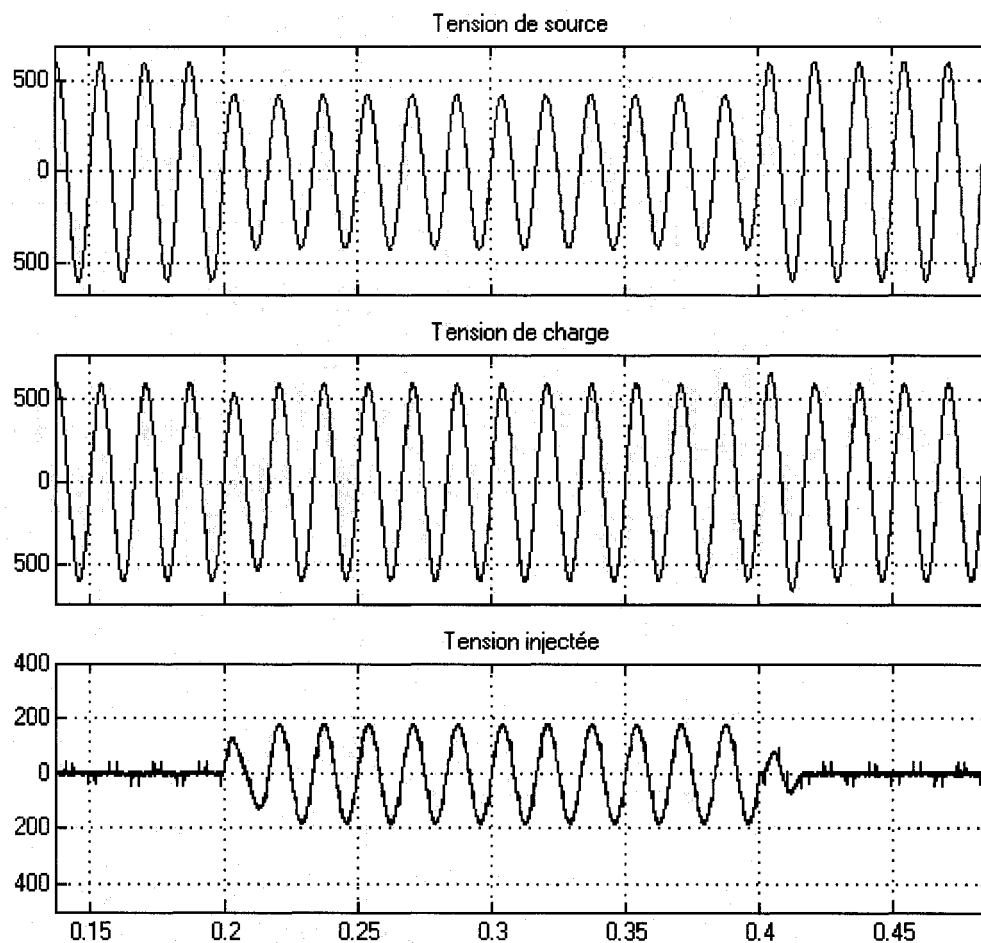


Figure 65 Compensation des creux de tension d'une seule phase

5.2.3 Compensation des surtensions triphasées

Cette partie de simulation sera réalisée de la même façon que pour les creux de tension triphasés. On va utiliser une source de tension programmable paramétrée de la façon et selon le Tableau XV.

Tableau XV

Paramètres de la source générant les surtensions

Positive-sequence: [Amplitude[Vrms Ph-Ph] Phase(deg.) Freq. (Hz)]	
[[600*sqrt(3)/sqrt(2) 0 60]	
Time variation of:	Amplitude ▼
Type of variation:	Step ▼
Step magnitude (pu, Hz or deg.):	
[0.30]	
Variation timing (s) : [Start End]	
[[0.2 0.4]	

En analysant la Figure 66, nous déduisons que dès l'instant $t=0.2s$ notre compensateur actif multifonctions commence à compenser et corriger parfaitement les surtensions, produits sur le PCC, en injectant à travers le transformateur série des tensions compensatrices qui sont bien synchronisées et en opposition de phase avec la tension de source.

En résumé, d'après nos différents essais et simulations nous affirmons que ce compensateur actif multifonctions est capable de corriger durant seulement un cycle de période toutes les surtensions d'amplitude allant jusqu'au double de la tension fondamentale (600V).

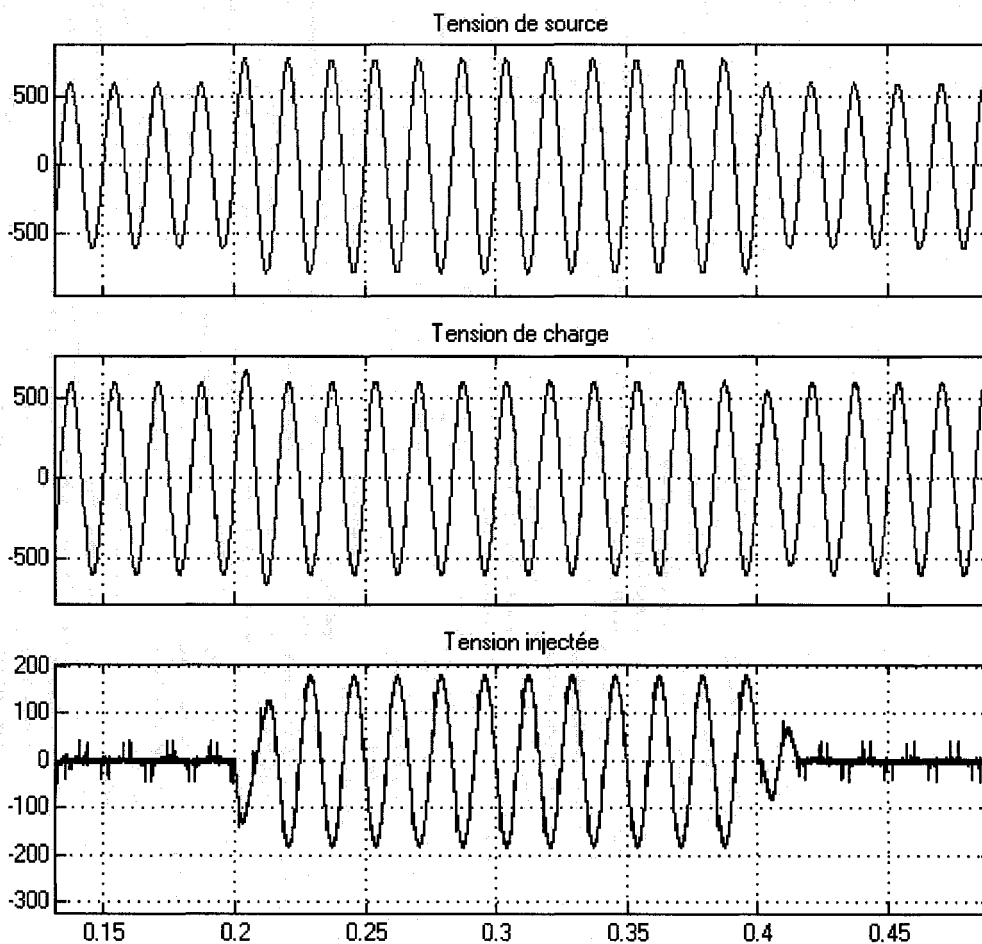


Figure 66 Compensation des surtensions d'une seule phase

5.2.4 Compensation des fluctuations rapides, Flicker ou papillotement de tension

Cette partie de simulation ressemble beaucoup à la situation réelle : la source de tension est purement sinusoïdale, une charge perturbatrice (four à arc électrique) générant des harmoniques et des papillotements est branchée au point de raccordement au réseau (PCC), la charge à protéger est de type inductif et enfin un circuit de protection représenté par le compensateur actif multifonctions est installé entre la charge et la source.

À l'instant $t=0.15s$, comme on voyait sur la Figure 67, le modèle qui simule le FAE est connecté à la barre d'alimentation PCC. La tension de source est polluée à la fois en

harmoniques et en flickers. Ce dernier, est généré de manière aléatoire et sa valeur dépasse 20% la tension fondamentale. Le compensateur actif multifonctions compense et corrige parfaitement les deux défauts à la fois. Il a rendu la tension de charge sinusoïdale et il a protégé la tension réseau contre les papillotements.

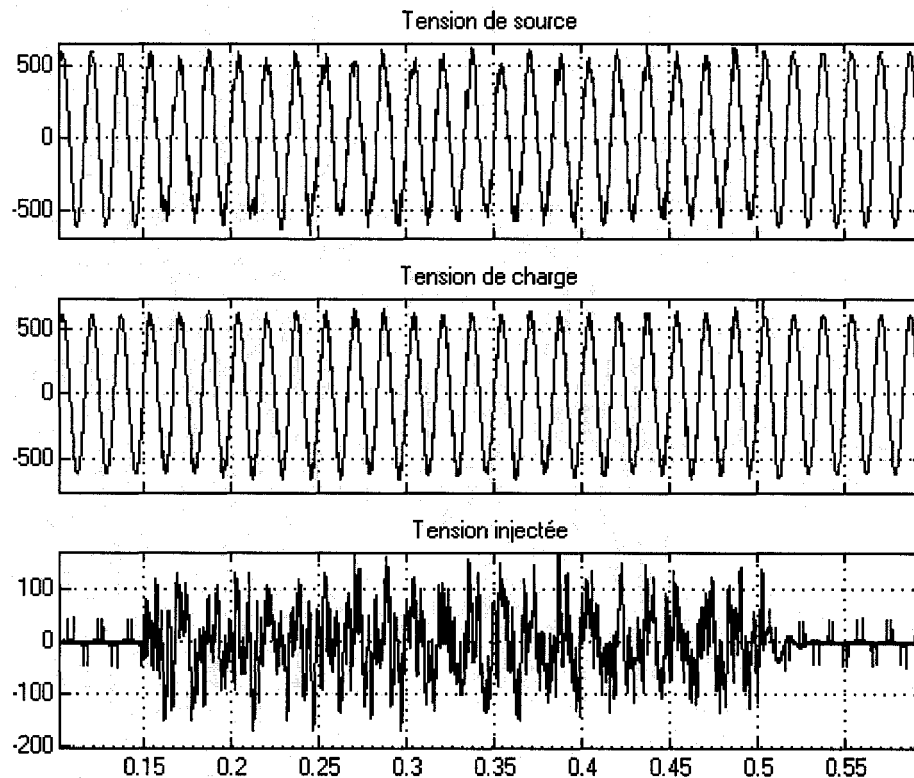


Figure 67 Compensation des perturbations générées par le FAE

Vu que la méthode d'évaluation du Flicker, déjà décrite dans le 1^{er} chapitre, est un peu compliquée, malheureusement on ne peut pas donner des valeurs indicatives qui permettent de valoriser notre compensateur lors de la correction de ce défaut, mais sur la Figure 68 dans laquelle on a fait un zoom vertical on peut très bien juger la précision et l'efficacité de notre compensateur envers les papillotements. Quant aux harmoniques, d'après les deux Figures 69 et 70 nous constatons qu'une fois le compensateur est mis en marche, les harmoniques de tension sont réduits de plus que 50%.

En résumé, le compensateur actif multifonctions est un bon dispositif de protection contre les perturbations et les effets néfastes générés par les fours à arc électrique.

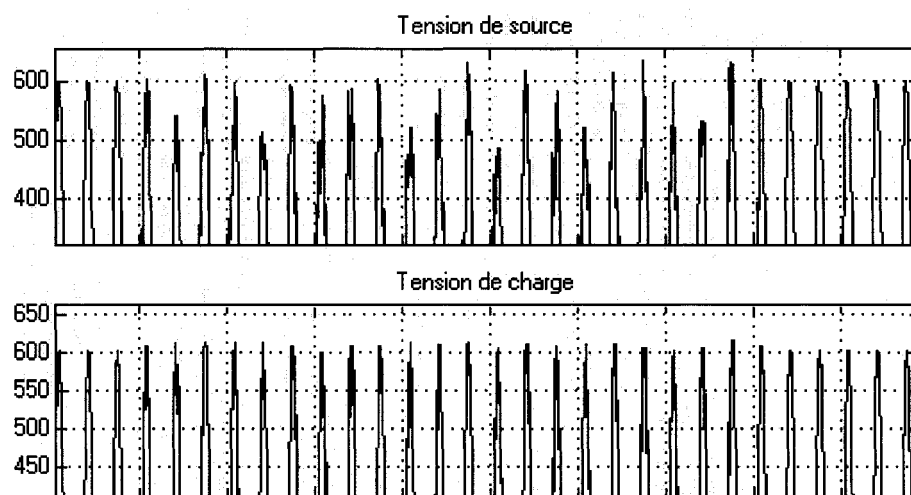


Figure 68 Correction des papillotements générés par le FAE

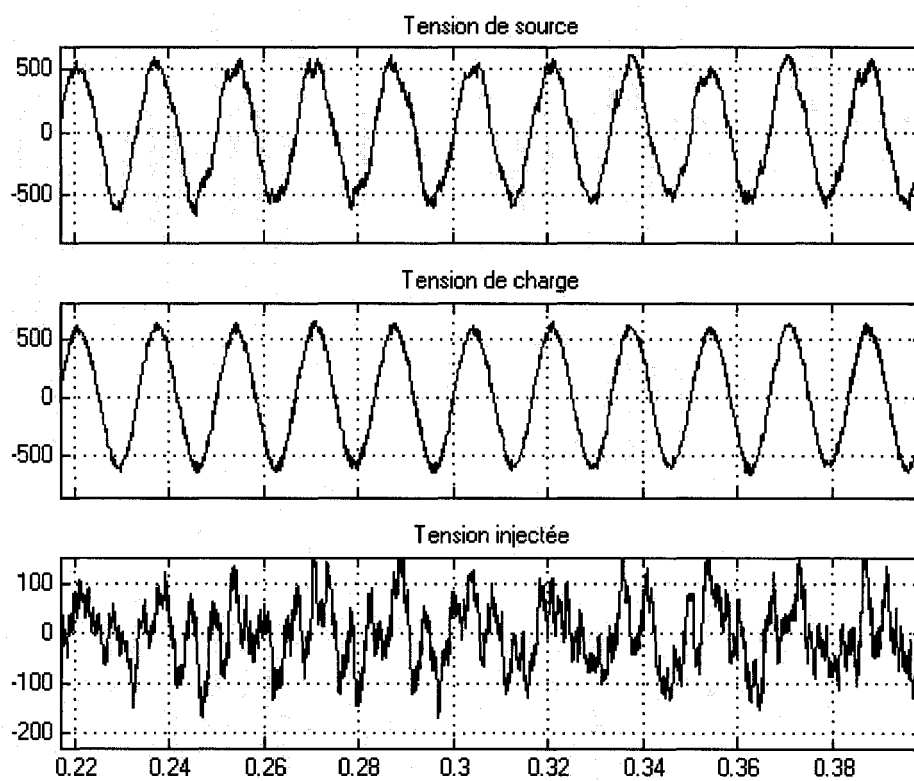


Figure 69 Correction des harmoniques générés par le FAE

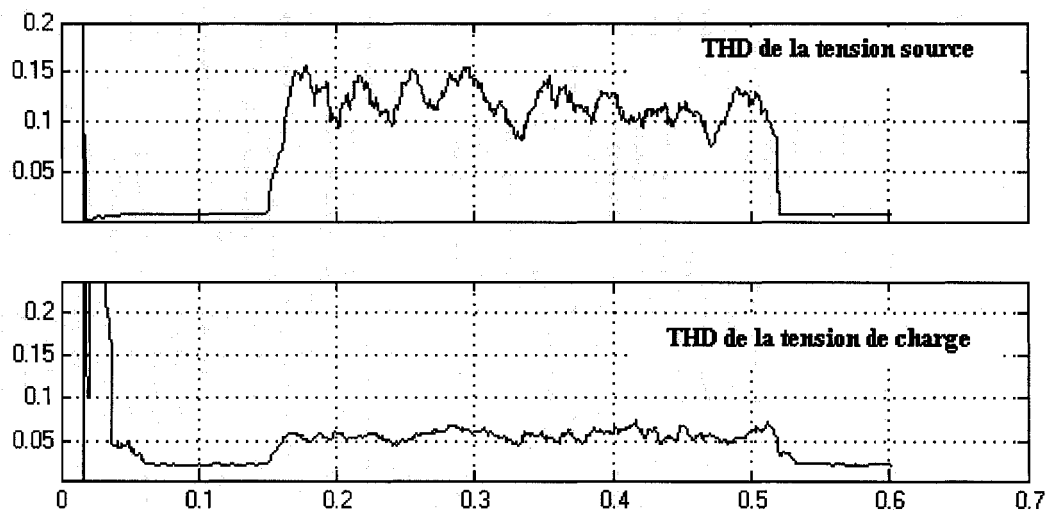


Figure 70 Valeurs de THD des tensions de la source et de la charge

5.2.5 Compensation des déséquilibres de tension

Pour créer un déséquilibre en amplitude dans le circuit d'alimentation triphasée, nous avons appliqué un court-circuit entre deux phases (a et b) puis suivi la réaction de notre compensateur. Ainsi, comme on voyait sur la Figure 71, dès l'instant $t = 0.15s$, le système de tension triphasé devient déséquilibré en amplitude.

La Figure 72 représente dans le premier graphe : la tension source de la phase déséquilibrée, dans le deuxième graphe : la tension du réseau après compensation et dans le dernier graphe : la tension injectée par le compensateur.

On peut constater qu'après un cycle de période du début de déséquilibre, notre compensateur est mis en marche et que la tension de source est devenue pratiquement équilibrée en amplitude.

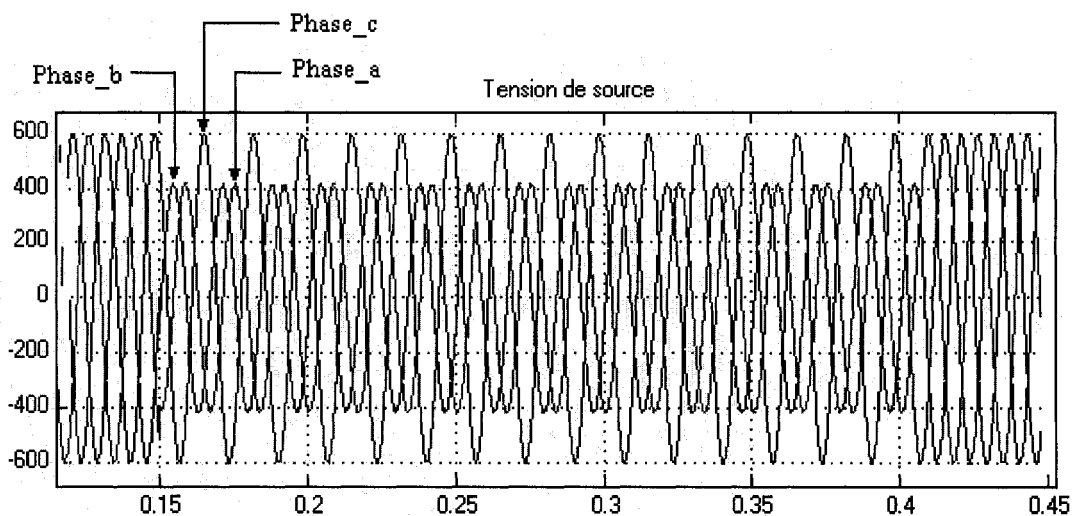


Figure 71 Système triphasé déséquilibré

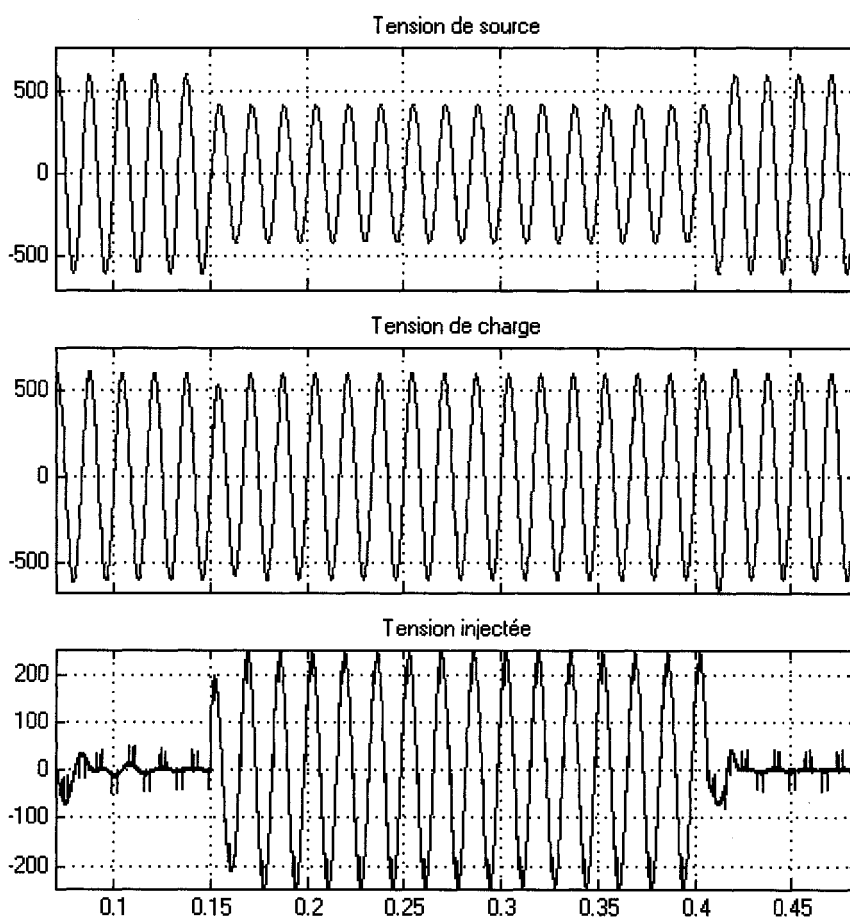


Figure 72 Compensation du déséquilibre causé par un court-circuit phase-phase

5.2.6 Compensation de toutes les perturbations

Dans cette dernière partie de simulation, nous allons introduire à des instants bien précis toutes les perturbations en tension présentées précédemment. Ces dernières seront appliquées selon le 'timing' et les caractéristiques indiquées dans le Tableau XVI.

Tableau XVI

Caractéristiques des perturbations appliquées

Temps (s)	Type de perturbation appliquée	Caractéristiques de la perturbation
0.15 à 0.45	Creux de tension	-30% de la tension fondamentale
0.35 à 0.6	Harmoniques d'ordre (3,5)	Amplitude: (20%,10%); phase: (-20,35)
0.6 à 0.8	Surtensions	+30% de la tension fondamentale
0.8 à 1.1	Four à arc électrique	Générateur de Flicker et harmoniques
1.1 à 1.2	Régime permanent	Pas de perturbations
1.2 à 1.35	Creux de tension	Court-circuit phase-Terre ($R_g = 0.0001$)
1.35 à 1.4	Régime permanent	Pas de perturbations
1.4 à 1.55	Déséquilibre	Court-circuit phase-phase
1.55 à 1.7	Régime permanent	Pas de perturbations

Également, pour renforcer et diversifier notre test nous allons appliquer simultanément, durant l'instant 0.35s à 0.45s, deux types de perturbation soient les creux et les harmoniques de tension. L'objectif de cette partie du test est de s'assurer du bon fonctionnement du compensateur lorsque la source d'alimentation est polluée par plusieurs perturbations en tension.

En résumé, d'après les résultats de simulations illustrés sur les Figures 73,74,75 nous affirmons que le compensateur actif multifonctions est un bon élément de protection contre toutes les perturbations en tension qu'elles soient : creux, harmoniques, surtension, papillotement ou déséquilibre, que sa commande détecte toutes ces perturbations de tension en uniquement un cycle de période, temps durant lequel le PLL se synchronise, et que toutes ces perturbations sont atténuées au maximum.

En outre, dans le dernier graphique, Figure 76, on illustre les formes d'ondes des deux courants de source et de charge. On constate qu'ils sont identiques et que leur valeur crête est de l'ordre de 40A.

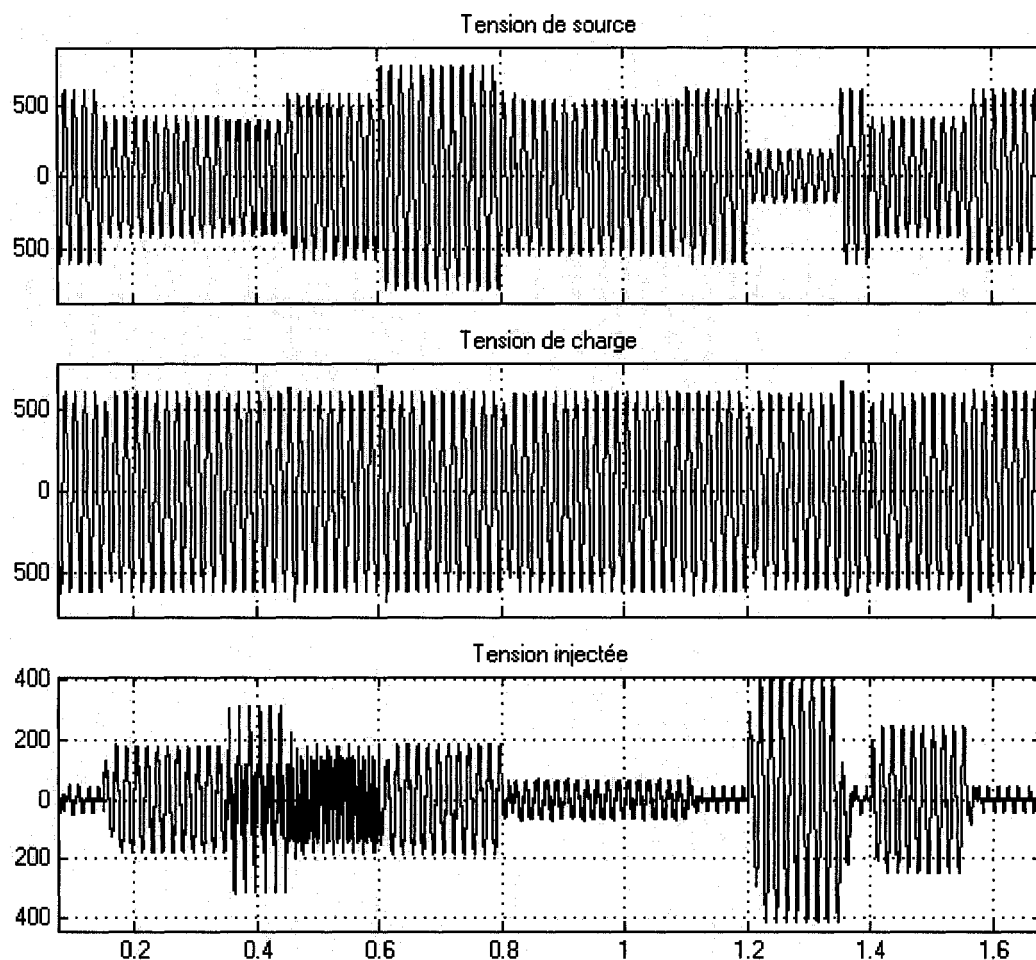


Figure 73 Compensation de toutes les perturbations de tension

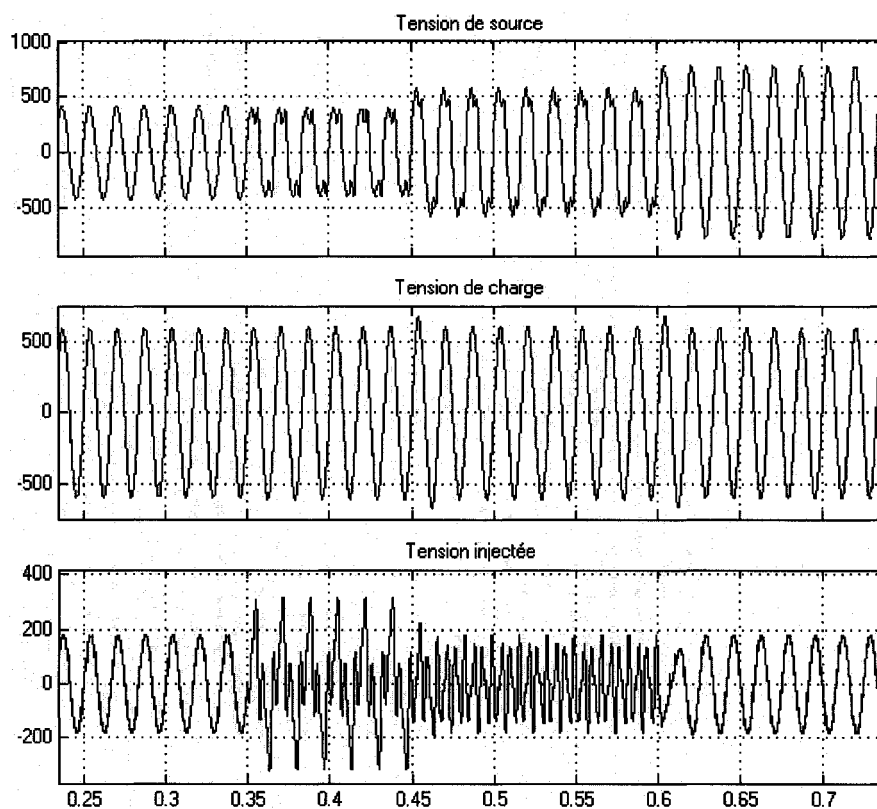


Figure 74 Compensation des creux et des harmoniques de tension

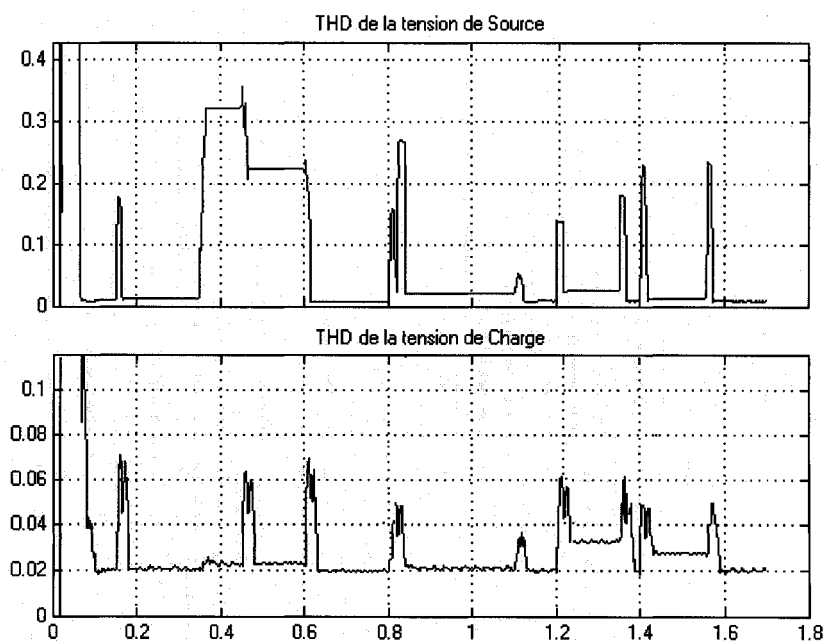


Figure 75 Graphique de THD de la compensation des perturbations en tension

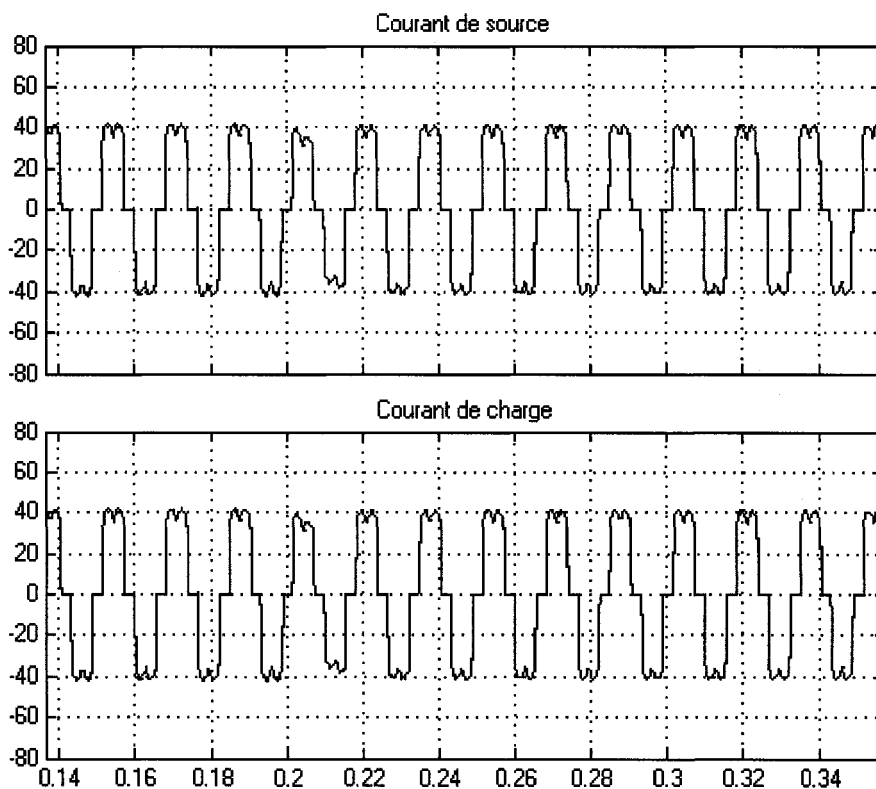


Figure 76 Graphique des courants de source et de charge

5.3 Conclusion au chapitre

Finalement, la structure complète du compensateur actif a pu être simulée et testée sous l'environnement Matlab-Simulink.

Dans un premier temps, nous avons présenté le résultat individuel de simulation pour chaque type de perturbation (creux de tension, surtension, harmoniques, Flicker et déséquilibre). Ensuite, toutes ces perturbations sont simulées et testées dans un seul bloc. Toutefois, à partir des résultats obtenus nous affirmons que grâce au compensateur actif multifonctions la tension de charge est gardée toujours à la même valeur désirée (600V), sa valeur de THD est maintenue aussi presque constante à la même valeur qu'avant l'application des perturbations.

En résumé, les résultats obtenus en simulations sont tout à fait satisfaisants et montrent bien les bonnes performances de notre compensateur au niveau de la compensation de toutes les perturbations de tension. Nous avons ainsi obtenu de très bons résultats au niveau de :

- a. L'identification de toutes les perturbations de tension;
- b. L'identification des tensions harmoniques;
- c. La restitution dans le réseau électrique des tensions de compensation;
- d. La compensation des harmoniques de tension.

CONCLUSION

Des perturbations électriques peuvent prendre naissance dans le réseau du fournisseur, dans l'installation de l'utilisateur perturbé ou dans l'installation d'un utilisateur voisin.

Ces perturbations ont des conséquences différentes selon la topologie ou la spécificité du réseau électrique, des charges, le contexte économique et le domaine d'application, pouvant ainsi causer la perte de l'outil de production, de l'inconfort ou voire même la destruction significative des équipements et potentiellement la mise en danger des personnes.

Toutefois, la recherche d'une meilleure compétitivité des entreprises et la dérégulation du marché de l'énergie électrique font que la qualité de l'énergie électrique est devenue un sujet stratégique pour les compagnies d'électricité, les personnels d'exploitation et de gestion de sites tertiaires ou industriels ainsi que pour les constructeurs d'équipements et les gens de maintenance.

Cependant, les perturbations ne doivent pas être subies comme une fatalité, car des solutions existent. Leurs définitions et leurs mises en œuvre dans le respect des règles de l'art, ainsi que la mise en œuvre des méthodologies rigoureuses (diagnostics, études, solutions, mise en œuvre, maintenance préventive) permettent une qualité d'alimentation personnalisée et adaptée au besoin de l'utilisateur.

Dans le cadre de ce travail de recherche, une étude approfondie a été consacrée pour concevoir un nouveau compensateur capable de dépolluer les réseaux électriques de toutes les perturbations en tension, comme les tensions harmoniques, les tensions déséquilibrées, les fluctuations de tensions, les surtensions et les creux de tension. Sa contrainte principale réside dans sa précision et sa simplicité, tandis que son principe de compensation se réalise par l'injection des contre perturbations via des signaux inversés. Pour conclure ce travail, nous affirmons que l'ensemble des objectifs fixés au départ de notre travail ont été atteints et que nous sommes très satisfaits de la structure proposée du compensateur, du modèle proposé pour simuler le four à arc électrique, ainsi que des résultats de simulations obtenus au niveau de :

- a. L'identification de la fréquence du réseau et des paramètres de la tension;
- b. L'identification des tensions harmoniques;
- c. L'identification des surtensions et des creux de tensions;
- d. La restitution dans le réseau électrique des tensions de compensation;
- e. La compensation de la puissance réactive et correction du facteur de puissance.

En effet, le travail présenté dans ce mémoire apporte une contribution importante aux stratégies d'identification et de commande permettant d'améliorer les performances des filtres actifs. Notre approche est basée sur une technique appropriée, facile et simple. Elle possède des caractéristiques essentielles dans la perspective d'identifier facilement durant le premier cycle toutes les perturbations en tension et de générer adéquatement et avec une bonne précision les références et les signaux de commande appropriés. En plus, afin de respecter les normes et les contraintes du fournisseur, notre compensateur présente un grand intérêt dans la réduction du THD durant les perturbations harmoniques. Ainsi, durant toutes les simulations, aucun problème de résonance n'a été observé entre le filtre de sortie et le réseau électrique.

Ainsi, lorsqu'il est nécessaire de filtrer les perturbations en tension générées par les charges électriques, l'utilisation de ce nouveau compensateur actif multifonctions peut s'avérer un choix fort valable.

RECOMMANDATIONS

Le travail effectué dans ce mémoire a pour objet les applications liées à l'amélioration de la qualité de l'énergie via un nouveau compensateur actif d'électronique de puissance connecté aux réseaux de distribution. Ce compensateur peut être amené à opérer avec des courants et tensions fortement perturbés et de ce fait il nécessite toujours, avant son insertion, d'étudier son comportement face aux consignes non sinusoïdales.

Toutes les performances de filtrage du compensateur actif multifonctions, obtenues par simulation, nous permettent d'affirmer que le cahier des charges est largement satisfait et répondent parfaitement aux contraintes exigées. Toutefois, afin d'élargir le champ des applications de ce compensateur, de nombreuses futures améliorations sont encore envisageables.

D'une part, le bus continu à partir duquel l'onduleur, de notre compensateur actif multifonctions, génère les tensions de compensation est chargé via une source de courant continu constituée par un banc de batteries. Cependant, afin de disposer de l'énergie nécessaire pour faire face aux différentes natures de perturbations on peut envisager d'autres sources d'énergie à base de redresseur alimenté à partir de la source de tension et associé à un contrôleur dont le rôle est de réguler cette tension continue.

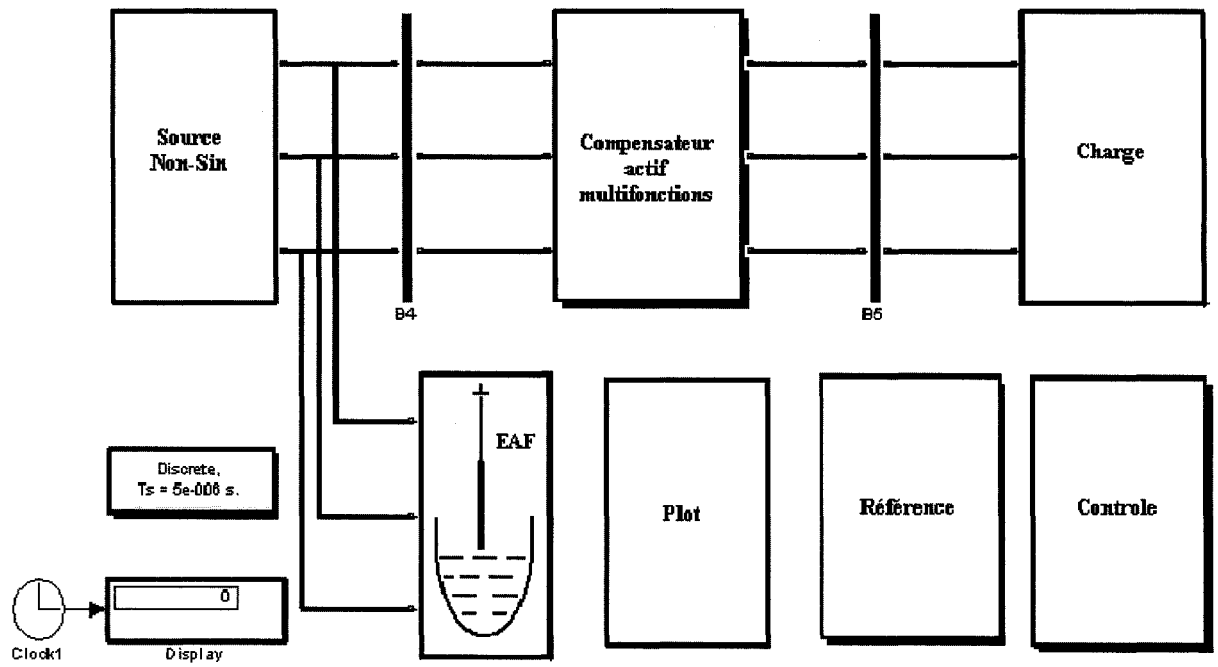
D'autre part, la technique d'identification de perturbations utilisée dans le circuit de commande du compensateur a prouvé son efficacité et sa précision en appliquant aussi bien un changement de la tension du réseau qu'un changement de sa fréquence. Mais, au niveau de la rapidité, des améliorations peuvent être encore nécessaires afin de compenser toutes les perturbations ayant la nature de fluctuation instantanée et rapide, sachant que la technique à base de PLL utilisée dans notre compensateur nécessite toujours un cycle avant de commencer à corriger la perturbation.

En outre, afin de simplifier l'étude et de ne pas trop encombrer le compensateur actif multifonctions, on a fixé la fréquence de commutation de l'onduleur à 12Khz. Cependant, le dimensionnement du filtre de sortie et le choix du type de circuit de

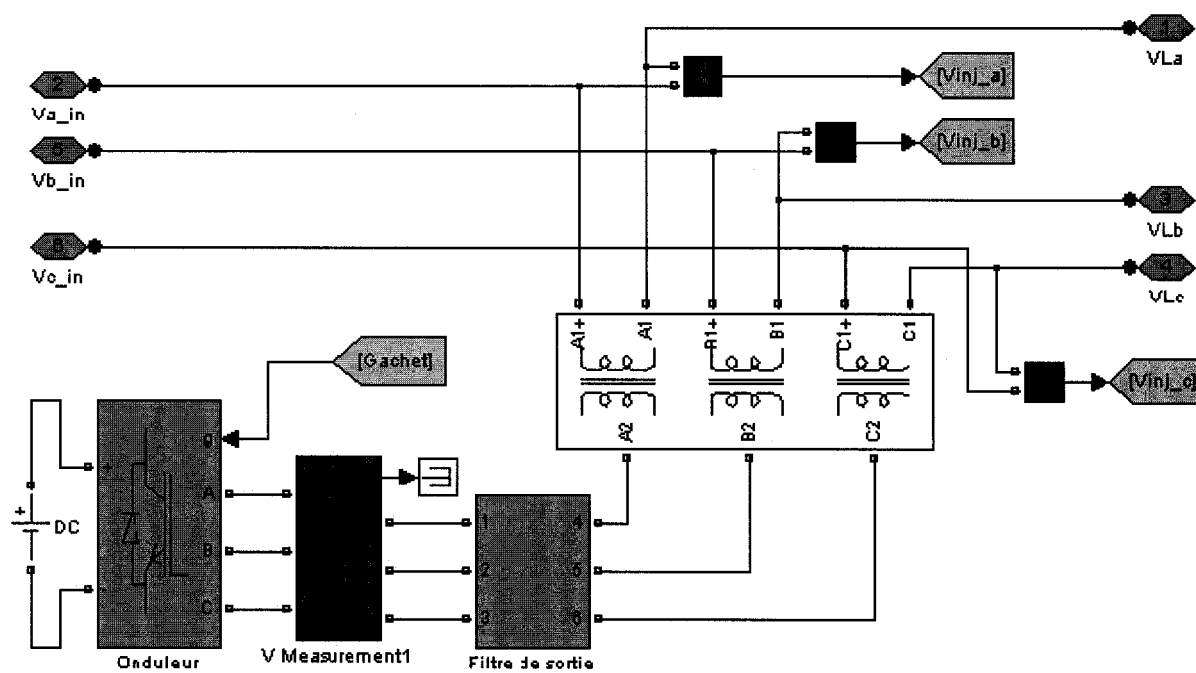
contrôle devront être redéfinis en cas où la fréquence de commutation varie. Finalement, la présente étude effectuée dans le cadre de ce mémoire de maîtrise pourrait en effet servir de base pour des éventuelles études plus exhaustives.

ANNEXE

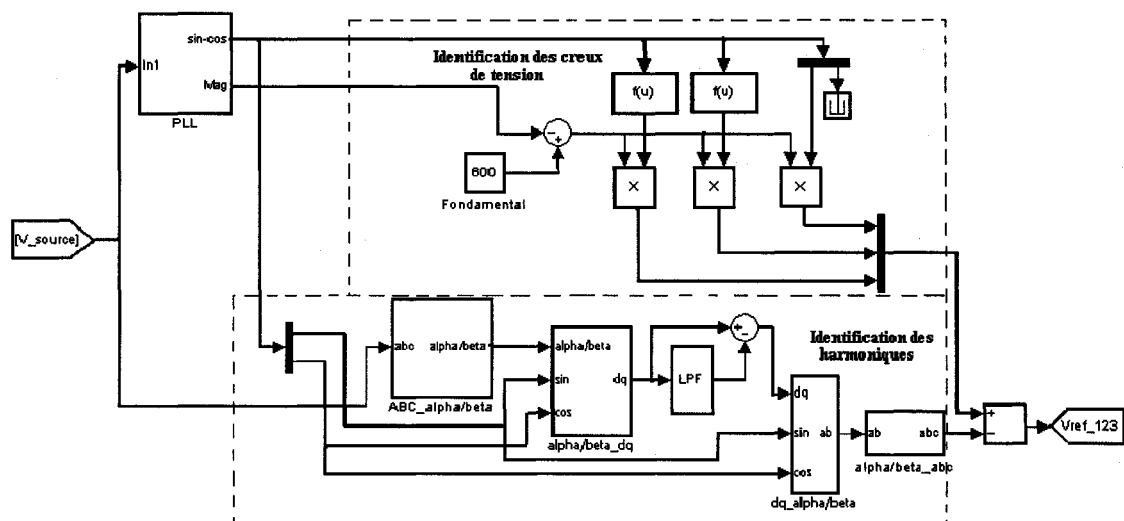
Schéma SPS du compensateur actif multifonctions



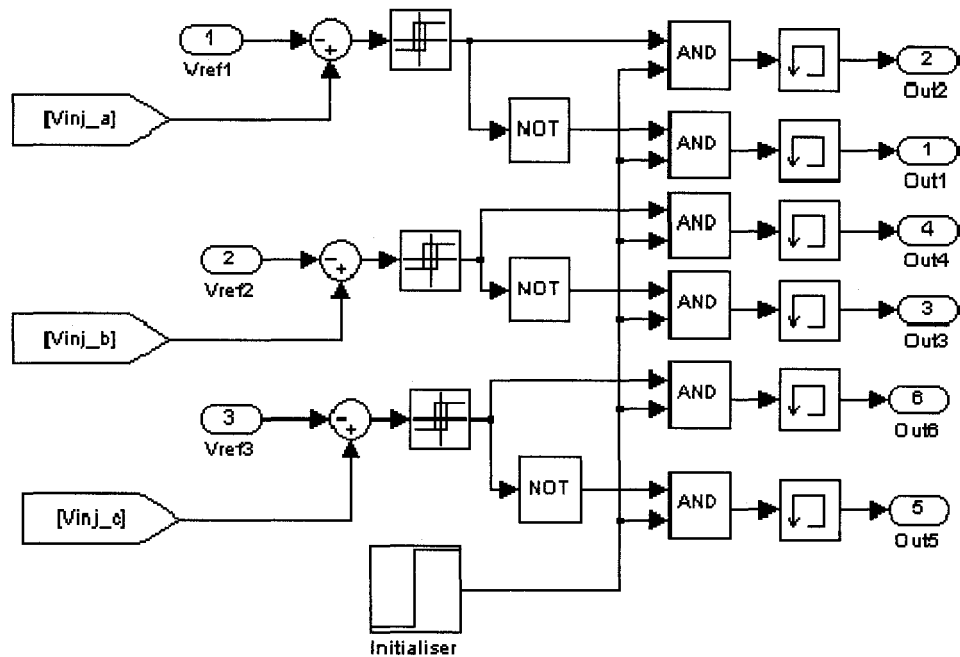
Circuit SPS de puissance du compensateur actif multifonctions



Circuit de commande du compensateur actif multifonctions



Circuit de contrôle du compensateur actif multifonctions



BIBLIOGRAPHIE

- [1] Normes IEEE Std 519-1992; IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems; 12 April 1993, Page(s):15 – 99.
- [2] Canadian National Power Quality Survey: Frequency of Industrial and Commercial Voltage Sags; D.O Koval, M.B Hughes; IEEE Trans. Ind. Appl., Vol. 33, No. 3, MAY/JUNE 1997, Page(s):622 – 627.
- [3] Voltage support by distributed static VAR systems (SVS); S. Kincic, X.T. Wan, D.T. McGillis, A. Chandra, Ooi. Boon-Teck, F.D. Galiana, G. Joos; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 20, No. 2, April 2005, Page(s):1541 – 1549.
- [4] Voltage support of radial transmission lines by VAR compensation at distribution buses; S. Kincic, B.T. Ooi, D. McGillis, A. Chandra, IEEE Proc. Gener. Trans. Distrib., Vol. 153, No. 1, January 2006, Page(s):51 – 57.
- [5] A novel control algorithm for static series compensators by use of PQR instantaneous power theory; Lee Sang-Joon, Kim Hyosung, Sul Seung-Ki, F. Blaabjerg; IEEE Trans. Power Electronics, Vol. 19, No. 3, May 2004, Page(s):814 – 824.
- [6] The instantaneous power theory on the rotating p-q-r reference frames; Kim Hyosung, H. Akagi; IEEE 1999 International Conference on Power Electronics and Drive Systems, PEDS'99, July 1999, Hong Kong, Vol. 1, 27-29 July 1999, Page(s): 422 – 426.
- [7] A new method of harmonic power detection based on the instantaneous active power in three-phase circuits; T. Tanaka, H. Akagi; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 10, No. 4, October 1995, Page(s):1737 – 1741.
- [8] Implementation of a hybrid series active filter for harmonic current and voltage compensations; B.R. Lin, B.R. Yang, T.L. Hung; IEEE Power Electronics, Machines and Drives, International Conference (Conf. Publ. No. 487), 4-7 June 2002, Page(s):598 -603.
- [9] A hybrid active filter for damping of harmonic resonance in industrial power systems; H. Fujita, T. Yamasaki, H. Akagi; IEEE Trans. Power Electronics; Vol. 15, No. 2, March 2000, Page(s):215 – 222.
- [10] Design and implementation of a hybrid series active filter system; S. Bhattacharya, D. Divan; IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC '95 Record., 26th Annual, Vol. 1, 18-22 June 1995, Page(s):189 – 195.

- [11] Hybrid filters for power quality improvement; B. Singh, V. Verma, A. Chandra, K. Al-Haddad; IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 152, No. 3, May 2005, Page(s):365 – 378.
- [12] Active and hybrid filters for power conditioning; H. Akagi; IEEE Ind. Electronics, ISIE 2000, International Symposium, Vol. 1, 4-8 Dec. 2000, Page(s):TU26 - TU36.
- [13] A new control scheme of series hybrid active filter; B.N. Singh, B. Singh, A. Chandra, K. Al-Haddad; IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC 99, 30th Annual, Vol. 1, 27 June-1 July 1999, Page(s):249 – 254.
- [14] Synchronous Frame Based Controller Implementation for a Hybrid Series Active Filter System; S. Bhattacharya, D. Divan; IEEE Ind. Appl. Conference, Thirtieth IAS Annual Meeting, Vol. 3, 8-12 Oct. 1995, Page(s):2531 – 2540.
- [15] Control and reduction of terminal voltage total harmonic distortion (THD) in a hybrid series active and parallel passive filter system; S. Bhattacharya, D.M. Divan, B.B. Banerjee; IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC '93 Record., 24th Annual, 20-24 June 1993, Page(s):779 – 786.
- [16] An improved control algorithm of shunt active filter for voltage regulation, harmonic elimination, power-factor correction, and balancing of nonlinear loads; A. Chandra, B. Singh, B.N. Singh, K. Al-Haddad; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 15, No. 3, May 2000, Page(s):495 – 507.
- [17] A New Control Strategy of Shunt Active Filters for Power Quality Improvement of Highly and Randomly Varying Loads; A. Esfandiari, M. Parniani, H. Mokhtari; IEEE Ind. Electronics, Vol. 2, 4-7 May 2004, Page(s):1297 – 1302.
- [18] A new control approach to three-phase active filter for harmonics and reactive power compensation; B. Singh, K. Al-Haddad, A. Chandra; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 13, No. 1, February 1998, Page(s):133 – 138.
- [19] Active harmonic filters; H. Akagi; IEEE Proc., Vol 93, No 12, December 2005, Page(s):2128 – 2141.
- [20] A new power line conditioner for harmonic compensation in power systems; H. Akagi, H. Fujita; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 10, No 3, July 1995, Page(s):1570 – 1575.

- [21] A review of active filters for power quality improvement; B. Singh, K. Al-Haddad, A. Chandra; IEEE Trans. Ind. Electronics, Vol. 46, No. 5, October 1999, Page(s):960 – 971.
- [22] Les différentes solutions de réduction des harmoniques; Philippe BREM, ABB Automation; site web: <http://www.jautomatise.com>.
- [23] Harmonic voltage reduction using a series active filter under different load conditions; E.R. Ribeiro, I. Barbi; IEEE Transactions Electronics, Vol. 21, No 5, Sep. 2006, Page(s):1394 – 1402.
- [24] Analysis of Series Compensation and DC-Link Voltage Controls of a Transformerless Self-Charging Dynamic Voltage Restorer; E.K.K. Sng, S. S. Choi, D. M. Vilathgamuwa; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 19, No. 3, July 2004, Page(s):1511 – 1518.
- [25] A new control scheme of series active filter for varying rectifier loads, B. Singh, V. Verma; IEEE Power Electronics and Drive Systems, PEDS 2003, The Fifth International Conference, Vol. 1, 17-20 Nov. 2003, Page(s):554 – 559.
- [26] Design and implementation of a 3-phase series active filter to compensate voltage disturbances; G. Alarcon, C. Nunez, V. Cardenas, M. Oliver; IEEE Power Electronics Congress, CIEP 2000, 15-19 Oct. 2000, Page(s):93 – 98.
- [27] Design strategy for the combined system of shunt passive and series active filters; H. Fujita, H. Akagi; IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Conference Record of the 1991, 28 Sept.-4 Oct. 1991, Page(s):898 – 903.
- [28] A new approach to harmonic compensation in power systems-a combined system of shunt passive and series active filters; F.Z. Peng, H. Akagi, A. Nabae; IEEE Trans. Ind. Appl., Vol. 26, No. 6. Nov.-Dec. 1990, Page(s):983 – 990.
- [29] New control algorithms for series and shunt three-phase four-wire active power filters; M. Aredes, E.H. Watanabe; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 10, No. 3, July 1995, Page(s):1649 – 1656.
- [30] Compensation characteristics of the combined system of shunt passive and series active filters; F.Z. Peng, H. Akagi, A. Nabae; IEEE Trans. Ind. Appl., Vol. 29, No. 1, Jan.-Feb. 1993, Page(s):144 – 152.
- [31] The unified power quality conditioner: the integration of series and shunt-active filters; H. Fujita, H. Akagi; IEEE Trans. Power Electronics, Vol. 13, No. 2, March 1998, Page(s):315 – 322.

- [32] The unified power quality conditioner: the integration of series active filters and shunt active filters; H. Fujita, H. Akagi; IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC '96 Record., 27th Annual, Vol. 1, 23-27 June 1996, Page(s):494 – 501.
- [33] Analysis and control of UPQC and its DC-link power by use of p-q-r instantaneous power theory; Fan Ng, Man-Chung Wong, Ying-Duo Han; IEEE Power Electronics Systems and Applications, Proceedings First International Conference, 9-11 Nov. 2004, Page(s):43 – 53.
- [34] A control strategy for unified power quality conditioner; L.F.C. Monteiro, M. Aredes, J.A. Moor Neto; IEEE Industrial Electronics, ISIE '03, International Symposium, Vol. 1, 9-11 June 2003, Page(s):391 – 396.
- [35] Application of a Modified Single-Phase P-Q Theory in the Control of Shunt and Series Active Filters in a 400 Hz Microgrid; J.M. Correa, F.A. Farret, M.G. Simoes; IEEE Power Electronics Specialists, 36th Conference, 11-14 Sept. 2005, Page(s):2585 – 2591.
- [36] Instantaneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage components; H. Akagi, Y. Kanazawa and A. Nabae; IEEE Trans. Ind. Applicat., Vol. IA-20, No. 3, May./June.1984, page(s):625-630.
- [37] Design and experimentation of a dynamic voltage restorer capable of significantly reducing an energy-storage element; T. Jimichi, H. Fujita, H. Akagi; IEEE Ind. Appl. Conference, Fourtieth IAS Annual Meeting, Vol. 2, 2-6 Oct. 2005, Page(s):896 – 903.
- [38] Voltage Sag Detection Technique for a Dynamic Voltage Restorer; C. Fitzer, M. Barnes, P. Green; IEEE Trans. Ind. Appl., Vol. 40, No. 1, Jan./Feb. 2004, Page(s):203 – 212.
- [39] Series power quality compensator for voltage sags, swells, harmonics and unbalance; Ran Cao, Jianfeng Zhao, Weiwei Shi, Ping Jiang, Guoqing Tang; IEEE/PES Trans. and Distr. Conference and Exposition, Vol. 1, 28 Oct.-2 Nov. 2001, Page(s): 543 –547.
- [40] Voltage Sag Compensation with Energy Optimized Dynamic Voltage Restorer; D.M. Vilathgamuwa, A.A.D.R. Perera, S.S. Choi; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 18, No. 3, July 2003, Page(s):928 – 936.
- [41] A Detailed Comparison of System Topologies for Dynamic Voltage Restorers; J.G. Nielsen, F. Blaabjerg; IEEE Trans. Ind. Appl., Vol. 41, No. 5, Sep./Oct. 2005, Page(s):1272 – 1280.

- [42] Control and Testing of a Dynamic Voltage Restorer (DVR) at Medium Voltage Level; J.G Nielsen, M. Newman, H. Nielsen, F. Blaabjerg; IEEE Trans. Power Electronics, Vol. 19, No. 3, May 2004, Page(s):806 – 813.
- [43] A Dynamic Voltage Restorer (DVR) with Selective Harmonic Compensation at Medium Voltage Level; M. J. Newman, D.G. Holmes, J.G. Nielsen, F. Blaabjerg; IEEE Trans. Ind. Appl., Vol. 41, No. 6, Nov./Dec. 2005, Page(s):1744 – 1753.
- [44] A calculation for the compensation voltages in dynamic voltage restorers by use of PQR power theory; Kim Hyosung, Lee Sang-Joon, Sul Seung-Ki; IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC '04, Nineteenth Annual, Vol. 1, 2004, Page(s):573 – 579.
- [45] An Adaptive Arc Furnace Model; Zheng Tongxin, E.B. Makram; IEEE Trans Power Delivery, Vol. 15, No. 3, July 2000, Page(s):931 – 939.
- [46] An Improved Time Domain Arc Furnace Model for Harmonic Analysis; M.A.P. Alonso, M.P. Donsion; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 19, No. 1, Jan. 2004, Page(s):367 – 373.
- [47] Arc-Furnace Model for the Study of Flicker Compensation in Electrical Networks; G.C. Montanari, M. Loggini, A. Cavallini, L. Pitti, D. Zaninelli; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 9, No. 4, October 1994, Page(s):2026 – 2036.
- [48] Assessment of Light Flicker Mitigation using Shunt Compensators; S. Poudel, N.R. Watson; IEEE Power System Technology, PowerCon 2004, Vol. 1, 21-24 Nov. 2004, Page(s):23 – 28.
- [49] Development of an Arc Furnace Model for Power Quality Studies; O. Ozgun, A. Abur; IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 1, 18-22 July 1999, Page(s):507 – 511.
- [50] Flicker Study Using a Novel Arc Furnace Model; O. Ozgun, A. Abur; IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 17, No. 4, October 2002, Page(s):1158 – 1163
- [51] Introduction to Chaotic Phenomena in Chua's Circuit; Chai Wah Wu; CRC Press, Boca Raton, 1996 – 1997.
- [52] Caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par les réseaux moyenne; http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/publications/pdf/qualite_tension_fr.pdf; Rapport No : 30012-01-02; Dossier : 1003-02/0077; Février 2001

- [53] Dynamic Voltage Restorer Based on Voltage-Space-Vector PWM Control; Zhan, C., Ramachandaramurthy, V. K., Arulampalam, A. Fitzer, C., Kromlidis, S, Barnes, M. et Jenkins, N; IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 37, No. 6, 2001, Page(s):1855 – 1863.
- [54] Électrotechnique, Troisième édition; Wildi, T.; Partie III; Les presses de l'université Laval.
- [55] Charging Techniques for Energy-storage Capacitors of Static Series Compensator; Awad, H. and Svensson, J.; IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2002, L'Aquila, Italy, July 8-11, Page(s) 930-935.
- [56] Cahiers Techniques de Schneider Electric; site web : http://www.schneider-electric.com/cahier_technique/fr/accueil_fr.htm.