

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ DE MOHAMED BOUDIAF- M'SILA

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME

MASTER EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

OPTION : INGÉNIERIE DES SYSTÈMES ÉLECTROMÉCANIQUES

THÈME

Compensation de l'énergie réactive d'une Installation industrielle

MT/BT (HTA/BTB)

Proposé et dirigé par :

Mr. KHODJA Djalal Eddine

Présenté par :

SEMAOUI Hammou

Année universitaire : 2015/2016

N° d'ordre : ISE_189

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME
DE MASTER EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

SPÉCIALITÉ : INGÉNIERIE DES SYSTÈMES ÉLECTROMÉCANIQUES

Proposé et dirigé par : Mr. KHODJA Djalal Eddine

Présenté par : SEMAOUI Hammou

Thème

**Compensation de l'énergie réactive d'une Installation industrielle
MT/BT (HTA/BTB)**

Résumé :

Ce travail est consacré à la conception d'un système de compensation de l'énergie réactive d'une installation industrielle HTA/BTB. Cependant, une étude préalable est effectuée sur les différents points de consommation de l'énergie réactive ainsi que les différentes périodes de consommation, afin de pouvoir dimensionner les batteries de compensation et choisir une stratégie optimale de compensation de l'énergie réactive. Enfin, ce système de compensation permettra en premier lieu de réduire les pertes d'énergie dans le réseau, améliorer la qualité d'énergie, éviter le surdimensionnement des appareillages électriques ainsi que les câbles, et diminuer notamment la facture de consommation d'énergie.

Mots Clés : Qualité de la tension, Les harmoniques, Facteur de puissance, Puissance réactive, Batterie de compensation, Régulateur varométrique,

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

Je tiens tout d'abord à remercier Dieu tout puissant qui nous a donné la santé, le courage et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

J'exprime toutes nos profondes reconnaissances à mon encadreur **Dr. KHODJA Djalal Eddine** pour le temps consacré à nous écouter, nous orienter et nous corriger tout au long de notre projet.

J'adresse mes remerciement à tous les membres du jury d'accepter de juger ce modeste travail et je souhaite exprimer nos profondes gratitude à tous les enseignants qui nous ont formé dès la 1^{ère} année jusqu'à la 5^{ème} année à l'**Université Mohamed Boudiaf - M'sila**.

Je ne saurais terminer mes remerciements sans mentionner les membres de ma famille et spécialement ma mère et mon père **Nouredine**, qui, sur le plan humain, m'ont soutenu par leurs encouragements tout au long de mes études.

Enfin, je remercie toute personne de près ou de loin participant pour rendre ce travail réalisable et présentable.

DEDICACE

Je dédie ce travail :

À ma mère

Mon père

Mes frères et ma sœur

Mon oncle Ayoub

À ma famille SEMAOUI

À toute la famille de HIBA

ET tous mes amis

Sommaire

❖ Remerciement	
❖ Dedicac	
❖ Sommaire	
❖ Liste des figures.....	I
❖ Liste des tableaux.....	IV
❖ Liste des symboles et abréviations.....	V

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I : Généralité sur la puissance réactive et la tension dans les réseaux électriques MT/BT (HTA/BTB)

I.1 Introduction	3
I.2 La qualité de la tension	3
I.2.1 Amplitude	4
I.2.2 Fréquence	4
I.2.3 Forme d'onde	5
I.2.4 Symétrie	5
I.3 Dégradation de la qualité de la tension	5
I.3.1 Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients	6
I.3.2 Installations perturbatrices	6
I.4 Les perturbantes de tension	6
I.4.1 Chutes de tension	6
I.4.2 Creux de tension	6
I.4.3 Variation Lente de Tension	7
I.4.4 Fluctuation ou Variation rapides de Tension (flicker)	7

I.4.5 Déséquilibre	8
I.4.6 Variation ou fluctuation de la fréquence	9
I.4.7 Les harmoniques	10
I.4.7.1 Origine	10
I.4.7.2 Conséquences néfastes des harmoniques	11
I.4.7.3 Le taux de distorsion harmonique	13
I.5 Solutions de dépollution des réseaux électriques	13
I.5.1 Solutions traditionnelles	13
I.5.1.1 L'augmentation de la puissance de court circuit du réseau	14
I.5.1.2 Utilisation d'inductances anti-harmoniques	14
I.5.1.3 Placement d'une inductance de ligne	14
I.5.1.4 Compensation de la puissance réactive	14
I.5.1.5 Filtre passif	14
I.5.1.5.1 Filtre passif série (F.P.S)	15
I.5.1.5.2 Filtre passif parallèle (F.P.P)	15
I.5.2 Solutions modernes	17
I.5.2.1 Filtre actif	17
I.5.2.1.1 Le Filtre Actif Parallèle (F.A.P)	17
I.5.2.1.2 Le Filtre Actif Série (F.A.S).....	18
I.5.2.1.3 Filtre actif universelle (UPQC).....	19
I.5.2.1.4 Combinaison hybride active et passive	19
I.5.2.2 Les systèmes de transmission en courant alternatif flexibles FACTS	20
I.6 Les puissances apparente, active et réactive	21
I.7 Facteur de puissance	21
I.8 Composantes active et réactive du courant	23
I.9 Puissance réactive	24

I.9.1 Bilan de la puissance réactive	24
I.9.2 Influence de l'énergie réactive	24
I.9.3 Chute de tension sur une ligne	25
I.9.4 Transport de l'énergie réactive	26
I.10 Conclusion	26

Chapitre II : Modélisation des réseaux électriques et écoulement de puissance

II.1 Introduction	27
II.2 Modélisation du réseau électrique	28
II.2.1 Modèle de générateur	28
II.2.2 Modèle de la ligne de transport	28
II.2.3 Modèle du transformateur	29
II.2.4 Éléments shunt	30
II.3 Classification des nœuds des réseaux électrique	31
II.4 Concept général de l'écoulement de puissance	31
II.5 Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance	32
II.6 Classification des variables de l'écoulement de puissance	32
II.6.1 Les variables de perturbation ou non contrôlables	32
II.6.2 Les variables contrôlables (de contrôle et d'état)	33
II.6.2.1 Variables d'état	33
II.6.2.2 Variables de contrôle	33
II.7 Conclusion	34

Chapitre III : Étude de la compensation de la puissance réactive

III.1 Introduction	35
III.2 Le théorème de Boucherot	35
III.3 Moyens de compensation de puissance réactive	35
III.3.1 Les compensateurs synchrones	35
III.3.2 Les inductances	37
III.3.3 Condensateur ou batterie de compensation	37
III.3.4 Compensateurs statiques de puissance réactive	39
III.4 Théorie de compensation d'énergie réactive	40
III.5 Puissance transmise par une ligne électrique	42
III.6 Principe de la compensation de l'énergie réactive	43
III.7 Choix de la localisation	44
III.7.1 Compensation globale	44
III.7.2 Compensation partielle ou par secteurs	45
III.7.3 Compensation individuelle	46
III.8 Systèmes et types de compensation	47
III.8.1 Compensation fixe	47
III.8.2 Compensation automatique ou en "gradins"	48
III.8.2.1 Principe et intérêt de la compensation automatique	49
III.8.2.2 Les avantages de la compensation automatique par contacteur statique	50
III.9 Le régulateur varmétrique	50
III.10 Types de matériel selon la pollution harmonique de l'installation	52
III.11 Conclusion	53

Chapitre IV : Application de la compensation de l'énergie réactive sur un réseau industriel HTA/BTB

IV.1 Introduction	54
IV.2 Choix une méthode de compensation	54
IV.3 Protection des batteries	54
IV.3.1 Protection externe	54
IV.3.1.1 Organe de manœuvre	54
IV.3.1.2 Selfs de choc	55
IV.3.1.3 Dimensionnement des câbles	56
IV.3.2 Protection interne	56
IV.3.2 Les précautions à prendre	57
IV.4 Logiciel "ECODIAL"	58
IV.5 Dimensionnement de système de compensation	58
IV.5.1 Calcul à partir des données de la facture	58
IV.5.2 Calcul à partir des données électriques de l'installation	59
IV.6 Application pour l'usine MGRIB-PIPE (M'sila)	61
IV.6.1 Analyse de la consommation de l'énergie active et réactive	61
IV.6.2 Dimensionnement de la batterie de compensation	63
IV.7 Étude de la compensation pour la cimenterie de « LAFARGE »	64
IV.8 Application de la compensation à la cimenterie d'AIN-TOUTA	71
IV.9 Conclusion	74

Conclusion générale	75
---------------------------	----

❖ **Annexe**

❖ **Références bibliographiques**

❖ **Résumé**

Liste des figures

Figure I.1 Creux de tension et coupure brèves	7
Figure I.2 Exemple de variations rapide de la tension	8
Figure I.3 Exemple de déséquilibre des amplitudes et des phases.....	8
Figure I.4 Exemple de fluctuation de la fréquence	9
Figure I.5 Synthèse d'une tension distordue à partir des harmoniques	11
Figure I.6 Filtre passif série	15
Figure I.7 Filtre passif parallèle	16
Figure I.8 Filtre passif amorti	16
Figure I.9 Filtre résonants agissant sur plusieurs rangs harmoniques	17
Figure I.10 Filtre actif parallèle	18
Figure I.11 Filtre actif série	18
Figure I.12 Filtre actif universelle (UPQC)	19
Figure I.13 Combinaison hybride active et passive	19
Figure I.14 schéma d'un FACT shunt	20
Figure I.15 Composition vectorielle des puissances actif, réactif et apparent	21
Figure I.16 Composition vectorielle des courants actif, réactif et apparent	23
Figure I.17 Circuit équivalent du réseau électrique	25
 Figure II.1 Modèle en π d'une ligne électrique	 29
Figure II.2 Vue en coupe d'un transformateur triphasé	30
Figure II.3 Modèle d'un transformateur	30
Figure II.4 Schéma unifilaire d'un SVC	31

Figure III.1 Compensateur synchrone ABB	36
Figure III.2 Batterie de compensation	38
Figure III.3 Schéma unifilaire typique	39
Figure III.4 Schéma d'un SVC	40
Figure III.5 Principe de compensation	40
Figure III.6 Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne	42
Figure III.7 Principe de la compensation d'énergie réactive	43
Figure III.8 Diagramme traduisant l'échange d'énergie dans le circuit d'alimentation d'un récepteur et montrant l'intérêt de la compensation	44
Figure III.9 Compensation globale	45
Figure III.10 Compensation partielle	46
Figure III.11 Compensation individuelle	47
Figure III.12 Compensation fixe	48
Figure III.13 Principe de la compensation automatique d'une installation	49
Figure III.14 Le régulateur varométrique utilisée dans la cimenterie de LAFARGE	50
Figure III.15 Schéma de câblage	52
Figure III.16 Types de matériel	53
 Figure IV.1 Contacteur à ouverture et fermeture rapide (LAFARGE).....	55
Figure IV.2 Exemple d'un condensateur à protection interne	56
Figure IV.3 Schéma simplifié d'une installation	60
Figure IV.4 Schéma de l'installation sans compensation	61
Figure IV.5 Représentation de la consommation de l'énergie	62
Figure IV.6 Consommation de l'énergie active et réactive	62
Figure IV.7 L'installation sans compensation	64
Figure IV.8 Transformateur 493MV001Q05.....	65

Figure IV.9 L'installation de LAFARGE sans compensation	66
Figure IV.10 L'installation de LAFARGE avec compensation	67
Figure IV.11 Représentation vectorielle de la comparaison	68
Figure IV.12 Armoires de compensation	69
Figure IV.13 Le régulateur varométrique	69
Figure IV.14 Les gradins de compensation	70
Figure IV.15 Installation sans compensation d'énergie réactive	71
Figure IV.16 Compensation global par une batterie de 360 kVAr	71
Figure IV.17 Nouvelle installation sans compensation	72
Figure IV.18 Compensation partielle par une batterie de 100 kVAr	73

Liste des tableaux

Tableau IV.1 La consommation de l'énergie durant l'année 2015	61
Tableau IV.2 Liste des moteurs	65
Tableau IV.3 Comparaison des deux cas (sans et avec compensation).....	68

Symboles et abréviations

Symboles :

S	Puissance apparent
Sh	Puissance apparente des récepteurs produisant des harmoniques
ST	Puissance Apparente Du Transformateur De l'installation
P	Puissance active
Q	Puissance réactive
Es	Énergie apparent
Ea	Énergie active
Er	Puissance réactive absorbée
Q_{GL}	Puissance réactive absorbée
Q_{CO}	Puissance réactive consommée
Qc	Puissance réactive produit par condensateur (à compensée)
Qc_{totale}	Puissance à compensée totale
Q_{totale}	L'énergie Réactive Totale
U	Tension composé (entre ligne)
U_{ref}	Tension de référence
U1	Tension d'alimentation
U2	Tension à la borne de la charge
I	Courant de ligne
Ia	Courant actif
Ir	Courant réactive
It	Courant apparent (total)
In	Intensité nominale du condensateur
Scc	La puissance de court-circuit
FP	Facteur de puissance
φ	Déphasage entre la puissance apparente et la puissance active (égal au déphasage entre le courant et la tension)
θ	l'angle de la tension au niveau de jeux de barres
U	Chute de tension
f	Fréquence
ω	Pulsation du réseau
T	Temps

R	Résistance série de la ligne
L	Inductance
C	Capacité du condensateur
X	Réactance série de la ligne
Z	L'impédance Série Par Phase
Y	L'admittance Shunt Par Phase En (Siemens)
G	Conductance shunts de la ligne
B	Susceptance shunts de la ligne
P_G	Puissance active généré
Q_G	Puissance réactive généré
a	Rapport de transformation

Abréviations :

HTA	Haute Tension class A
BTB	Basse Tension class B
THT	Très Haute Tension
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Basse Tension
TGBT	Tableau Générale Basse Tension
THD	Taux de Distorsion Harmonique
THD-I	Taux de Distorsion Harmonique en courant
TDD-U	Taux de Distorsion Harmonique en tension
FACTS	Systeme de Transmission en Courant Alternatif Flexible
SVC	Compensateur Statique
CSPR	Compensateur Statique de Puissance Réactive
STATCOM	Compensateur Synchrone Statique
TCR	Inductance commutée par thyristors
TSC	Condensateur commuté par thyristors
TCSC	Condensateur série contrôlé par thyristors
F.A.P	Filtre Actif Parallèle
F.A.S	Filtre Actif Série
F.P.P	Filtre passif parallèle
UPQC	Filtre actif universelle

INTRODUCTION GÉNÉRALE

L'énergie électrique, principalement produite et distribuée sous forme de tensions triphasées sinusoïdales, permet de fournir la puissance électrique nécessaire aux différents consommateurs d'énergie électrique. Dans le cas idéal, cette énergie doit être fournie sous la forme d'un ensemble de tensions constituant un système alternatif triphasé équilibré, qui possède quatre caractéristiques principales : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie.

Cependant cet objectif semble idéal et n'est jamais facile à assurer, car le réseau électrique aujourd'hui est appelé à fonctionner sous un environnement de plus en plus perturbateur.

Le regain d'acuité de cette perturbation provient de la prolifération récente d'emploi des charges non linéaires, notamment les convertisseurs statiques. En effet, ces dispositifs consomment des courants non-sinusoïdaux, même s'ils sont alimentés par une tension sinusoïdale : ils se comportent comme des générateurs de courants harmoniques. La circulation de ces courants à travers les diverses impédances du réseau jusqu'à l'utilisateur final fait apparaître des tensions harmoniques superposées à l'onde fondamentale. Les conséquences sont néfastes tant pour le distributeur de l'électricité que pour l'utilisateur.

Pour faire face à ce problème, il est indispensable de comprendre l'origine des perturbations des réseaux électriques et de chercher les solutions appropriées permettant l'atténuation des effets les plus nuisibles.

Durant les dernières années, l'industrie de l'énergie électrique est confrontée à des problèmes liés à de nouvelles contraintes qui touchent différents aspects de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. On peut citer entre autres les restrictions sur la construction de nouvelles lignes de transport, l'optimisation du transit dans les systèmes actuels, la Cogénération de l'énergie, les interconnexions avec d'autres compagnies d'électricité et le respect de l'environnement.

Dans ce contexte, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de disposer des moyens permettant de contrôler les puissances réactives, les tensions et les transits de puissance dans les lignes afin que le réseau de transport existant puisse être exploité de la manière la plus efficace et la plus sûre possible.

Le sujet de ce mémoire concerne, en particulier, le contrôle des puissances réactives dans des réseaux industriels HTA/BTB au moyen de Batteries de compensation. Pour atteindre ces objectifs, ce mémoire est organisé comme suit :

Le premier chapitre du mémoire recense les perturbations qui peuvent apparaître dans un réseau électrique et expose leurs causes et leurs conséquences. Les solutions de dépollution existantes, tant traditionnelles que modernes sont rappelées.

Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation de réseau électrique, ainsi étude de l'écoulement de puissance et leur objectif.

Le troisième chapitre sera consacré au principe de la compensation et les différentes techniques pour le choix le type et la localisation de système de compensation.

Le dernier chapitre est une application sur une installation industrielle MT/BT d'une méthode parmi les méthodes de compensation citée.

Chapitre I

Généralité sur la puissance réactive et la
tension dans le réseau électrique MT/BT
(HTA/BTB)

I.1 Introduction

L'énergie électrique, principalement produite et distribuée sous forme de tensions triphasées sinusoïdales, permet de fournir la puissance électrique nécessaire aux différents consommateurs d'énergie électrique. Dans le cas idéal, cette énergie doit être fournie sous la forme d'un ensemble de tensions constituant un système alternatif triphasé équilibré, qui possède quatre caractéristiques principales : amplitude, fréquence, forme d'onde et symétrie.

Cependant, cet objectif semble idéal et n'est jamais facile à assurer, car le réseau électrique aujourd'hui est appelé à fonctionner sous un environnement de plus en plus perturbateur.

Le regain d'acuité de cette perturbation provient de la prolifération récente d'emploi des charges non linéaires, notamment les convertisseurs statiques. En effet, ces dispositifs consomment des courants non sinusoïdaux, même s'ils sont alimentés par une tension sinusoïdale : ils se comportent comme des générateurs de courants harmoniques. La circulation de ces courants à travers les diverses impédances du réseau jusqu'à l'utilisateur final fait apparaître des tensions harmoniques superposées à l'onde fondamentale. Les conséquences sont néfastes tant pour le distributeur de l'électricité que pour l'utilisateur.

Pour faire face à ce problème, il est indispensable de comprendre l'origine des perturbations des réseaux électriques et de chercher les solutions appropriées permettant l'atténuation des effets les plus nuisibles [1].

Dans ce chapitre on va classer les différentes perturbations qui peuvent apparaître dans un réseau électrique et exposer leurs causes et leurs conséquences. Ainsi les solutions de dépollution existantes.

I.2 La qualité de la tension

La qualité de l'énergie électrique, au niveau de la distribution, se réfère largement à maintenir une tension sinusoïdale, d'une amplitude et fréquence nominales. De ce fait la notion « qualité de l'énergie » est devenue très importante, en raison de l'utilisation à grande échelle de systèmes à base d'électronique de puissance à la fois par les utilisateurs et les fournisseurs.

L'énergie électrique doit d'être délivrée sous forme d'un système de tensions sinusoïdales triphasées et équilibrées. Ce système de tensions est caractérisé par :

1/ L'égalité de l'amplitude des trois tensions.

2/ La fréquence.

3/ La forme d'onde qui doit être sinusoïdale.

4/ La symétrie du système triphasé, caractérisée par l'égalité des modules des trois tensions et leurs déphasages relatifs.

La qualité de l'énergie délivrée aux utilisateurs dépend de ces quatre paramètres [2].

I.2.1 Amplitude

L'amplitude de la tension est un facteur crucial pour la qualité de l'électricité. Elle constitue en général le premier engagement contractuel du distributeur d'énergie. Habituellement, l'amplitude de la tension doit être maintenue dans un intervalle de $\pm 10\%$ autour de la valeur nominale.

Dans le cas idéal, les trois tensions ont la même amplitude, qui est une constante. Cependant, plusieurs phénomènes perturbateurs peuvent affecter l'amplitude des tensions. En fonction de la variation de l'amplitude on distingue deux grandes familles de perturbations :

- ✚ Les creux de tension, coupures et surtensions : Ces perturbations se caractérisent par des variations importantes de l'amplitude. Elles ont pour principale origine des courts-circuits, et peuvent avoir des conséquences importantes pour les équipements électriques.
- ✚ Les variations de tension : Ces perturbations se caractérisent par des variations de l'amplitude de la tension inférieure à 10% de sa valeur nominale. Elles sont généralement dues à des charges fluctuantes ou des modifications de la configuration du réseau [3].

I.2.2 Fréquence

Dans le cas idéal, les trois tensions sont alternatives et sinusoïdales d'une fréquence constante de 50 Hz ou 60 Hz selon le pays. Des variations de fréquence peuvent être provoquées par des pertes importantes de production, de l'îlotage d'un groupe sur ses auxiliaires ou son passage en réseau séparé, ou d'un défaut dont la chute de tension résultante entraîne une réduction de la charge.

Cependant, ces variations sont en général très faibles (moins de 1%) et ne nuisent pas au bon fonctionnement des équipements électriques ou électroniques. Pour les pays européens dont les réseaux sont interconnectés, la norme **EN 50160** précise que la fréquence fondamentale mesurée sur 10 s doit se trouver dans l'intervalle $50\text{ Hz} \pm 1\%$ pendant $99,5\%$ de l'année, et $6\% \div 4\%$ durant 100% du temps. Il faut également remarquer que les variations de fréquence peuvent être bien plus importantes pour les réseaux autonomes [3].

I.2.3 Forme d'onde

La forme d'onde des trois tensions formant un système triphasé doit être la plus proche possible d'une sinusoïde. En cas de perturbations au niveau de la forme d'onde, la tension n'est plus sinusoïdale et peut en général être considérée comme une onde fondamentale à 50HZ associée à des ondes de fréquences supérieures ou inférieures à 50HZ appelées également harmoniques.

Les tensions peuvent également contenir des signaux permanents mais non-périodiques, alors dénommés bruits [3].

I.2.4 Symétrie [3]

La symétrie d'un système triphasé se caractérise par l'égalité des modules des trois tensions et celle de leurs déphasages relatifs. La dissymétrie de tels systèmes est communément appelé déséquilibre.

I.3 Dégradation de la qualité de la tension

Les perturbations de tension sont la cause la plus fréquente d'un large éventail de perturbations dans les systèmes d'alimentation industriels et commerciaux. Les perturbations peuvent être transitoires, de courte durée, de longue durée ou périodiques.

Toutefois, les problèmes les plus souvent rencontrés sont [2] :

- ❖ Creux de tension.
- ❖ Déséquilibre du système triphasé.
- ❖ Fluctuations de tension (ou flicker).
- ❖ Harmoniques et inter-harmoniques.

N'importe quelle perturbation affecte un ou plusieurs paramètres suivants du système :

- Amplitude de tension ou de courant.
- Fréquence.
- Contenu spectral.

Deux facteurs ont une influence directe sur l'effet de la perturbation :

- Durée de la perturbation.
- Impédance de la source.

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

I.3.1 Défaits dans le réseau électrique ou dans les installations des clients

1. Court-circuit dans un poste, une ligne aérienne, un câble souterrain, etc.
2. Causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...).
3. Matérielles (vieillessement d'isolants...).
4. Humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).

I.3.2 Installations perturbatrices

1. Fours à arc.
2. Soudeuses.
3. Variateurs de vitesse.
4. Toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent,
5. Démarrage ou commutation d'appareils, etc....

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension lorsque celle-ci est présente sont brièvement décrits ci-après [4].

I.4 Les perturbantes de tension

I.4.1. Chutes de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante. Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation. C'est pourquoi dans les réseaux maillés **THT**, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales [4].

I.4.2. Creux de tension

Par définition, un creux de tension est une chute de tension de **10%** à **90%** de la valeur nominale pour une durée de **10ms** jusqu'à **1min**. Une coupure brève représente une chute de tension supérieure à **90%** de la valeur nominale et d'une durée de **10ms** à 1min [3].

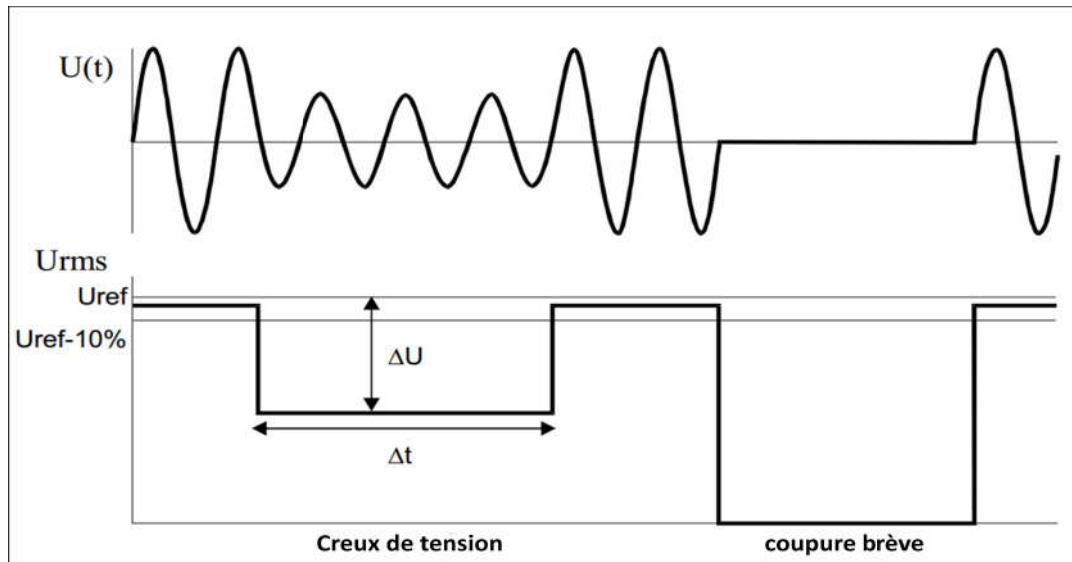


Figure I.1 Creux de tension et coupure brèves [6]

Origines : Il y a deux types de phénomène à l'origine des creux de tension :

- ❖ Ceux provenant du fonctionnement d'appareils à charge fluctuante ou de la mise en service d'appareils appelant un courant élevé au démarrage (moteurs, transformateurs....etc.).
- ❖ Ceux liés 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 creux de tension sont caractérisés par leur profondeur et par leur durée. Ils sont monophasés, biphasés ou triphasés suivant le nombre de phases concernées.

Conséquences : Les creux de tension sont susceptibles de perturber le fonctionnement de certaines installations industrielles et tertiaires. En effet, ce type de perturbation peut causer des dégradations de fonctionnement des équipements électriques qui peuvent aller jusqu'à la destruction totale de ces équipements [5].

I.4.3. Variation Lente de Tension

La valeur efficace de la tension varie continuellement, en raison de modifications des charges alimentées par le réseau. Les appareils usuels peuvent supporter sans inconvénients des variations lentes de tension dans une plage d'au moins de $\pm 10\%$ de la tension nominale [5].

I.4.4. Fluctuation ou Variation rapides de Tension (flicker)

Dans les installations où il y a des variations rapides de puissance absorbée ou produite ou des démarrages fréquents (soudeuses, éoliennes, fours à arc pendant la période de fusion, compresseurs,

générateurs d'air conditionné, ...), on observe des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires [6].

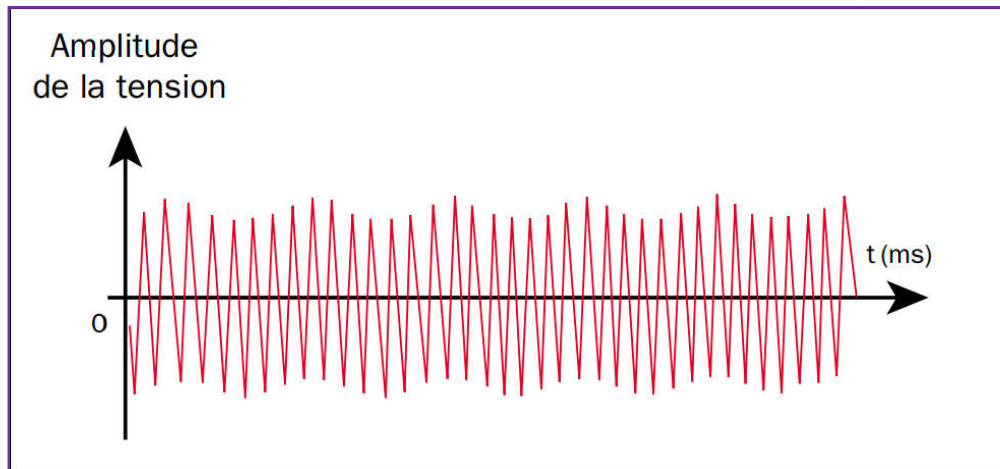


Figure I.2 Exemple de variations rapide de la tension [4]

Conséquence : Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (*flicker*), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque **10 %** [4].

I.4.5. Déséquilibre

Trois grandeurs de même nature et de même pulsation forment un système triphasé équilibré lorsqu'elles ont la même amplitude et lorsqu'elles sont déphasées de $\pm 120^\circ$. Lorsque les grandeurs ne vérifient pas ces conditions de phase et d'amplitude, on parle d'un système triphasé déséquilibré.

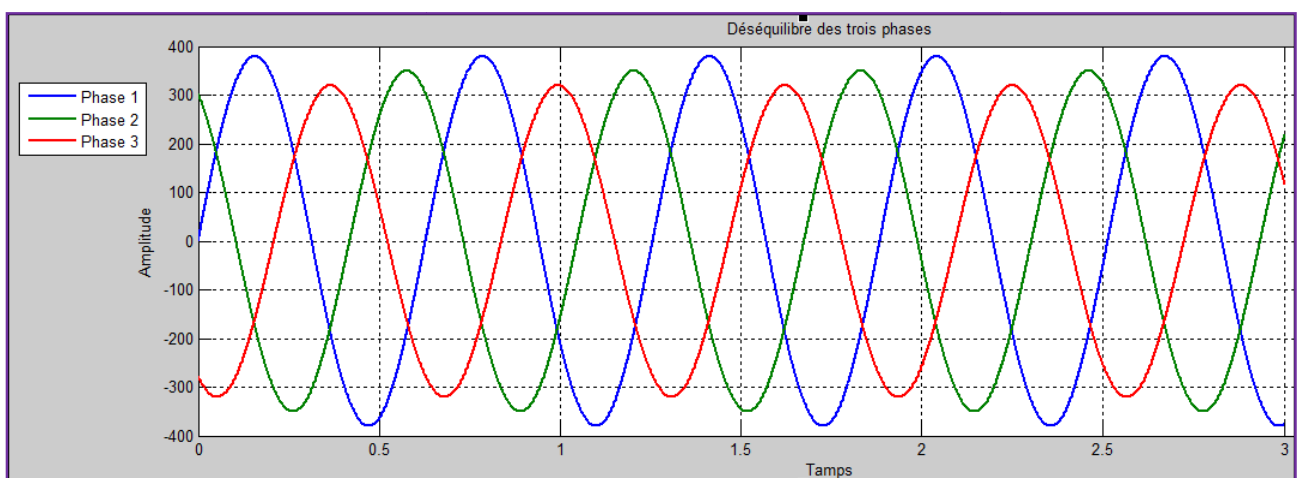


Figure I.3 Exemple de déséquilibre des amplitudes et des phases

Origine : Les déséquilibres sont généralement dus à des charges monophasées car dans ce cas les courants absorbés sur les trois phases sont d'amplitude et/ou de phase différente, d'où un déséquilibre des trois tensions. Le déséquilibre des tensions peut également être dû à des charges triphasées, lorsque celles-ci ne sont pas symétriques.

On parle d'un déséquilibre d'amplitude lorsque les trois tensions n'ont pas la même valeur efficace, et d'un déséquilibre de phase lorsque le déphasage entre les trois phases successives n'est pas de 120° .

Le niveau de déséquilibre est lié à la fois à la puissance et la localisation des charges perturbatrices, et à la puissance de court-circuit du réseau amont. Le bouclage des réseaux, favorable à l'obtention d'une puissance de court-circuit élevée, permet de diminuer le degré de déséquilibre.

Conséquence : Les déséquilibres de tension engendrent des composantes inverses de courant, qui provoquent des couples de freinage parasites et des échauffements dans les moteurs à courant alternatif. Ils peuvent également perturber le fonctionnement des dispositifs à thyristors à commande de phase [3].

I.4.6. Variation ou fluctuation de la fréquence

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ [7] comme illustré sur la figure I.4.

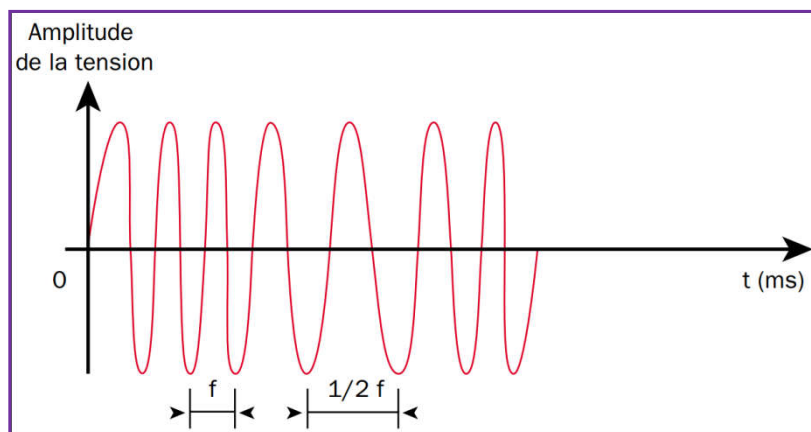


Figure I.4 Exemple de fluctuation de la fréquence [6]

I.4.7. Les harmoniques

Selon [8] la problématique des harmoniques dans le réseau électrique, également appelée pollution harmonique, n'est pas un phénomène nouveau. Néanmoins, du fait que de plus en plus de charges non linéaires se connectent au réseau, la problématique des harmoniques est devenue très répandue. Les charges non linéaires provoquent une distorsion des courants et donc des tensions, ce qui peut entraîner un mauvais fonctionnement des dispositifs raccordés au réseau. D'où, l'intérêt d'éliminer ou de minimiser ces harmoniques.

Un récepteur d'énergie est considéré par le réseau électrique comme une charge perturbatrice s'il absorbe des courants non sinusoïdaux ou des courants déséquilibrés ou s'il consomme de la puissance réactive. Les deux premiers types de perturbations peuvent déformer ou déséquilibrer les tensions du réseau lorsque l'impédance de celui-ci n'est pas négligeable. Le troisième réduit la capacité de production ou de transmission de la puissance active des générateurs, des transformateurs et des lignes électriques.

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

I.4.7.1 Origine : Les harmoniques sont des perturbations permanentes affectant la forme d'onde de la tension du réseau.

Ces perturbations résultent de la superposition sur l'onde fondamentale, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples de celle du fondamental. En général, les harmoniques pairs sont négligeables et seuls les harmoniques impairs existent. Nous pouvons également observer des sous-harmoniques ou des inter-harmoniques à des fréquences non multiples de la fréquence fondamentale. La figure 1.5 illustre un exemple de forme d'onde d'une tension distordue contenant, en plus du terme fondamental de fréquence 50HZ, trois harmoniques de rang impair 5, 7 et 11.

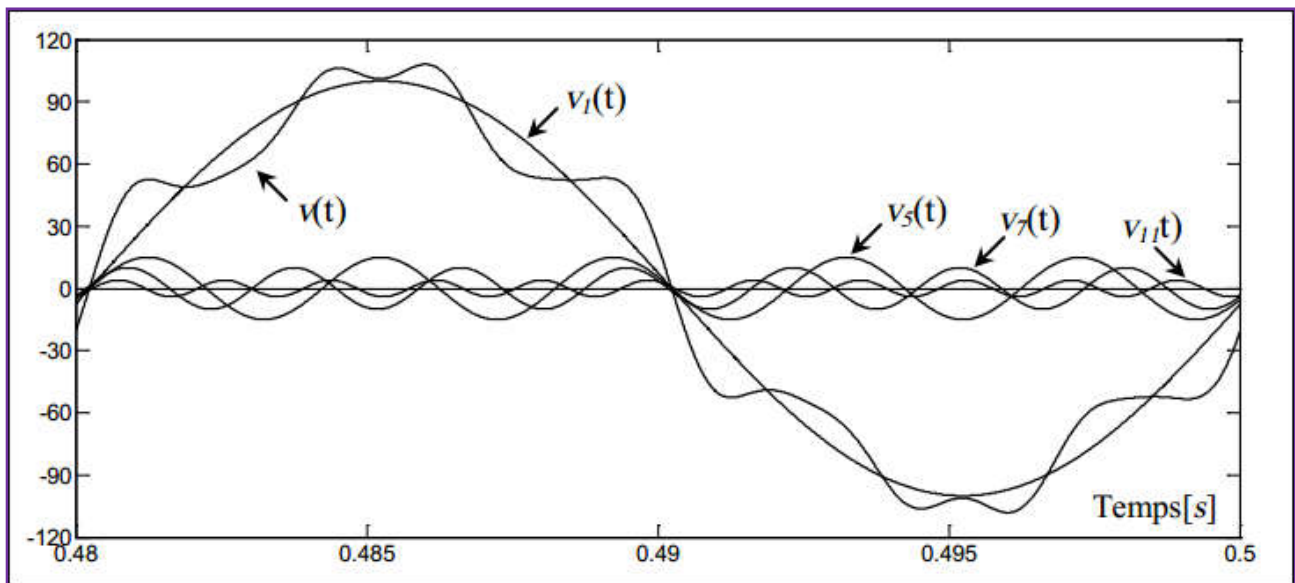


Figure I.5 Synthèse d'une tension distordue à partir des harmoniques [8]

I.4.7.2 Conséquences néfastes des harmoniques

Les courants et les tensions harmoniques ont des effets néfastes sur le fonctionnement, la rentabilité et la durée de vie des équipements électriques. Bien que les susceptibilités des différents équipements et appareils électriques, raccordés à un réseau pollué, soient très diversifiées, on distingue deux sortes d'effets possibles :

- **Les effets quasi-instantanés** : concernent certains types d'appareillage, tels que l'électronique de puissance, calculateurs, relais, systèmes de contrôle et régulation,...etc. La présence des harmoniques sur le réseau provoque le déplacement du passage par zéro et des modifications de la valeur crête de l'onde.
- **Les effets à terme** : se rapportent essentiellement aux machines tournantes, aux transformateurs et aux condensateurs, ce qui se manifeste par des échauffements supplémentaires et l'augmentation du niveau sonore. Il en découle la destruction de matériel ou plus fréquemment une diminution de leur durée de vie par surcharge thermique.

La liste suivante donne une idée de l'impact des harmoniques sur certains équipements à usage fréquent qui font partie intégrante du réseau électrique, tels que les :

Alternateurs : pertes supplémentaires dans les enroulements statoriques et dans les amortisseurs liées à l'augmentation de la valeur efficace du courant absorbé. Ces pertes provoquent un échauffement supplémentaire et réduisent également le rendement de ces machines.

câbles électriques : pertes Joule supplémentaires, surtout dans les câbles de retour du neutre où circulent les courants harmoniques homopolaires et corrosion des câbles en aluminium sous l'effet de la circulation de courants harmoniques pairs associés à une composante continue. La présence des harmoniques dans le réseau diminue aussi la capacité de transport en puissance active des lignes.

Transformateurs : ils sont les constituants les plus directement affectés par les courants harmoniques. Ces derniers produisent des pertes additionnelles dans les enroulements. Ces pertes ne sont pas seulement dues à l'effet Joule pelliculaire, mais aussi à des courants induits dans les bobinages, le noyau et les pièces métalliques par les composantes à hautes fréquences des champs de fuite.

Moteurs à courant alternatif : la déformation de la forme d'onde de la tension du réseau, due à l'interaction entre les courants harmoniques et l'impédance équivalente du réseau, influe sur le fonctionnement des machines électriques à courant alternatif en général et sur celui des moteurs asynchrones en particulier (pertes supplémentaires dans le fer et les enroulements et pulsation du couple).

Condensateurs : ils sont aussi très affectés par les courants harmoniques. Les condensateurs branchés en parallèle sur les réseaux pour la compensation de la puissance réactive (correction du facteur de puissance) ont des impédances d'autant plus faibles que la fréquence est élevée. Les courants harmoniques se superposent au courant fondamental et causent des pertes supplémentaires qui peuvent excéder la capacité thermique des condensateurs et réduire considérablement leur durée de vie. De plus, des phénomènes de résonance peuvent subvenir et soumettre les condensateurs à des surtensions, lesquelles sont susceptibles de les dégrader, voire de perforer leur isolation.

Équipements à base d'électronique de puissance : dysfonctionnement lié à la déformation de la tension qui peut créer des faux passages par zéro (perte de synchronisation).

Ordinateurs : troubles fonctionnels liés à la distorsion de la tension du réseau.

Réseaux de télécommunication : génération de bruits importants liés au couplage électromagnétique entre les lignes de puissance et les circuits de communication. Dans des cas particuliers, surtout lors de résonances, une partie des réseaux de télécommunication peut être rendue inutilisable [8].

I.4.7.3 Le taux de distorsion harmonique

On utilisera le terme **THD** (Total Harmonic Distortion) pour désigner le taux de distorsion harmonique. Le **THD** s'exprime par rapport à la fréquence fondamentale et caractérise l'influence des harmoniques sur l'onde de signal déformée. Deux taux de distorsion harmonique sont distingués [9] :

- Le taux de distorsion harmonique en courant, noté THD-I
- Le taux de distorsion harmonique en tension, noté THD-U

Le premier s'exprime sous la forme :

$$THD_I = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^n I_n^2}{I_1^2}}$$

Avec : I_1 la valeur efficace du courant fondamental et I_n la valeur efficace de rang harmoniques du courant n . Le THD-I ne dépend que des valeurs efficaces du courant de charge. En revanche, le THD-U est fonction des courants harmoniques, caractérisant la charge, et de l'impédance de court circuit, imposée par le réseau :

$$THD_U = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^n U_n^2}{U_1^2}}$$

Avec : U_1 la valeur efficace de tension fondamental et U_n la valeur efficace de rang harmoniques de la tension n .

I.5 Solutions de dépollution des réseaux électriques

Il-y-a Plusieurs solutions pour réduire la propagation des harmoniques et améliorer la qualité d'énergie électrique. Ces solutions peuvent être classées en deux types :

- 1) Solutions Traditionnelles.
- 2) Solutions modernes.

I.5.1 Solutions traditionnelles

Ce sont des techniques qui doivent être connues par tous les électriciens. Elles apportent une solution facile et rapide pour certains cas de perturbations bien localisées et utilisent des composants passifs (inductances, condensateurs, transformateurs) et/ou des branchements qui modifient le schéma de l'installation [1].

I.5.1.1 L'augmentation de la puissance de court circuit du réseau

L'impédance de court-circuit en un point du réseau est inversement proportionnelle à la puissance de court-circuit disponible en ce point. Aussi l'impact des harmoniques sera d'autant plus réduit si la puissance de court circuit est grande.

La puissance harmonique augmente lorsque la puissance de court circuit diminue si l'on ne prend pas en compte les phénomènes de résonance. La diminution de l'impédance totale en amont de la charge non-linéaire permet de réduire la tension créée par les harmoniques de courant, et donc de diminuer le taux de distorsion harmonique en tension au point de raccordement. En revanche, les courants harmoniques ne sont pas atténués [2].

I.5.1.2 Utilisation d'inductances anti-harmoniques

Cette disposition consiste à protéger les condensateurs, destinés à améliorer le facteur de puissance, en plaçant une inductance en série. Cette inductance est calculée de façon à ce que la fréquence de résonance ne corresponde à aucun des harmoniques présents [1].

I.5.1.3 Placement d'une inductance de ligne

Dans le but de limiter la prolifération des effets nocifs dans le réseau, il est possible de limiter les courants harmoniques de certains convertisseurs. Cette solution est utilisée pour les entraînements à vitesse réglable (variateurs de vitesse) et les redresseurs triphasés. Elle consiste à introduire une inductance série en amont d'une charge non linéaire. La distorsion en courant est divisée approximativement par deux [2].

I.5.1.4 Compensation de la puissance réactive

La compensation de l'énergie réactive utilisé pour limiter le transport de cette énergie qui causer une chute de tension et des pertes au long de la ligne. Différentes méthodes de compensation sont utilisées pour relever le facteur de puissance, la plus simple consiste à placer des batteries de condensateur en parallèle avec le réseau ou avec la charge (comme des moteurs asynchrone).

I.5.1.5 Filtre passif

De nombreuses solutions ont été développées pour désensibiliser les installations industrielles et le réseau vis-à-vis de la pollution harmonique. La solution la plus fréquemment mise en œuvre est le filtrage passif des harmoniques.

Principe : Le principe d'un filtre passif est de modifier localement l'impédance du réseau, de façon à « dériver » les courants harmoniques et à éliminer les tensions harmoniques y afférentes. Des

éléments capacitifs et inductifs sont, en effet, associés de manière à obtenir une résonance série accordée sur une fréquence choisie.

Une connaissance précise des rangs harmoniques devant être filtrés et des atténuations requises est nécessaire à la réalisation d'un filtre. Une telle étude est généralement menée à l'aide d'un logiciel de simulation. En fonction de l'atténuation harmonique recherchée, différents types de filtres passifs sont utilisés.

Ils peuvent être classifiés selon leur emplacement, leur mode de connexion au circuit principal, leur degré d'amortissement ainsi que les fréquences de leurs résonances. On distingue généralement un filtre shunt et un filtre série [10].

I.5.1.5.1 Filtre passif série (F.P.S)

Une façon d'atténuer les harmoniques générées par les charges non linéaires est d'introduire un filtre passif série (Figure I.6), dans l'alimentation d'entrée ligne de sorte que le filtre offre une impédance élevée à la circulation des harmoniques à partir de la source à la charge non-linéaire. Depuis le filtre passif série est accordé sur une fréquence particulière, il offre une impédance élevée à sa seule fréquence d'accord. Selon la propriété physique de L et C choisie, il existe généralement une bande étroite autour de la fréquence d'accord lorsque l'impédance reste élevée [2].

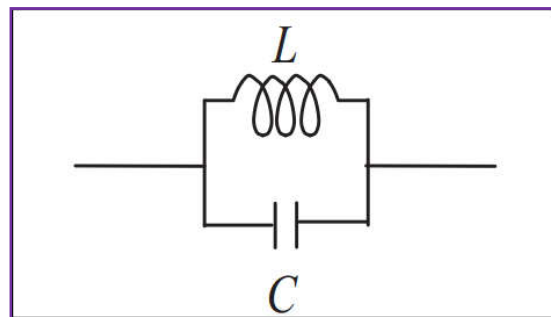


Figure I.6 Filtre passif série [1]

I.5.1.5.2 Filtre passif parallèle (F.P.P)

Le filtre passif parallèle est montré sur la Figure I.7. Il est constitué d'une inductance en parallèle avec un condensateur. Il présente une impédance faible pour tous les harmoniques et une impédance suffisamment importante par rapport au fondamental, ce qui empêche les courants harmoniques de se propager vers le réseau.

Le filtre passif parallèle a un comportement inductif pour les fréquences inférieures à la fréquence fondamentale et un comportement capacitif pour les fréquences supérieures à la fréquence fondamentale, ce qui est un avantage majeur pour le contrôle du courant dans l'inductance [2].

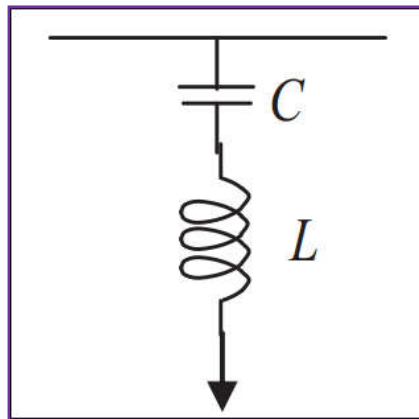


Figure I.7 Filtre passif parallèle [1]

En général dans l'usage, on rencontre deux types de filtres passifs parallèles : le filtre passif amorti et le filtre passif résonant.

A/ Filtre passif amorti : Le filtre amorti peut réduire le risque de résonance non souhaitée, et permet de réduire considérablement la taille du filtre passif, en fonctionnant sur une large gamme de fréquence. On distingue trois types de filtre amorti : le filtre de premier ordre est très peu utilisé car il exige une grande capacité et provoque des pertes de puissance élevées. Les filtres de deuxième et troisième ordres sont plus performants.

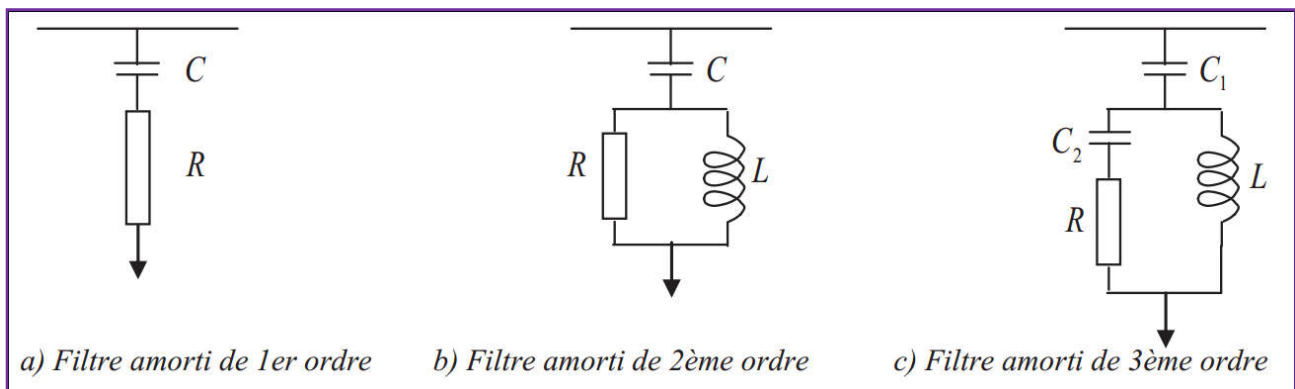


Figure I.8 Filtre passif amorti [1]

B/ Filtre résonant : Le filtre passif résonnant est constitué d'un circuit résonnant composé d'un condensateur et d'une inductance en série accordés sur la fréquence de l'harmonique que l'on veut éliminer. Ce filtre possède une impédance faible pour l'harmonique concerné et suffisamment importante à la fréquence fondamentale du réseau. Lorsque l'on souhaite réaliser le filtrage d'un signal déformé entaché par plusieurs courants harmoniques, il est nécessaire de prévoir un ensemble de filtres où chacun d'entre eux agit sur le rang harmonique à éliminer.

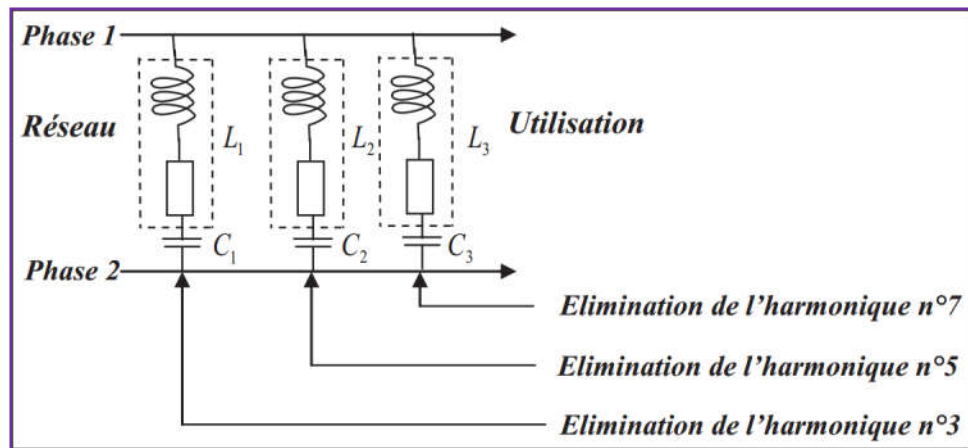


Figure I.9 Filtre résonants agissant sur plusieurs rangs harmoniques [1]

I.5.2 Solutions modernes

Les progrès remarquables réalisés d'une part dans le domaine des composants semi-conducteurs, comme les IGBT, IGCT, GTO et MOSFET, ainsi que la maîtrise de leur mise en œuvre et d'autre part l'existence de nouvelles méthodes de traitement analogique et numérique du signal, ont permis l'émergence de moyens modernes et efficaces pour faire face aux différentes perturbations (harmoniques, puissance réactive, fluctuations, creux de tension) affectant les systèmes électriques [11].

I.5.2.1 Filtre actif

I.5.2.1.1 Le Filtre Actif Parallèle (F.A.P)

Le filtre actif connecté en parallèle sur le réseau, comme le montre la figure I.10, est le plus souvent commandé comme un générateur de courant. Il injecte dans le réseau des courants perturbateurs égaux à ceux absorbés par la charge polluante, mais en opposition de phase avec ceux-ci. Le courant côté réseau est alors sinusoïdal. Ainsi l'objectif du (F.A.P) 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 [12].

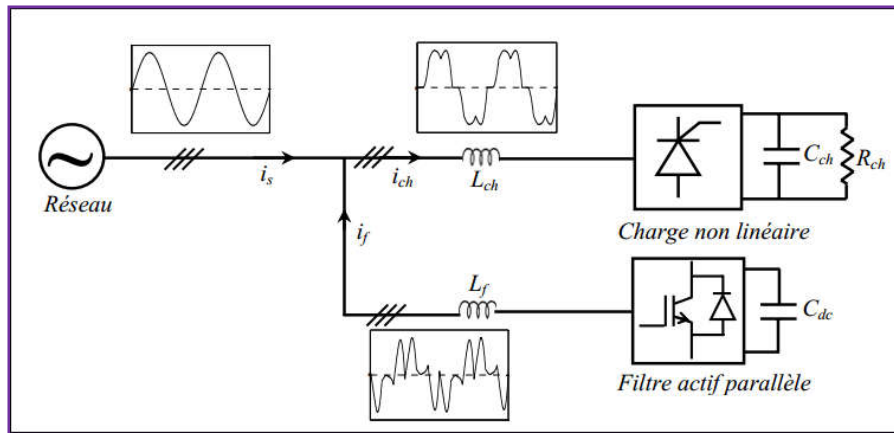


Figure I.10 Filtre actif parallèle [11]

I.5.2.1.2 Le Filtre Actif Série (F.A.S)

Le filtre actif série **F.A.S** se comporte comme une source de tension qui s'oppose aux tensions perturbatrices (creux, déséquilibre, harmoniques) venant de la source et également à celles provoquées par la circulation des courants perturbateurs à travers l'impédance de réseau. Il empêche les courants harmoniques consommés par la charge non linéaire de remonter vers la source.

Dans ce cas, il se comporte comme une impédance élevée aux fréquences harmoniques et comme une impédance nulle à la fréquence fondamentale. Ainsi, la tension aux bornes de la charge à protéger est purement sinusoïdale. Les perturbations de tension dans le système sont atténuées en injectant la différence entre la tension désirée et la tension réelle comme le montre la figure I.11. L'élément de stockage de l'énergie d'un filtre actif, série est conçu pour répondre aux exigences de compensation les plus sévères, notamment dans le cas de creux de tension de longue durée [11].

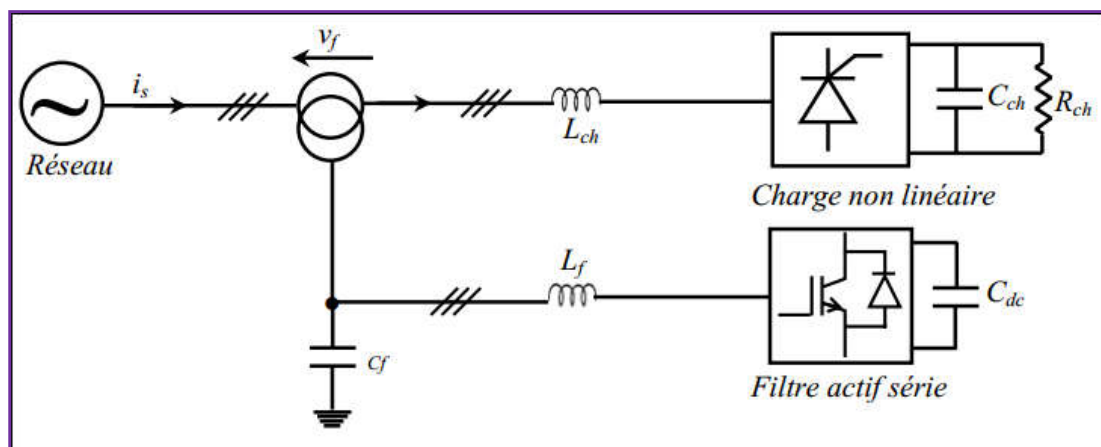


Figure I.11 Filtre actif série [11]

I.5.2.1.3 Filtre actif universelle (UPQC)

C'est une solution de compensation universelle basée sur le fonctionnement simultané des filtres actifs parallèle et série. Cette nouvelle topologie est appelée combinaison parallèle-série actifs ou **Unified Power Quality Conditioner (UPQC)**. L'UPQC possède les avantages cumules des filtres actifs parallèle et série. Le filtre actif série, lorsqu'il est placé en amont du filtre actif parallèle comme montre sur la figure I.12, permet de dépolluer la source des tensions perturbatrices.

Lorsqu'il est placé en aval, il permet d'isoler la charge de la source perturbée [13].

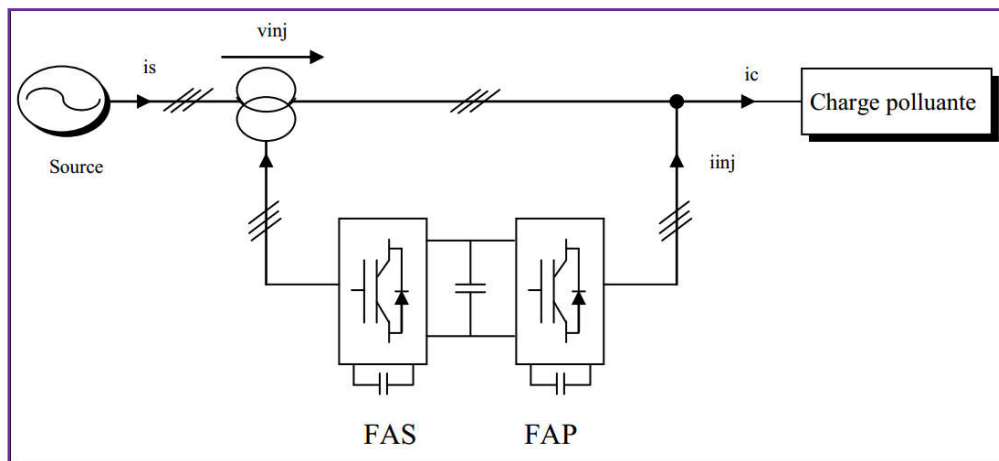


Figure I.12 Filtre actif universelle (UPQC) [13]

I.5.2.1.4 Combinaison hybride active et passive

Afin de réduire le dimensionnement et par conséquent le prix des filtres actifs, l'association de filtres actifs de faible puissance à des filtres passifs peut être une solution. Plusieurs configurations sont possibles combinant éléments passifs et filtre actif série ou parallèle [1] :

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

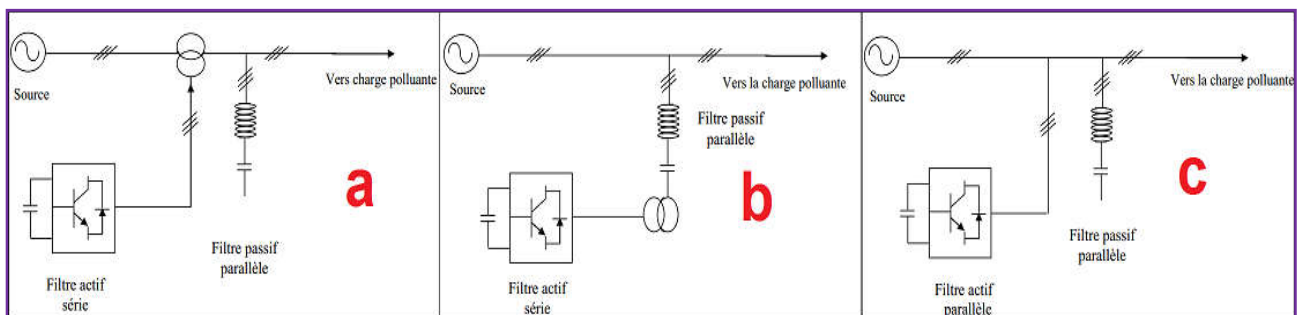


Figure I.13 Combinaison hybride active et passive [13]

I.5.1.2.2 Les systèmes de transmission en courant alternatif flexibles FACTS

Les systèmes de transmission en courant alternatif flexibles, terme traduit de l'anglais « Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS) », peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Le concept **FACTS**, introduit en 1986 par l'Electric Power Research Institute (EPRI), regroupe l'ensemble des dispositifs basés sur l'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation d'un réseau électrique. Son développement est étroitement lié aux progrès réalisés dans le domaine des composants semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor et le thyristor GTO. Des études et des réalisations pratiques ont mis en évidence l'énorme potentiel des dispositifs FACTS. Plusieurs types de FACTS, avec des architectures et des technologies différentes, ont été développés. Parmi eux, les plus connus sont [11] :

- Le SVC (Static Var Compensator).
- Le STATCOM (Static Synchronous Compensator).
- Le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor).
- L'UPFC (Unified Power Flow Controller).

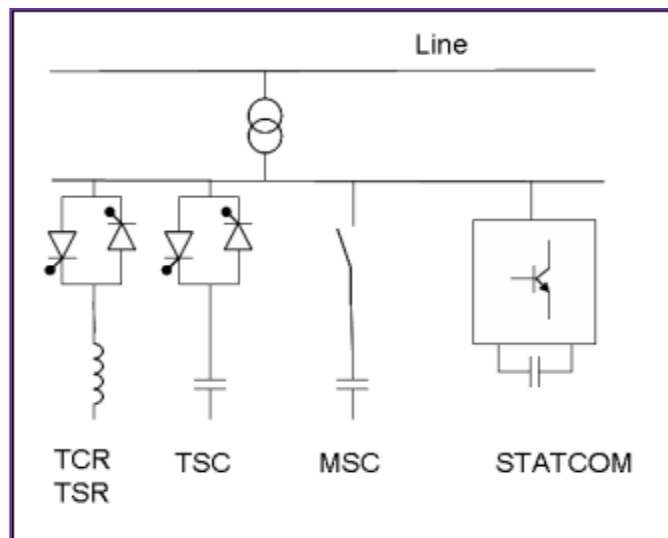


Figure I.14 Schéma d'un FACT shunt [22]

Les dispositifs **FACTS** sont utilisés principalement dans les contextes suivants :

- ✓ Limitation des variations de la tension à une valeur assignée en un point du réseau et ce quelles que soient les variations de la charge.
- ✓ Augmentation de la réserve de stabilité transitoire.
- ✓ Atténuation des oscillations de puissance.
- ✓ Contrôle des transits de puissance sur les lignes et liaisons afin de réduire les surcharges.

I.6 Les puissances apparente, active et réactive

Les réseaux électriques à courant alternatif fournissent la puissance apparente **S** (kVA) qui correspond à la puissance appelée.

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{I.1}$$

Cette énergie se décompose en deux formes d'énergie :

La puissance active **P** (kW) : transformée en puissance mécanique (travail) et en chaleur (pertes).

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \phi \quad \text{I.2}$$

La puissance réactive **Q** (kVAr) : utilisée pour créer des champs magnétiques.

$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \phi \quad \text{I.3}$$

Les consommateurs de puissance réactive sont les moteurs asynchrones, les transformateurs, les inductances (ballasts de tubes fluorescents) et les convertisseurs statiques (redresseurs) [4].

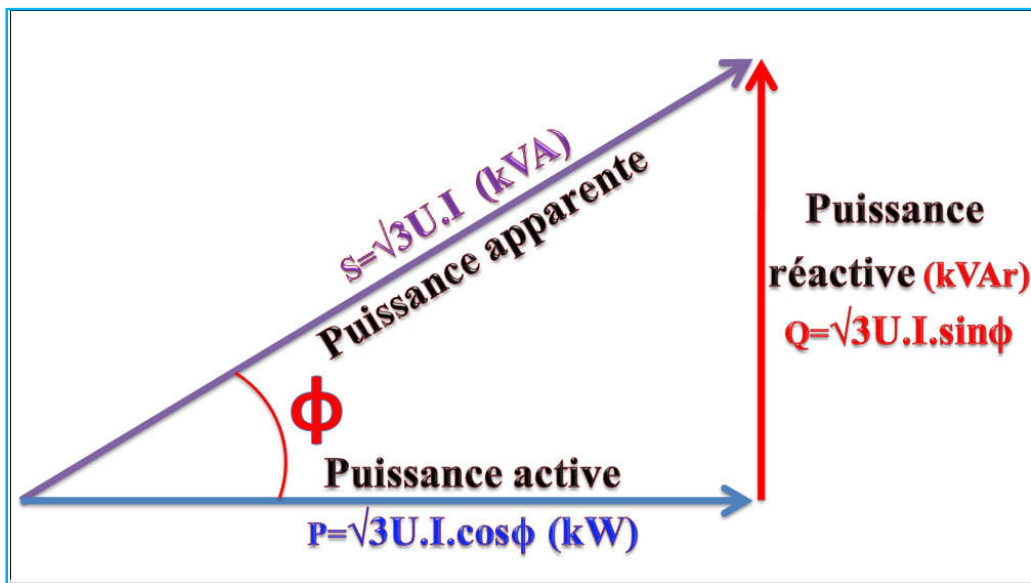


Figure I.15 Composition vectorielle des puissances actif, réactif et apparent

I.7 Le facteur de puissance

Par définition le facteur de puissance autrement **FP** dit le $\cos \phi$ d'un appareil électrique est égal au rapport de la puissance active **P** (kW) sur la puissance apparente **S** (kVA) et peut varier de **0** à **1**.

$$FP = \cos \phi = \frac{P \text{ (kW)}}{S \text{ (kVA)}} \quad \text{I.4}$$

Il permet ainsi d'identifier facilement les appareils plus ou moins consommateurs d'énergie réactive.

Un facteur de puissance égal à **1** ne conduira à aucune consommation d'énergie réactive (**résistance**).

Un facteur de puissance inférieur à **1** conduira à une consommation d'énergie réactive d'autant plus importante qu'il se rapproche de **0** (**inductance**).

Les appareils de comptage d'énergie enregistrent les consommations d'énergie active et réactive. Les fournisseurs d'électricité font généralement apparaître le terme **$\tan \phi$** au niveau de leur facture.

$$\tan \phi = \frac{Q \text{ (kVAr)}}{P \text{ (kW)}} = \frac{E_r \text{ (kVArh)}}{E_a \text{ (kWh)}} \quad \text{I.5}$$

Le **$\tan \phi$** est le quotient entre l'énergie réactive **E_r** (kVArh) et l'énergie active **E_a** (kWh) consommées pendant la même période.

À l'inverse du **$\cos \phi$** , on s'aperçoit facilement que la valeur du **$\tan \phi$** doit être la plus petite possible afin d'avoir le minimum de consommation d'énergie réactive.

Le **$\cos \phi$** et **$\tan \phi$** sont liés par la relation suivante :

$$FP = \cos \phi = \frac{1}{\sqrt{1 + (\tan \phi)^2}} \quad \text{I.6}$$

Les récepteurs consommant le plus d'énergie réactive sont :

- ✓ Les moteurs à faible charge.
- ✓ Les machines à souder.
- ✓ Les fours à arc et induction.
- ✓ Les redresseurs de puissance.

Un bon facteur de puissance permet d'optimiser une installation électrique et apporte les avantages suivants :

- ✓ La suppression de la facturation d'énergie réactive.
- ✓ La diminution de la puissance souscrite en kVA.
- ✓ La limitation des pertes d'énergie active dans les câbles compte-tenu de la diminution de l'intensité véhiculée dans l'installation.
- ✓ L'amélioration du niveau de tension en bout de ligne.
- ✓ L'apport de puissance disponible supplémentaire au niveau des transformateurs de puissance si la compensation est effectuée au secondaire.

Un bon facteur de puissance est :

⇒ $\cos \phi$ élevé (proche de 1).

⇒ $\tan \phi$ faible (proche de 0) [14].

I.8 Composantes active et réactive du courant

A chacune de ces énergies active et réactive correspond un courant.

Le courant actif (I_a) : est en phase avec la tension du réseau.

Le courant réactif (I_r) : est déphasé de 90° par rapport au courant actif, en arrière (récepteur inductif) ou en avant (récepteur capacitif).

Le courant apparent (I_t) (total) : est le courant résultant qui parcourt le câble électrique depuis la source jusqu'au récepteur. Ce courant est déphasé d'un angle ϕ par rapport au courant actif (ou par rapport à la tension).

Pour un courant ne comportant pas de composantes harmoniques, ces courants se composent vectoriellement en valeurs efficaces comme indiqué sur la figure I.16.

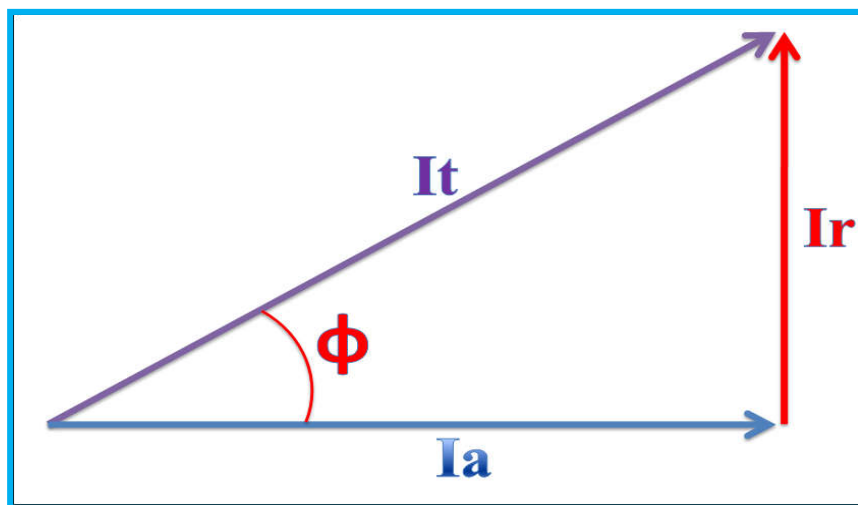


Figure I.16 Composition vectorielle des courants actif, réactif et apparent

Les courants actif, réactif, et apparent, ainsi que le déphasage sont liés par les relations suivantes :

$$I_t = \sqrt{(I_a^2 + I_r^2)} \quad \text{I.7}$$

$$I_a = I_t \cdot \cos \phi \quad \text{I.8}$$

$$I_r = I_t \cdot \sin \phi \quad \text{I.9}$$

Dans le cas d'absence d'harmoniques $\cos \phi$ est égal au facteur de puissance [15].

I.9 Puissance réactive

I.9.1. Bilan de la puissance réactive

Le bilan de puissance réactive du réseau s'écrit :

$$\sum Q_{GL} = \sum Q_{CO} + \text{générations ou consommations réactives du réseau} \quad \text{I.10}$$

Q_{GL} : Puissance réactive absorbée.

Q_{CO} : Puissance réactive consommée.

La somme des puissances réactives injectées ou absorbées par les générateurs est égale à la somme des puissances réactives **consommées/produites** par les charges augmentées de la somme des consommations/productions réactives du réseau (réactance des lignes, des câbles, transformateurs, banc de condensateurs etc.).

L'ordre de grandeur des **consommations/productions** réactives du réseau est très variable et peut être relativement élevé.

Le problème qui survient à ce niveau est qu'il n'est pas possible de prédire les termes qui viennent du réseau de manière directe. En effet, ceux-ci dépendent des niveaux réels de tension et de la répartition du transit de puissance dans les lignes et les transformateurs. Or, c'est précisément ce transit que nous cherchons à déterminer [16].

I.9.2. Influence de l'énergie réactive

L'énergie réactive est un facteur très important qui influe sur la stabilité et l'équilibre du réseau électrique, ainsi que son fonctionnement. Les effets secondaires de ce facteur se résument dans les points suivants [4] :

- 1) La chute de tension dans les lignes et les postes de transformation.
- 2) Les pertes supplémentaires actives dans les lignes, les transformateurs et les générateurs.
- 3) Les variations de tension du réseau sont étroitement liées à la fluctuation de la puissance réactive dans le système de production.
- 4) L'échauffement des câbles d'alimentation.

I.9.3. Chute de tension sur une ligne

Selon [4], la cause de la chute de tension à travers une impédance est due principalement au courant réactif passant dans cette impédance, ou en d'autres termes elle est due à la variation de la puissance réactive. Pour maintenir U_2 constante si la courant I change, il faut varier la puissance réactive au point de raccordement de la charge.

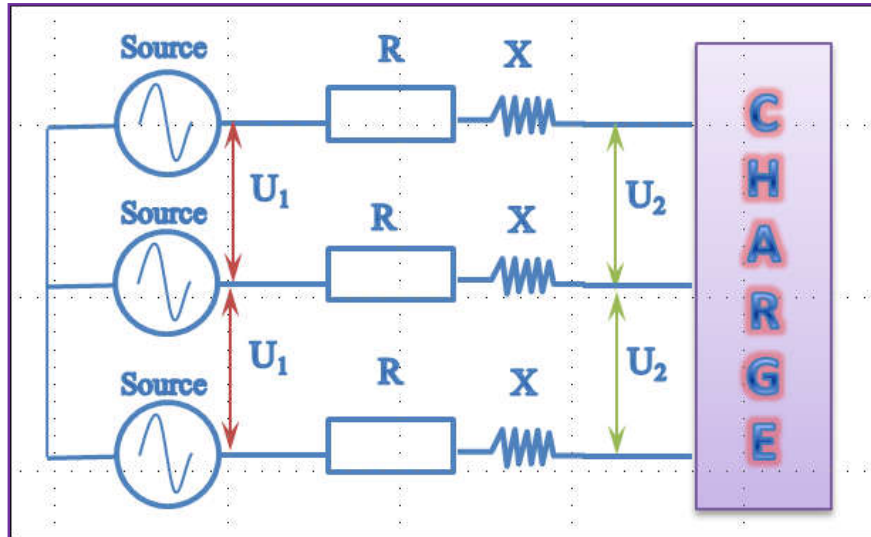


Figure I.17 Circuit équivalent du réseau électrique

La chute de tension sur un élément de réseau s'exprime par :

$$U = U_1 \quad U_2 = \frac{R.P + X.Q}{U_2} \quad \text{I.11}$$

Avec :

R : résistance de la ligne.

X : réactance de la ligne.

P : puissance active de la charge.

Q : puissance réactive de la charge.

L'examen de cette équation montre que pour maintenir U_2 constante au niveau du consommateur.

On dispose de plusieurs solutions à savoir :

- ⚡ Augmentation de la tension de départ U_1 .
- ⚡ Diminution de la réactance de la ligne par insertion de réactance capacitive.
- ⚡ Fourniture de la puissance réactive au niveau des usagers (compensation de la puissance réactive).

Cette compensation peut être obtenue soit par :

- La connexion de capacité shunts.
- La connexion de compensateur synchrone.
- La connexion de réactance shunt (pour les faibles charges, ou charges capacitives).

I.9.4. Transport de l'énergie réactive

Le transport de l'énergie réactive par les lignes électriques cause des pertes, une diminution de la stabilité du réseau et une chute de tension à son extrémité. Afin d'éviter cela, la compensation de la puissance réactive est utilisée pour limiter ce transport de puissance réactive.

Différents appareils électriques peuvent servir à réaliser cette compensation : machines synchrones, batteries de condensateurs, inductance ou les **FACTS**. On distingue les compensations passives, qui fonctionnent en tout ou rien et celles actives qui sont graduelles [17].

I.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le concept qualité de l'énergie électrique : définitions, principales perturbations affectant les réseaux électriques basse tension, leurs caractéristiques et ces origines, leurs influences sur les réseaux de distribution d'énergie et sur les récepteurs raccordés à un réseau pollué. Ces influences sont à l'origine d'échauffements et de dégradations du fonctionnement de ces équipements.

Ensuite, pour diminuer les effets de ces perturbations harmoniques, différentes solutions existantes pour améliorer la qualité de l'énergie électrique, notamment les techniques de filtrage et de compensation à base d'éléments passifs présentent de nombreux inconvénients qui peuvent être l'origine de problèmes d'harmoniques supplémentaires.

Chapitre II

Modélisation des réseaux électriques et
écoulement de puissance

II.1 INTRODUCTION

L'étude de la répartition de charge coordonne la projection d'extension future des systèmes de puissance (dans les réseaux électriques). Ainsi que la détermination du régime de fonctionnement des réseaux existants dans le but d'obtenir l'exploitation la plus économique conduisant à la meilleure utilisation de toutes les sources. Pour ce faire, les prévisions concernant la consommation et la production sont faites par des études approfondies qui ont à faire aux méthodes numériques appliquées en ce domaine. Ces études ont pour but, le contrôle de l'exécution des programmes ainsi d'établir la surveillance et le maintien de la puissance, la tension, le courant et la fréquence exigée, de façon à réaliser une utilisation optimale des sources énergétiques.

La résolution du problème de l'écoulement de puissance, nous permet de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra de calculer les puissances transitées et générées et les pertes. Pour résoudre ce problème, il est nécessaire de déterminer les conditions de l'opération en régime permanent, d'un système de puissance, qui sont :

- ❖ La formulation d'un modèle mathématique appropriée.
- ❖ La spécification d'un certain nombre de variables et de contraintes dans les nœuds du système.
- ❖ La résolution numérique du système.

L'étude de l'écoulement de puissance permet :

- ❖ L'équilibre entre la production et la demande de l'énergie électrique.
- ❖ La précision des valeurs limites de la stabilité technique, pour éviter la détérioration de certains éléments du réseau.
- ❖ Le maintien des tensions aux **J.D.B** entre les limites tolérées ($V_{min} < V < V_{max}$), pour éviter l'endommagement de certains récepteurs et l'excès des pertes de puissance dans les lignes et les transformateurs ...etc.
- ❖ Le contrôle de la puissance réactive c'est-à-dire, le maintien de cette puissance entre deux limites ($Q_{min} < Q < Q_{max}$), pour éviter l'excès des coûts d'utilisation de la puissance réactive.
- ❖ L'interconnexion entre les centrales et les réseaux, qui permet d'améliorer la qualité d'énergie fournit en tension et fréquence.
- ❖ La planification des réseaux (étude prévisionnelle répandant à la demande des usagers dans l'avenir) [4].

II.2 Modélisation du réseau électrique

Les modèles de lignes, de transformateurs et de la charge peuvent être obtenus en admettant les hypothèses suivantes :

- ⇒ La fréquence reste constante, ce qui permet de conserver la notion de réactance des éléments du réseau.
- ⇒ Le comportement du réseau triphasé est équilibré. Il est donc possible d'utiliser la représentation monophasée du réseau [7].

II.2.1 Modèle de générateur

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le contrôle de la turbine, qui doit être dans les limites de la capacité du système turbine-générateur.

La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive au jeu de barres de production, et comme le générateur doit fonctionner dans les limites de sa courbe de capacité réactive, il n'est pas possible de régler la tension en dehors de certaines limites admissibles [18].

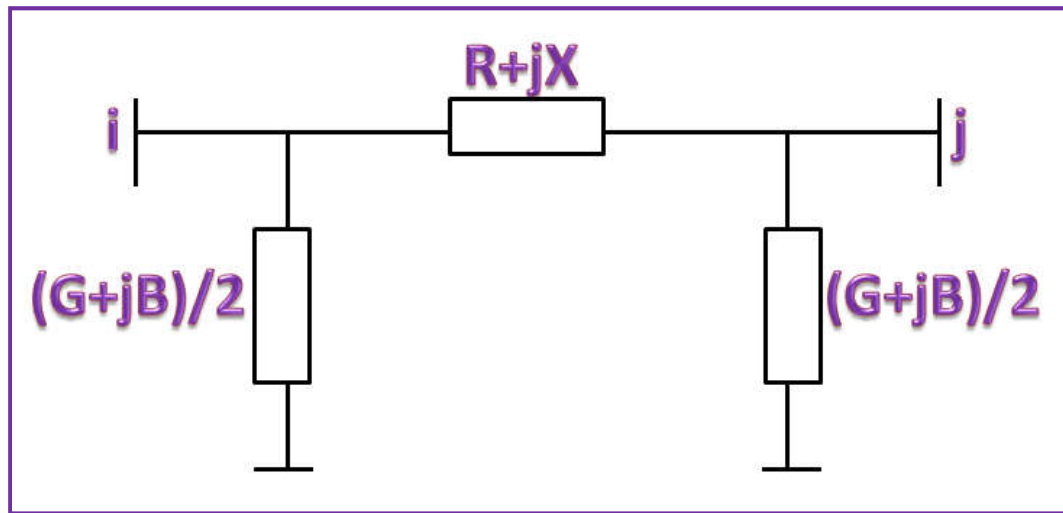
$$P_{g \text{ min}} \leq P_g \leq P_{g \text{ max}}$$

$$Q_{g \text{ min}} \leq Q_g \leq Q_{g \text{ max}}$$

Une machine synchrone est une machine à courant alternatif, dans laquelle la fréquence de la tension induite engendrée et la vitesse sont en rapport constant. Elle est composée : d'un induit fixe, un inducteur tournant. On appelle une machine synchrone toutes les machines qui tournent exactement à la vitesse correspondant à la fréquence des courants et des tensions à ses bornes.

II.2.2 Modèle de la ligne de transport

La ligne de transport a été modélisée par un schéma équivalent en π qui se compose d'une impédance série (résistance **R** en série avec une réactance inductive **X**), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive **B** (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation **G**.

Figure II.1 Modèle en π d'une ligne électrique

L'impédance série par phase (en Ω) :

$$Z = R + jX$$

II.1

La modélisation en π des lignes électriques permet de représenter le comportement électrique attendu de celles-ci. Ce modèle permet d'obtenir la valeur des différents paramètres que sont la résistance linéaire, la conductance, l'inductance, et la capacité à la fois mutuelle et par rapport à la terre des lignes. Tous les paramètres croissent linéairement avec la longueur de la ligne, c'est pourquoi seules des valeurs linéiques sont données [19].

II.2.3 Modèle du transformateur

Un transformateur électrique (parfois abrégé en **transfo**) est une machine électrique permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme [20].

Les transformateurs de puissance jouent plusieurs rôles dans le fonctionnement du réseau électrique : ils sont utilisés comme élévateurs de tension et ce au niveau de la source pour transporter l'énergie électrique avec minimum de pertes coté (HTA- HTB), ils sont utilisés comme abaisseurs de tension au niveau des stations de transformation et d'interconnexion pour alimenter les réseaux moyenne tension (HT- MT) à titre d'exemple réseau 60kV, ils assurent aussi le maintien d'une tension fixe quelle que soit la fluctuation du profil de tension au niveau des connexion haute tension [21].



Figure II.2 Vue en coupe d'un transformateur triphasé [20]

Un transformateur de l'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique.

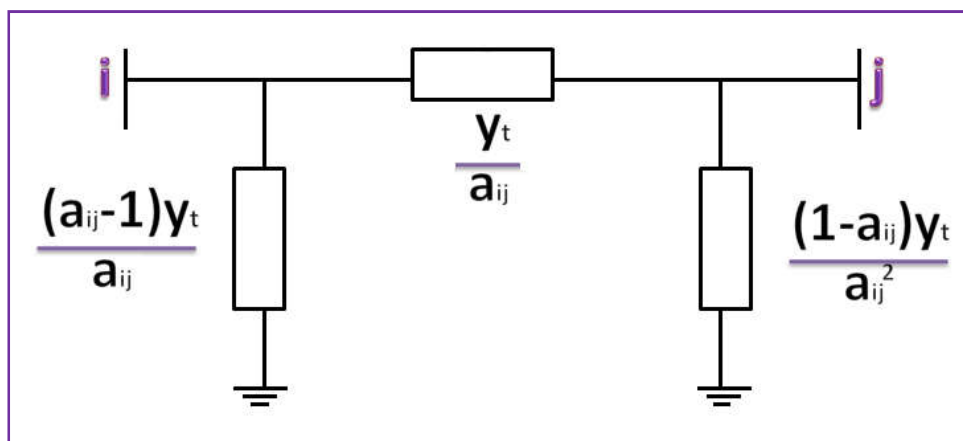


Figure II.3 Modèle d'un transformateur

L'admittance shunt par phase en siemens : $Y = G + jB$

$$Y = \frac{1}{R+jX} = G + jB \quad \text{II.2}$$

II.2.4 Éléments shunt

Dans la plupart des cas, les éléments shunts sont des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive et la tenue de la tension, à savoir : batteries de condensateurs et inductances fixes, compensateurs synchrones ou compensateurs statiques (**SVC**). Chaque élément connecté au réseau sera modélisé, suivant le cas, par une admittance équivalente ou une injection de puissance [21].

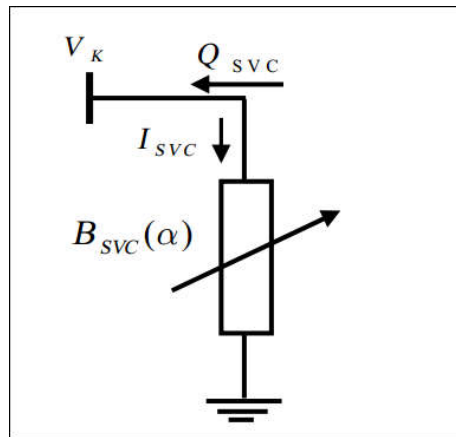


Figure II.4 Schéma unifilaire d'un SVC [21]

II.3 Classification des nœuds des réseaux électrique

Nœud de charge (PQ) : c'est un nœud connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues.

Nœud générateur (PV) : c'est un nœud connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive, la puissance active et la tension sont considérées connues. La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures, $Q_{g \min}$ et $Q_{g \max}$ respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le nœud devient alors un nœud (PQ).

Nœud bilan (slack bus) : c'est un nœud connecté avec un générateur relativement puissant ; il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un nœud bilan, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus [19].

II.4 Concept général de l'écoulement de puissance

Le problème de l'écoulement de puissance est résolu pour la détermination en régime permanent des tensions complexes au niveau des jeux barres du réseau, à partir de lesquelles les transits des puissances actives et réactives dans chaque ligne et transformateur sont calculés. L'ensemble des équations représente le réseau électrique et de nature non linéaire.

Pratiquement, dans les méthodes de calcul d'écoulement de puissance, on exploite la configuration du réseau et les propriétés de ses équipements pour déterminer la tension complexe au niveau de chaque nœud. D'autre part, en parfaite symétrie entre les trois phases du système triphasés du réseau électrique [22].

II.5 Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance

L'objectif primordial des opérateurs des réseaux électriques est d'assurer la continuité de service (alimentation de leurs abonnés), tout en respectant plusieurs exigences.

Les tensions et la fréquence de réseau doivent d'être dans les limites acceptables [22] :

$$V_{\min} < V < V_{\max}$$

$$f_{\min} < f < f_{\max}$$

- 1) La forme d'onde du courant et de la tension doit d'être sinusoïdale (éviter les harmoniques).
- 2) Les lignes de transmission doivent fonctionner dans leurs limites thermiques et de stabilité.

$$P_R < P_{\max}$$

- 3) La durée de coupure de l'alimentation doit être le minimum possible.
- 4) En outre, à cause de dérégulation (ouverture) du marché d'électricité, le courant de kWh doit être le plus bas possible.

Pour évaluer toutes ces conditions, on doit posséder des méthodes qui déterminent l'état des grandeurs électriques, on doit calculer ainsi les tensions (modules et arguments) au niveau de tous les jeux de barres qui forment le réseau. Ainsi que toutes les puissances qui transitent les lignes de transmission.

II.6 Classification des variables de l'écoulement de puissance

Selon [22], on peut résumer toutes les grandeurs électriques qui participent à déterminer l'état électrique de réseau en quatre variables : la puissance active (**P**), la puissance réactive (**Q**), le module de tension et l'angle θ . La distinction entre ces différentes variables est due à leur nature.

II.6.1 Les variables de perturbation ou non contrôlables

Parmi les variables des équations de l'écoulement de puissance, les variables de la demande (charge) **P_D** et **Q_D** qu'elles ne sont pas contrôlables car elles dépendent seulement des abonnés de la puissance. Les variables de perturbation avec cette définition constituent les composantes du vecteur de perturbation **p**.

$$p = \begin{pmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ p_n \\ p_{n+1} \\ p_{n+2} \\ \vdots \\ p_{2n} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_{D1} \\ P_{D2} \\ \vdots \\ P_{Dn} \\ Q_{D1} \\ Q_{D2} \\ \vdots \\ Q_{Dn} \end{pmatrix} \quad \text{II.3}$$

II.6.2 Les variables contrôlables (de contrôle et d'état)

Ces variables peuvent d'être regroupés en deux catégories : les variables de contrôle et d'état.

II.6.2.1 Variables d'état

Ce sont l'amplitude et l'angle de la tension au niveau de jeux de barre, ils sont qualifiés d'état suite à leurs valeurs qu'elles peuvent déterminer l'état de réseau. Elles sont représentées par le vecteur d'état x .

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \\ x_{n+1} \\ x_{n+2} \\ \vdots \\ x_{2n} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \\ |V_1| \\ |V_2| \\ \vdots \\ |V_n| \end{pmatrix} \quad \text{II.4}$$

n : nombre de jeux de barres de tout le réseau.

II.6.2.2 Variables de contrôle

Les puissances générés à savoir P_G ou Q_G (actives ou réactives) sont des variables de contrôles représentés par le vecteur de contrôle u .

$$\begin{array}{ccc}
 & u_1 & P_{G1} \\
 & u_2 & P_{G2} \\
 & \cdot & \cdot \\
 & \cdot & \cdot \\
 u = & u_n & P_{Gn} \\
 & u_{n+1} & Q_{G1} \\
 & u_{n+2} & Q_{G2} \\
 & \cdot & \cdot \\
 & \cdot & \cdot \\
 & u_{2n} & Q_{Gn}
 \end{array} \quad \text{II.5}$$

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté certains modèles des éléments constituant le réseau électrique à savoir : les lignes de transport, le transformateur, le générateur, afin de pouvoir résoudre certains problèmes tels que l'écoulement de puissance. En fait, Pour évaluer toutes les conditions liées à l'écoulement de l'énergie, on doit posséder des méthodes qui déterminent l'état des grandeurs électriques. En effet, on doit calculer ainsi les tensions (modules et arguments) au niveau de tous les jeux de barres qui forment le réseau. Ainsi que toutes les puissances qui transitent les lignes de transmission. Enfin, cette étude nous a permis de déterminer les valeurs du module et de la phase de la tension en chaque nœud du réseau pour des conditions de fonctionnement données. Ce qui nous permettra aussi de calculer les puissances transitées et générées et les pertes.

Chapitre III

Étude de la compensation de la puissance
réactive

III.1 Introduction

L'amélioration du facteur de puissance constitue sans doute un paramètre très important dans l'amélioration de la qualité de l'énergie du point de vue technique et économique, parmi les méthodes d'amélioration du facteur de puissance est la compensation de l'énergie réactive.

Dans ce chapitre, on va étudier le principe de la compensation, ainsi que les différents types des compensateurs de l'énergie réactive.

III.2 Le théorème de Boucherot

Le théorème de Boucherot permet de faire le bilan des puissances entre les différents éléments d'un circuit :

- ✚ « La puissance active consommée dans un dipôle linéaire est la somme des puissances actives consommées par chacun des éléments composant ce dipôle ».
- ✚ « La puissance réactive d'un dipôle linéaire est la somme algébrique des puissances réactives consommées par chacun des éléments de ce dipôle ».

Ce théorème met en évidence le découplage entre les éléments consommant la puissance active, qui peut être transformée en puissance utilisable (thermique, mécanique, chimique...) et ceux consommant ou produisant de la puissance réactive, qui n'est qu'un échange entre ces éléments [18].

III.3 Moyens de compensation de puissance réactive

III.3.1 Les compensateurs synchrones

Dans les systèmes énergétiques, les générateurs synchrones sont les principaux producteurs de puissances actives et réactives. Pour la puissance active. Ils sont l'unique source, par contre pour la puissance réactive, la quantité produite par ces sources est limitée par les conditions de fonctionnement normales des machines des centrales. La quantité produite n'est pas constante.

Les compensateurs synchrones sont très utilisés dans les systèmes électriques pour résoudre des problèmes de compensation de la puissance réactive et de réglage de la tension [5].



Figure III.1 Compensateur synchrone ABB

Avantage :

Ce moyen de compensation est avantageux :

- ✓ Excellent rendement (un facteur de puissance voisin de 1).
- ✓ Peut être placé près des consommateurs.
- ✓ Facile à régler comme producteur ou consommateur de puissance réactive.
- ✓ Effet autorégulateur.

Inconvénients :

Il a été délaissé de son application comme compensateur malgré leurs mérites pour les inconvénients :

- ✗ Coût initial élevé.
- ✗ Machine tournante qui demande des entretiens.
- ✗ Pertes actives relativement importantes.
- ✗ La force motrice, n'est pas toujours compatible avec la demande instantanée de puissance réactive.
- ✗ Il peut décrocher dans le cas d'une surcharge brusque ou d'une chute de tension importante du réseau. Ceci nécessite une surveillance particulière avec l'utilisation de dispositifs de sécurité, encombrants.
- ✗ Il a besoin d'un générateur à courant continu pour assurer son excitation. Cet organe supplémentaire augmente le prix du moteur.
- ✗ Il ne peut démarrer qu'à très faible charge en exigeant soit un moteur auxiliaire de lancement, soit le démarrage en asynchrone avec un réducteur de tension au démarrage en asynchrone avec un réducteur de tension au démarrage.

III.3.2 Les inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau [4].

III.3.3 Condensateur ou batterie de compensation

Le condensateur est un récepteur constitué de deux parties conductrices (électrodes) séparées par un isolant. Ce récepteur a la propriété lorsqu'il est soumis à une tension sinusoïdale de déphaser son intensité, donc sa puissance (réactive capacitive), de 90° en avant sur la tension.

À l'inverse, tous les autres récepteurs (moteur, transformateur...) déphasent leur composante réactive (intensité ou puissance réactive inductive) de 90° en arrière sur la tension.

La composition vectorielle des ces intensités ou puissances réactives (inductive et capacitive) conduit à une intensité ou puissance résultante réactive inférieure à celle existant avant l'installation de condensateurs.

Pour simplifier, on dit que les récepteurs inductifs (moteur, transformateur...) consomment de l'énergie réactive alors que, les condensateurs (récepteurs capacitifs), produisent de l'énergie réactive [14].

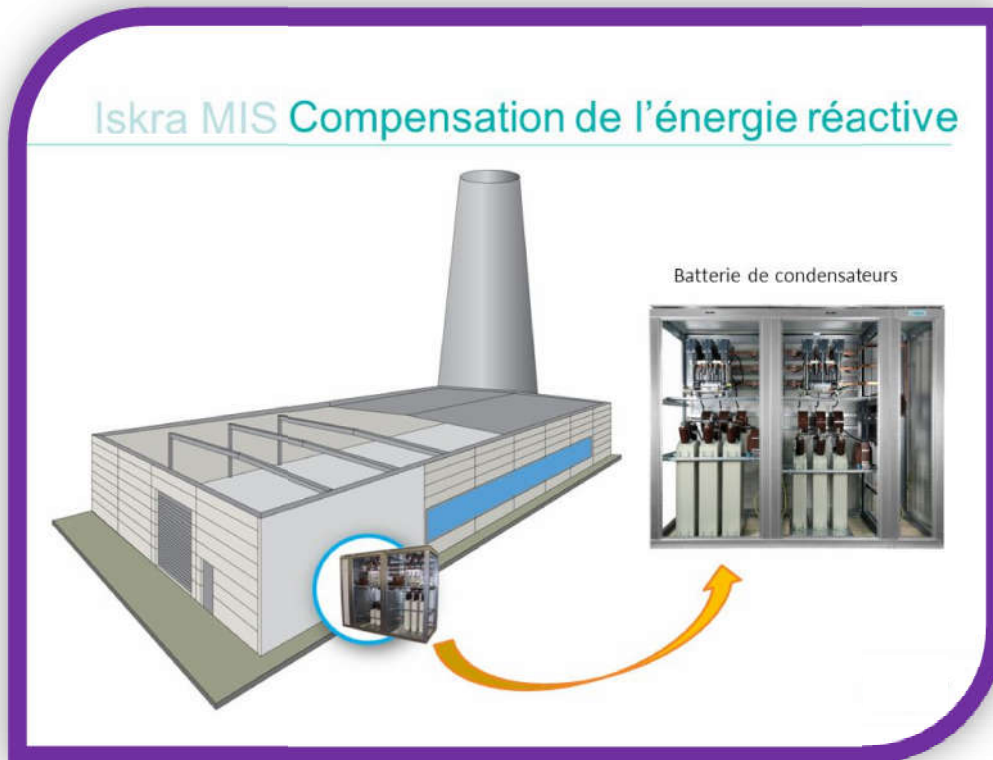


Figure III.2 Batterie de compensation [14]

On distingue deux types :

- 1) **Des batteries de condensateurs HT** : raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
- 2) **Des batteries de condensateurs MT** : raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension [7].

Le condensateur est le plus utilisé compte-tenu :

- + De sa non-consommation en énergie active.
- + De son coût d'achat.
- + De sa facilité de mise en œuvre.
- + De sa durée de vie (10 ans environ).
- + De son faible entretien (appareil statique).

Le coût des batteries de condensateurs dépend de plusieurs paramètres dont :

- ❖ La puissance installée.
- ❖ Le niveau de tension.
- ❖ Le fractionnement en gradins.
- ❖ Le mode de commande.
- ❖ Le niveau de qualité de la protection.

III.3.4 Compensateurs statiques de puissance réactive

Grâce au développement de l'électronique de puissance, la compensation d'énergie réactive par des moyens statiques est devenue possible par des compensateurs statiques de puissance réactive (**SVC**). Ces dispositifs constitués d'éléments électriques (batteries de condensateur, bobine...est) et d'éléments d'électronique pour commutation (**thyristors**) permettant des variations rapides et continue de puissance réactive pour éliminer les fluctuations de la puissance réactive absorbée par certains appareils provoquent des fluctuations de tension qui peuvent être gênantes pour tous les usagers [5].

Un compensateur statique d'énergie réactive (en anglais **SVC** : **S**tatic **V**AR **C**ompensator, en français parfois **CER** ou **CSPR**), est un dispositif de l'électronique de puissance destiné à compenser la circulation de puissance réactive sur les réseaux électriques. Il fait partie du groupe des **FACTS**.

Il est composé :

- ❖ D'un banc de condensateurs, fixe ou commutable de façon discrète, qui fournit du réactif. Ce banc prend souvent la forme d'un filtre anti-harmonique .
- ❖ D'un gradateur triphasé à thyristors faisant varier de façon continue le courant dans des inductances, qui consomme l'excès de réactif.

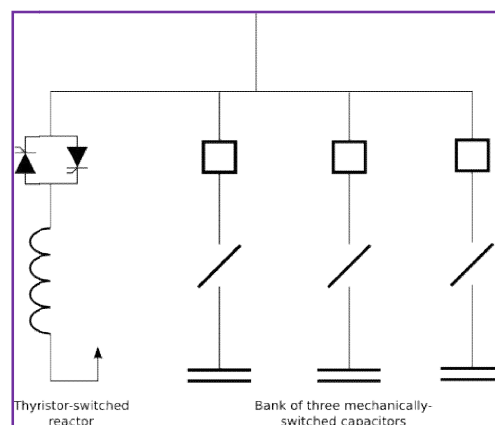


Figure III.3 Schéma unifilaire typique [23]

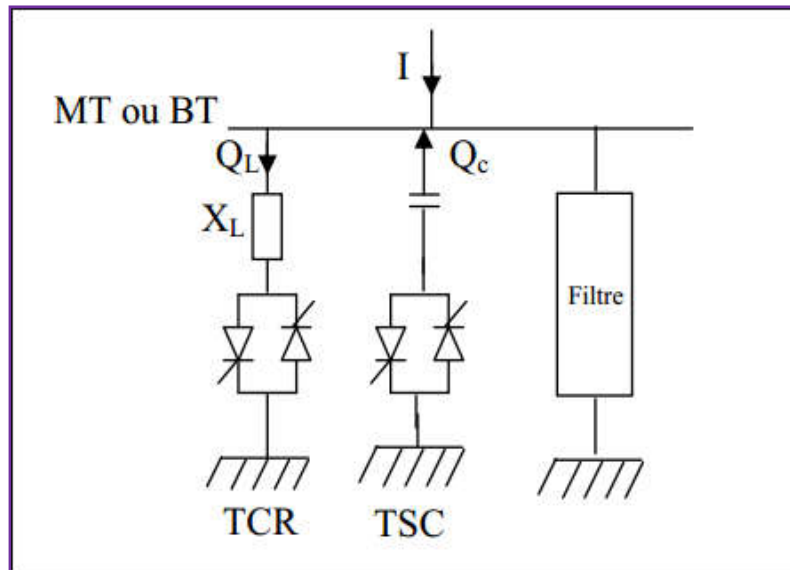


Figure III.4 Schéma d'un SVC

En ajustant la puissance réactive Q délivrée au réseau électrique, un **CSPR** permet d'ajuster la tension U du réseau suivant la formule $\frac{U}{U} = \frac{Q}{S_{cc}}$, où $\frac{U}{U}$ représente la variation relative de tension, et S_{cc} la puissance de court-circuit du réseau [23].

III.4 Théorie de compensation d'énergie réactive

Considérons l'impédance $Z = r \cdot e^{j\phi} = R + jX$ représentant une charge inductive ($X > 0$), ci dessous.

La puissance réactive correspondante est $Q = X \cdot I^2$.

L'ajout d'un condensateur **C** en tête du circuit ne modifie pas la charge et ne rajoute aucune puissance active.

En revanche, **C** produit la puissance réactive et va donc donner un nouveau facteur de puissance $\cos \phi'$

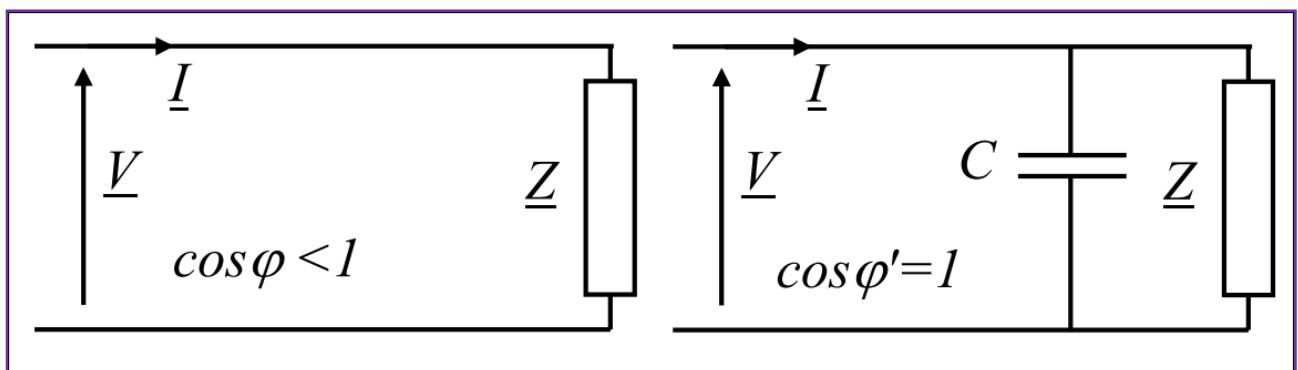


Figure III.5 Principe de compensation

On sait que

$$Q_c = C\omega V^2 \quad \text{III.1}$$

Le théorème de Boucherot apporte :

$$Q_{\text{totale}} = Q - Q_c \quad \text{III.2}$$

La compensation de puissance réactive consiste à assurer $Q_{\text{tot}} = 0$, c-a-d à $Q_c = Q$ et $\cos \phi' = 1$

Le Condensateur à choisir a alors la valeur :

$$C = \frac{X.I^2}{\omega V^2} = \frac{Q_c}{\omega V^2} \quad \text{III.3}$$

Du coup il est intéressant de connaître la formule générale qui donne la valeur de la capacité en fonction du $\cos \phi$ et du $\cos \phi'$.

Si cette compensation était parfaite ($Q = 0$), on aurait une chute de tension relative de l'ordre de $\frac{R.P}{U^2}$ et des pertes de l'ordre de $\frac{R.P^2}{U^2}$.

Les pertes croissant lorsque $Q < P$ (soit $Q^2 \ll P^2$), il peut être souhaitable, pour améliorer la sûreté de l'exploitation, de surcompenser le réseau, c'est-à-dire de fournir une puissance réactive plus élevée que celle qui est consommée, de façon, par exemple, à annuler la chute de tension ($Q = -\frac{R.P}{X}$). Dans ce cas, on peut montrer que les pertes augmentent, c'est-à-dire que le gain sur les pertes dû à l'augmentation de la tension est inférieur à leur accroissement dû à l'augmentation de Q .

Le minimum théorique pour les pertes est donc la compensation totale. Par ailleurs, d'un point de vue économique, la compensation cesse d'être intéressante lorsque le coût des moyens de compensation, compte tenu de leur taux d'utilisation, devient supérieur au gain réalisé sur les pertes.

Il appartient donc au planificateur de réseau de rechercher le meilleur compromis et de doser et localiser la compensation à installer en prenant en compte son coût et ses avantages. Dans les réseaux chargés, Ce sont alors les alternateurs qui assurent l'équilibre d'ensemble, avec des performances dynamiques qui rendent leur utilisation indispensable pour compléter l'action des condensateurs utilisés en base [5].

III.5 Puissance transmise par une ligne électrique

La sûreté du système, le bon fonctionnement des installations raccordées et la réduction des pertes en lignes rendent nécessaire de garder la tension à chaque nœud du réseau dans une plage contractuelle de tension.

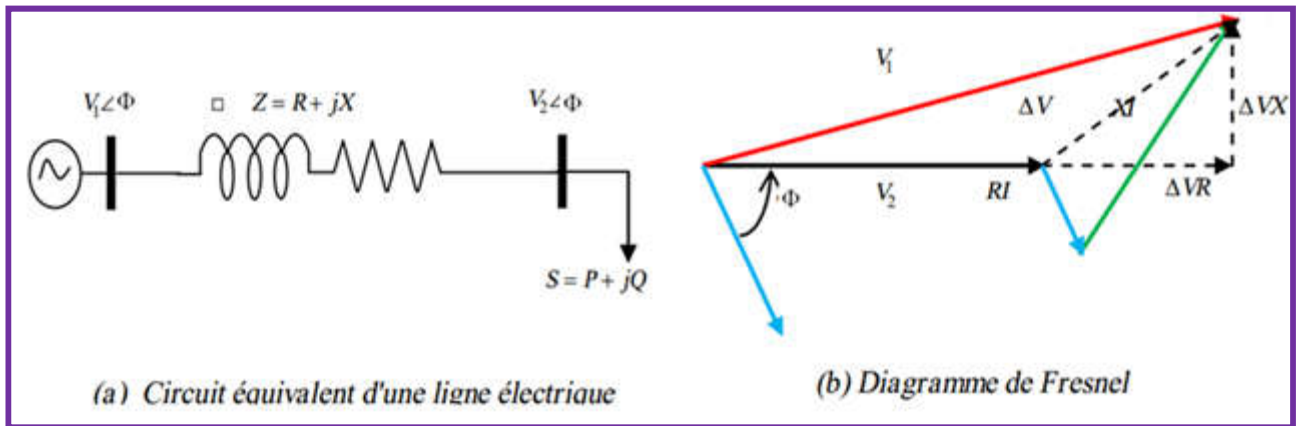


Figure III.6 Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne [18]

Pour simplifier, considérons le schéma de la figure III.6, qui représente une ligne électrique $Z = R + jX$ alimentant une charge $(P + jQ)$. Ce modèle est simple, mais il permet d'expliquer qualitativement le lien entre les modules et phases des tensions à chaque extrémité de la ligne d'une part, et les transits de puissance active et de puissance réactive d'autre part $S = P + jQ$ [18].

III.6 Principe de la compensation d'énergie réactive

La circulation de l'énergie réactive a des incidences techniques et économiques importantes. En effet, pour une même puissance active P , la figure III.7 montre qu'il faut fournir d'autant plus de puissance apparente S , et donc de courant, que la puissance réactive Q est importante.

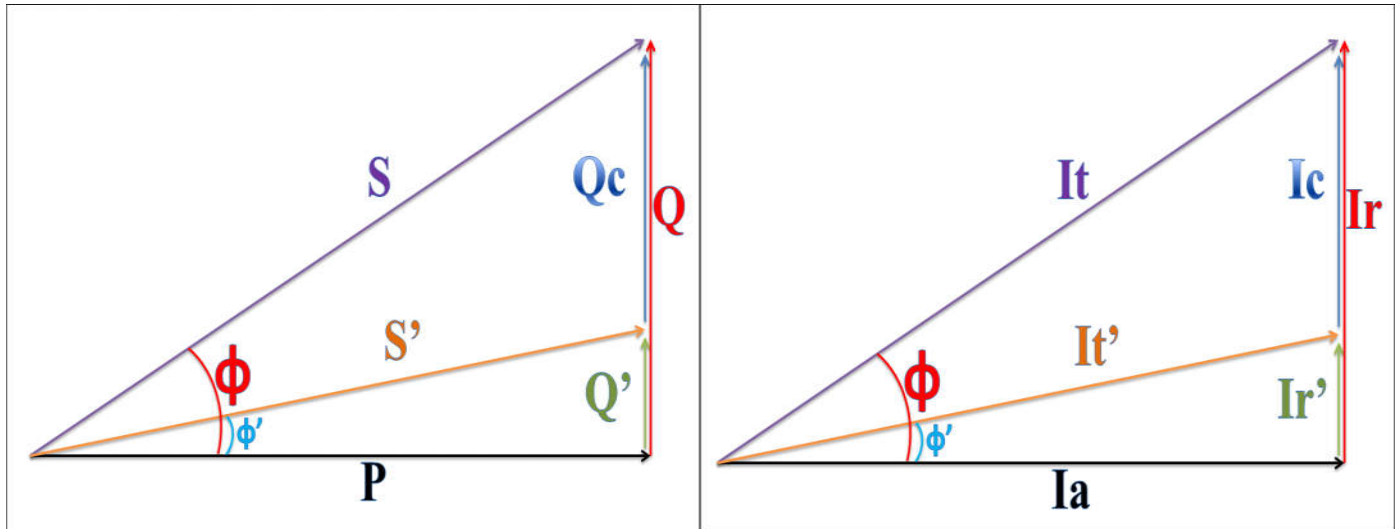


Figure III.7 Principe de la compensation d'énergie réactive

Il est nécessaire de produire l'énergie réactive au plus près possible des charges, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau. C'est ce qu'on appelle "compensation de l'énergie réactive".

Pour inciter à cela et éviter de sur-calibrer son réseau, le distributeur d'énergie pénalise financièrement les consommateurs d'énergie réactive au-delà d'un certain seuil.

On utilise des condensateurs pour fournir l'énergie réactive aux récepteurs inductifs.

Pour réduire la puissance apparente absorbée au réseau de la valeur S à la valeur S' , on doit connecter une batterie de condensateurs fournissant l'énergie réactive Q_c (figure III.7), telle que :

$$Q_c = P. (\tan \phi - \tan \phi') \quad \text{III.4}$$

L'intérêt économique de la compensation est mesuré en comparant le coût d'installation des batteries de condensateurs aux économies qu'elle procure [15].

Le courant total fourni par le réseau I_t est réduit (figure III.7), le rendement de l'installation se trouve donc amélioré puisque les pertes par effet Joule sont proportionnelles au carré du courant [24].

La figure III.8 illustre l'échange local d'énergie réactive entre le récepteur et le condensateur.

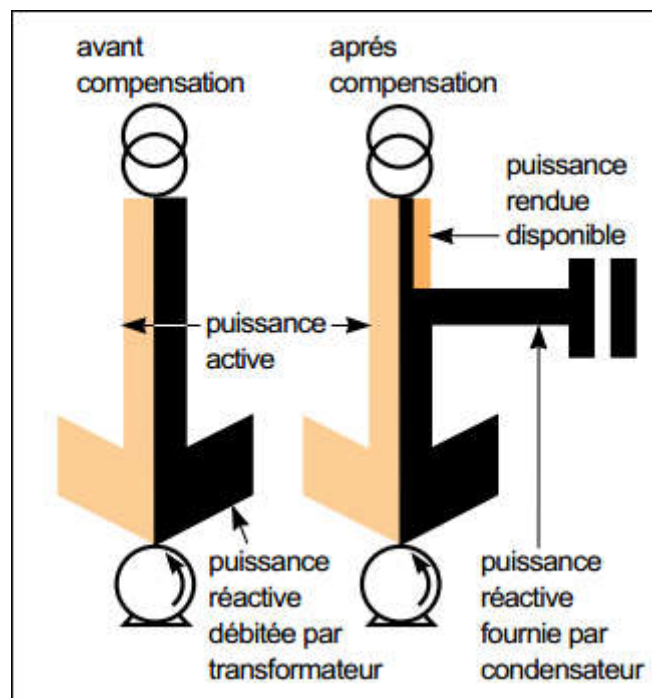


Figure III.8 Diagramme traduisant l'échange d'énergie dans le circuit d'alimentation d'un récepteur et montrant l'intérêt de la compensation [24]

III.7 Choix de la localisation

La compensation peut être globale, par secteur ou individuelle. En principe, la compensation idéale est celle qui permet de produire l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée à la demande.

Ce mode de compensation est très coûteux, on cherchera donc, dans la pratique, un optimum technico-économique.

III.7.1 Compensation globale

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure la compensation pour l'ensemble de l'installation. La batterie reste en service en permanence pendant le fonctionnement normal de l'installation.

Intérêt : Le foisonnement naturel de l'installation entraîne un dimensionnement faible de la batterie et un nombre élevé d'heures de fonctionnement. Elles sont donc amorties encore plus rapidement.

De plus, ce type de compensation :

- ❖ Supprime les facturations complémentaires pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert).
- ❖ Diminue la puissance apparente (ou appelée) en l'ajustant au besoin réel en kW de l'installation (exemple : tarif jaune).
- ❖ Soulage le poste de transformation (puissance disponible en kW).

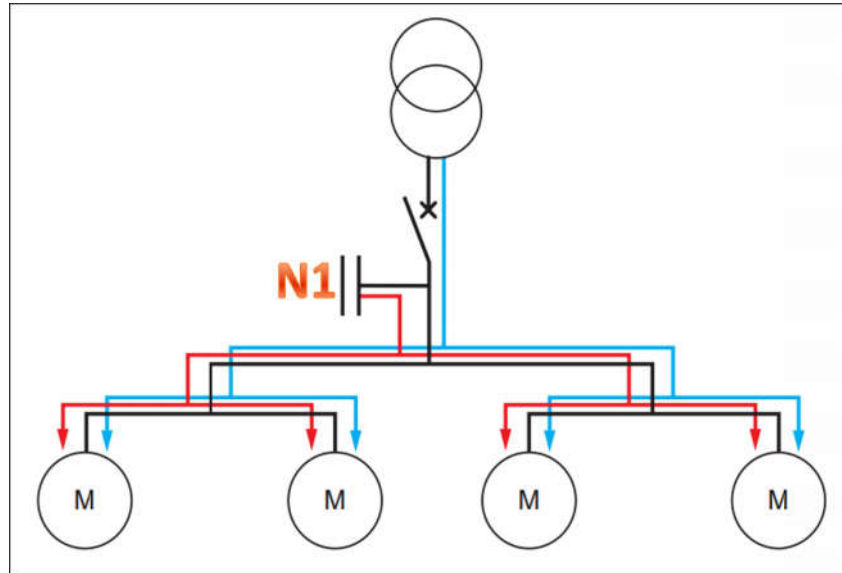


Figure III.9 Compensation globale

Remarque :

Le courant réactif est présent dans l'installation du niveau 1 jusqu'aux récepteurs.

Les pertes par effet Joule (kWh) dans les câbles situés en aval et leur dimensionnement ne sont de ce fait pas diminuées [25].

III.7.2 Compensation partielle ou par secteurs

La batterie de condensateurs est connectée sur l'arrivée du tableau de distribution intermédiaire pour lequel la compensation doit être réalisée.

Une économie significative sur l'installation est réalisée grâce à cette disposition, notamment au niveau du dimensionnement des câbles d'arrivée du ou des tableaux intermédiaires pour lesquels la compensation est réalisée.

Avantages : La compensation partielle de l'installation :

- ✓ Réduit les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive.

- ✓ Réduit la puissance apparente d'utilisation (en kVA), calculée habituellement à partir des charges installées.
- ✓ Soulage le transformateur d'alimentation, ce qui permet d'alimenter des charges supplémentaires si nécessaire.
- ✓ Permet de réduire la section des câbles d'arrivée du tableau de distribution intermédiaire, ou d'ajouter des charges supplémentaires.
- ✓ Réduit les pertes en ligne dans ces mêmes câbles.

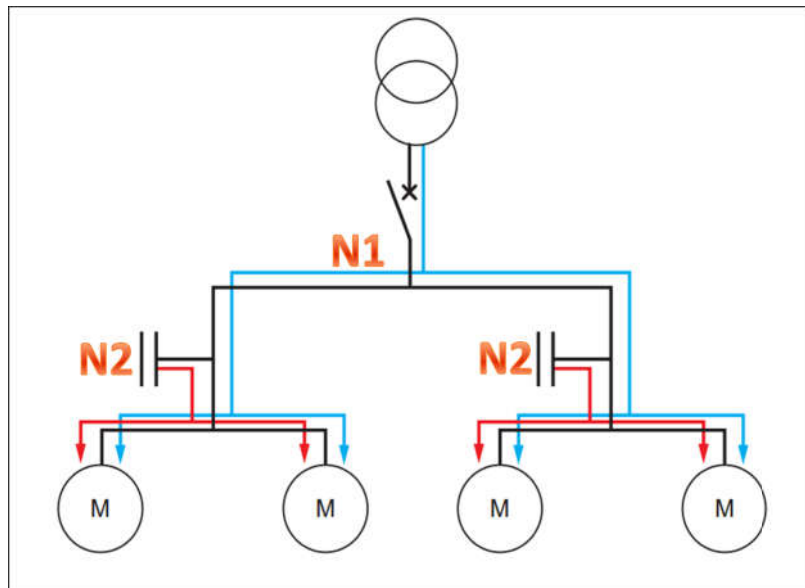


Figure III.10 Compensation partielle

Commentaires :

Les courants réactifs circulent toujours dans les départs du tableau jusqu'aux charges.

Pour les raisons citées ci avant, la compensation partielle n'améliore ni le dimensionnement, ni les pertes en ligne de ces départs.

Si de larges variations de charges se produisent, un risque de surcompensation et, par conséquent, de surtension est toujours à considérer [25].

III.7.3 Compensation individuelle

La batterie est connectée directement aux bornes de la charge inductive (généralement un moteur). La compensation individuelle est à considérer quand la puissance du moteur est significative par rapport à la puissance souscrite de l'installation.

Le dimensionnement en kVAr de la batterie de condensateurs est de l'ordre de 25 % de la puissance nominale (kW) du moteur. Une compensation complémentaire en tête de l'installation (transformateur) peut être aussi économiquement intéressante.

Avantages : La compensation individuelle réduit :

- ✓ Les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive.
- ✓ La puissance apparente consommée (en kVA).
- ✓ La section des câbles et les pertes en ligne.

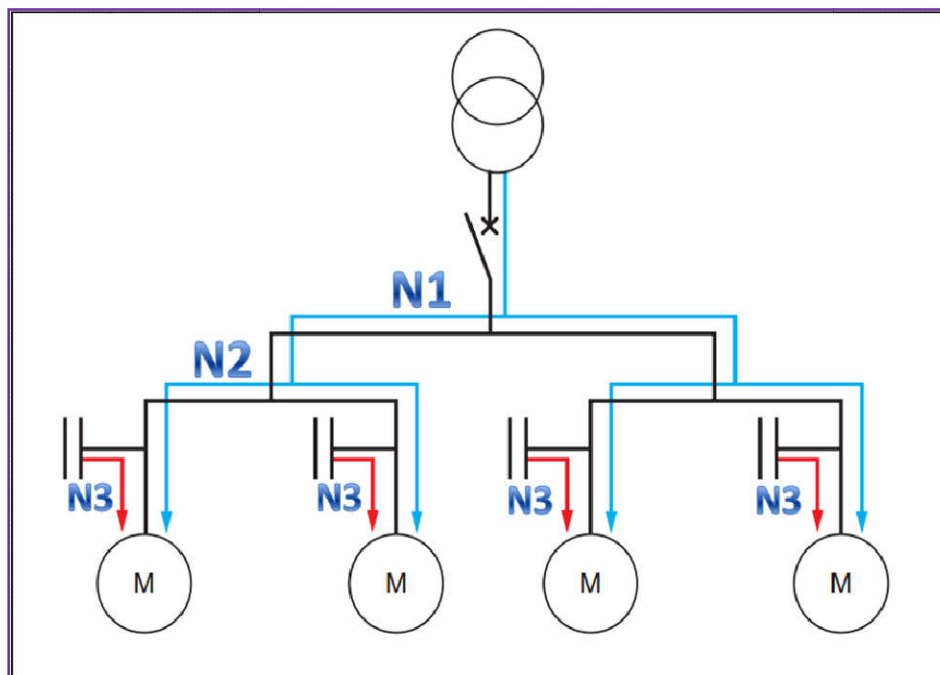


Figure III.11 Compensation individuelle

Commentaires : Les courants réactifs de l'installation sont significativement réduits ou éliminés [25].

III.8 Systèmes et types de compensation

III.8.1 Compensation fixe

La puissance réactive fournie par la batterie est constante quelles que soient les variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

La mise sous tension de ces batteries est :

- ❖ Soit manuelle par disjoncteur ou interrupteur.
- ❖ Soit semi-automatique par contacteur commandé à distance.

Ce type de batteries est généralement utilisé dans les cas :

- ✚ D'installation électrique à charge constante fonctionnant 24/24 h.
- ✚ De compensation réactive des transformateurs.
- ✚ De compensation individuelle de moteurs.
- ✚ D'installation d'une batterie dont la puissance est inférieure ou égale à 15 % de la puissance du transformateur [14].

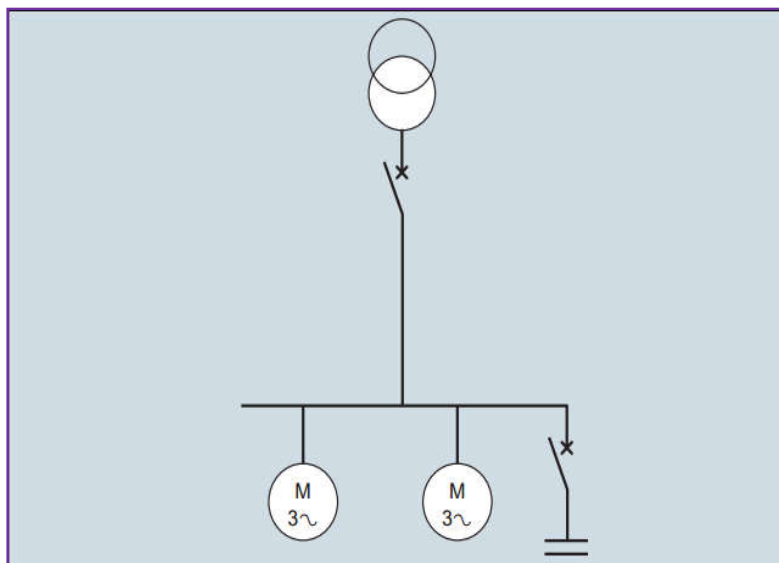


Figure III.12 Compensation fixe [14]

III.8.2 Compensation automatique ou en “gradins”

La puissance réactive fournie par la batterie est modulable en fonction des variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

Ces batteries sont composées d'une association en parallèle de gradins condensateurs (gradin = condensateur + contacteur). La mise en ou hors service de tout ou partie de la batterie étant asservie à un régulateur varométrique intégré.

Ces batteries sont également utilisées dans le cas :

- D'installation électrique à charge variable.
- De compensation de tableaux généraux (TGBT) ou gros départ.

- D'installation d'une batterie dont la puissance est supérieure à 15% de la puissance du transformateur [14].

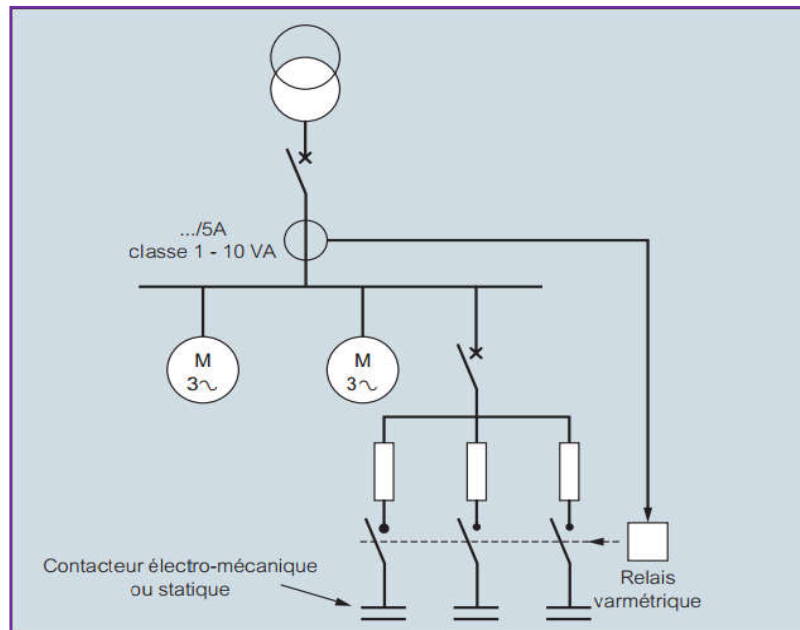


Figure III.13 Principe de la compensation automatique d'une installation [14]

III.8.2.1 Principe et intérêt de la compensation automatique

Une batterie de condensateurs à régulation automatique est divisée en gradins.

Chaque gradin est commandé par un contacteur. L'enclenchement du contacteur met le gradin en service en parallèle avec les gradins connectés à l'installation, le déclenchement du contacteur, au contraire, le met hors service. Ainsi la capacité totale de la batterie de condensateurs varie par palier en fonction du besoin de kVar.

Un relais varmétrique mesure la valeur du facteur de puissance de l'installation et en commandant l'ouverture ou la fermeture des contacteurs des gradins en fonction de la charge, régule la valeur du facteur de puissance de l'installation à la valeur consignée. La tolérance sur la régulation est déterminée par la taille de chaque gradin. Le transformateur de courant **TC** associé au relais varmétrique doit être installé sur une des phases de l'arrivée alimentant les charges à compenser, comme décrit dans le schéma de la Figure III.13.

L'équipement **Varset Fast** est une batterie de condensateurs de compensation à régulation automatique incluant un contacteur statique (**thyristors**) au lieu d'un contacteur. La compensation statique est intéressante sur des installations avec des équipements ayant des cycles de variation de charges très rapides et/ou très sensibles aux surtensions transitoires [25].

III.8.2.2 Les avantages de la compensation automatique par contacteur statique

- ⇒ Réponse immédiate à toute variation du facteur de puissance (le temps de réponse est de **2 ms à 40 ms** selon l'option de régulation.
- ⇒ Nombre illimité d'opérations.
- ⇒ Élimination des phénomènes transitoires liés à la fermeture/ouverture des contacteurs sur les condensateurs.
- ⇒ Fonctionnement totalement silencieux.

En gérant la compensation au plus près des besoins de la charge, les risques de produire des surtensions durant les périodes de faible charge sont évités ainsi que, en empêchant l'établissement de surtension, les dégradations probables des appareils et des équipements [25].

III.9 Le régulateur varmétrique

Les régulateurs d'énergie réactive commandent automatiquement la connexion et la déconnexion des condensateurs en fonction du $\cos \phi$ du réseau.

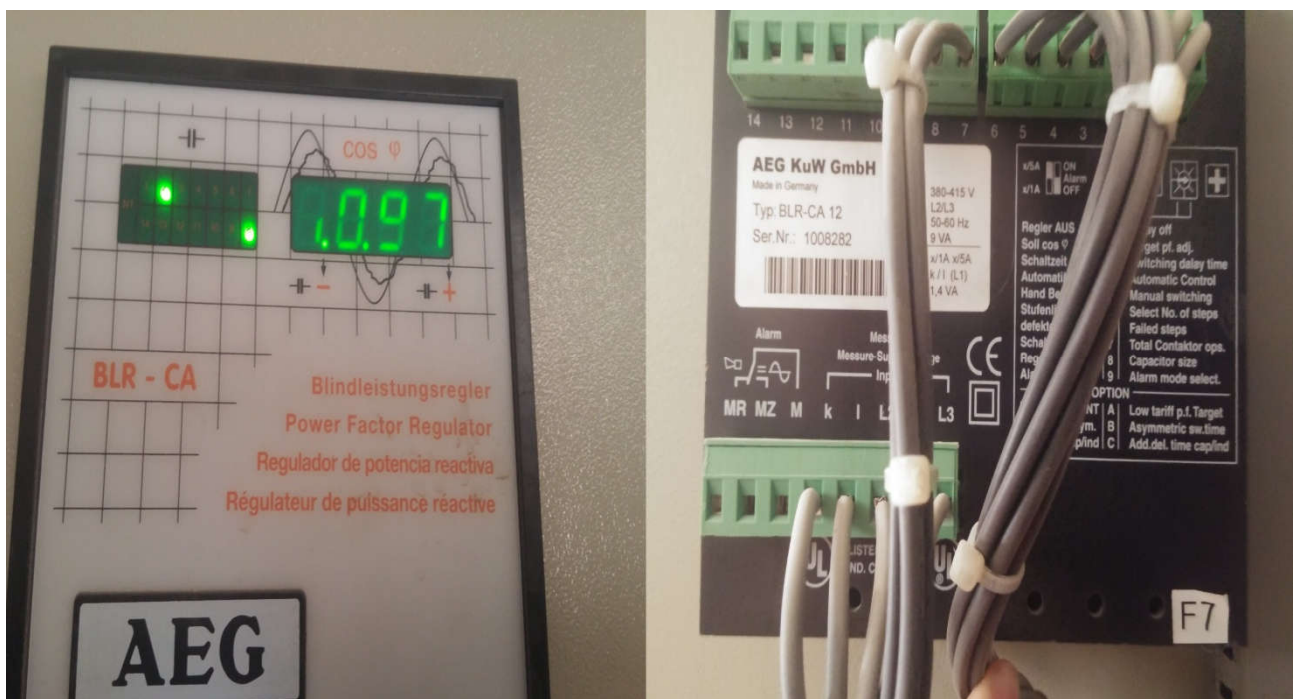


Figure III.14 Le régulateur varmétrique utilisée dans la cimenterie de LAFARGE

L'opération logique est optimisée pour minimiser le temps et le nombre de cycles ainsi que les condensateurs actifs. Ainsi cela garantit une utilisation égale et pérenne des capacités.

Écran LCD-alphanumérique rétro-éclairé pour la visualisation des mesures, états des condensateurs actifs, alarmes. Les mesures disponibles sont les tensions et courants, puissance

actives et réactives, **THD** tension et courant, la température interne, le nombre d'opérations et heure de fonctionnement de chaque condensateur.

Opération Manuel/Automatique

Alarme pour : surcharge tension harmonique, surcharge courant harmonique, sur-température, sous-compensation, dépassement tension crête, dépassement tension efficace (RMS), déconnexion immédiate lors de chute de tension $> 10\text{ms}$ et $< 50\% U_n$

Temps de déconnexion entre deux connexions programmable de **5 à 300 s**.

Communication RS-485, TC additionnel pour la mesure du courant dans l'armoire et de la distorsion harmonique.

Cette mesure permet d'avoir un contrôle plus fin de la puissance réactive et d'activer une alarme

- Minimisation du nombre de manœuvres de mise sous tension des gradins par le réglage du temps de connexion.
- Augmentation de la durée de vie des composants qui constituent le gradin (organe de commutation compris).
- Augmentation du temps de réponse de l'armoire de rephasage.
- Vieillessement uniforme de l'équipement.

Le programme garde en mémoire le temps de connexion de chaque gradin. Lors d'une variation du $\cos \phi$, il donne l'ordre de connexion au gradin le plus anciennement connecté. Ainsi, le **MTBF** (Mean Time Between Failures) est donc égal pour tous les gradins de l'équipement [9].

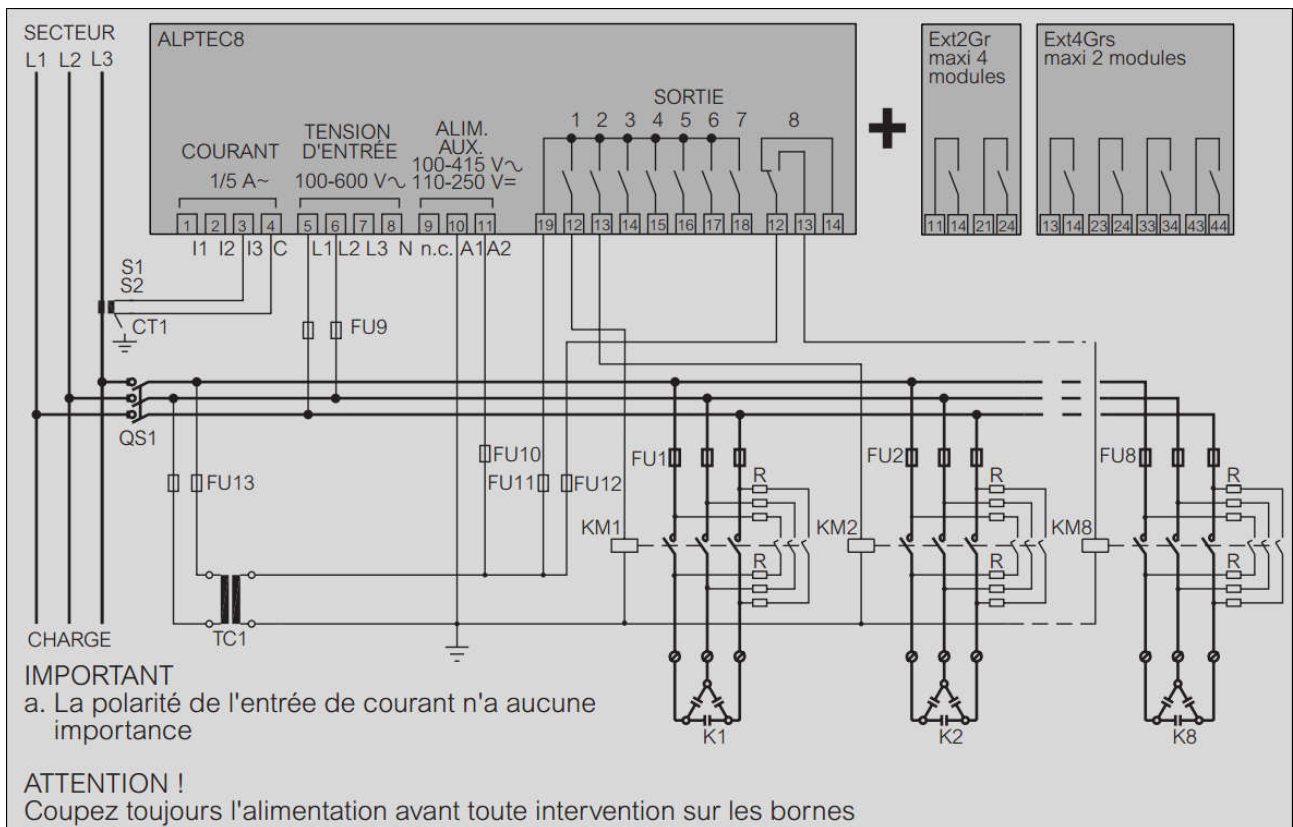


Figure III.15 Schéma de câblage [26]

III.10 Types de matériel selon la pollution harmonique de l'installation

La compensation d'énergie réactive implique que le condensateur doit être adapté aux caractéristiques intrinsèques du réseau d'alimentation électrique correspondant (tension, fréquence, $\cos \phi$, etc.).

Cependant, le foisonnement des harmoniques dans le réseau de secteur signifie que le condensateur doit être également adapté au degré d'interférence et aux performances finales souhaitées par le client.

Selon le degré d'interférence ou harmoniques, cinq « modèles » de condensateurs sont disponibles [14] :

- 🔌 Modèle standard.
- 🔌 Type H.
- 🔌 Modèle SAH* - classe standard.
- 🔌 Modèle SAH* - classe renforcée.
- 🔌 Modèle FH (filtres harmoniques).

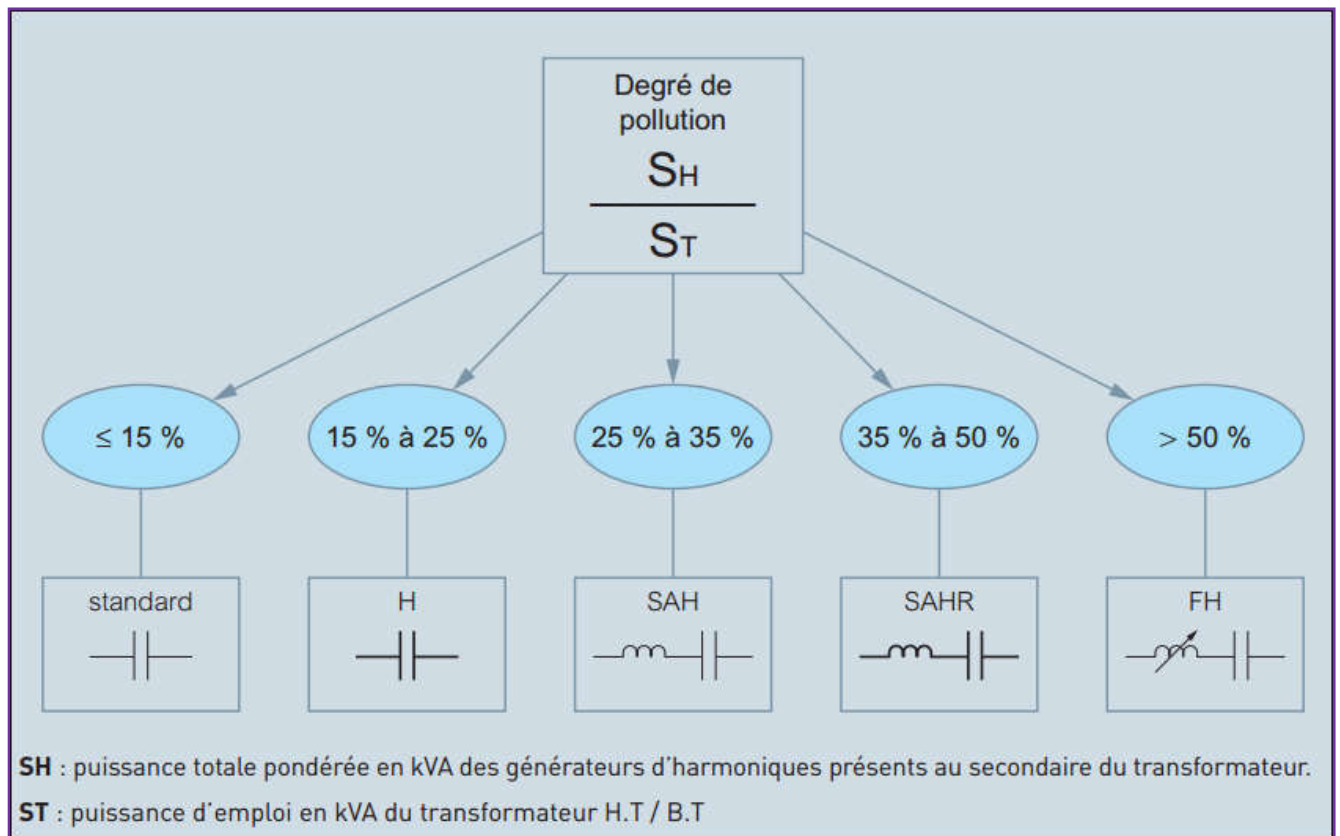


Figure III.16 Types de matériel [14]

Degré de pollution harmonique :

$$D_{PH} = \frac{S_H}{S_T} \quad \text{III.4}$$

SH : puissance apparente (kVA) des récepteurs produisant des harmoniques (moteurs à vitesse variable, électronique de puissance, etc.).

ST : puissance apparente du transformateur de l'installation, en kVA.

III.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons classé les différents compensateurs de l'énergie réactive, ainsi expliqué le principe de la compensation et comment choisir l'emplacement et le type de compensation (local, globale, fixe ou automatique).

Dans la partie suivante, on effectuera le choix d'une méthode de compensation et l'appliquer sur une installation industriel.

Chapitre IV

Application de la compensation de l'énergie
réactive sur un réseau industriel **HTA/BTB**

IV.1 Introduction

Ce chapitre, sera consacré à la compensation de l'énergie réactive dans des réseaux électriques MT/BT (HTA/BTB) sis dans un milieu industriel. En fait, afin d'améliorer les performances d'un réseau électrique industriel ainsi que le coté économique, des batteries de compensation de l'énergie réactive seront mises en place. En effet, il est nécessaire de passer par une étude détaillée sur le réseau du point de vue consommation, dimensionnement des équipements, perturbation afin d'effectuer un choix rationnel de ces batteries de compensation.

IV.2 Choix une méthode de compensation

Parmi les méthodes de compensation de l'énergie réactive, nous avons choisi la compensation par des batteries de condensateur automatique (en gradin) en raison de ces avantages mentionnées précédemment.

Ce type commandée par le régulateur varmetrique qui contrôle la connexion et la déconnexion des gradins a fin de conserver le facteur de puissance cible, son fonctionnement est numérique si que garantit la précision et la fiabilité des mesures et valeurs de lecture.

IV.3 Protection des batteries

IV.3.1 Protection externe

Il est indispensable de prévoir une protection externe au condensateur.

Cette protection sera réalisée soit :

- ❖ Par un disjoncteur :
 - Relais thermique, réglage entre 1,3 et 1,5 I_n .
 - Relais magnétique réglage entre 5 et 10 I_n .
- ❖ Par fusibles HPC type GI calibre 1,4 à 2 I_n .

I_n : intensité nominale du condensateur.

$$I_n = \frac{Q_c}{\sqrt{3}.U} \quad \text{IV.1}$$

IV.3.1.1 Organe de manœuvre

Dans le cas de charges à cycles ultra rapides (soudeuses...), la manœuvre des condensateurs par système traditionnel (contacteurs électromécaniques) n'est plus adaptée. Des systèmes de compensations à commutation très rapide par contacteurs statiques sont nécessaires.

Le courant d'enclenchement d'un condensateur dépend :

- ✚ De la puissance du condensateur.
- ✚ De la puissance du court-circuit du réseau sur lequel il est raccordé.
- ✚ De la présence ou non de batteries de condensateurs déjà enclenchées.

Compte-tenu de ces paramètres, il est indispensable d'utiliser des appareils de manœuvre (interrupteur, contacteur...) dits **à ouverture et fermeture rapides**.

Lors du choix de l'appareillage il est nécessaire de sensibiliser l'utilisateur sur le choix du matériel (manœuvre de condensateurs).

Des contacteurs sont conçus spécialement par les constructeurs de contacteurs pour la manœuvre des condensateurs et en particulier pour la réalisation des batteries à régulation automatique. Ces contacteurs sont équipés de contacts auxiliaires.

Associés en série à des résistances de pré-charge permettant lors de l'enclenchement de limiter le courant d'appel [14].

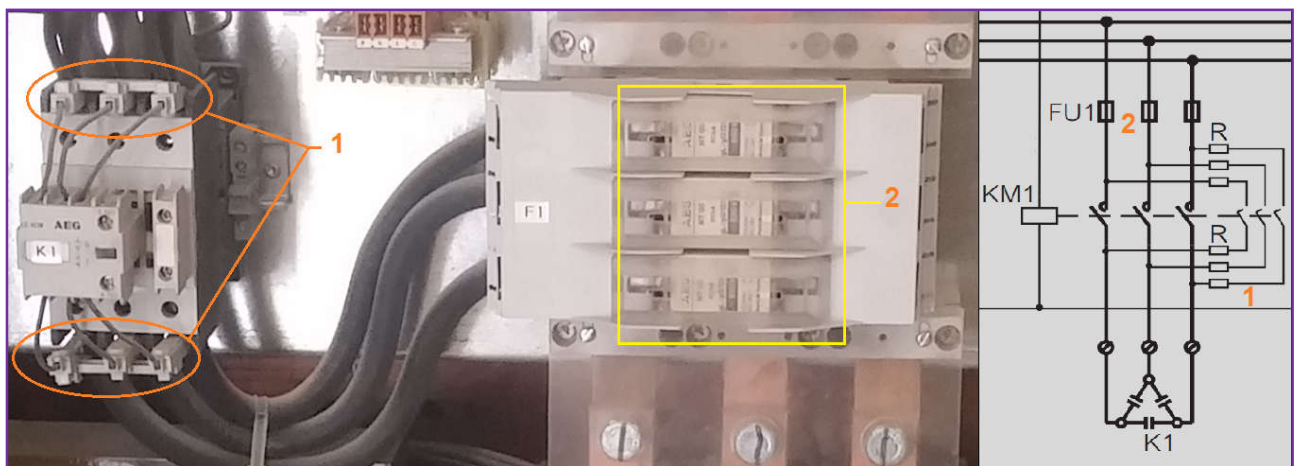


Figure IV.1 Contacteur à ouverture et fermeture rapide (LAFARGE)

Avec :

1. résistance pré-charge.
2. fusible de protection.

IV.3.1.2 Selfs de choc

L'installation de self de choc monophasée en série sur chaque phase de la batterie, permet la réduction des courants d'enclenchement à des valeurs acceptable pour l'organe de manœuvre correspondant.

Celle-ci s'avère nécessaire dans le cas de [27] :

- Batterie à gradin.
- Puissance de court-circuit du réseau très importante par rapport à la puissance de la batterie à connecté.
- Manœuvre fréquent de la batterie de condensateur.

IV.3.1.3 Dimensionnement des câbles

Les normes en vigueur des condensateurs sont établies pour que ceux-ci supportent une surcharge permanente de **30 %** en intensité.

Ces normes autorisent également une tolérance maximale de **10 %** sur la capacité nominale.

Les câbles devront donc être dimensionnés au minimum pour [14]:

$$I_{\text{câble}} = 1.3 \quad 1.1 \quad I_n \quad \text{IV.2}$$

1,1 : pour tenir compte de tolérances de la tension du réseau

1,3 : pour tenir compte de courants supplémentaires dus aux harmoniques

IV.3.2 Protection interne

Outre les protections internes incorporées dans le condensateur :

- Film métallisé auto-cicatrisant.
- Fusibles internes.
- Déconnecteurs à surpression.

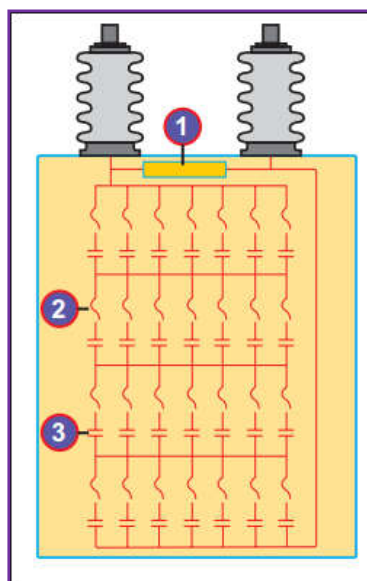


Figure IV.2 Exemple d'un condensateur à protection interne [14]

Avec :

1. résistance de décharge.
2. fusible interne.
3. capacité élémentaire

Résistances de décharges

Des précautions seront également prises pour l'appareil de protection des batteries de condensateur car des courants transitoires importants apparaissent à l'enclenchement et au déclenchement des batteries.

Pour limiter ce phénomène, des résistances de décharge sont installées en parallèle sur la batterie de condensateurs (figure IV.2) [28].

IV.3.3 Les précautions à prendre [28]

Auto excitation

- Il faut éviter lors de la compensation de moteur les risques d'auto excitation pouvant provoquer des surtensions.
- Le choix de la batterie doit donc être fait en tenant compte des caractéristiques du matériel à compenser (cfr. fabricant).
- La batterie de condensateurs doit avoir une puissance inférieure à la puissance nécessaire à l'auto excitation du moteur. A défaut, il doit être prévu, dans l'appareillage de commande des condensateurs, une coupure évitant cette auto excitation.

Harmoniques

Lors du placement d'une batterie de condensateurs, il faut effectuer une vérification de la présence d'harmoniques dans l'installation : celles-ci peuvent endommager les batteries de condensateurs et provoquer des surtensions dangereuses pour l'installation. Elles peuvent être à l'origine du "claquage des condensateurs".

Puissance des pas de régulation

- ❖ En fonction de la mesure du $\cos \phi$ ou $\tan \phi$, on enclenche ou déclenche des éléments condensateurs dont la puissance en kVAr doit permettre de suivre au plus près l'évolution du $\cos \phi$ souhaité.
- ❖ Il faut choisir des pas de régulation suffisamment faibles de manière à éviter la sous ou surcompensation.

IV.4 Logiciel "ECODIAL"

C'est un logiciel de calcul et de dimensionnement des équipements d'un réseau électrique ou d'un entraînement électrique en tenant compte de plusieurs paramètres et contraintes liés à l'installation. On peut Dimensionner les composants d'une installation électrique basse tension par l'utilisation de l'ensemble des fonctions du logiciel « Ecodial ».

Parmi les avantages de l'logiciel :

- 1) définition du meilleur choix technique à mettre en œuvre.
- 2) harmonisation des protections.
- 3) vérification de la sélectivité des protections.
- 4) optimisation de la conception par la filiation.
- 5) dimensionnement des câbles soumis aux courants harmoniques.
- 6) vérification des contraintes tableau.

Il offre plusieurs fonctions complémentaires à savoir : gestion des projets, résultats détaillés des calculs, configuration de l'impression, recherche des produits dans la base de données...,

Dans ce travail, on utilise **Ecodial** version **3.38** pour vérifier les calculs théorique de dimensionnement des batteries de compensation.

IV.5 Dimensionnement de système de compensation

Les industries sont obligées de relever leur facteur de puissance global, ils peuvent le faire grâce à des batteries de condensateurs montés sur l'arrivé du courant.

La détermination de la compensation d'une installation est basée sur le calcul de la puissance réactive à compenser Q_c qui se fait par deux approches possibles, en fonction des données disponibles [29] :

IV.5.1 Calcul à partir des données de la facture

La méthode qui suit permet de calculer la puissance de compensation à installer d'après les factures d'énergie.

Elle détermine la puissance minimum de compensation qui supprime les coûts de l'énergie réactive.

On opère de la façon suivante :

Parmi les factures d'électricité des mois, choisir la quantité d'énergie réactive maximale durant un mois, par exemple **15 966 kVArh** en janvier.

Évaluer la durée de fonctionnement de l'installation pendant ce mois, exemple :

$$10 \text{ h} \times 22 \text{ jours} = 220 \text{ h}$$

La valeur de la puissance réactive Q_c nécessaire est :

$$Q_c = \frac{\text{kVArh facturés}}{\text{durée de fonctionnement}} \quad \text{IV.3}$$

Pour l'exemple considéré, on trouve :

$$Q_c = \frac{15\,966 \text{ kVAr}}{220} = 73 \text{ kVAr}$$

La valeur à retenir est la valeur juste supérieure à la puissance calculée afin de tenir compte des puissances normalisées [30].

IV.5.2 Calcul à partir des données électriques de l'installation

Les données nécessaires sont les puissances actives des moteurs, les facteurs de puissances, la puissance de transformateur, On peut montrer que l'optimum est généralement obtenu pour un **cos ϕ** voisin de **0,928** ; soit **tan ϕ** voisin de **0,4**.

En effet, au dessus de cette valeur, l'installation des condensateurs supplémentaires n'est pas rentable (temps de retour trop long). De plus, il faut faire attention de ne pas surcompenser, car cela provoque les mêmes effets que sous-compenser, avec un coût supplémentaire de condensateurs.

La puissance maximale des condensateurs à installer est donc égale à la puissance réactive consommée à la pointe moins 0,4 fois la puissance active correspondante.

La pointe est ici considérée comme étant la puissance apparente maximale autorisée pendant quelques minutes.

La puissance des condensateurs à installer est donc [30] :

$$Q_c = P. (\tan \phi - 0.4) \quad \text{IV.4}$$

Exemple du calcul :

Supposons l'installation suivante :

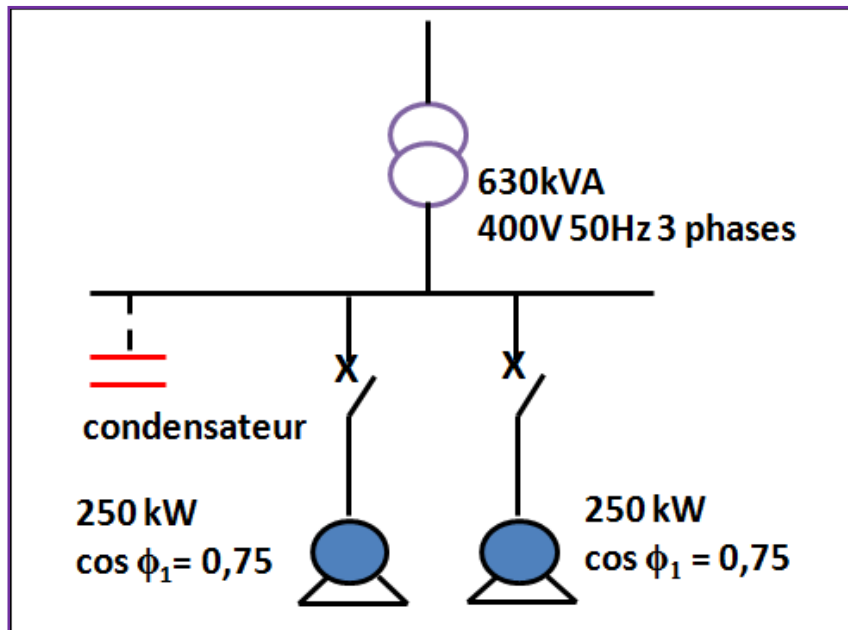


Figure IV.3 Schéma simplifié d'une installation

Donc la puissance appelée (apparent) égale à :

$$S = \frac{P}{\cos \phi_1} = \frac{500}{0.75} = 665 \text{ kVA}$$

Remarque : 665 kVA > 630 kVA, donc transformateur surchargé.

Notre objectif est d'améliorer le facteur de puissance à un facteur supérieur ou égale à $\phi_2 = 0.92$

Donc, on calcul la puissance réactive nécessaire qui doit être produit par le condensateur :

$$Q_c = P. (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) = 500 (0.88 - 0.426) = 230 \text{ kVar}$$

$$S = \frac{500}{0.92} = 543 \text{ kVA}$$

Remarque :

- ✓ Transformateur soulagé.
- ✓ 87kVA de puissance apparente disponible (630-543 = 87kVA).
- ✓ Facteur d'électricité réduit.

IV.6 Application pour l'usine MGRIB-PIPE (M'sila)

Nous avons pris les caractéristiques de l'installation d'usine MGRIB-PIPE (M'sila) suivantes :

- ⚡ Transformateur 30kV/400v
- ⚡ Puissance apparente 630 kVA
- ⚡ Fréquence 50HZ

Le schéma de l'installation sans compensation est le suivant :

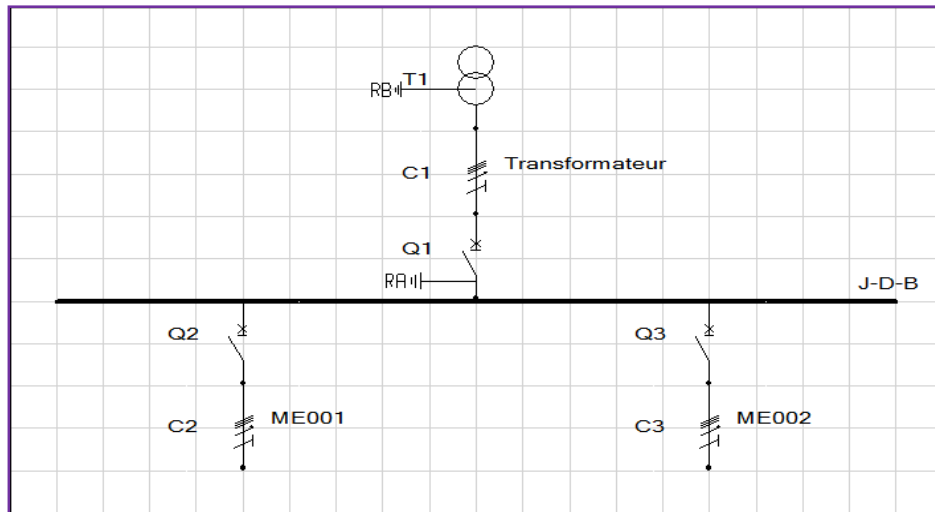


Figure IV.4 Schéma de l'installation sans compensation

IV.6.1 Analyse de la consommation de l'énergie active et réactive

D'après les factures de l'Année 2015 on a les valeurs de consommation de l'énergie active et réactive pour chaque mois, ainsi la valeur de $\tan \phi$:

Mois	Énergie active (kWh)	Énergie réactive (kVarh)	$\tan \phi$
janvier	270723	255324	0.89
février	236316	198313	0.85
mars	251437	228435	0.89
avril	244829	208486	0.89
mai	243712	215223	0.86
juin	254931	221734	0.89
juillet	261779	243416	0.87
août	235727	180621	0.85
septembre	289921	251004	0.89
octobre	213834	166183	0.84
novembre	228431	180628	0.84
décembre	231766	194371	0.88

Tableau IV.1 La consommation de l'énergie durant l'année 2015

On représente ces valeurs sous la forme suivante :

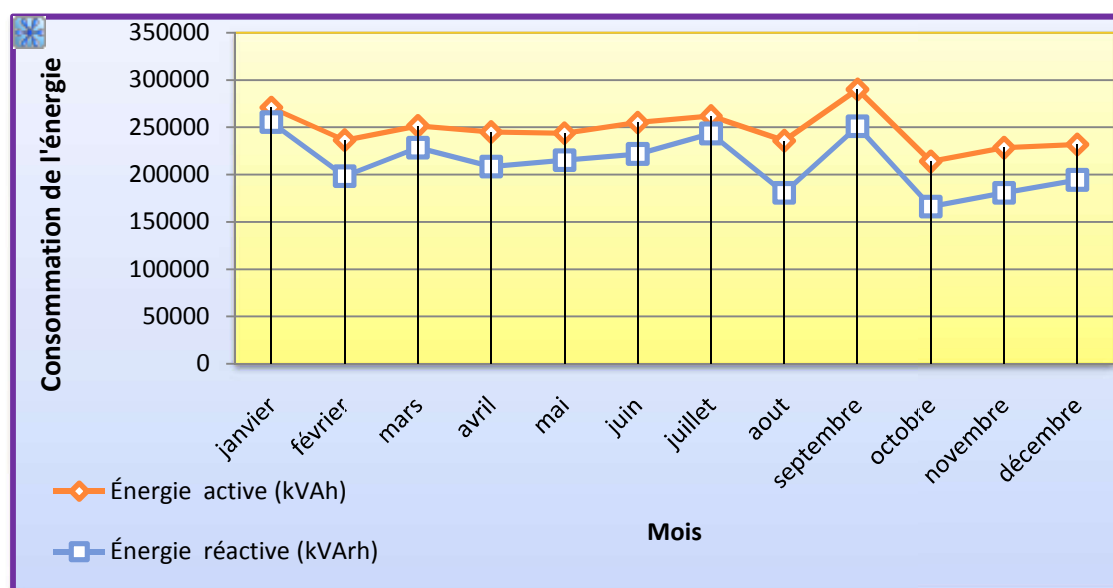


Figure IV.5 Représentation de la consommation de l'énergie

D'après la figure ci-dessus, on constate que la consommation de l'énergie réactive n'est pas stable durant l'année 2015, la consommation varie aléatoirement, elle prend une valeur maximale de 2553224 kVArh enregistrée durant le mois de Janvier et la valeur minimale de 166183 kVArh enregistrée durant le mois d'octobre.

Pour bien illustrer la consommation de l'énergie réactive nous présentons la consommation de ce dernier avec la consommation d'énergie active comme suit :

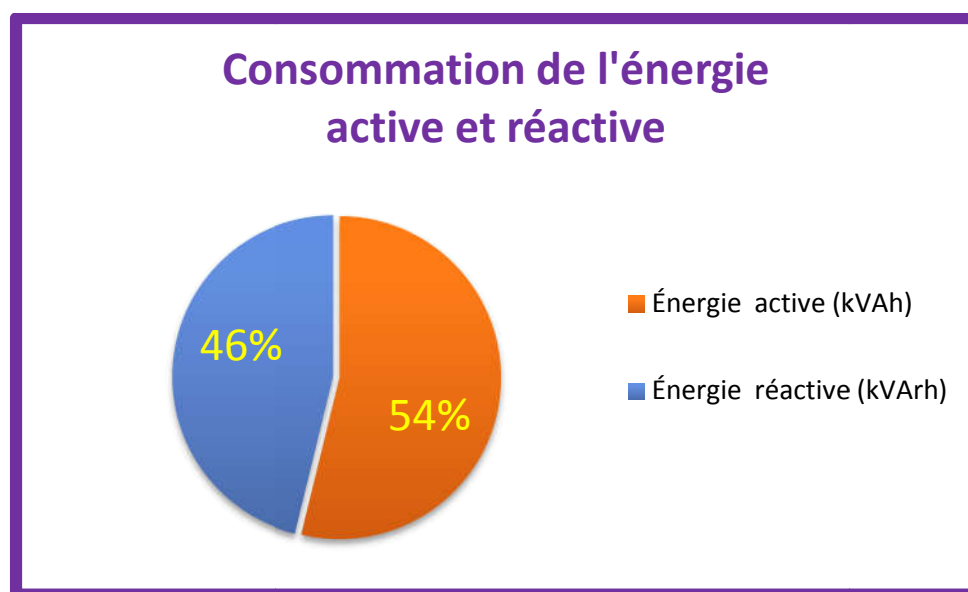


Figure IV.6 Consommation de l'énergie active et réactive

On remarque à partir de cette représentation graphique une forte consommation de l'énergie réactive qui représente 46% de l'énergie globale sachant que l'énergie active ne présente que 54% de l'énergie totale consommée, on constate que l'usine de MAGRIB-PIPE consomme beaucoup d'énergie réactive et dépasse la limite admissible ($\tan \phi = 0.4$ correspondre à $\cos \phi = 0.92$), cette remarque nous pousse à installer un système de compensation.

L'usine travaille 24/24 heure, donc la puissance réactive consommée dans le mois Janvier est :

$$Q = \frac{\text{l'énergie réactive (kVarh)}}{\text{les heures de fonctionnement (h)}} = \frac{255324 \text{ kVarh}}{24 \text{ h } 30 \text{ jour}} = \frac{255324 \text{ kVarh}}{720 \text{ h}} = 354.62 \text{ kVar}$$

De même manière pour la puissance active :

$$P = \frac{\text{l'énergie active (kWh)}}{\text{les heures de fonctionnement (h)}} = \frac{270723 \text{ kWh}}{24 \text{ h } 30 \text{ jour}} = \frac{270723 \text{ kWh}}{720 \text{ h}} = 376 \text{ kW}$$

Donc la puissance apparente S totale égale :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{376^2 + 354.62^2} = 516.86 \text{ kVA}$$

Donc, le facteur de puissance de l'usine est :

$$\cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{376 \text{ kW}}{516.86 \text{ kVA}} = 0.727 < 0.92$$

Enfin on constate que le Facteur de puissance de l'usine est très faible.

IV.6.2 Dimensionnement de la batterie de compensation :

La détermination de la compensation d'une installation est basée sur le calcul de la puissance réactive à compenser (Q_c).

Dans notre application en s'appuyant sur le calcul à partir des factures, pour cela procéder comme suit :

Prendre les factures d'électricité des dernières années et lire les consommations d'énergie réactive et retenir la facture dont l'énergie réactive est maximale (le cas le plus défavorable), après s'être assuré qu'il ne s'agit pas d'un mois non significatif, sachant que $\tan \phi$ admissible est de 0.4.

Évaluer la durée t (en heures) de fonctionnement durant laquelle l'énergie réactive est facturée.

En déduire la puissance à installer par les deux formules suivantes :

$$Q_c = \frac{E_{\text{réactive à compenser}}(\text{kVARh})}{t(\text{h})} \quad \text{IV.5}$$

$$E_{\text{réactive à compenser}} = E_{\text{réactive consommée}} \tan \phi - E_{\text{active consommée}} \quad \text{IV.6}$$

Donc :

$$E_{\text{réactive à compenser}} = 255324 - 0.4 \cdot 270723 = 147034.8 \text{ kVARh}$$

$$Q_c = \frac{147034.8 (\text{kVARh})}{720 (\text{h})} = 204.215 \text{ kVAR}$$

On installe une batterie de 200 kVAR comme illustré dans la figure IV.7 :

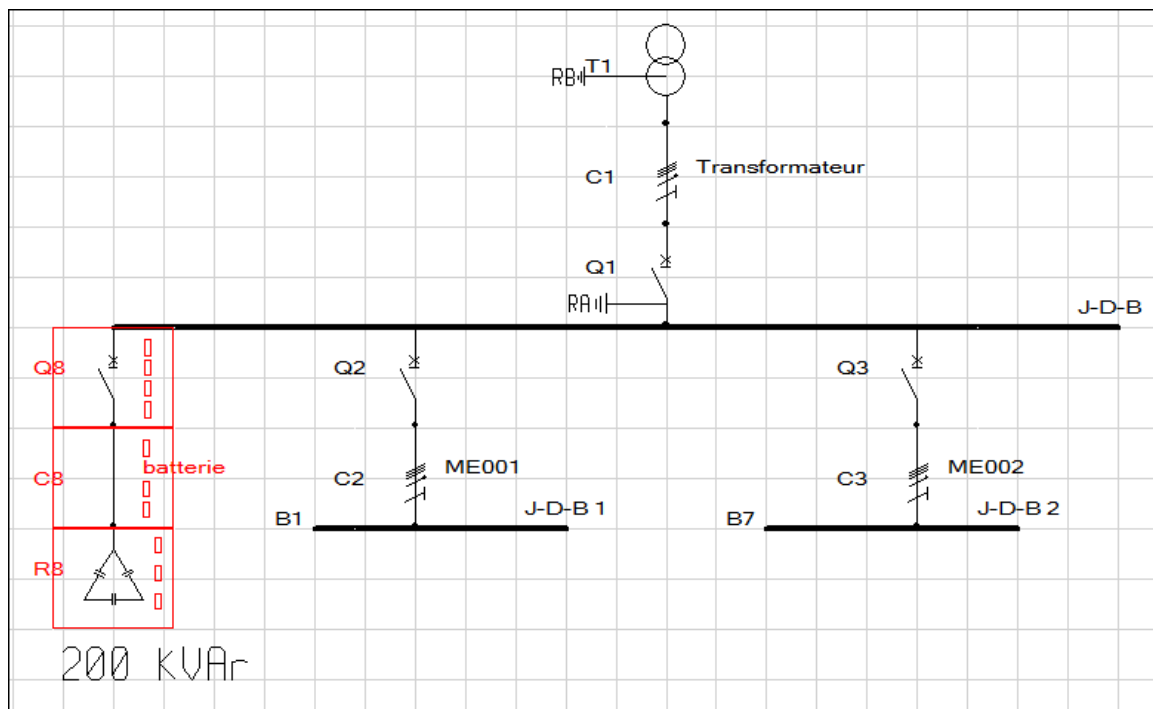


Figure IV.7 L'installation avec compensation

$$P = 376 \text{ kW}$$

$$Q' = 354.62 - 200 = 154.62 \text{ kVAR}$$

$$S = \sqrt{376^2 + 154.62^2} = 406.55 \text{ kVA}$$

Donc, le nouveau facteur de puissance est :

$$\cos \phi' = \frac{P}{S} = \frac{376}{406.55} = 0.9248 > 0.92$$

$$\text{Transformateur soulagé} \left(\frac{406.55}{630} \cdot 100\% = 65\% \right).$$

IV.7 Étude de la compensation pour la cimenterie de « LAFARGE »

Dans la plupart des usines, le système de compensation utilisée, c'est des batteries variables (à Gradins) commandées par un régulateur varmétrique qui commande la commutation des contacteurs.

Par ailleurs, durant la période du stage au niveau de la cimenterie de LAFARGE, parmi les installations et les ateliers de l'usine on a choisit l'atelier représenté dans la figure IV.9 qui comporte :

- ✚ Un transformateur de 2000kVA 50HZ 11000V/400V



Figure IV.8 Transformateur 493MV001Q05

- ✚ Quatre moteurs de 250kW/50HZ/cos ϕ =0.86.

- ✚ Un petit moteur de 55kW/50HZ/cos ϕ =0.88.

SS	Dept	Flow Code	SS Type	Power, Max	Full Load Current	Power Factor	Type/Frame_Size
305241004	342	342FN060	M	53 (55)	99A/380V	0.88	M2QA 250 M4A
305242001	342	342BL290	M	241(250)	436A/380V	0.86	M2BAT 355 S
305242101	342	342BL291	M	241(250)	436A/380V	0.86	M2BAT 355 S
305242201	342	342BL292	M	241(250)	436A/380V	0.86	M2BAT 355 S
305242301	342	342BL293	M	241(250)	436A/380V	0.86	M2BAT 355 S

Tableau IV.2 Liste des moteurs

Bila énergétique de l'installation sans compensation de l'énergie réactive :

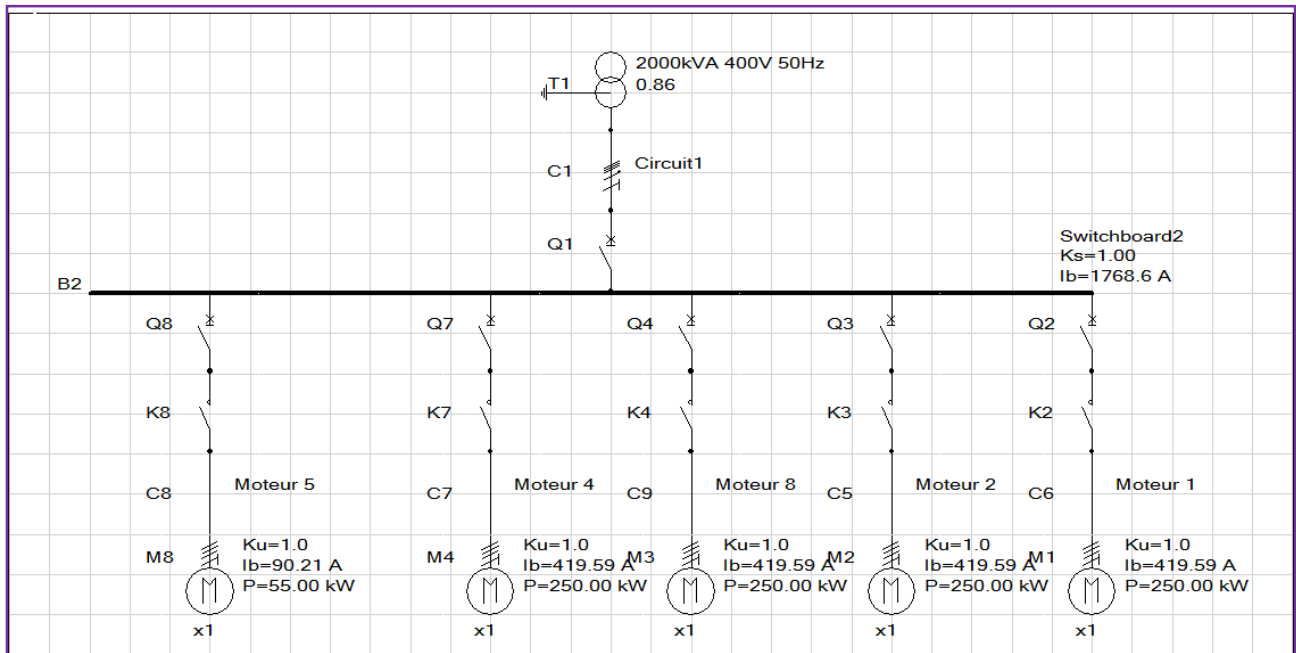


Figure IV.9 L'installation de LAFARGE sans compensation

Pour les quatre moteurs on a :

$$P = 4 \times 250 = 1000 \text{ kW}$$

$$Q = P \tan \theta = 1000 \tan(\cos^{-1}(0.86)) = 593.3 \text{ kVAr}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{1000^2 + 593.3^2} = 1162.75 \text{ kVA}$$

Pour le petit moteur on a :

$$P = 55 \text{ kW}$$

$$Q = P \tan \theta = 55 \tan(\cos^{-1}(0.88)) = 29.6 \text{ kVAr}$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{55^2 + 29.6^2} = 62.46 \text{ kVA}$$

Total :

$$P = 1055 \text{ kW}$$

$$Q = 623 \text{ kVAr}$$

$$S = \sqrt{1055^2 + 623^2} = 1225.2 \text{ kVA}$$

Le facteur de puissance de l'installation est :

$$\cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{1055}{1225.2} = 0.861 < 0.92$$

Cependant, l'installation nécessite un système de compensation.

Avec compensation :

Pour les quatre moteurs on a :

$$Q_c = P (\tan \phi - 0.4) = 1000 (0.593 - 0.4) = 193.36 \text{ kVAr}$$

Pour le petit moteur on a :

$$Q_c = P (\tan \phi - 0.4) = 55 (0.539 - 0.4) = 7.68 \text{ kVAr}$$

Total :

$$P = 1055 \text{ kW}$$

$$Q_c = 193.36 + 7.68 \approx 200 \text{ kVAr}$$

On installe une batterie de 200 kVAr comme illustré dans la figure IV.10 :

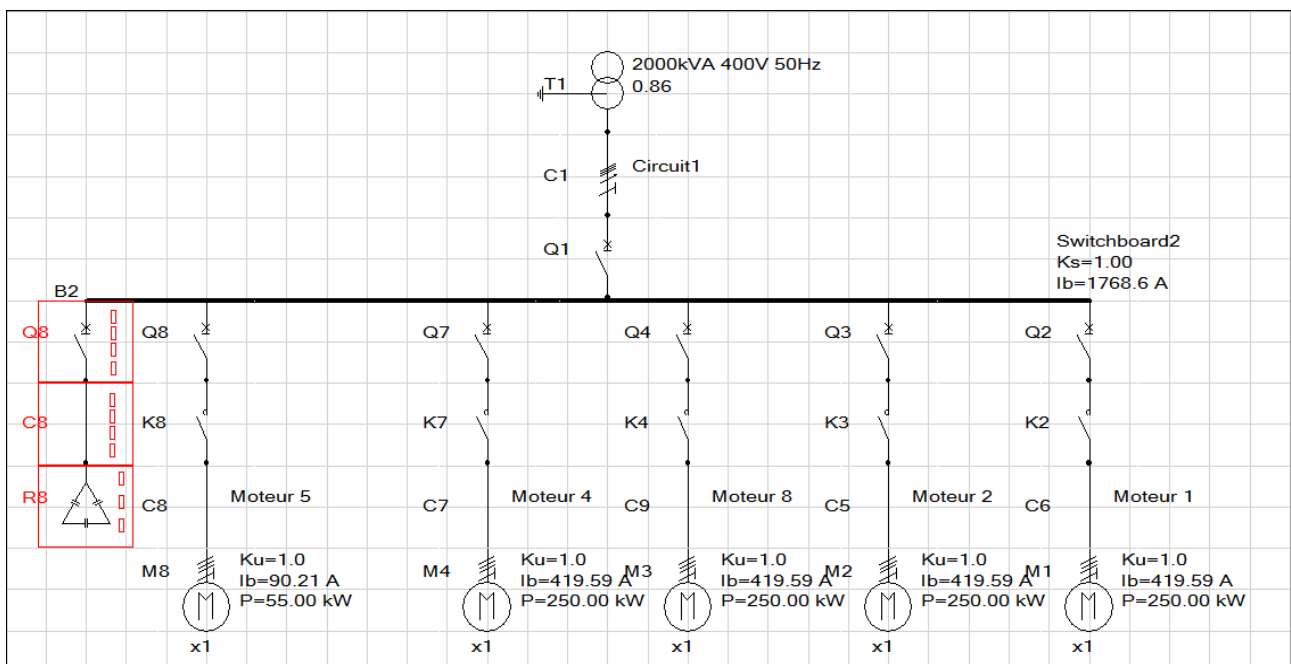


Figure IV.10 L'installation de LAFARGE avec compensation

Donc :

$$Q = 623 - 200 = 423 \text{ kVAr}$$

$$S = \sqrt{1055^2 + 423^2} = 1136.64 \text{ kVA}$$

Donc, le nouveau facteur de puissance est :

$$\cos \phi' = \frac{P}{S} = \frac{1055}{1136.64} = 0.9281 > 0.92$$

Sans compensation	Avec compensation
P= 1055 kW	P= 1055 kW
Q= 623 kVAr	Q= 423 kVAr
S= 1225,2 kVA	S= 1136,64 kVA
cos = 0,861	cos = 0,928

Tableau IV.3 Comparaison des deux cas (sans et avec compensation)

Pour bien illustrer la différence, on fait la représentation vectorielle suivante :

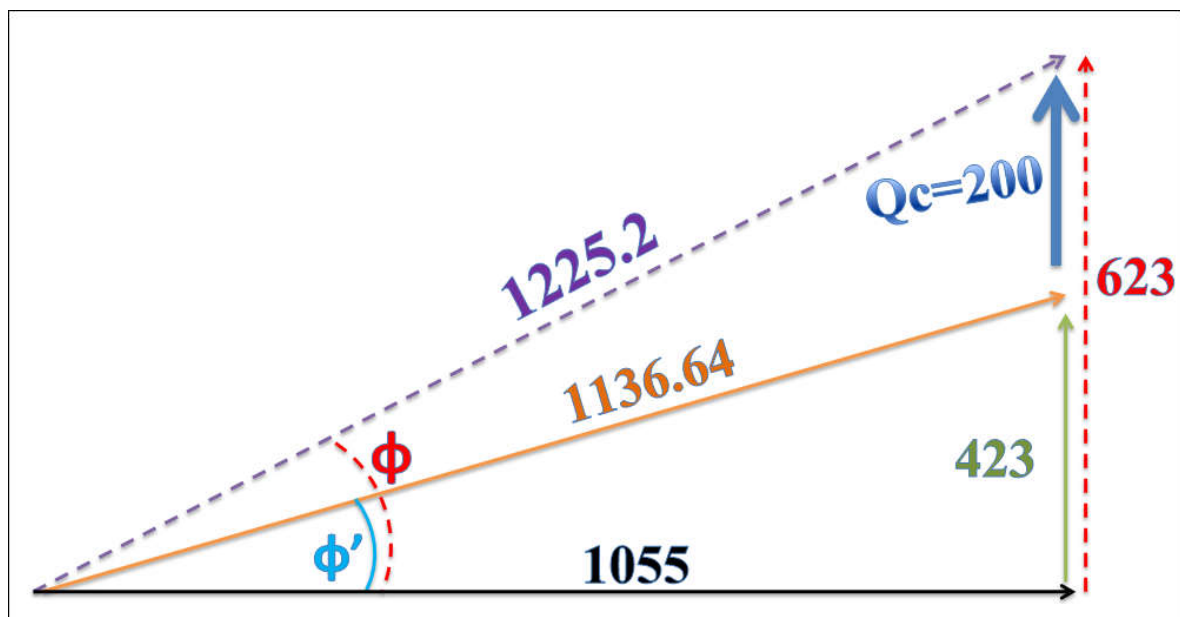


Figure IV.11 Représentation vectorielle de la comparaison

Suivant la compensation appliquée, il a été constaté que :

- ✓ Transformateur soulagé.
- ✓ 88.56 kVA de puissance apparent disponible ($1225.2 - 1136.64 = 88.56 \text{ kVA}$).
- ✓ Facteur de puissance amélioré.
- ✓ Facteur d'électricité réduit.

Vue réelle de système de compensation :



Figure IV.12 Armoires de compensation

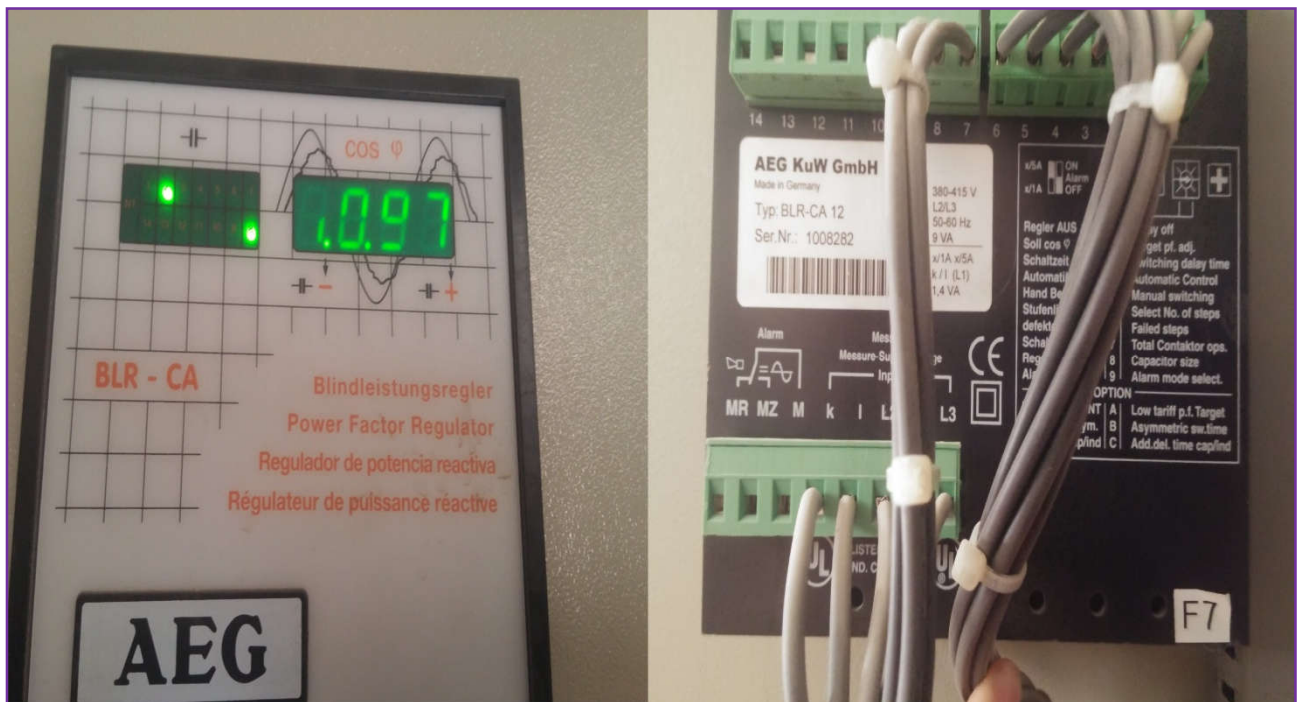


Figure IV.13 Le régulateur varmétrique

Chaque armoire contient 6 gradins comme le montre l'image ci-dessous :



Figure IV.14 Les gradins de compensation

Le schéma de câblage dans l'annexe. [31]

IV.8 Application de la compensation à la cimenterie d'AIN-TOUTA

On a les caractéristiques de l'installation suivant :

- ❖ Un transformateur de 1250kVA 50HZ 5.5kV/400V
- ❖ Trois JDB de 240kW pour chaque un
- ❖ Le facteur de puissance de cette installation est $\cos \phi = 0.75$

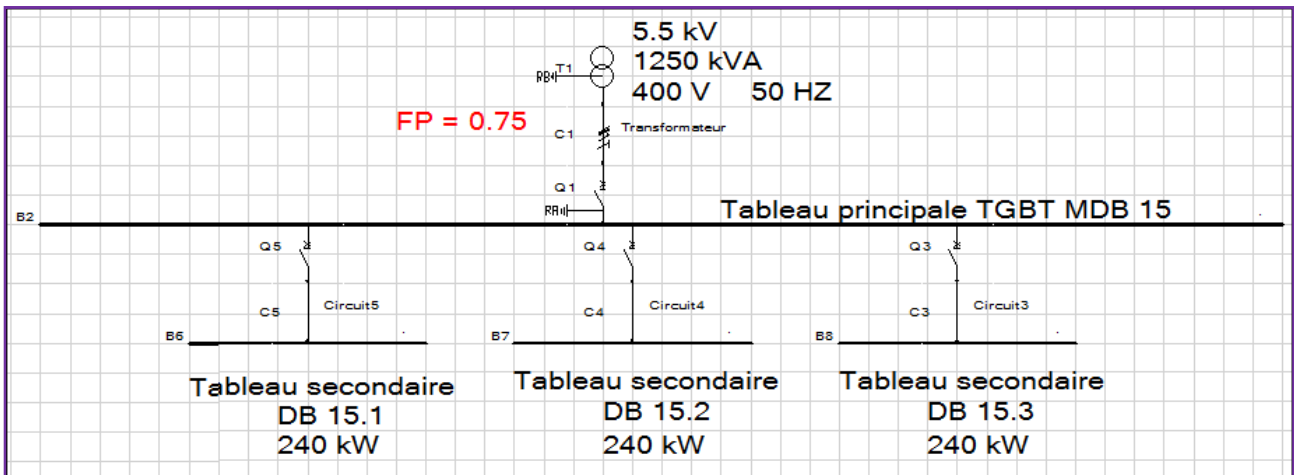


Figure IV.15 Installation sans compensation d'énergie réactive

Notre but est que le facteur de puissance sera $\cos \phi > 0.92$

Calcule la puissance réactive à compensée :

$$\cos \phi = 0.75 \rightarrow \tan \phi = 0.88$$

$$Q_c = P (\tan \phi - 0.4) = 3 \times 240 (0.88 - 0.4) = 346 \text{ kVar}$$

Pour améliorer le facteur de puissance, on installe une batterie de 360 kVar au niveau de TGBT MDB 15 (système de compensation global) come illustrer la figure IV.16

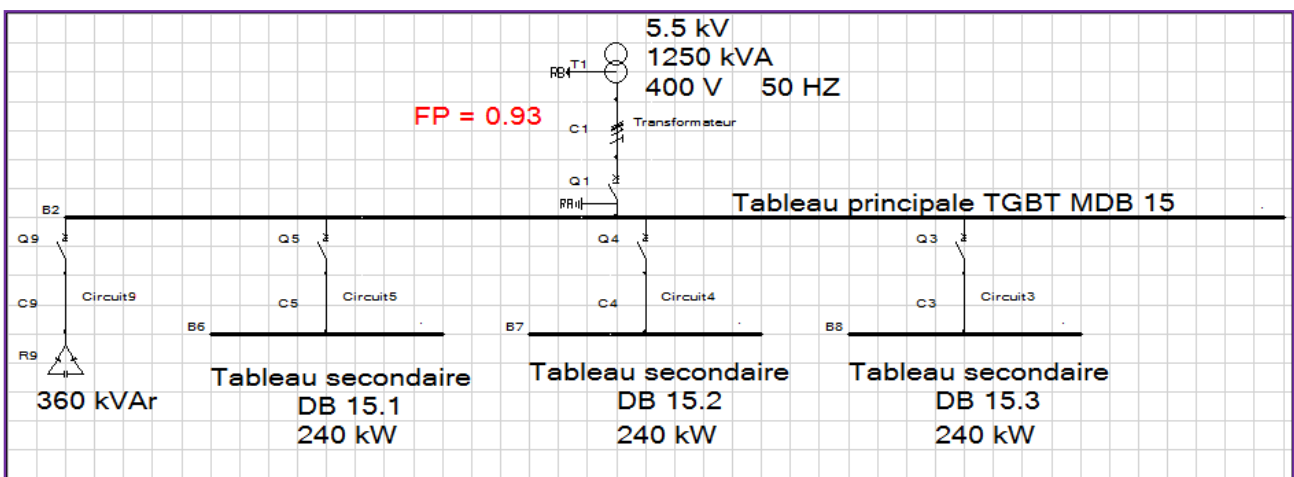


Figure IV.16 Compensation global par une batterie de 360 kVar

Calcule le nouveau facteur de puissance :

- $P = 240 \times 3 = 720 \text{ kW}$
- $Q_1 = P \tan \phi = 720 \tan(\cos^{-1}(0.75)) = 635 \text{ kVAr}$
- $Q_2 = Q_1 - Q_c = 635 - 360 = 275 \text{ kVAr}$
- $S = \sqrt{P^2 + Q_2^2} = \sqrt{720^2 + 275^2} = 771 \text{ kVA}$

Donc, le nouveau facteur de puissance est :

$$\cos \phi' = \frac{P}{S} = \frac{720}{771} = 0.934 > 0.92$$

La cimenterie ajoute une nouvelle installation de 200 kW

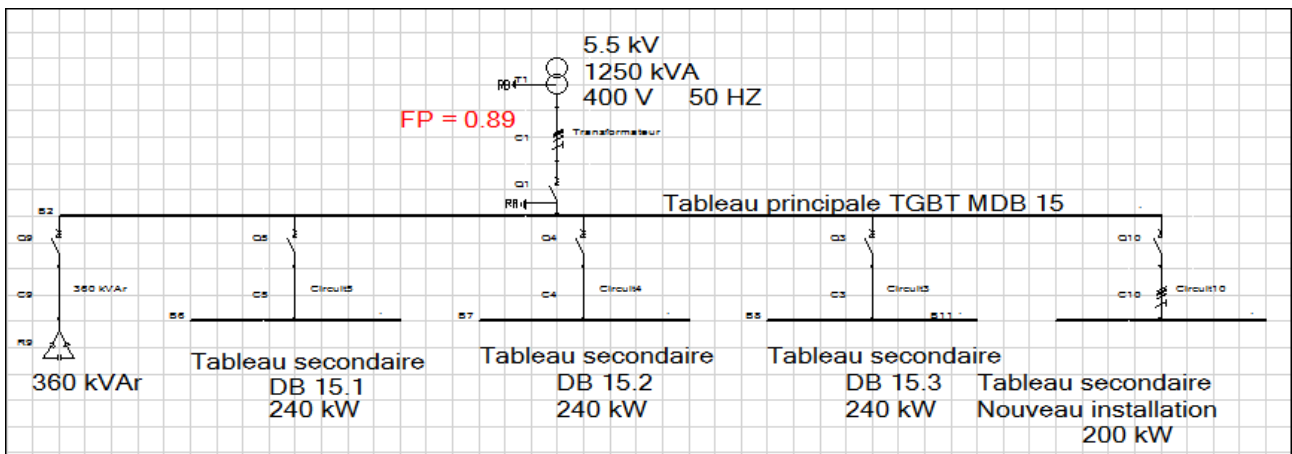


Figure IV.17 Nouvelle installation sans compensation

- $P = (240 \times 3) + 200 = 720 + 200 = 920 \text{ kW}$
- $Q_1 = P \tan \phi = 920 \tan(\cos^{-1}(0.75)) = 812 \text{ kVAr}$
- $Q_2 = Q_1 - Q_c = 812 - 360 = 452 \text{ kVAr}$
- $S = \sqrt{P^2 + Q_2^2} = \sqrt{920^2 + 452^2} = 1025 \text{ kVA}$

Le facteur de puissance doit être égale à :

$$\cos \phi' = \frac{P}{S} = \frac{920}{1025} = 0.89 < 0.92$$

Selon le facteur de puissance obtenu, il faut alors compenser la puissance réactive dans la nouvelle installation.

$$Q_c = P (\tan \phi - 0.4) = 200 (0.88 - 0.4) = 97 \text{ kVAr}$$

On installe une batterie de 100 kVAr au niveau de la nouvelle installation (système de compensation partielle) comme illustrer dans la figure ci-dessous :

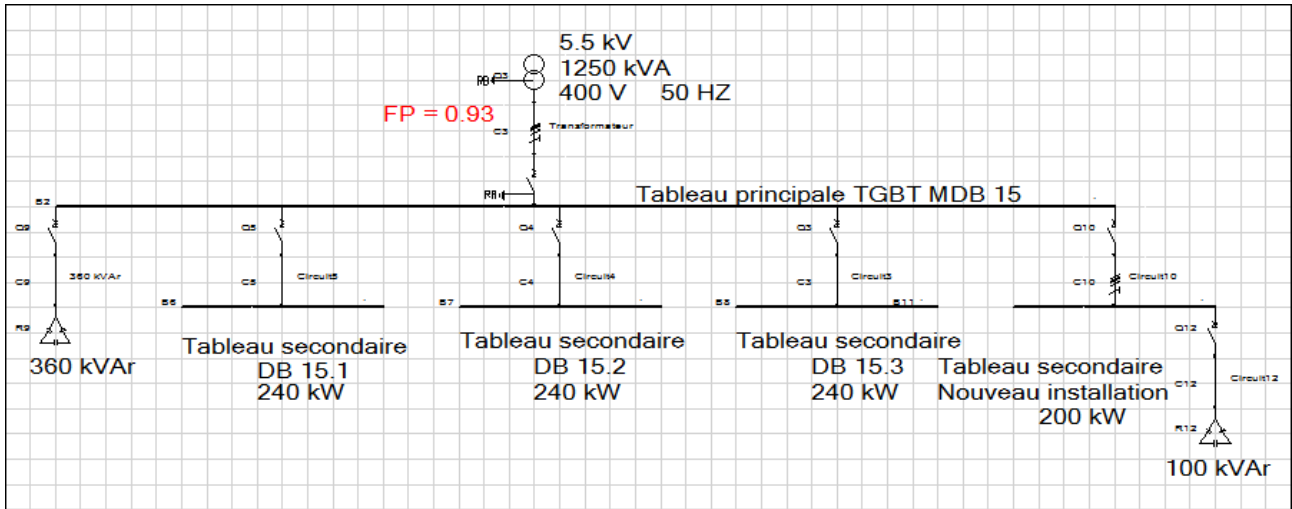


Figure IV.18 Compensation partielle par une batterie de 100 kVAr

- $P = 920 \text{ kW}$
- $Q_1 = 812 \text{ kVAR}$
- $Q_{c \text{ totale}} = 360 + 100 = 460$
- $Q_2 = Q_1 - Q_{c \text{ totale}} = 812 - 460 = 352 \text{ kVAR}$
- $S = \sqrt{P^2 + Q_2^2} = \sqrt{920^2 + 352^2} = 985 \text{ kVA}$

Le facteur de puissance doit être égale à :

$$\cos \phi' = \frac{P}{S} = \frac{920}{985} = 0.934 > 0.92$$

Suivant la compensation appliquée, il a été constaté que :

- ✓ Transformateur soulagé.
- ✓ Facteur de puissance amélioré.
- ✓ Facture d'électricité réduite.

IV.9 Conclusion

A la lumière de ce chapitre, il a été constaté que :

- ❖ La suppression de la facturation d'énergie réactive.
- ❖ La diminution de la puissance souscrite en kVA.
- ❖ La limitation des pertes d'énergie active dans les câbles compte-tenu de la diminution de l'intensité véhiculée dans l'installation.
- ❖ L'amélioration du niveau de tension en bout de ligne.
- ❖ L'apport de puissance disponible supplémentaire au niveau des transformateurs de puissance si la compensation est effectuée au secondaire.

CONCLUSION GENERALE

Ce travail a été consacré à l'étude de la compensation de l'énergie réactive d'une installation électrique industrielle **HTA/BTB** (Moyenne tension/Basse tension). Au départ, des généralités sur la qualité d'énergie électrique et le contrôle de l'énergie électrique ont été présentés. Par la suite, il a été constaté que la consommation de l'énergie réactive provoque la chute de tension, augmente les pertes d'énergie et par conséquent l'augmentation des coûts de consommation. A cet effet, il a été décidé d'installer un système de compensation d'énergie électrique en tenant compte des différentes contraintes rencontrées dans le réseau.

Enfin, il a été constaté que la compensation de l'énergie réactive peut engendrer certains avantages pour le réseau électrique, à savoir :

- ✓ Économie sur le dimensionnement des équipements électriques car la puissance appelée diminue.
- ✓ Augmentation de la puissance active disponible au secondaire des transformateurs.
- ✓ Diminution des chutes de tension et des pertes en lignes.
- ✓ Économie sur la facture d'électricité, en supprimant la consommation excessive d'énergie réactive.
- ✓ L'amélioration du niveau de tension en bout de ligne.

Annexe

Références bibliographique

- [1] ZERROUKI Youcef, « Amélioration de la qualité d'énergie électrique en utilisant un onduleur de tension multi-niveaux », Mémoire de Master Option : ISE, MOHAMED BOUDIAF DE M'SILA, 2014/2015.
- [2] NEKKAR Djamel, « Contribution à l'Étude des Stratégies de Commande des Filtres Actifs Triphasés », Mémoire de Magister Option : Commande des Machines Électriques, Université de Souk-Ahras, 2013/2014.
- [3] VANYA Ignatova, « Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique », Thèse pour obtenir le grade de docteur de l'UJF, Université JOSEPH FOURIER, 20/10/2006.
- [4] MAMMERI Oussama, « Différentes méthodes de calcul de la puissance réactive dans un nœud à charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie », Mémoire de magister, Option : Réseaux électriques, Université de Batna, 2011/2012.
- [5] HADDAD Salim, « Compensation d'énergie réactive par convertisseur statique », Mémoire de magister département d'électromécanique, Université Badji Mokhtar- Annaba, 2006.
- [6] ATT 00254 « Qualité de la tension, Qualité de l'électricité », ATT 00254, UNIVERSITE DE LIEGE Novembre 2008.
- [7] Melle BOUTABA Samia, « Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC », Mémoire de magister, Option : Réseaux électriques, Université de Chlef, 09/06/2009.
- [8] KESSAL Abdelhalim, « Correction du facteur de puissance à l'entrée d'un convertisseur AC/DC », Thèse de doctorat, Option : Commande électrique, Université Ferhat Abbes-Sétif, 26/04/2012.
- [9] ENERDIS CHAUVIN ARNOUX GROUP « *Compensation d'énergie réactive* », Guide technique, 906 210 239-Ed.1- 02/2011.
- [10] SANAE Rechka, « Étude de méthodes de filtrage des harmoniques dans les réseaux électriques de distribution », Mémoire, Département de génie électriques, Université du QUÉBEC à TROIS-RIVIÈRES, 04/2002.
- [11] BOUAFIA Abdelouahab, « Techniques de commande prédictive et floue pour les systèmes d'électronique de puissance : application aux redresseurs à MLI », Thèse de doctorat, Spécialité : Commande électrique, Université Ferhat Abbes-Sétif, 06/10/2010.
- [12] GHADBANE Ismail, « Commande d'un Filtre Actif Triphasé Parallèle Par Différents Régulateurs », Mémoire de magister, Option : Électricité industrielle, Université Mohamed Kheider - Biskra, 24/02/2011.
- [13] YOUSFI Abdelkader, « Amélioration de la qualité d'énergie électrique en utilisant un onduleur de tension à cinq niveaux », Mémoire de magister, Option : Réseaux électriques, Université Hassiba Benbouali de Chlef, 2008.

- [14] Legrand Catalogue, « *Compensation d'énergie réactive et contrôle de la qualité des réseaux électriques* », P0910ALPESFR- EX210027 - MARS 2010.
- [15] Schneider Electric, « *La compensation de l'énergie réactive* », Guide technique, Intersections - novembre 2006.
- [16] MOSTEFAOUI Abdelkader, « Étude de la répartition optimale des puissances dans un réseau électrique par la Programmation non linéaire », Mémoire de Magister Option : Réseaux électriques, Université Hassiba Benbouali Chlef, Algérie, 14/10/2008.
- [17] Site web : https://fr.wikipedia.org/wiki/Compensation_de_puissance_réactive.
- [18] Nabil MANCER, « Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS) », Mémoire de Magister Option : Réseaux électriques, Université Mohamed Khider – Biskra, Algérie, 28/01/2012.
- [19] Rabah BENABID, « Optimisation multi objectif de la synthèse des FACTS par les particules en essaim pour le contrôle de la stabilité de tension des réseaux électriques », Mémoire de Magister Option : Analyse, Conduite et commande des réseaux électriques, Université Amar Telidji, Laghouat, 04/09/2007.
- [20] https://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_électrique
- [21] Mostefa HAMED, « Dispatching économique dynamique par utilisation de méthodes d'optimisation globales », Mémoire de Magister Option : Réseaux électriques, Université Mohamed Khider – Biskra, 14/01/2013.
- [22] MERZOUGUI Nassima, « Gestion de congestion dans les réseaux électriques », Mémoire de Magister Option : Réseaux électriques, Université Mohamed Khider – Biskra, 03/06/2014.
- [23] Site web : http://www.wikiwand.com/fr/Compensateur_statique_d'énergie_réactive.
- [24] Schneider Electric, « La conception des réseaux industriels en haute tension », ct 169, 10/1993.
- [25] Schneider Electric, « *Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques* », Guide de l'installation électrique 2010, GIE_chap_L-2010.indb 26, 22/01/2010.
- [26] ALPTEC 8, « La solution pour la régulation automatique du facteur de puissance », Legrand Catalogue, AT 13001 - FR – 07/ 2013.
- [27] Legrand Electric Algérie, « *Batteries de condensateurs automatiques Alpimatic* », EX210027 - ALG 018 - JUIN 2011.
- [28] Site web : <http://www.energiepluslesite.be/index.php?id=11473>.
- [29] BAALI Radhouane, DJERIOU Salim, « Étude d'optimisation d'une installation électrique – Application briqueterie », Mémoire, Option : Commande électrique, Université MOHAMED BOUDIAF DE M'SILA, 2007/2008.
- [30] Schneider Electric, « *Guide de conception des réseaux électriques industriels* », n° : 6 883 427/A, 04/2010.
- [31] La Cimenterie de LAFARGE.