

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

**E**COLE **N**ATIONALE **P**OLYTECHNIQUE

Département de Génie électrique

En collaboration avec  
SONELGAZ / GRTE



# Projet de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en  
Électrotechnique

Thème :

Paramètres de la qualité de la tension d'un réseau  
électrique  
Etude et Analyse

**Proposé et dirigé par :**  
Pr.E.M. BERKOUK

**Présenté par :**  
KEBBAL Med Racim  
BAKIR Karim

Promotion: Juin 2008

**Résumé :**

Dans un réseau électrique , les harmoniques, la puissance réactive, les déséquilibres de courants et de tensions, et les creux de tension ,les surtensions ont des effets néfastes sur les équipements électriques.

Dans cette thèse nous avons abordé le sujet de la qualité d'énergie, et l'influence des harmoniques, les creux de tension, et les flickers sur le réseau électrique.

Nous avons aussi illustré l'impact de leur perturbation sur le plan technique, normatif et surtout économique et monétique.

**Mots clés :**

La qualité de l'énergie, normes, mesures, les harmoniques, creux de tension, les flickers, surtensions, déséquilibre.

**Abstract :**

In an electrical network, unbalanced and harmonic currents generated by nonlinear and Unbalanced loads can cause harmonics and unbalanced voltage. These voltage perturbations along with voltage sag can strongly degrade customer power quality.

In this thesis we discussed the topic of quality energy and influence of harmonics, voltage dip, and flickers on the electrical grid. We also illustrated the impact of their disruption on a technical level, normative and especially economic and banking.

**Key words :**

Power quality, standards, measures, harmonics, voltage dip, flickers, and surge, unbalanced voltage.

**ملخص**

في الشبكات الكهربائية ذات التوتر المنخفض الاضطرابات الناتجة عن التيار غير الخطي و السطاعة الرديئة وعدم توازن التوترو التيارو الممكن وجودها في الشبكة الكهربائية لهم تأثير سلبي على الاجهزة الكهربائية

في هذا البحث سنتحدث عن نوعية الطاقة الكهربائية و تأثير كلا من التيار التوافقي و انخفاض مستوى التوتر و تذبذبه على الشبكة الكهربائية. و سنتطرق الى دراسة هذا التأثير على المستوى التقني و الاقتصادي و حتى المعياري.

**كلمات مفتاحية**

نوعية الطاقة المعايير القياس التيار التوافقي , انخفاض مستوى التوتر , التذبذب

## ***REMERCIEMENTS***

Nous remercions Dieu de nous avoir donné la force physique et morale pour accomplir ce travail.

Nous remercions nos encadreurs Mrs : E.M. BERKOUK, D BRAHIMI pour leurs aides, leur encouragement et surtout leurs précieux conseils, ils nous ont suivis durant notre projet de fin d'étude avec patience et rigueur.

Et nous adressons nos chaleureux remerciements aux membres du jury.

## DEDICACES

*Je dédie ce travail à :*

*Ma grand-mère*

*Mes parents*

*Mon frère et ma sœur*

*Ma famille*

*Mon binôme KARIM*

*Djamel, Malek, imad, tidja et Mehdi*

*Mes amis de l'école polytechnique : moh, nassim, boudj*

*Mes amis de la promotion 2007/2008*

*Mes amis de la hotline.*

*Je dédie ce travail à mes très chers parents, que dieu me les garde  
éternellement heureux*

*Mes frères et mes sœurs*

*La famille SOUABER*

*Djillali*

*Tous mes amis : Brahim, Mohammed*

*Mes amis de la promotion d'Electrotechnique 2008.*

*Tous ceux qui me sont chers*

*Et à vous.*

*Karim*

# SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
----------------------------	---

## Chapitre I : *Qualité de l'énergie électrique*

I.1. Introduction.....	3
I.2. Qualité de l'énergie.....	3
I.2.1. Objective de la mesure de la qualité d'énergie.....	4
I.3. Perturbation électriques et leurs origines.....	5
I.3.1. Harmoniques.....	5
I.3.1.1. Caractérisation des perturbations harmoniques.....	6
I.3.1.2. Origines.....	9
I.3.2.3. Effets des harmoniques ... ..	14
I.3.2.4. Sensibilité de différents types de matériels.....	15
I.3.2. Interharmoniques et infraharmoniques.....	19
I.3.3. Creux de tension et coupure.....	20
I.3.3.1. Origines .....	20
I.3.3.2. Effets de creux de tension .....	22
I.3.4. Surtensions.....	23
I.3.3.1. Origines .....	24
I.3.3.2. Effets de surtensions .....	26
I.3.5. Fluctuations rapides de la tension (flicker).....	27
I.3.5.1. Description des fluctuations de tension à l'origine du flicker.....	27
I.3.5.2. Origines .....	28
I.3.5.3. Evaluation du flicker.....	29
I.3.5.4. Effets du flicker.....	31
I.3.6. Déséquilibre du courant et de la tension.....	31
I.3.6.1. Origines du déséquilibre.....	31
I.3.6.2. Caractérisation du déséquilibre de la tension.....	32
I.3.6.3. Effets du déséquilibre .....	32
I.3.7. Variation de la fréquence.....	33

## Chapitre II : *Normes et Mesures*

II.1	Introduction .....	34
II.2	Normes.....	34
II.2.1	Concepts de bases.....	34
II.2.2	Normes concernant les perturbations harmoniques.....	35
II.2.3	Normes concernant les Creux de tension.....	38
II.2.4	Normes concernant les surtensions. ....	38
II.2.5	Normes concernant le Flicker .....	39
II.2.6	Procédure d'évaluation d'une installation perturbatrice.....	39
II.3	Mesures.....	41
II.3.1	Définitions .....	41
II.3.2	Classes de méthodes de mesure.....	43
II.3.3	Organisation des mesures.....	44
II.3.4	Agrégation des intervalles de temps de mesure.....	44
II.3.5	Procédure d'agrégation des mesures.....	45
II.3.6	Incertitude d'horloge.....	46
II.3.7	Paramètres a mesurer.....	46
II.3.7.1	Harmoniques.....	46
II.3.7.2	Creux de tension.....	49
II.3.7.3	Surtensions.....	50
II.3.7.4	Flicker.....	52

## Chapitre III : *Influences des harmoniques*

III.1	Introduction.....	57
III.2	Elaboration du modèle de simulation.....	57
III.2.1	Présentation du client CEVITAL L'arbaa .....	57
III.2.2	Procédure de travail suivi .....	58
III.2.3	Description du schéma unifilaire .....	59
III.2.4	Schéma électrique établi .....	61
III.2.5	Etude et modélisation des différents blocs de l'installation.....	61
III.2.5.1	Hypothèses utilisées dans notre étude .....	61

III.3. Présentation et interprétation des résultats .....	67
III.3.1. Etude de l'influence du client perturbateur sur le réseau électrique .....	67
III.3.2. Etude de l'influence du client CEVITAL sur un deuxième client.....	77
III.3.2.1.Sans filtrage.....	78
III.3.2.2.Avec filtrage .....	81
III.3.3. Analyse financière de l'impact de la perturbation du 1 <sup>er</sup> client sur le deuxième .....	84
III.4. Etude d'un deuxième client générant les harmoniques : aciérie d'EL-hadjar .....	87
III.5. Tableau récapitulatif .....	91
III.6 Conclusion.....	91

## Chapitre IV : *Influences des creux de tension*

IV.1 Introduction .....	93
IV.2 Rappel important.....	93
IV.2.1 Machine asynchrone.....	93
IV.2.1.1 Constitution de la Machine Asynchrone .....	93
IV.2.1.2 Modèle dynamique de la Machine Asynchrone .....	94
IV.2.2 Creux de tension .....	95
IV.3. Simulation d'un creux de tension par le démarrage d'un moteur asynchrone .....	95
IV.3.1. Démarrage d'un moteur asynchrone 450 HP .....	96
IV.3.1.1.Démarrage à vide.....	96
IV.3.1.2. Démarrage en charge.....	100
IV.3.2. Conclusion.....	103
IV.4. Chute de tension de 10% .....	104
IV.5. Effet des creux triphasés de tension sur un moteur asynchrone de 1.1kW de puissance.....	106
IV.6. Démarrage d'un moteur asynchrone sous tension réduite .....	110
IV.6.1 Démarrage sous tension de 0.75Vn.....	110
IV.6.2 Démarrage sous tension de 0.575Vn. ....	111
IV.7.Effet d'une coupure de tension sur un moteur asynchrone de 1.1kW .....	112
IV.7.1. Conclusion.....	115
IV.8.Etude d'un cas d'une perte de phase .....	115



IV.9. Tableaux récapitulatifs .....	117
IV.10 Conclusion.....	121

## Chapitre V : *Influences de flicker sur les réseaux électrique*

V.1 Introduction. ....	122
V.2 Rappel et définitions.....	122
V.2.1 Flicker .....	122
V.2.2 Four à arc.....	123
V.2.2.1 Four à arc à courant alternatif.....	124
V.3. Elaboration du modèle et de la simulation .....	126
V.3.1 Modèle de four.....	126
V.3.2. Résoudre les équations électriques du four à arc.....	126
V.3.2.1 Equations des nœuds .....	127
V.3.2.2 Calcul des courants .....	128
V.3.4 Description de la simulation.....	129
V.3.4.1 Modèle du Four à arc.....	129
V.3.4.2 Variation sinusoïdale de la modulante .....	129
V.3.4.3 Variation aléatoire de la modulante .....	131
V.4 Conclusion. ....	135

## Chapitre VI : *Les solutions pour améliorer la qualité d'énergie*

VI.1 Introduction .....	136
VI.2 Harmoniques .....	137
VI.2.1.Réduction des courants harmoniques générés .....	137
VI.2.2.Modification de l'installation .....	137
VI.2.3. Filtrage .....	138
VI.2.4. Disjoncteurs .....	138
VI.2.5. Déclassement.....	139
VI.3. Creux de tension et coupure .....	140
VI.3.1 Réduction du nombre de creux de tensions et de coupures.....	140
VI.3.2. Réduction de la durée et de la profondeur des creux de tension .....	140
VI.3.3. Insensibilisation des installations industrielles et tertiaires .....	141

VI.3.4. Arrêt propre .....	141
VI.4.Fluctuations de tension.....	141
VI.5. Déséquilibre .....	142
VI.6. Surtensions .....	143
VI.6.1. Surtensions temporaires .....	143
VI.6.2. Surtensions de manœuvre .....	143
VI.6.2. Surtensions de atmosphériques .....	144
<b>CONCLUSION GENERALE ET PERSPICTIVES.....</b>	<b>146</b>

## **Introduction générale :**

La qualité de l'électricité est devenue un sujet stratégique pour les compagnies d'électricité, les personnels d'exploitation, de maintenance ou de gestion de sites tertiaires ou industriels, et les constructeurs d'équipements, essentiellement pour les raisons suivantes :

- La nécessité économique d'accroître la compétitivité pour les entreprises,
- La généralisation d'équipements sensibles aux perturbations de la tension et/ou eux-mêmes générateurs de perturbations

L'une des propriétés particulières de l'électricité est que certaines de ses caractéristiques dépendent à la fois du producteur / distributeur d'électricité, des fabricants d'équipements et du client. Le nombre important de protagonistes et l'utilisation d'une terminologie et de définitions parfois approximatives expliquent en partie la complexité du sujet. La qualité de l'énergie est devenu un pôle attracteur de chercheurs, expérimentateurs, managers et consultants, vu le grand rôle qu'elle joue sur le plan économique et technique.

Dans notre présent travail nous définirons et étudierons les principaux phénomènes qui dégradent la Qualité de l'Energie Electrique (QEE), leurs origines, leurs conséquences sur les équipements, le voisinage, et les solutions optimales. Nous avons intégré une évaluation financière qui sert à bien illustrer l'impact des perturbations sur le réseau électrique.

A cet effet, nous avons structuré notre étude de la manière suivante :

Le chapitre I est consacré à la définition de la qualité d'énergie et les paramètres qui la caractérise comme : les harmoniques, les creux de tension, les fluctuations de la tension et les coupures. On a parlé des notions de base, causes, origines, et impactes.

Le chapitre II à pour objet d'illustrer et présenter les normes et les procédures de mesure. Nous allons présenter les normes relatives aux harmoniques, creux de tension, fluctuations de tension et les coupures. Ce chapitre trace les limites tolérées et recommandées pour bénéficier d'un bon fonctionnement du réseau électrique et les méthodes à suivre pour évaluer les perturbations de la qualité d'énergie.

Dans le chapitre III, nous présentons l'effet des harmoniques sur le réseau électrique en choisissant un cas d'étude : CEVITAL Arbaa, et voir leur impact sur le voisinage en supposant un deuxième client connecté au même jeux de barre. Nous présentons aussi une évaluation financière sur le manque à gagner.

Le chapitre IV, présente l'influence des creux de tension et les coupures sur le réseau électrique, en illustrant l'origine et les effets à travers des simulations, ainsi que l'impact sur quelques types d'équipements comme les moteurs asynchrones.

Le chapitre V, aborde le problème des fluctuations de la tension, en présentant le phénomène du papillotement (les flickers) et leurs impacts sur le réseau électrique.

Le chapitre VI, propose les solutions et les remèdes les plus optimaux afin de réduire ou d'éliminer les perturbations au sein du réseau électrique et pour bien exploiter les installations électriques.

Nous achevons notre étude par la présentation d'une synthèse générale, toute en donnant de différentes perspectives qui aident à améliorer notre étude dans l'avenir et à l'élaboration d'un système d'évaluations plus optimal.

# *CHAPITRE I :*

## *La qualité de l'énergie électrique*

## **I.1 Introduction**

Le distributeur d'énergie doit fournir à l'ensemble de ses clients et utilisateurs une énergie de qualité sous la forme de trois tensions sinusoïdales parfaites constituant un réseau triphasé équilibré.

La qualité de cette énergie dépend de celle de la tension aux points de raccordement. Toutefois, cette tension subit généralement des altérations durant son transport jusqu'à son arrivée chez le client, industriel ou particulier. Les origines de ces altérations sont nombreuses; outre les incidents relatifs à la nature physique et matérielle des organes d'exploitation du réseau, il existe aussi des causes intrinsèques spécifiques au fonctionnement de certains récepteurs particuliers.

## **I.2 Qualité de l'énergie**

L'énergie électrique est fournie sous forme de tension constituant un système sinusoïdal triphasé dont les paramètres caractéristiques sont les suivants :

- La forme d'onde.
- L'amplitude des trois tensions.
- La symétrie.
- La fréquence.

La mesure de ces paramètres permet de juger la qualité de la tension. Une détérioration de l'un d'entre eux ou de plusieurs à la fois laisse supposer la présence d'une anomalie dans le réseau électrique. Afin de décrire certaines perturbations et de donner le niveau de conformité de l'énergie fournie, des normes internationales ont déjà été établies [1].

## **I.2.1 Objectif de la mesure de la qualité d'énergie**

### **A) Application contractuelle**

Des relations contractuelles peuvent s'établir entre fournisseur d'électricité et utilisateur final, mais aussi entre producteur et transporteur ou entre transporteur et distributeur dans le cadre d'un marché dérégulé. Une application contractuelle nécessite que les termes soient définis en commun et acceptés par les différentes parties. Il s'agit alors de définir les paramètres de mesure de la qualité et de comparer leurs valeurs à des limites prédéfinies.

### **B) Optimisation du fonctionnement des installations électriques**

Pour réaliser des gains de productivité, il faut avoir un bon fonctionnement des procédés et une bonne gestion de l'énergie, deux facteurs qui dépendent de la Qualité de l'Energie Electrique. Disposer d'une QEE adaptée aux besoins est un objectif des personnels d'exploitation, de maintenance et de gestion de sites tertiaires ou industriels.

### **C) Etudes statistiques**

Cette étude nécessite une approche statistique sur la base de nombreux résultats obtenus par des études généralement réalisées par les exploitants de réseaux de transport et de distribution.

#### **1. Etudes des performances générales d'un réseau :**

Elles permettent, par exemple, de :

- Planifier et cibler les interventions préventives grâce à une cartographie des niveaux de perturbations sur un réseau. Ceci permet de réduire les coûts d'exploitation ainsi qu'une meilleure maîtrise des perturbations.
- Comparer la QEE fournie par le distributeur en différents lieux géographiques.

#### **2. Etudes des performances en un point particulier du réseau :**

Elles permettent de :

- Déterminer l'environnement électromagnétique auquel une installation future ou un nouvel équipement sera soumis.
- Spécifier et vérifier les performances auxquelles le fournisseur d'électricité s'engage de façon contractuelle.

Ces informations sur la qualité de l'électricité sont particulièrement stratégiques pour les compagnies d'électricité qui dans le contexte de la libéralisation du marché de l'énergie recherchent la meilleure compétitivité, la satisfaction des besoins et la fidélisation de leurs clients [2].

### I.3 Les perturbations électriques et leurs origines

Les perturbations électriques affectant l'un des quatre paramètres cités précédemment peuvent se manifester par :

- La présence d'harmoniques et d'interharmoniques
- Un creux, une coupure de tension ou une surtension
- Une fluctuation de tension (flicker)
- Un déséquilibre du système triphasé de tension.

#### I.3.1 Les harmoniques

Les harmoniques sont une superposition sur l'onde fondamentale à **50 Hz**, d'ondes également sinusoïdales mais de fréquences multiples entier de celle du fondamental. La principale source de la présence des harmoniques dans les réseaux électriques est l'utilisation de plus en plus croissante d'équipements de l'électronique de puissance (figure I1) [3].

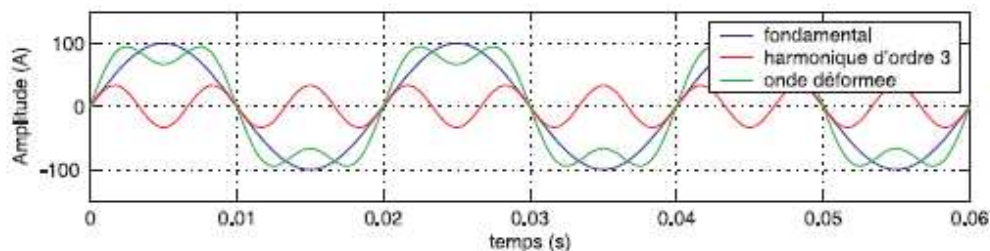


Figure I1 : Les harmoniques



### I.3.1.1 Caractérisation des perturbations harmoniques

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

#### a) Rang de l'harmonique

C'est le rapport de sa fréquence  $f_n$  à celle du fondamental (généralement la fréquence industrielle, 50 ou 60 Hz) :

$$n = \frac{f_n}{f_1} \quad (\text{I.1})$$

Par principe, le fondamental  $f_1$  a le rang 1.

#### b) Expression de la grandeur déformée

Joseph FOURIER a démontré que toute fonction périodique non sinusoïdale peut être représentée par une somme de termes sinusoïdaux dont le premier à la fréquence de répétition de la fonction, est appelé fondamental, et les autres à des fréquences multiples du fondamental Appelés harmoniques [4].

Série de FOURIER :

$$y(t) = Y_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} \cdot Y_n \cdot \sin(n\omega t - \varphi_n) \quad (\text{I.2})$$

Avec :

$Y_0$  : Amplitude de composante continue (nulle si la distribution est alternative)

$Y_n$  : Valeur efficace de l'harmonique de rang n.

$\omega$  : Pulsation de la fréquence de fondamental.

$\varphi_n$  : Déphasage de la composante harmonique de rang n.

c) Valeur efficace d'un signal

$$Y_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T y^2(t).dt} = \sqrt{\sum_{n=1}^{n=\infty} Y_n^2} \quad (I.3)$$

d) Taux de distorsion

➤ **Taux global de distorsion d'harmonique:** (conformément à la CEI)

Ce paramètre, appelé encore facteur de distorsion, représente le rapport de la valeur efficace des harmoniques de rang ( $n \geq 2$ ) à celle du fondamental seul. [4]

$$\mathbf{TDH (\%)} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} Y_n^2}}{Y_1} .100 \quad (I.4)$$

➤ **Taux individuel d'harmonique :**

Ce paramètre représente le rapport de la valeur efficace d'un harmonique de rang  $n$  à celle du fondamental seul.

$$\mathbf{D_n (\%)} = \frac{Y_n}{Y_1} .100 \quad (I.5)$$

**Remarque :** Y valeur efficace de courant (remplacé par I) ou celle de tension (remplacé par V)

e) Facteur de crête

Le facteur de crête est défini par le rapport entre la valeur de crête d'un signal et sa valeur efficace. Il caractérise la surtension ou la surintensité instantanée maximale subie par un appareil.

f) Facteurs de puissance  $F_p$  et  $\cos \varphi_1$

➤ **Facteurs de puissance  $F_p$  :**

Selon la CEI, le facteur de puissance  $F_p$  est le rapport de la puissance active  $P$  à la puissance apparente  $S$

En présence des harmoniques, la puissance apparente  $S$  est composée de trois parties :

La puissance active  $P$ , réactive  $Q$  et déformante  $D$ . Son expression est donnée par l'équation suivante

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (\text{I.6})$$

$$F_p = \frac{P}{S} \quad (\text{I.7})$$

g) **Facteur de déphasage  $\cos \varphi_1$  :**

Ce facteur représente le cosinus de l'angle formé par les composantes fondamentales de la

tension et du courant :  $\cos \varphi_1 = \frac{P_1}{S_1}$  avec

$P_1$  : la puissance active de la composante fondamentale

$S_1$  : la puissance apparente de la composante fondamentale

h) **Facteur de déformation  $\nu$  [5]**

Il permet de définir la relation entre le facteur de puissance  $F_p$  et le facteur  $\cos \varphi_1$  (CEI 146-1-1).

$$\nu = \frac{F_p}{\cos \varphi_1} \quad (\text{I.8})$$

**Remarque :** le facteur de déformation  $\nu$  est égal à 1 dans le cas où les tensions et les courants sont parfaitement sinusoïdaux.

### I.3.1.2 Origines

➤ **Émission en tension :**

L'émission harmonique en tension due aux matériels de réseaux entre pour une faible part, et avec des taux généralement faibles, dans la distorsion des réseaux. Elle est due aux imperfections de construction (dissymétrie, distribution non sinusoïdale du champ dans les alternateurs, saturation...) des bobinages des machines tournantes, des moteurs, des alternateurs et des transformateurs.

➤ **Émission en courant:**

Les charges non linéaires consomment un courant qui n'est pas sinusoïdal. Elles représentent les principales sources d'émission en courants harmoniques sur les réseaux.

Pour chaque rang harmonique, on représente la charge réelle par une source de courant  $I_n$  calculée pour chaque rang, en parallèle avec impédance linéaire. [3]

On peut distinguer 7 différents types de « charges perturbatrices élémentaires »

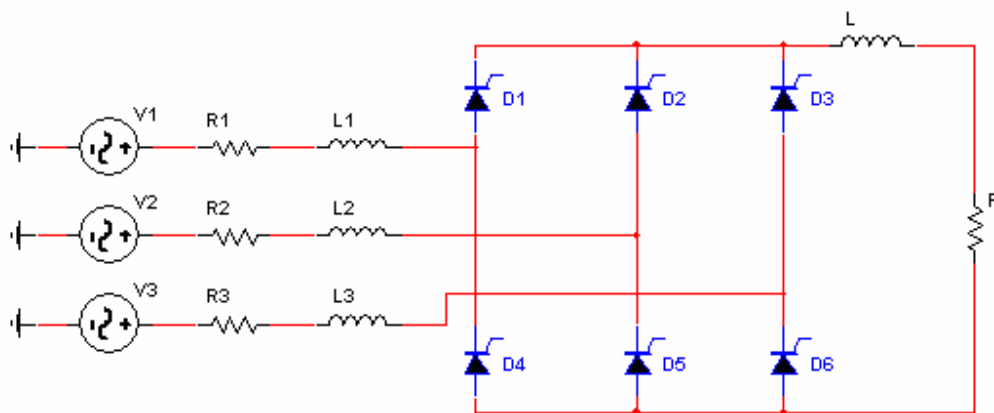
- Le redresseur monophasé à filtre capacitif
- Le gradateur monophasé
- Le redresseur triphasé à thyristors
- Le redresseur triphasé à diodes et filtre capacitif
- Les appareils à arc électrique

Dans ce qui suit, nous allons présenter deux cas de figures d'éléments d'électronique de puissance qui participent à la génération des harmoniques, à savoir le pont de Graëtz (redresseur triphasé à thyristors) et le redresseur triphasé à diodes avec filtrage capacitif.

Ces derniers sont utilisés dans la variation de la vitesse des machines à courant continu, pour la ventilation, et la manutention.

A) Le redresseur triphasé à thyristors :

Le redresseur triphasé à thyristors, ou pont de Graëtz (Figure I.2) permet de réguler la puissance délivrée à une charge en modifiant la tension continue appliquée à ses bornes à l'aide des thyristors, en jouant sur l'angle  $\alpha$  de commande des gâchettes.



**Figure I.2** : Redresseur triphasé à thyristors

Ses utilisations :

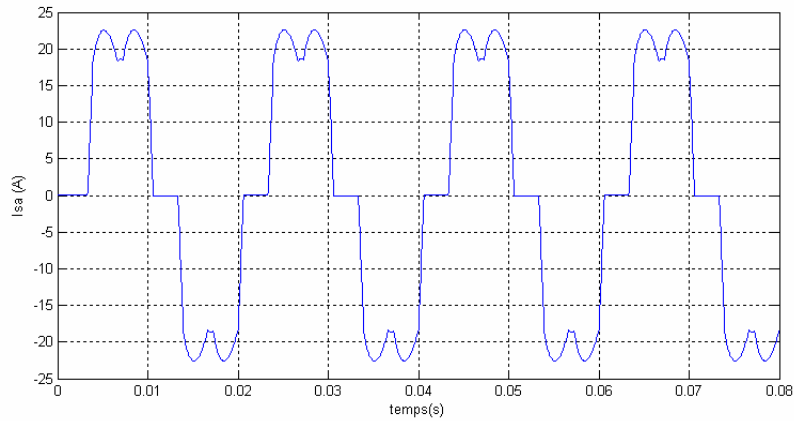
- La commande en vitesse variable des moteurs à courant continu (machine outils, laminoirs)
- La commande en vitesse variable des machines synchrones, les redresseurs à thyristors suivis d'un onduleur pour commander la machine synchrone en vitesse variable.

Dans le secteur industriel, les redresseurs triphasés à thyristors représentent 55% de puissance des matériels électroniques de puissance dans le domaine de la vitesse variable.

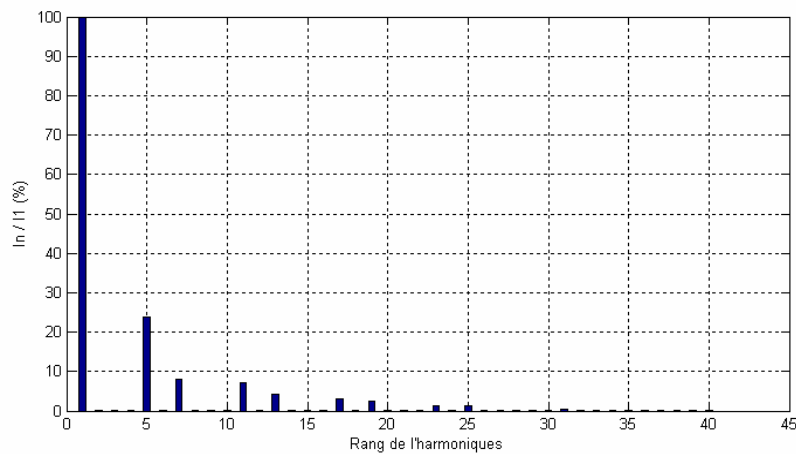
Les redresseurs triphasés à thyristors sont la principale source de pollution harmonique dans l'industrie, l'injection harmonique du redresseur triphasé à thyristors est donnée sur la figure I.3.b, les rangs présents sont de la forme  $h = 6k \pm 1$ , k entier.

Pour  $\alpha = 30^\circ$

$R_1 = 0.1 \Omega$  ,  $L_1 = 5\text{mH}$ ,  $L = 10\text{mH}$ ,  $R = 20 \Omega$



**Figure I.3.a : Courant de source**



**Figure I.3.b : Spectre du courant de source (THD=26.96 %)**

L'amplitude des courants harmoniques présents est donnée en négligeant le phénomène d'empiètement anodique par la formule suivante :

$$I_h = \frac{I_1}{h} = \frac{1}{h} \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (I.9)$$

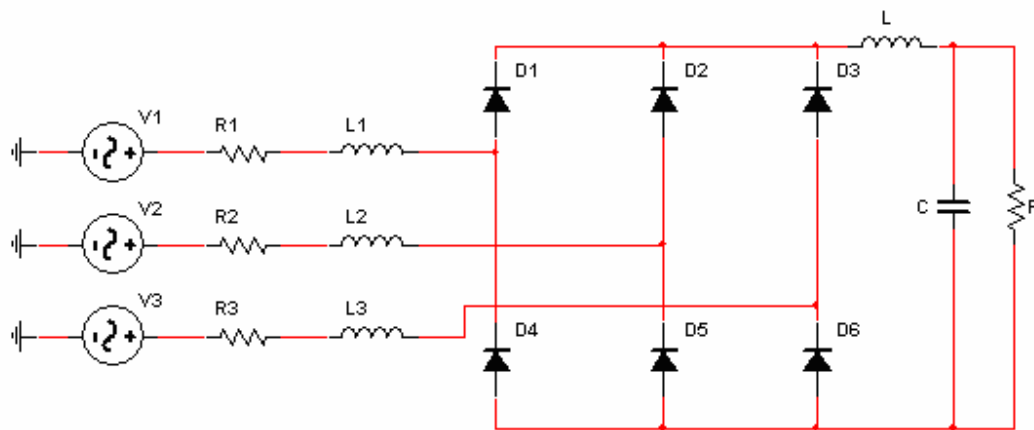
Où

$S_n$  est la puissance du redresseur

$U_n$  est la tension d'alimentation

B) Le redresseur triphasé à diodes et filtre capacitif :

Ce montage est utilisé pour la commande en vitesse variable des machines asynchrones  
**(Figure I.4)**



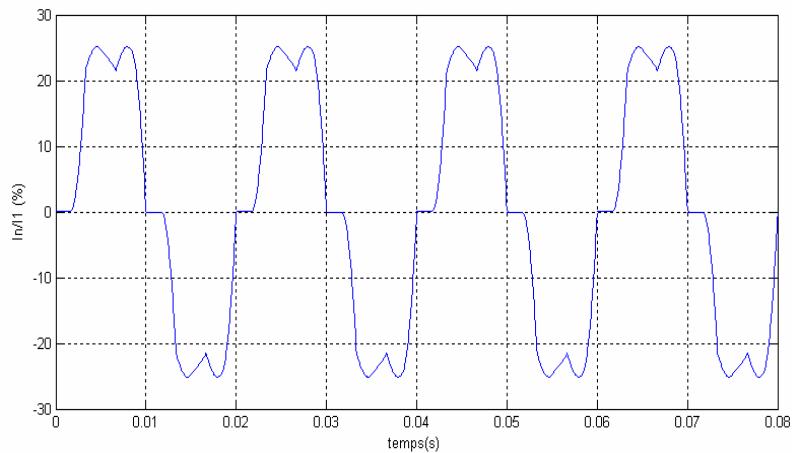
**Figure I.4 :** Redresseur triphasé à diodes et filtrage capacitif

L'utilisation des machines asynchrones en vitesse variable se généralise pour les utilisations suivantes :

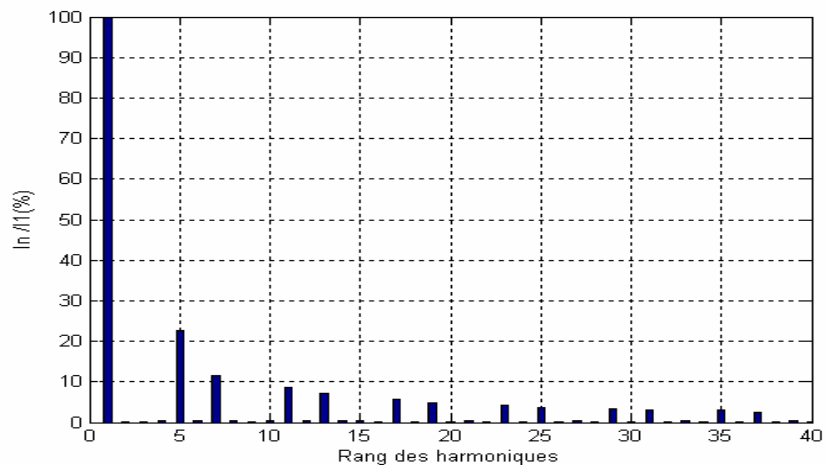
- L'entraînement des compresseurs, ventilateurs, pompes, extrudeuses
- L'entraînement des convoyeur pour la manutention, etc.

Les seuls rangs présents dans le spectre d'émission sont de la forme  $6k \pm 1$ , k entier (Figure I.5.a)

**Remarque :** Dans cette exemple on a pris les valeurs de  $L=10\text{mH}$ ,  $R=20$ ,  $C=20\mu\text{F}$



**Figure I.5.a : Courant de source**



**Figure I.5.a : Spectre de courant de source (THD=30.03%)**

### C) Les appareils à arc électrique [6]

Les appareils à arc électrique regroupent les fours à arc à courant alternatif, dont la puissance peut atteindre plusieurs dizaines de MW, et les machines de soudure à l'arc, à courant alternatif ou continu.

Les fours à arc sont majoritairement présents dans la transformation de l'acier et la métallurgie, ainsi dans les constructions mécaniques et électriques.

Le contenu harmonique du courant généré par un four à arc est donné dans le tableau I.1



Rang harmonique	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>13</b>
Module (en%I <sub>1</sub> )	<b>7.7</b>	<b>3.2</b>	<b>1.3</b>	<b>0.5</b>	<b>0.3</b>

**Tableau I.1** : Courants harmoniques émis par un four à arc à courant alternatif

#### **D) Charge domestiques :**

Munies de convertisseurs ou d'alimentation à découpage, les téléviseurs, fours à micro ondes, plaques à induction, ordinateurs, imprimantes, photocopieuses, gradateurs de lumière, équipements électroménagers, du fait de leur grand nombre et de leurs utilisation simultanée sur de longues périodes en font des sources de distorsion harmoniques importantes [7].

##### **I.3.1.3 Effets des harmoniques [8]**

Les effets des harmoniques les plus connus et le plus spectaculaires sont la destruction des condensateurs ou des disjoncteurs sous l'effet des forts courants harmoniques amplifiés par des résonances.

Un autre phénomène, de plus en plus rencontré, est l'échauffement des transformateurs et des conducteurs de neutre sous l'effet des courants harmoniques de rang 3.

#### **➤ Effets instantanés :**

- Déclenchements intempestifs des protections.
- Perturbations induites des systèmes à courants faibles (télécommande, téléviseur, écran d'ordinateur,...).
- Vibrations et bruits acoustiques anormaux (tableaux BT, moteurs, transformateurs).
- Destruction par surcharge thermique de condensateurs.
- Perte de précision des appareils de mesure.

➤ **Effets à long terme:**

- Une surcharge en courant provoque des échauffements supplémentaires donc un vieillissement prématuré des équipements.
- Echauffement des transformateurs et des alternateurs (par augmentation des pertes Joule, des pertes fer...).
- Fatigue mécanique (couples pulsatoires dans les machines asynchrones.....).
- Echauffement des récepteurs : des conducteurs de phases et du neutre par augmentation des pertes Joule et diélectriques.
- Destruction de matériels (condensateurs, disjoncteurs...).
- Rayonnement électromagnétique perturbant les écrans (micro-ordinateurs, appareils de laboratoire...).

### I.3.1.4 Sensibilité des différents types de matériels [3]

#### Transformateurs

Les transformateurs subissent des échauffements supplémentaires en présence de courants harmoniques. Les pertes dans le transformateur se composent :

- des pertes Joule dans les enroulements

$$P_J = R \cdot I_{\text{eff}}^2 \quad (\text{I.10})$$

- des pertes fer dans le noyau magnétique qui se décomposent en pertes par hystérésis:

$$P_{\text{hyst}} = V \cdot S \cdot f \quad (\text{I.11})$$

S : la surface de cycle d'hystérésis [T.A/m]

V : le volume de circuit magnétique [m<sup>3</sup>], f : la fréquence [Hz]

Et des pertes par courant de Foucault :

$$P_{\text{Foucault}} = \frac{\pi^2}{6} \frac{d^2}{\rho} B_{\text{eff}}^2 \cdot f^2 \quad (\text{I.12})$$

$d$  : L'épaisseur des tôles magnétiques [mm],

$\rho$  : La résistivité du matériau [ $\Omega / \text{mm}^2$ ],

$B$  : l'induction magnétique [T].

Pour prémunir les transformateurs contre les effets des courants harmoniques, on détermine un facteur  $K$  de déclassement selon la norme UTE C15-112 (**voir annexe 2**). Et on calcul la puissance admissible dans le transformateur par  $S_{\text{admissible}} = K \cdot S_{\text{nominale}}$ .

### Câble de puissance :

La circulation de courants harmoniques dans les câbles se traduit par des pertes Joules selon la loi d'Ohm :

$$P = R \cdot I_{\text{eff}}^2 = R \cdot \sum_{h=1}^N I_h^2 \quad (\text{I.13})$$

La puissance dissipée est limitée pour éviter les points chauds. Les câbles sont dimensionnés pour supporter un courant efficace  $I_{\text{eff}}$ . La présence des composantes harmoniques se traduit par une nécessité de déclassement (**voir annexe 2**) à 50Hz de courant admissible.

### Condensateurs de puissance

Les normes CEI 871 (-1 et -2) déterminent l'immunité des condensateurs de puissance aux harmoniques. Ils doivent résister à une tension efficace (tenant compte des tensions harmoniques) égale à 110 % de tension nominale du condensateur.

Ils doivent aussi résister à une contrainte courant harmonique : le courant efficace circulant dans le condensateur ne doit pas dépasser 1.6 fois le courant nominale.

La norme propose d'adopter une tension de test pour l'essai de tenue en tension continue  $U_t$  dépendant des valeurs efficaces des tensions harmoniques après l'installation :

$$U_t = 4.3U_1 + 3 \cdot \sum_{h=2}^{50} U_h \quad (\text{I.14})$$

## Relais de protection

La présence des harmoniques dans une bobine se traduit par des pertes Joules supplémentaires qui entraînent un suréchauffement. Dans le cas des relais thermique de protection, ceci se traduit par des déclenchements intempestifs ou par une pertes de précision du seuil de déclenchement.

## Compteur électrique

La précision des mesures des puissances : active, réactive et apparente est influencée par la présence d'harmoniques de tension et du courant.

Les appareils destinés à la mesure des consommations exploitent des principes de mesures très différents. Chaque type d'appareil a donc des réactions qui lui sont propres en présence d'harmoniques.

La puissance apparente peut s'écrire en faisant apparaître la notion de la puissance déformante  $D$  :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (\text{I.15})$$

$$\text{Avec } D = \sqrt{\sum_{j \neq k}^n [V_k^2 \cdot I_j^2 + V_j^2 \cdot I_k^2 - 2 \cdot V_k \cdot I_k \cdot V_j \cdot I_j \cos(\varphi_k - \varphi_j)]} \quad \text{avec } j, k = 1, 2, 3 \dots n \quad (\text{I.16})$$

En raison de la présence de termes croisés (produits de termes en  $k$  et  $j$ ), la puissance déformante est non nulle dès l'instant où apparaît une déformation harmonique.

Lorsqu'un appareil de mesure calcul  $S$  par le produit des valeurs efficaces des signaux de tension et de courant, le résultat est correct.

En revanche, à partir de  $P$  et  $Q$  obtenu par déphasage de  $\pi/2$ , le résultat est faussé, car il ne tient pas compte de la puissance déformante.

Matériel	Type de Sensibilité $V_h$ ou $I_h$	Effets
Câbles	$I_h$ et $V_h$	-pertes ohmiques supplémentaires, surtout dans le câble du neutre en présence d'harmonique de rang 3 -pertes d'électriques liées au facteur de crête de la tension
Transformateurs	$I_h$	-pertes ohmiques supplémentaires dans les enroulements -pertes fer supplémentaires par courant de Foucault -Echauffement des enroulements primaires couplé en triangle en présence de courants harmoniques homopolaires au secondaires -vibrations mécaniques
Moteurs asynchrones	$V_h$	-pertes supplémentaires dans les enroulements, proportionnelles à $U_h^2/h^2$ -limitation des performances en puissance
Machine synchrone	$I_h$ et $V_h$	-pertes supplémentaires (pertes Joules dans le cuivre) dans les enroulements statoriques et dans les amortisseurs en présence : -de courants harmoniques pour les alternateurs (pertes proportionnelles à $I_h^2 \cdot h^2$ ) De tension pour les moteurs synchrones (pertes proportionnelle à $U_h^2/h^2$ ) -Limitation des caractéristiques en puissance -couples pulsatoires
Condensateurs de puissance	$I_h$ et $V_h$	-pertes diélectriques supplémentaires -pertes proportionnelles à $U_h^2 \cdot h^2$
Redresseurs	$V_h$	-troubles fonctionnels liés à distorsion de tension
ASI	$I_h$	-limitation du courant en présence d'une charge aval présentant un fort facteur de crête
Variateurs	$V_h$	-Déclanchement intempestif des systèmes de protection
Relais de protection	$I_h$ et $V_h$	- Déclanchement intempestif en présence d'harmoniques de rang 3 -pertes de sensibilité des relais différentiels par effet de saturation
Eclairage	$V_h$	-lampes à décharge : flicker en présence d'une tension harmonique de rang 2 -claquage par facteur de crête de la tension

**Tableau I.2** : Effets des harmoniques sur différents types de matériel.

## **I.3.2 Interharmoniques et infra harmoniques**

### **I.3.2.1 Interharmoniques :**

Les interharmoniques sont des signaux de fréquence non multiple de la fréquence fondamentale. Certains sont émis par les charges non linéaires. D'autres sont injectés intentionnellement par les distributeurs sur les réseaux pour télécommander des relais, et ainsi piloter les chargements de tarification des compteurs domestiques et professionnels. [3]

#### **Les charges non linéaires produisant des interharmoniques :**

La grande majorité des tensions et courants interharmoniques sur le réseau est générée par des convertisseurs de fréquence statiques, tels les variateurs de vitesse pour moteurs asynchrones qui renvoient vers le réseau des multiples de la fréquence de sortie de l'onduleur.

Les fours à arc sont également de fortes sources de courants interharmoniques. De simples machines tournantes peuvent aussi générer des courants interharmoniques basse fréquence en présence d'une charge fluctuante, mais par rapport aux perturbations générées par des convertisseurs, leur amplitude est peu importante.

#### **Les signaux de télécommande à 175Hz sur les réseaux de distribution**

Les compagnies de distribution d'électricité injectent des signaux de télécommande à des fréquences interharmoniques sur les réseaux (175 Hz en France). Les émetteurs des signaux de télécommande sont placés du côté réseau HT et BT. Les relais, placés chez les utilisateurs sont sensibles au taux de ce signal à 175 Hz

$$\tau_{175\text{Hz}} = \frac{V_{175\text{Hz}}}{V_{50\text{Hz}}}$$

### **I.3.2.2 Infraharmoniques :**

Ce sont des composantes sinusoïdales qui sont à des fréquences inférieures à celles du fondamental : 10Hz, 20Hz. Dans ce cas, le signal n'est pas périodique à T (T période du fondamental). [9]

### I.3.3 Creux de tension et coupures

Un creux de tension est défini comme une baisse de 10 % à près de 90 % de la tension contractuelle pendant un temps compris entre la demi-période fondamentale du réseau (10ms à 50Hz) et une minute (Figure I.6).

Les paramètres qui caractérisent un creux de tension sont :

- **Sa profondeur** :  $\Delta U$  ou son amplitude  $U$
- **Sa durée** :  $\Delta T$  définie comme le laps de temps pendant lequel la tension est inférieure à 90% de la valeur nominale.

Les coupures sont le cas où la profondeur de la tension est supérieure à 99% .Elles sont caractérisées par un seul paramètre c'est la durée.

Les coupures brèves sont de durée inférieure à une minute (coupure de 1s à 1min) et entre 10ms et 1s des « coupures très brèves ».

Dans le cas d'un système triphasé, les caractéristiques  $\Delta U$  et  $\Delta T$  sont en général différentes sur les trois phases. C'est la raison pour laquelle un creux de tension doit être détecté et caractérisé séparément sur chacune des phases [10].

#### I.3.3.1 Origines

Les creux de tension et les coupures brèves sont principalement causés par des phénomènes conduisant à des courants élevés qui provoquent à travers les impédances des éléments du réseau une chute de tension d'amplitude d'autant plus faible que le point d'observation est électriquement éloigné de la source de la perturbation.

Les creux de tension et les coupures ont différentes causes :

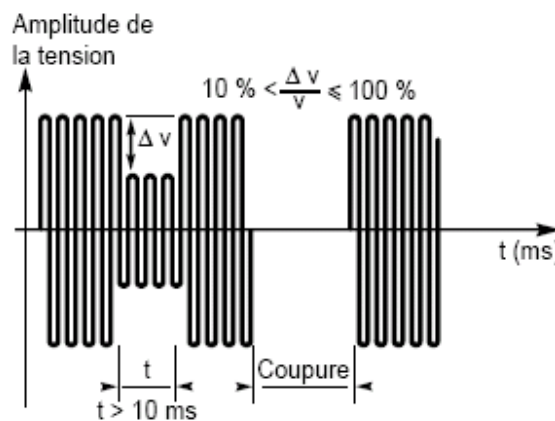
**A) La mise en service d'appareils appelant un courant élevé au démarrage (gros moteurs)**

Le courant de démarrage des moteurs atteint au moment de la connexion, 5 à 6 fois le courant en régime permanent. Après cette phase transitoire, il diminue jusqu'à arriver au courant nominal lorsque la machine se rapproche de sa vitesse nominale.

Cette surintensité produit une chute de tension transitoire qui décroît progressivement au fur et à mesure que le courant diminue. Ces creux durent normalement entre quelques secondes et quelques dizaines de secondes, en fonction de la constante mécanique de la machine.

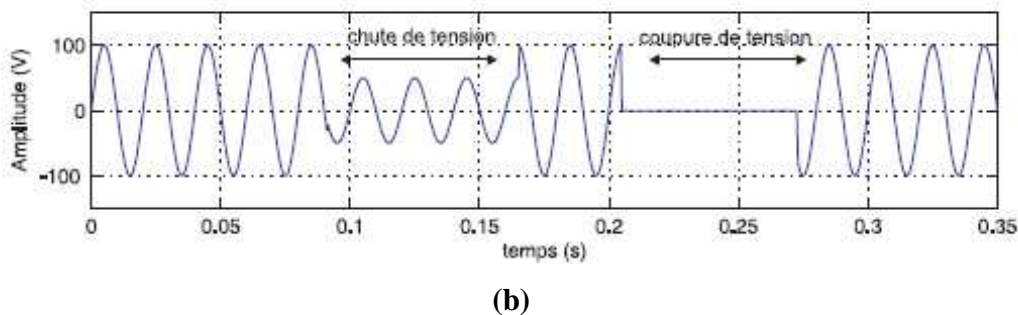
**B) Perturbations dues à des défauts sur les réseaux électriques**

Des phénomènes, tels que défaut d'isolement du matériel, coup de foudre, blessure d'un câble souterrain, provoquent des courts-circuits qui génèrent des chutes de tension importantes dans une zone plus ou moins étendue autour de l'origine du défaut [10].



(a)





**Figure I.7 (a et b) : Creux de tension et coupure**

### I.3.3.2 Les effets des creux de tension

#### **Moteur asynchrone :**

Pour les moteurs asynchrones, un creux de tension pose également un problème de stabilité, qui se caractérise par un problème d'équilibre de couples (couple moteur = couple résistant).

- ralentissement du moteur
- décrochage de moteur
- déclenchements des protections générales de l'installation

#### **Machines à vitesse variable :**

- tension insuffisante (perte de couple, ralentissement) pour le moteur,
- défaillance des circuits de commande alimentés directement par le réseau,
- surintensité au retour de la tension.

#### **Eclairage :**

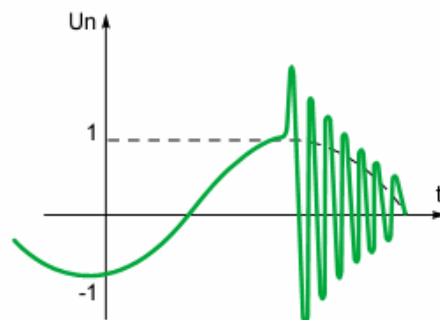
- vieillissement des lampes à incandescence et des tubes fluorescents,
- extinction des lampes à décharge

Types d'appareils	Conséquences néfastes
Eclairage	Moins de luminosité, extinction et réallumage (lampes à arc)
Systèmes à base d'électronique de puissance	Arrêt du dispositif
Dispositifs de protection	Ouverture des contacteurs
Moteurs asynchrones	Ralentissements, décrochage, surintensité au retour de la tension
Moteurs synchrones	Perte de synchronisme, décrochage et arrêt du moteur
Variateurs de vitesse pour un moteur à courant continu	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En mode onduleur : destruction des protections</li> <li>• En mode redresseur : ralentissement de la machine</li> </ul>
Variateurs de vitesse pour un moteur asynchrone	Ralentissement, décrochage, surintensité au retour de la tension, destruction éventuelle de matériel au niveau du convertisseur

**Tableau I.3 :** Effets des creux de tension sur quelques équipements électriques sensibles

### I.3.4 Les surtensions

Toute tension appliquée à un équipement dont la valeur de crête dépasse les limites d'une plage ( $Un + 10\%$ ) défini par une norme est une surtension.



**Figure I.8 :** Surtension transitoire

### I.3.4.1 Origines

Les surtensions ont trois natures :

- Temporaires à fréquence industrielle.
- De manœuvre.
- D'origine atmosphérique (transitoire)

Elles peuvent apparaître :

- En mode différentiel (entre conducteurs actifs ph/ph – ph/neutre).
- En mode commun (entre conducteurs actifs et la masse ou la terre).

#### A) Les surtensions temporaires à fréquence industrielle

C'est une augmentation brutale de la valeur efficace de la tension sur une ou plusieurs phases (plus de 110% de la tension nominale) pour une durée de 3s à 1mn, elles sont à la même fréquence que celle du réseau (50 Hz ou 60 Hz).

Elles ont plusieurs origines :

- **Un défaut d'isolement** : une surtension due à un défaut d'isolement apparaît sur un réseau triphasé, lorsque le neutre est isolé. En effet, lors d'un défaut d'isolement entre une phase et la terre, la phase concernée est mise au potentiel de la terre et les deux autres sont alors soumises, par rapport à la terre, à la tension composée  $U = \sqrt{3}.V$  [11]

De façon plus précise, lors d'un défaut d'isolement sur la phase A, un facteur **Sd** de défaut à la terre est défini : par le rapport de la tension des phases B et C et la tension simple de réseau ( $U_A=U_B=Sd.V$ ).

L'équation ci-après permet de calculer Sd

$$Sd = \frac{\sqrt{3.(k^2 + k + 1)}}{k + 2} \quad \text{avec } k = \frac{X_0}{X_d} \quad (\text{I.18})$$

$X_d$  étant la réactance directe du réseau vu du point de défaut, et  $X_0$  la réactance homopolaire

- Si le neutre est parfaitement isolé, soit  $X_0 = \infty$  :  $S_d = \sqrt{3}$ .
- Si la mise à la terre du neutre est parfaite soit  $X_0 = X_d$  :  $S_d = 1$ .
- Si, comme dans le cas général,  $X_0 \leq X_d$  :  $S_d \leq 1,25$ .

➤ **Surtension sur une longue ligne à vide (effet Ferranti)**

Une surtension peut se produire lorsqu'une ligne longue est alimentée à l'une de ses extrémités et non chargée à l'autre. Elle est due à un phénomène de résonance qui se manifeste par une onde de tension à croissance linéaire le long de la ligne.

En effet, avec L et C désignant respectivement l'inductance et la capacité totale de la ligne ;  $U_s$  et  $U_e$  étant les tensions à l'extrémité ouverte et à l'entrée de la ligne, le facteur de surtension est égal à:

$$\frac{U_s}{U_e} = \frac{1}{1 - \frac{L.C.\omega^2}{2}} \quad (\text{I.19})$$

Ce facteur de surtension est de l'ordre de 1,05 pour une ligne de 300 km et de 1,16 pour une ligne de 500 km. Ce phénomène se produit en particulier lorsqu'une ligne longue est brusquement déchargée.

➤ **Surtension par ferrorésonance :**

La surtension est alors le résultat d'une résonance particulière qui se produit lorsqu'un circuit comporte tout à la fois un condensateur et une self avec circuit magnétique saturable.

➤ **La surcompensation de l'énergie réactive**

Les condensateurs shunt produisent une augmentation de la tension depuis la source Jusqu'au point où ils se trouvent [11].

## B) Les Surtensions de manœuvre

La modification brusque de la structure d'un réseau électrique provoque l'apparition de phénomènes transitoires. Ceux-ci se traduisent souvent par la naissance d'une onde de surtension ou d'un train d'ondes haute fréquence de type apériodique ou oscillatoire à amortissement rapide.

- Surtension de commutation en Charge normale (résistive)
- Les surtensions provoquées par l'établissement et l'interruption de petits courants inductifs
- Les surtensions provoquées par la manœuvre de circuits capacitifs

Par exemple la manoeuvre d'une batterie de condensateurs provoque une surtension transitoire dont la première crête peut atteindre  $2\sqrt{2}$  fois la valeur efficace de la tension du réseau. [10]

## C) Les Surtensions atmosphériques (transitoires)

Les réseaux aériens sont les plus affectés par les surtensions et surintensités d'origine atmosphérique.

La foudre est un phénomène naturel qui apparaît en cas d'orage. On distingue les coups de foudre directs (sur une ligne ou sur une structure) et les effets indirects d'un coup de foudre (surtensions induites et montée en potentiel de la terre).

### I.3.4.2 Les effets des surtensions

Les effets de surtensions les plus importantes sont :

- claquage diélectrique, cause de destruction de matériels sensible (composant électronique)
- coupure longue entraînée par la destruction de matériel
- perturbations des circuits de contrôle commande et de communication
- arrêt ou démarrage incontrôlé.

### I.3.5 fluctuations rapides de la tension (Flicker)

Le flicker ou papillotement de lumière (de l'anglais to flicker = scintiller) est défini comme «impression subjective de fluctuation de la luminance» (CEI 555-1).

C'est un phénomène de gêne physiologique visuelle ressenti par les utilisateurs de lampes alimentées par une source commune à l'éclairage et à une charge perturbatrice [12].

#### I.3.5.1 Description des fluctuations de tension à l'origine du flicker

Les fluctuations brusques de la tension du réseau sont à l'origine de ce phénomène. Ces fluctuations d'amplitude de la tension situées dans une plage de variation de  $\pm 10\%$  de la tension nominale et se produisent sur un intervalle de temps de quelques centièmes de secondes. (Figure I.9)

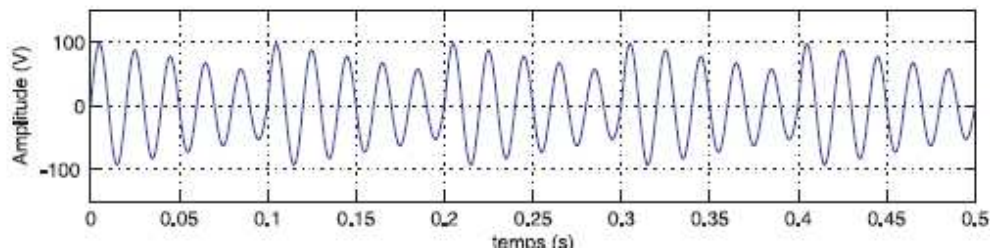
Elles sont soit des variations périodiques de la valeur efficace de la tension, soit des séries aléatoires d'à-coups de tension.

##### **1-Les variations de tension périodiques:**

Ces variations périodiques ou erratiques permanentes ont une décomposition spectrale dans une bande de 0,5 Hz à 25 Hz. Elles sont dues à des charges (ou ensemble de charges) dont l'utilisation se caractérise par une variation permanente d'appel de puissance (ex : fours à arc, machines à souder, ...)

##### **2-Les variations de tension par à-coups**

Il s'agit ici des à-coups de tension se produisant de façon systématique ou erratique (intervalles entre à-coups supérieurs à quelques secondes). Ces variations sont dues à des mises en service de charges importantes (ex : démarrage moteur, manœuvre de batterie de compensation,...).



**Figure I.9** : Fluctuation de la tension

### I.3.5.2 Origines

➤ **Dysfonctionnement du système d'éclairage :**

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

➤ **Le four à arc**

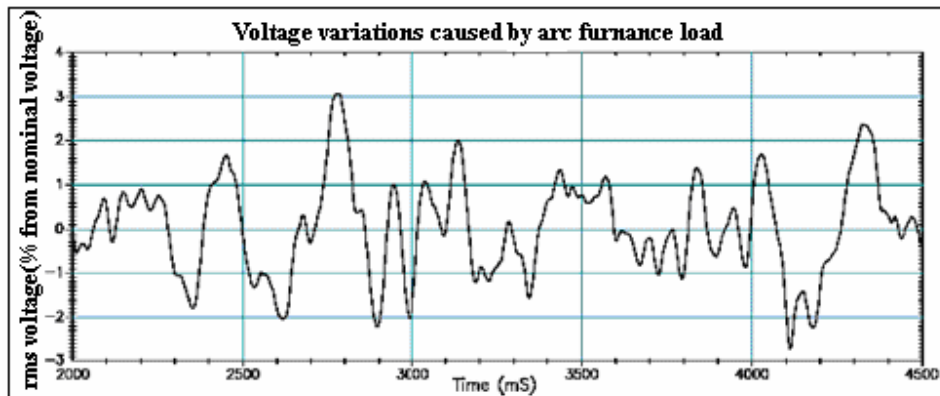
Le four à arc est le principal générateur de flicker. Les fluctuations de tension, que son fonctionnement normal fait naître, sont d'autant plus ressenties que la puissance des fours est élevée, en particulier par rapport à la puissance de court-circuit du réseau : elle se chiffre couramment en dizaines de MVA. (Figure I.10)

➤ **Machines à charges fluctuantes**

Les moteurs puissants, ou groupes de moteurs, à démarrages et arrêts fréquents, ou à charge variable, (tels ceux des laminoirs), ainsi que les machines à couple résistant alternatif (compresseurs), peuvent produire du flicker.

➤ **Les machines à souder :**

Les soudeuses à arc de puissance relativement faible sont peu gênantes (sauf utilisation intensive chez un abonné BT). Par contre les cycles répétitifs des soudeuses par résistance, à des fréquences comprises entre 0,1 et 1 Hz, sont à l'origine de perturbations sous la forme d'à-coups de tension. [12]



**Figure I.10** : Fluctuation de la tension provoquée par un four à arc.

### I.3.5.3 L'évaluation du flicker

L'évaluation de la sévérité du flicker selon la CEI 868 s'exprime par deux paramètres : le  $P_{st}$  (short time) et le  $Plt$  (long time).

$P_{st}$  et  $Plt$  sont les «unités de mesure» du flicker ; grandeurs sans dimension physique. Alors que le  $P_{st}$  est déterminé à partir d'un algorithme multipoints utilisant les 5 points  $P_{0,1}$ ,  $P_1$ ,  $P_3$ ,  $P_{10}$  et  $P_{50}$  lus sur la FPC, le  $Plt$  est calculé à partir de plusieurs valeurs de  $P_{st}$  (Figure I.11).

Ainsi, le  $P_{st}$  est calculé sur une période de 10 min et le  $Plt$  à partir de 12 valeurs de  $P_{st}$  sur une période de 2 heures. Ils tiennent compte des différentes formes de FPC.

Cette méthode de quantification du flicker a l'avantage d'être «universelle», indépendante du type de fluctuation et donc indépendante du type de perturbateur.

#### **Définition du paramètre $P_{st}$ :**

La sévérité d'un flicker de courte durée  $P_{st}$ , définie par la norme CEI 868-0 est exprimée par l'équation :

$$P_{st} = \sqrt{0.0314.P_{0,1} + 0.0525.P_{1s} + 0.0657.P_{3s} + 0.28.P_{10s} + 0.08.P_{50s}} \quad (I.20)$$

Avec :  $P_{0,1}$  : niveau dépassé pendant seulement 0,1 % de la période d'observation,

$P_1$  : niveau dépassé pendant seulement 1 %...



**Définition  $Plt$  :**

La sévérité d'un flicker de longue durée  $Plt$  est déduit du  $Pst$  par la formule :

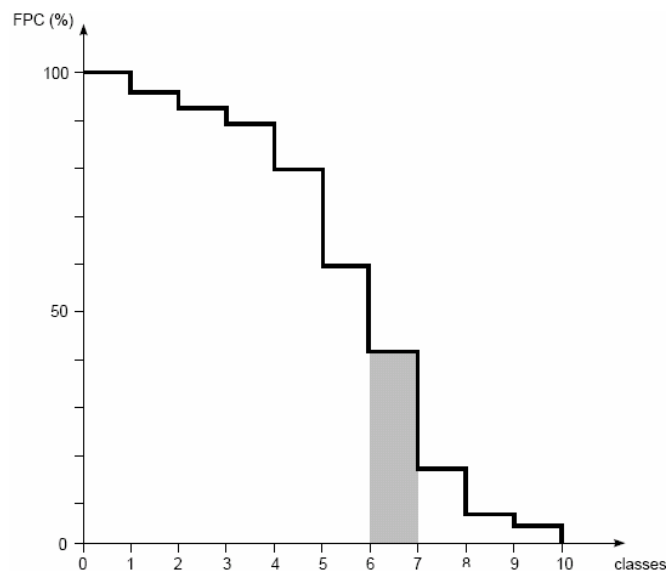
$$Plt = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N Pst_i^3}{N}} \quad (I.21)$$

Où  $Pst_i$  ( $i = 1, 2, 3, \dots$ ) sont les valeurs consécutives de sévérité de  $Pst$  obtenues.

La  $Plt$  doit être déduite des valeurs  $Pst$  sur une durée appropriée liée au cycle de fonctionnement de la charge, ou sur une période pendant laquelle un observateur peut être sensible au flicker, par exemple quelques heures (normalement 2 heures). [13]

L'ordre de grandeur de la limite tolérable est :  $Plt = 0,74$ . Le paramètre  $Pst$  global, dû à différents pollueurs raccordés à un même réseau, et évalué en un point donné, est calculé selon la règle de sommation suivante :

$$Pst = \sqrt[m]{\sum_i (Pst_i^m)} \quad (I.22)$$



**Figure I.11** : Courbe de la Fonction de Probabilité Cumulée de la présence du signal dans une des classes dont le nombre a été, ici, limité à dix (selon CEI 868)

#### I.3.5.4 Effets du flicker

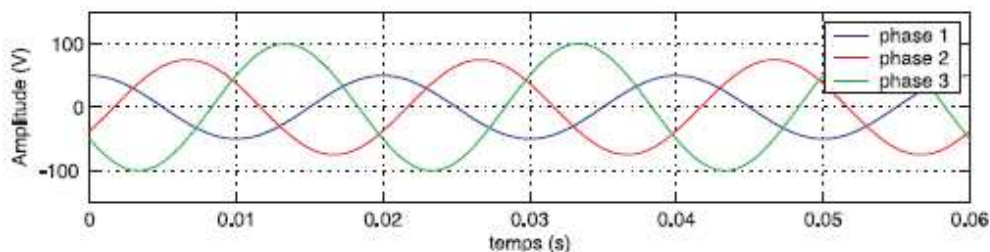
- ✓ Fluctuation de luminosité des lampes,
- ✓ Gêne physiologique (fatigue visuelle et nerveuse).

#### I.3.6 Déséquilibre du courant et de la tension

Le distributeur d'électricité fournit à l'utilisateur un ensemble de trois tensions sinusoïdales appelé système triphasé. Ces trois tensions ont théoriquement la même valeur efficace et sont également décalées d'un angle de  $120^\circ$  les unes par rapport aux autres.

Lorsque les trois tensions ne sont pas identiques en amplitude et/ou ne sont pas décalées d'un angle de  $120^\circ$  les unes par rapport aux autres, on parlera de déséquilibre du système triphasé. [

Un système déséquilibré est une situation où les trois tensions du système triphasé ne sont pas égales en amplitude ou ne sont pas déphasés de  $120^\circ$  les unes par rapport aux autres (Figure I.12)



**Figure I.12** : Déséquilibre du système triphasé de la tension

##### I.3.6.1 Origine du déséquilibre

Un récepteur triphasé électrique qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau. Ceci est fréquent pour les récepteurs monophasés basse tension. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire. [14]

### I.3.6.2 Caractérisation du déséquilibre de la tension

Le déséquilibre en tension est caractérisé par le taux de déséquilibre de tension  $\tau_v$  donné par le rapport des amplitudes des tensions inverse et directe :

$$\tau_v = \frac{V_i}{V_d} \quad (I.23)$$

### I.3.6.3 Effets du déséquilibre

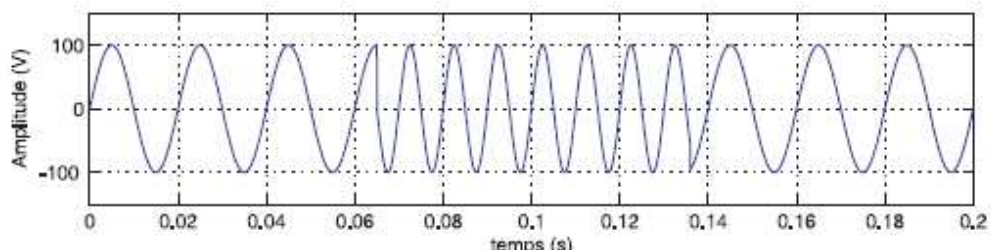
Il est plus intéressant d'aborder le problème du déséquilibre par type d'équipement. Le déséquilibre d'une installation triphasée peut entraîner un dysfonctionnement des appareils basses tensions connectés:

- ✓ Mauvais fonctionnement d'un appareil monophasé alimenté par une tension très faible (lampe à incandescence qui fournit un mauvais éclairage).
- ✓ Destruction d'un appareil monophasé alimenté par une tension trop élevée, il peut être détruit (claquage d'un filament de lampe par surtension).
- ✓ Concernant les dispositifs triphasés d'électronique de puissance, principalement les ponts redresseurs, le fonctionnement en présence de déséquilibre entraîne l'apparition des harmoniques de rang multiple de 3.
- ✓ La conséquence des composantes inverses sur les machines tournantes est la création d'un champ tournant en sens inverse du sens de rotation normal, d'où un couple de freinage parasite et des pertes supplémentaires qui provoquent l'échauffement de la machine.
- ✓ Concernant l'effet du déséquilibre homopolaire, il faut signaler le risque d'échauffement du conducteur neutre.

### I.3.7 Variation de fréquence

Une variation sensible de la fréquence du réseau peut apparaître sur les réseaux des utilisateurs alimentés par une source thermique autonome (Figure I.13).

Au niveau des réseaux de distribution ou de transport, cette variation de la fréquence est très rare et n'est présente que lors de circonstances exceptionnelles, comme dans le cas de certains défauts graves sur le réseau. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle 50 Hz +/- 0.2 %. [1]



**Figure I.13** : Variation de la fréquence

# *CHAPITRE II :*

## *Normes et Mesures*

## II.1 Introduction

Ce chapitre présente les différentes limites tolérées et recommandées pour bénéficier d'un bon fonctionnement du réseau électrique et les méthodes de mesure à suivre pour évaluer les perturbations de la qualité d'énergie.

## II.2 Normes

Les normes, d'après la définition de l'ISO, sont « *des accords documentés contenant des spécifications techniques ou autres critères précis destinés à être utilisés systématiquement en tant que règles, lignes directrices ou définitions de caractéristiques pour s'assurer que des matériaux, produits, processus et services sont aptes à l'emploi* ». En ce qui concerne la qualité de l'énergie, les normes ont un double objectif :

- Etablir la définition des caractéristiques nominales de la fourniture, c'est-à-dire les valeurs nominales comme les limites admissibles de la tension et de la fréquence.
- Définir les perturbations qui peuvent agir sur le réseau (par exemple le seuil qui sépare un creux de tension d'une interruption etc.), comme la quantité ou l'intensité maximum de perturbations pouvant avoir lieu dans un réseau particulier. [6]

### II.2.1 Les Concepts de base

Il convient de dire que les limites d'émissions pour les équipements individuels ou pour l'ensemble de la charge d'un utilisateur soient définies à partir de critères de qualité de tension. On utilise certains concepts de base pour définir ces critères de qualité de tension.

#### II.2.1.1 Niveau de Compatibilité électromagnétique

Niveau maximal spécifié des perturbations électromagnétiques auxquelles on peut s'attendre que soit soumis un appareil dans un environnement donné. Concernant les harmoniques, C'est le niveau des tensions harmoniques (ou le taux de distorsion) susceptible d'exister dans un réseau électrique. [15]

### **II.2.1.2 Limite d'émission**

Valeur maximale admise du niveau d'émission d'une perturbation électromagnétique. Concernant les perturbations harmoniques, Ce sont les valeurs maximales des courants harmoniques (ou taux individuels) qu'un appareil ou une installation sont autorisés à générer.[15]

### **II.2.1.3 Niveau d'immunité**

Niveau normalisé d'une perturbation supportée par un appareil. Concernant les perturbations harmoniques, Ce sont les valeurs maximales des taux individuels de tensions harmoniques qu'un appareil peut supporter.

### **II.2.1.4 Niveau de susceptibilité**

Niveau de perturbations électromagnétiques à partir duquel il y a dysfonctionnement d'un appareil. Concernant les perturbations harmoniques, ce sont les valeurs des taux individuels d'harmoniques de tension qui provoquent le dysfonctionnement d'un appareil. [9]

### **II.2.1.5 Niveaux de planification**

Ces niveaux sont utilisés lors de l'évaluation de l'impact sur le réseau d'une installation perturbatrice de la clientèle (CEI 61000-3-6). Les niveaux de planification sont spécifiés par le distributeur d'électricité pour tous les niveaux de tension afin que le niveau de compatibilité ne soit pas dépassé en tout point du réseau. [15]

## **II.2.2 Normes concernant les perturbations harmoniques**

### **A) Niveaux de compatibilité**

La norme CEI 61000-2-2 définit les niveaux de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux publics basse tension, moyenne tension, haute tension. Les valeurs sont indiquées respectivement par le (**tableau II.1**) et le (**tableau II.2**)

Harmoniques impairs non multiples de 3			Harmoniques impairs multiples de 3			Harmoniques pairs		
Rang Harmonique $n$	Tension Harmonique (%)		Rang Harmonique $n$	Tension Harmonique (%)		Rang Harmonique $n$	Tension Harmonique (%)	
	BT/MT	HT		BT/MT	HT		BT/MT	HT
5	6	2	3	5	2	2	2	1.5
7	5	2	9	1.5	1	4	1	1
11	3.5	1.5	15	0.3	0.3	6	0.5	0.5
13	3	1.5	21	0.2	0.2	8	0.5	0.2
17	2	1	>21	0.2	0.2	10	0.5	0.2
19	1.5	1				12	0.2	0.2
23	1.5	0.7				>12	0.2	0.2
25	1.5	0.7						
>25	$0.2 + \frac{12.5}{n}$	$0.2 + \frac{12.5}{n}$						
Taux global de distorsion (THD)								
8 % dans les réseaux BT/MT		3 % dans les réseaux HT						

**Tableau II.1 :** Niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux Publics de HT, MT, BT (CEI 61000-2-2)

Tension au point de Raccordement ( $V_n$ )	Taux de distorsion Individuelle (%)	THD <sub>v</sub> (%)
$V_n < 69\text{kV}$	3.0	5.0
$69\text{kV} < V_n < 161\text{kV}$	1.5	2.5
$V_n > 161\text{kV}$	1.0	1.5

**Tableau II.2 :** Niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux Publics (IEEE 519-1992).



Selon IEEE le taux global de distorsion harmonique est :

$$\text{THD}_v (\%) = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{\sqrt{\sum_{n=1}^{n=\infty} V_n^2}} \cdot 100$$

### B) Les niveaux d'émission

Il faut limiter les émissions de courants harmoniques des appareils et des utilisateurs afin que les niveaux de perturbations harmoniques n'atteignent pas les niveaux de compatibilité définis précédemment.

#### *Limites d'émission des appareils basse tension consommant moins de 16A par phase*

Les comités de normalisation ont créé la norme CEI 61000-3-4 qui définit les limites d'émission des courants harmoniques pour les appareils basse tension consommant moins de 16A par phase et qui sont destinés à être raccordés à des réseaux publics de distribution basse tension (**Tableau II.3**)

Rang harmonique $n$	Courant harmonique Maximal autorisé (A)
Harmoniques impairs	
3	2.30
5	1.14
7	0.77
9	0.40
11	0.33
1	0.21
$15 \leq n \leq 39$	$0.15 \times \frac{15}{n}$
Harmoniques pairs	
2	1.08
4	0.43
6	0.30
$8 \leq n \leq 40$	$0.23 \times \frac{8}{n}$

**Tableau II.3** : Limite d'émission de courants harmoniques des appareils basse tension de courant par phase inférieur à 16A (CEI 61000-3-4)

### II.2.3 Normes concernant les Creux de tension

Le traitement des creux de tension est différent de celui des harmoniques. Les normes ne fournissent pas de tableau qui contient les valeurs limites (durée et profondeur) des différentes perturbations.

C'est la norme IEEE 1159 qui classe et définit les creux de tension et les coupures en fonction de la durée et de l'amplitude de la perturbation (voir tableau II.4).

		La durée	L'amplitude
<b>Variation de courte durée</b>			
Instantanée	<i>Creux</i>	(0.5 – 30) périodes	0.1-0.9 p.u
Momentané	<i>Coupure</i>	0.5 périodes-3s	<0.1 p.u
	<i>Creux</i>	30 périodes-3s	0.1-0.9 p.u
Temporaire	<i>Coupure</i>	3s- 1 min	<0.1 p.u
	<i>Creux</i>	3s- 1 min	0.1-0.9 p.u
<b>Variation de longue durée</b>			
<i>Coupure longue</i>		>1 min	0.0 p.u

**Tableau II.4 :** Classification IEEE 1159 des creux de tension et coupures.

### II.2.4 Normes concernant les surtensions

	La durée	L'amplitude
Instantanée	(0.5 – 30) périodes	1.1-1.8 p.u
Momentané	30 périodes-3s	1.1-1.8 p.u
Temporaire	3s- 1 min	1.1-1.8 p.u

**Tableau II.5 :** Classification IEEE 1159 des surtensions.

### II.2.5 Normes concernant le flicker

La qualité de l'électricité vis à vis du flicker s'exprime selon les deux grandeurs Pst et Plt. Un niveau de compatibilité, ou limite tolérable théorique, est donné pour chacun de ces paramètres et pour les trois niveaux de tension BT, MT et HT (Tableau II.6).

Ces valeurs expriment les niveaux à ne pas dépasser sur un réseau pour éviter un flicker gênant. [6]

	Limites acceptables de flicker	Niveaux de comptabilité	
	BT	MT	HT
Pst	1,00	1,00	0,79
Plt	0,74	0,74	0,58

**Tableau II.6** : Limites acceptables et niveaux de comptabilité théorique de Pst et Plt  
(Selon la publication de UIE International Union for Electroheat)

### II.2.6 Procédure d'évaluation d'une installation perturbatrice [15], [16]

La procédure en trois stades pour fixer les limites d'émission d'une installation perturbatrice est décrite dans les publications CEI 61000-3-6 pour les installations déformantes (harmonique) 61000-3-7 , et les installations fluctuantes 61000-3-13 pour les installations déséquilibrées.

Le principe de base est que l'acceptabilité d'une installation perturbatrice dépend de la puissance souscrite par l'utilisateur, de la puissance du matériel produisant les perturbations et les caractéristiques du réseau. L'objectif est la limitation de l'injection, en provenance de l'ensemble des installations des utilisateurs individuels, à des niveaux n'entraînant pas de pollution de la tension dépassant les niveaux de planification.

### **Stade 1 : Evaluation simplifiée des limites d'émission**

La plupart des installations ne sont pas ou faiblement perturbatrices et ne nécessitent pas d'étude spécifique en vue de déterminer leurs limites d'émission. Il appartient au gestionnaire de réseau de déterminer les conditions sous lesquelles une installation peut être acceptée en Stade 1.

Les conditions de Stade 1 peuvent être spécifiées de plusieurs manières. On peut, par exemple, définir une limite au rapport  $S_i/S_{cc}$  entre la puissance de l'installation et la puissance de court-circuit du réseau. (Si la condition  $\frac{S_i}{S_{cc}} \leq 0.1\%$  est remplie, on peut raccorder la charge).

Une autre approche caractérise la quantité de charge perturbatrice, à l'intérieur de l'installation de l'utilisateur, au moyen de la puissance perturbatrice pondérée  $S_{Dwi}$ .

### **Stade 2 : Limites d'émission tenant compte des caractéristiques effectives du réseau**

Si une installation ne satisfait pas aux critères du Stade 1, il faut évaluer les caractéristiques spécifiques des équipements perturbateurs ainsi que la part qui peut leur être attribuée de la pollution globale du réseau. Celle-ci se déduit des niveaux de planification, et est partagée entre les utilisateurs individuels en fonction de leur puissance souscrite rapportée à la puissance totale disponible du réseau.

### **Stade 3 : Acceptation de niveaux d'émission plus élevés à titre précaire**

Dans certains cas, un utilisateur peut souhaiter pouvoir émettre des perturbations dépassant les limites de base autorisées en Stade 2. Le gestionnaire du réseau effectue alors une étude approfondie de l'installation à raccorder ou à modifier, ainsi que des caractéristiques présentes et futures du réseau, en vue de déterminer les conditions particulières qui rendent possible le raccordement.

## II.3 Mesures

Dans la présente partie nous allons présenter des méthodes de mesure des paramètres de qualité de l'alimentation des réseaux à courant alternatif 50/60 Hz et la façon d'interpréter les résultats.

Pour chaque type de paramètre concerné, les méthodes de mesure sont décrites ci dessous. Elles permettent d'obtenir des résultats fiables, reproductibles et comparables, ceci, quel que soit l'instrument utilisé en conformité avec la norme CEI et quelles que soient ses conditions d'environnement. La présente partie porte sur les méthodes de mesure destinées aux mesures sur site.

La mesure des paramètres couverts par la présente partie se limite aux phénomènes susceptibles de se propager sur un réseau d'énergie électrique. Ils concernent selon les cas ceux relatifs à la tension et/ou au courant. Les paramètres de qualité de l'alimentation pris en compte dans le présent document sont les harmoniques de tension, le papillotement («flicker»), les creux et les surtensions. La présente partie définit des méthodes de mesure mais ne constitue pas une spécification de réalisation. [17]

### II.3.1 Définitions

Pour les besoins de cette partie, les définitions suivantes s'appliquent :

- **Voie (de mesure) :** Ensemble des dispositifs de mesure associés à une mesure individuelle.

**Note 1 :** «Voies» et «phases» n'ont pas la même signification. Une voie de mesure correspond par définition à une différence de potentiel entre deux conducteurs. Une phase correspond à un simple conducteur. Dans les systèmes polyphasés, une voie de mesure peut être entre deux phases ou entre une phase et le neutre, ou entre une phase et la terre.

- **Tension d'entrée déclarée,  $U_{\text{dim}}$  :** Valeur obtenue à partir de la tension d'alimentation déclarée d'un rapport de transformation.

- **Seuil de creux** : Valeur de tension spécifiée pour permettre de détecter le début et la fin d'un creux de tension
- **Hystérésis** : Différence d'amplitude entre les valeurs aller et retour de seuils.

**Note 2** : Cette définition de l'hystérésis est relative à la mesure des paramètres de la qualité de l'alimentation. Et est différente de celle du VEI qui concerne la saturation des noyaux métalliques.

**Note 3** : Le but de l'hystérésis dans le contexte de mesure de la qualité de l'alimentation est d'éviter de compter de multiples événements lorsque l'amplitude du paramètre oscille près de la valeur de seuil.

- **Tension efficace rafraîchie par demi-période,  $U_{eff} (1/2)$**  : Valeur de la tension efficace mesurée sur une période, commençant à un passage par zéro de la composante fondamentale, et rafraîchie à chaque demi-période.

**Note 4** : Cette valeur n'est utilisée que pour la détection des creux de tension, des surtensions à fréquence industrielle et des coupures.

- **Tension résiduelle,  $U_{res}$**  : Valeur minimale de  $U_{eff} (1/2)$  enregistrée au cours d'un creux ou d'une coupure de tension.

**Note 5** : La tension résiduelle est exprimée sous la forme d'une valeur, exprimée en volts, ou d'un pourcentage ou par unité en fonction de la tension d'entrée déclarée.

- **Tension de référence glissante,  $U_{rg}$**  : Valeur de tension moyennée sur un intervalle de temps spécifié, représentant la tension précédant un creux ou une surtension temporaire à fréquence industrielle

**Note 6** : La tension de référence glissante est utilisée pour déterminer la variation de tension lors d'un creux de tension ou d'une surtension à fréquence industrielle.

### II.3.2 Classes de méthodes de mesure

Pour chaque paramètre mesuré, deux classes de méthodes de mesure sont définies:

➤ **Méthodes de classe A :**

Cette classe de méthodes de mesure est utilisée lorsque des mesures précises sont nécessaires, comme par exemple pour des applications contractuelles, pour la vérification de la conformité à des normes, pour la résolution de litiges, etc. Les mesures d'un paramètre effectuées avec deux instruments différents conformes aux prescriptions de mesure de classe A, lors de la mesure du même signal, produiront des résultats concordants dans la plage de précision spécifiée.

Pour que des résultats concordants soient obtenus, les appareils de classe A exigent une caractéristique de largeur de bande passante et une fréquence d'échantillonnage suffisantes pour la précision spécifiée de chaque paramètre.

➤ **Méthodes de classe B :**

Cette classe de méthodes de mesure peut être utilisée pour des études statistiques, la recherche d'anomalies et autres applications où une grande précision n'est pas requise.

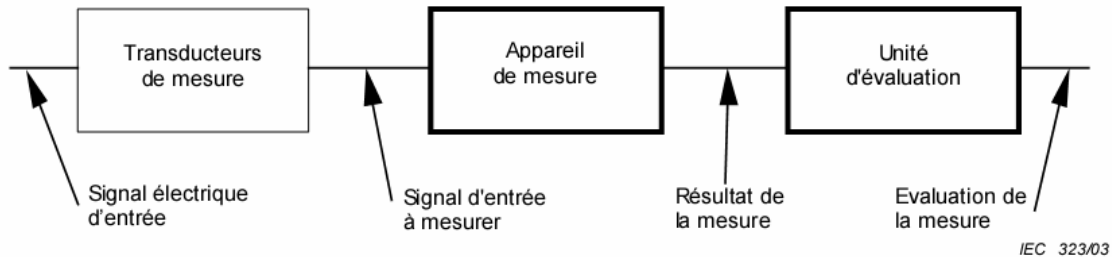
L'utilisateur doit choisir la classe de méthode de mesure en fonction de la situation rencontrée dans chaque cas d'application.

**Note 1 :** Un appareil de mesure peut avoir différentes classes de méthodes de mesure pour différents paramètres.

**Note 2 :** Le constructeur de l'instrument devrait déclarer les grandeurs d'influence non expressément données et susceptibles de dégrader les performances de l'instrument.

### II.3.3 Organisation des mesures

La grandeur électrique à mesurer peut être soit directement accessible, ce qui est en général le cas sur les réseaux basse tension, soit accessible via des transducteurs de mesure.



**Figure II.2** : Chaîne de mesure

Un appareil de mesure comprend en général l'ensemble de la chaîne de mesure. Des mesures peuvent être effectuées sur les réseaux monophasés ou polyphasés. En fonction du contexte, il peut être nécessaire de mesurer des tensions entre les conducteurs de phase et le neutre (phase-neutre) ou entre les différents conducteurs de phase (phase-phase) ou entre le neutre et la terre. [17]

### II.3.4 Agrégation des intervalles de temps de mesure

➤ **Méthode de classe A :**

Un intervalle de temps de mesure des amplitudes (tension du réseau, harmoniques, interharmoniques et déséquilibre) doit être de 10 périodes pour un réseau 50 Hz ou de 12 périodes pour un réseau 60 Hz.

Les intervalles de temps de mesure sont agrégés suivant trois valeurs. Ce sont:

- **intervalle de 3 s** (150 périodes pour une fréquence nominale de 50 Hz ou 180 périodes pour une fréquence nominale de 60 Hz).
- **intervalle de 10 min**
- **intervalle de 2 h**



➤ **Méthode de classe B :**

Le constructeur doit indiquer la méthode, le nombre et la durée d'agrégation des intervalles de temps.

### II.3.5 Processus d'agrégation des mesures

Les agrégations sont calculées par la racine carrée de la moyenne arithmétique du carré des valeurs d'entrée.

Trois catégories d'agrégation sont nécessaires:

- **Agrégation de périodes** : Les données de l'intervalle de 150/180 périodes doivent être agrégées à partir de quinze intervalles de 10/12 périodes.
- **Agrégation de périodes en temps d'horloge** : Les valeurs 10 min seront identifiées avec une datation absolue (par exemple 01H10.00). La datation considérée correspond à une fin de période d'intégration 10 min. Si la dernière valeur 10/12 périodes d'une agrégation 10 min chevauche la frontière absolue de la période 10 min, cette valeur 10/12 périodes est incluse dans cette intégration 10 min.

Au démarrage des mesures, un intervalle de 10/12 périodes doit commencer avec une limite absolue 10 min et doit être resynchronisée successivement à chaque marque 10 min absolue.

Cette technique implique qu'un très petit nombre de données se recouvrent et apparaissent dans deux intervalles 10 min d'intégration adjacents.

- **Agrégation en temps d'horloge** : Les données de «l'intervalle de 2 h» doivent être agrégées à partir de douze intervalles de 10 min.

### II.3.6 Incertitude d'horloge

➤ **Méthode de classe A :**

L'incertitude de l'horloge ne doit pas dépasser  $\pm 20$  ms pour 50 Hz ou  $\pm 16,7$  ms pour 60 Hz.

Ces performances sont par exemple obtenues par une procédure de synchronisation appliquée périodiquement au cours d'une campagne de mesures, ou via un récepteur GPS, ou encore par la réception de signaux de synchronisation transmis par radio.

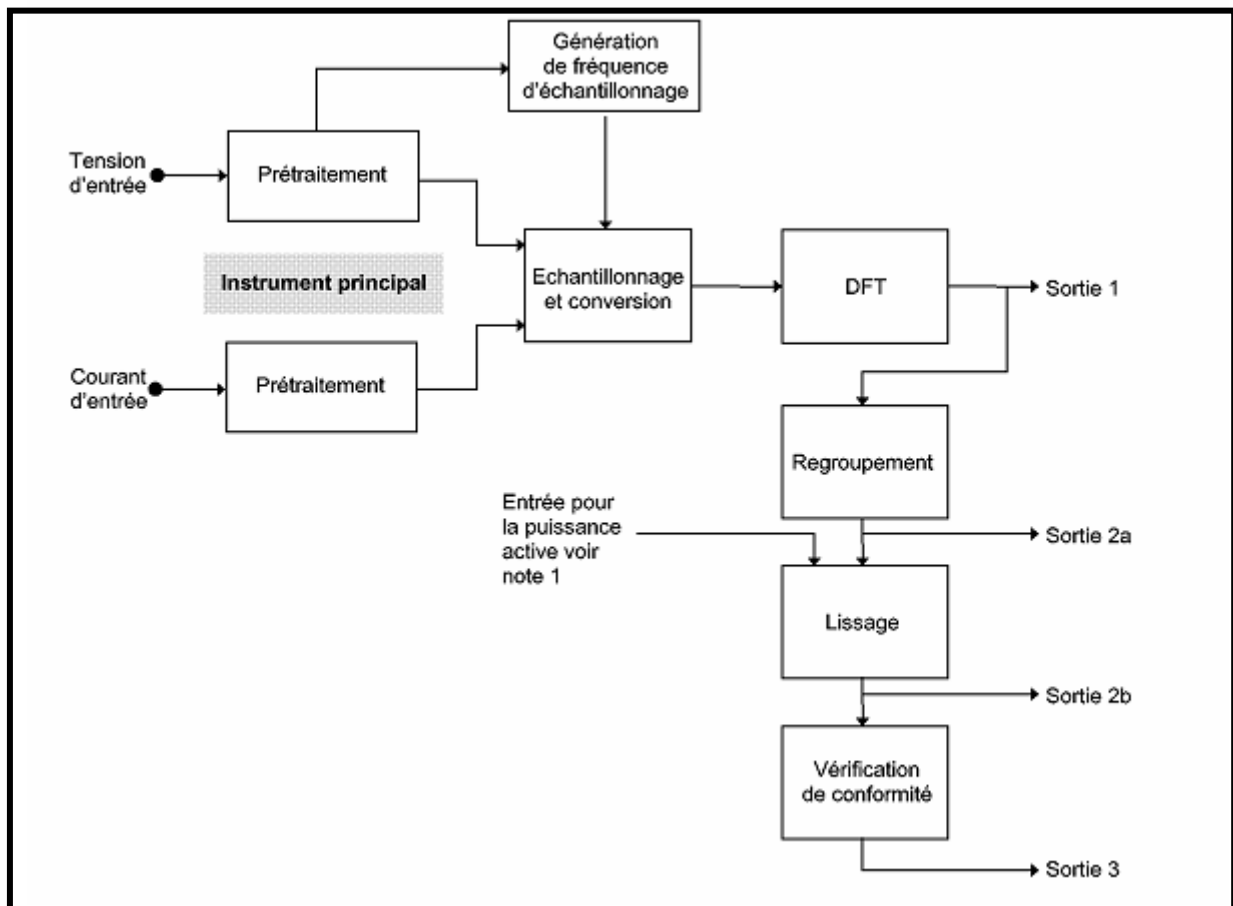
Lorsqu'une valeur de seuil est franchie, il peut être utile d'enregistrer l'heure et la date.

➤ **Méthode de classe B :**

Le constructeur doit préciser la méthode utilisée pour déterminer les intervalles de 10 min.

### II.3.7 Les paramètres à mesurer

#### II.3.7.1 les harmoniques



**Figure II.3 :** Structure générale de l'instrument de mesure

**a) Circuit d'entrée de courant :**

Le circuit d'entrée doit être adapté aux courants à analyser .il doit fournir la mesure directe des courants harmoniques. De surcroît, il convient qu'il ait une entrée basse tension à haute impédance pouvant être associée à des shunts externes résistif.

Les sensibilités appropriées du circuit d'entrée s'étendent de 0.1V à 10 V ,0.1V étant la valeur préférée. L'appareil de mesure doit être capable d'accepter des signaux d'entrée avec un facteur de crête autorisé.

**b) Circuit d'entrée de tension :**

Le circuit d'entrée de l'instrument doit être adapté à la tension maximale et à la fréquence de tension d'alimentation à analyser et doit conserver ses caractéristiques et sa précision jusqu'à 1.2 fois cette tension maximale.

Il existe beaucoup de tensions d'alimentation nominale comprises entre 60V et 600V, selon la pratique locale. Pour permettre une utilisation relativement universelle de l'instrument sur la plupart des réseaux d'alimentation, il est conseillé de concevoir le circuit d'entrée pour les tensions nominales suivantes :

$U_{nom}$  :66 V, 115 V, 230 V, 400 V, 690 V pour les réseaux à 50Hz ;

$U_{nom}$  :66 V, 120 V, 240 V, 477 V, 347 V, 480 V, 600 V pour les réseaux à 60Hz ;

**c) Prescriptions relatives à la précision :**

On a deux classes de précision pour l'instrumentation destinée à la mesure des composantes harmoniques. Les erreurs maximale admissibles indiquées dans le tableau se rapporte à des signaux appliqués à l'instrument dans des conditions de fonctionnement assignées à indiquer par le fabricant (gamme de température, gamme d'humidité, tension d'alimentation de l'instrument, etc.).[15]

**Remarque :** Les instruments de classe I sont recommandés quand des mesures précises sont nécessaires. La classe II est recommandée pour les compagnes de mesure.

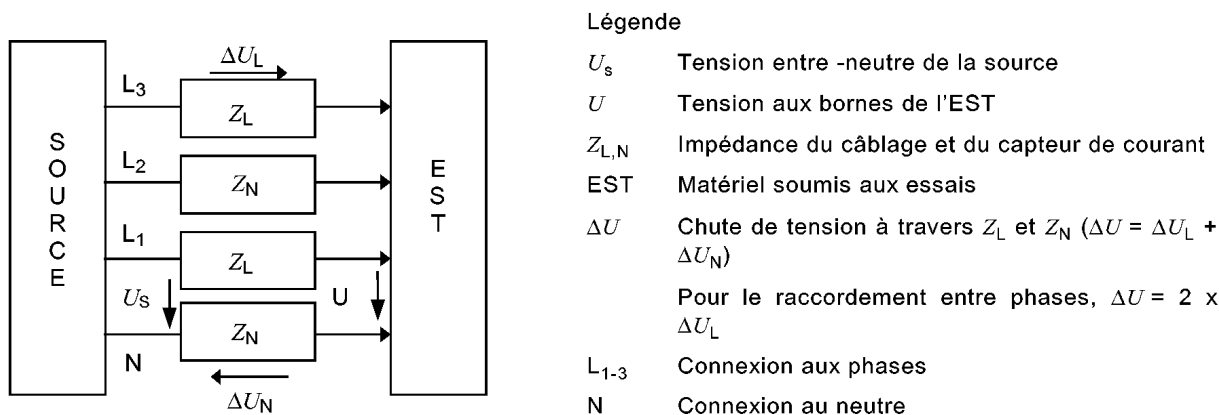
Les fréquences situées en dehors de l'étendue de mesure de l'instrument doivent être atténuées de façon à ne pas affecter les résultats. Pour obtenir l'atténuation appropriée, l'instrument peut échantillonner le signal d'entrée à une fréquence beaucoup plus élevée que l'étendue de mesure.

Classe	Mesure	Conditions	Erreur maximale
I	Tension	$U_m \geq 1\% U_{nom}$ $U_m < 1\% U_{nom}$	$\pm 5\% U_m$ $\pm 0,05\% U_{nom}$
	Courant	$I_m \geq 3\% I_{nom}$ $I_m < 3\% I_{nom}$	$\pm 5\% I_m$ $\pm 0,15\% I_{nom}$
	Puissance	$P_m \geq 150 \text{ W}$ $P_m < 150 \text{ W}$	$\pm 1\% \text{ de } P_{nom}$ $\pm 1,5 \text{ W}$
II	Tension	$U_m \geq 3\% U_{nom}$ $U_m < 3\% U_{nom}$	$\pm 5\% U_m$ $\pm 0,15\% U_{nom}$
	Courant	$I_m \geq 10\% I_{nom}$ $I_m < 10\% I_{nom}$	$\pm 5\% I_m$ $\pm 0,5\% I_{nom}$

$I_{nom}$ : Calibre en courant de l'instrument de mesure  
 $U_{nom}$ : Calibre en tension de l'instrument de mesure  
 $U_m$  et  $I_m$ : Valeurs mesurées

**Tableau II.7 :** Perspective pour les mesures de courant, tension, de puissance

**Configuration de mesures pour l'évaluations des émissions**



**Figure II.4 :** Montage de mesure

Pendant que les mesures sont effectuées, la tension  $U$  aux bornes de l'EST doit respecter les perspectives suivantes :

- La tension d'essai doit être maintenue à  $\pm 2\%$
- La fréquence doit être maintenue à  $\pm 0.5\%$

La distorsion de la tension d'essai et de EST ne doit pas dépasser les valeurs suivantes

- 0.9 % pour l'harmonique de rang 3
- 0.4 % pour l'harmonique de rang 5
- 0.3% pour l'harmonique de rang 7
- 0.2% pour l'harmonique de rang 9
- 0.2% pour l'harmonique de rang 2 et 10
- 0.1% pour l'harmonique de rang 11 à 40

### II.3.7.2 Creux de tension

La mesure de base des creux de tension et des surtensions à fréquence industrielle est la mesure de  $U_{eff} (1/2)$  sur chaque voie de mesure.

#### Détection et évaluation d'un creux de tension :

##### a) Détection d'un creux :

Le seuil de creux de tension est un pourcentage soit de  $U_{din}$ , soit de la référence de tension glissante  $U_{rg}$ . La sélection d'une tension de référence fixe ou glissante doit être déclarée par l'utilisateur.

Dans les systèmes monophasés, un creux de tension commence lorsque la tension  $U_{eff} (1/2)$  tombe en dessous du seuil de creux, et se termine lorsque la tension  $U_{eff}(1/2)$  est égale ou supérieure au seuil de creux plus la tension d'hystérésis.

Dans les systèmes polyphasés, un creux commence lorsque la tension  $U_{eff} (1/2)$  d'une ou plusieurs voies tombe en dessous du seuil de creux et se termine lorsque la tension  $U_{eff}(1/2)$  sur toutes les voies mesurées est égale ou supérieure au seuil de creux plus la tension d'hystérésis.

Le seuil de creux et la tension d'hystérésis sont tous deux déterminés par l'utilisateur en fonction de l'utilisation. [17]

### **Evaluation d'un creux de tension :**

Un creux de tension est caractérisé par un couple de données, la tension résiduelle ( $U_{res}$ ) ou la profondeur et la durée:

- La tension résiduelle est la plus petite valeur de  $U_{eff} (1/2)$  mesurée sur n'importe quelle voie au cours du creux.
- la profondeur d'un creux de tension est la différence entre la tension de référence ( $U_{din}$  ou  $U_{rg}$ ) et la tension résiduelle. Elle s'exprime en général en pourcentage de la tension de référence;
- la durée d'un creux de tension est la différence de temps entre le début et la fin du creux de tension.

**Note 1:** Pour les mesures polyphasées, la mesure de la durée du creux peut commencer sur une voie et se terminer sur une voie différente.

**Note 2 :** Lorsqu'un seuil est franchi, il est utile d'enregistrer l'heure ainsi que la date.

### **II.3.7.3 Les surtensions**

#### **1) Détection et évaluation d'une surtension temporaire à fréquence industrielle**

##### **A) Détection d'une surtension temporaire à fréquence industrielle :**

Le seuil de détection est un pourcentage soit de  $U_{din}$  soit de la référence de tension glissante  $U_{rg}$ . La sélection d'une tension de référence fixe ou glissante doit être déclarée par l'utilisateur.

- Sur les systèmes monophasés, une surtension temporaire à fréquence industrielle commence lorsque la tension  $U_{eff} (1/2)$  s'élève au-dessus du seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle, et se termine lorsque la tension  $U_{eff} (1/2)$  est égale ou inférieure au seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle moins la tension d'hystérésis.
- Sur les systèmes polyphasés, une surtension temporaire à fréquence industrielle commence lorsque la tension  $U_{eff} (1/2)$  d'une voie au moins s'élève au-dessus du seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle et se termine lorsque la tension  $U_{eff} (1/2)$  sur toutes les voies de mesure est égale ou inférieure au seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle moins la tension d'hystérésis.

Le seuil de surtension temporaire à fréquence industrielle et la tension d'hystérésis sont tous deux déterminés par l'utilisateur en fonction de l'utilisation.

### **B) Évaluation d'une surtension temporaire à fréquence industrielle :**

Une surtension temporaire à fréquence industrielle est caractérisée par un couple de données, l'amplitude maximale de la tension de surtension temporaire à fréquence industrielle et sa durée:

- La tension maximale de surtension temporaire à fréquence industrielle est la plus grande valeur de  $U_{eff} (1/2)$  mesurée sur n'importe quelle voie pendant la surtension temporaire à fréquence industrielle.
- la durée d'une surtension temporaire à fréquence industrielle est la différence de temps entre le début et la fin de la surtension temporaire à fréquence industrielle.

**Note :** Pour les mesures polyphasées, la mesure de la durée d'une surtension temporaire à fréquence industrielle peut commencer sur une voie et terminer sur une voie différente. [17]

## 2) Calcul de la tension de référence glissante :

Si une référence glissante est choisie pour détecter les creux de tension et les surtensions temporaires à fréquence industrielle, elle doit être calculée au moyen d'un filtre du premier ordre avec une constante de temps de 1 min. Ce filtre est donné par:

$$U_{rg}(n) = 0,9967 \cdot U_{rg}(n-1) + 0,0033 \cdot U(10/12)_{eff}$$

$U_{rg}(n)$  : est la valeur courante de la tension de référence glissante.

$U_{rg}(n-1)$  : est la valeur précédente de la tension de référence glissante.

$U(10/12)_{eff}$  : est la valeur efficace 10/12 périodes la plus récente.

Au début de la mesure, la valeur initiale de la tension de référence glissante est fixée à la tension d'entrée déclarée. La tension de référence glissante est mise à jour tous les 10/12 périodes. Si une valeur sur 10/12 périodes est «marquée», la tension de référence glissante n'est pas mise à jour et la valeur précédente est utilisée.

### II.3.7.4 Flicker

On caractérise la sévérité du flicker à partir d'une mesure de la tension dont le traitement statistique sur une période courte représente un niveau de perception ou l'indice Pst. L'indice de perceptibilité à long terme est noté Plt.

#### a) Description de l'instrument (Flickermètre) [13]

On peut diviser l'architecture de flickermètre en deux parties, réalisant chacune l'une des tâches suivantes.

- Simulation de la chaîne lampe-œil-cerveau.
- Analyse statistique, en temps réel, du signal du flicker et présentation des résultats

La première tâche est réalisée par le bloc 2,3 et 4 de la figure II.5 et la seconde par le bloc 5



### **Bloc1 : Adaptateur de circuit de la tension d'entrée**

Ce bloc contient un circuit d'adaptation de tension qui ramène à un niveau interne de référence la moyenne de la tension efficace du fondamental de la tension d'entrée.

### **Bloc 2 : Démodulateur quadratique**

Le rôle de ce bloc est de restituer la fluctuation de la tension en élevant au carré la tension d'entrée ramenée au niveau de référence, simulant ainsi le comportement de lampe. En effet le flux lumineux d'une lampe d'éclairage est proportionnel au carré de la tension qui lui est appliquée.

### **Bloc 3 : Filtre de pondération**

Le bloc 3 se compose de deux filtres en cascade et d'un sélecteur de gamme de mesures

Le premier filtre élimine la composante continue et les composantes de fréquence supérieure à 35Hz de la tension de sortie du démodulateur quadratique, et conserve que la partie des fluctuations dans la bande de fréquences perceptibles (0,05 Hz à 35 Hz).

Le second filtre est un filtre passe-bande centré sur 8,8 Hz qui, à cette fréquence, a un gain unité et déphase de 0,408 radian en retard, ce filtre de pondération simule la combinaison de la réponse spectrale d'une lampe à gaz (60W-230V) avec la réponse de l'œil humain.

### **Bloc 4 : Elévation au carré et lissage**

Le bloc 4 est composé d'un étage quadratique et d'un filtre passe-bas de premier ordre et de constante de temps 300 ms (coupure à 0,53 Hz). La sensation du flicker sur le système Lampe-œil-cerveau est simulée par la réponse combinée des blocs 2, 3,4.

### **Bloc 5 : Evaluation statistique en temps réel**

Le bloc 5 contient un microprocesseur qui effectue l'analyse du niveau de flicker, en temps réel, permettant ainsi le calcul direct des paramètres significatifs de l'évaluation.

**b) Traitement statistique**

L'amplitude de  $S$  est définie par des classes de niveaux, 64 au moins selon la norme. L'illustration donnée par les figures **II.6** et **II.7** ne représente que 10 niveaux pour en assurer la lisibilité. Le traitement repose sur la durée d'appartenance à chacune de ces classes.

Au cours de la période d'observation, on cumule le temps  $t_v$  pendant lequel l'amplitude de  $S$  est comprise dans une classe  $v$  ( $v = 7$  sur la figure **II.6**). On définit  $p_v$ , la fonction de probabilité cumulée est la probabilité que  $S$  soit supérieure ou égale à un niveau  $v$  donné. [18]

$$p_v = \frac{\sum_{j=v}^{j=\max} t_j}{T_{st}}$$

Avec  $T_{st}$  est période courte d'observation.

La figure **II.7** illustre la densité de probabilité cumulée  $p_v$  en fonction des niveaux de  $S$ . Soit  $P_x$  le quantile tel que le niveau de  $S$  dépasse la classe  $v$ , ou soit compris dans la classe  $v$ , pendant  $x$  % du temps.

La mesure de sévérité s'appuyant sur une période d'observation  $T_{st}=10$  min est appelée  $P_{st}$ , la formule suivante est utilisée.

$$P_{st} = \sqrt{0.0314.P_{0,1} + 0.0525.P_{1s} + 0.0657.P_{3s} + 0.28.P_{10s} + 0.08.P_{50s}}$$

Les pourcentages  $P_{0,1}$ ,  $P_1$ ,  $P_3$ ,  $P_{10}$ , et  $P_{50}$  sont les niveaux de flicker dépassés de 0.1 ; 1 ; 3 ; 10 et 50 % du temps pendant la période d'observation.

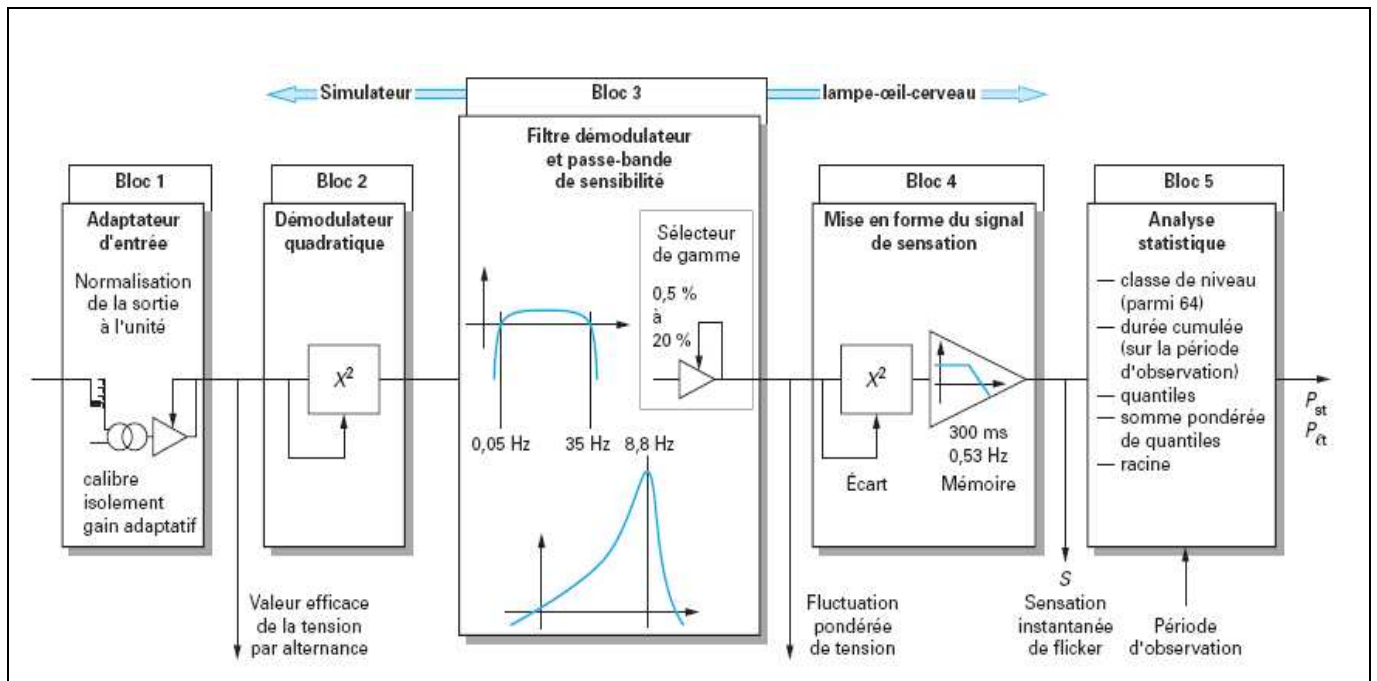


Figure II.5 – Schéma de principe du flickermètre [CEI 610004-15]

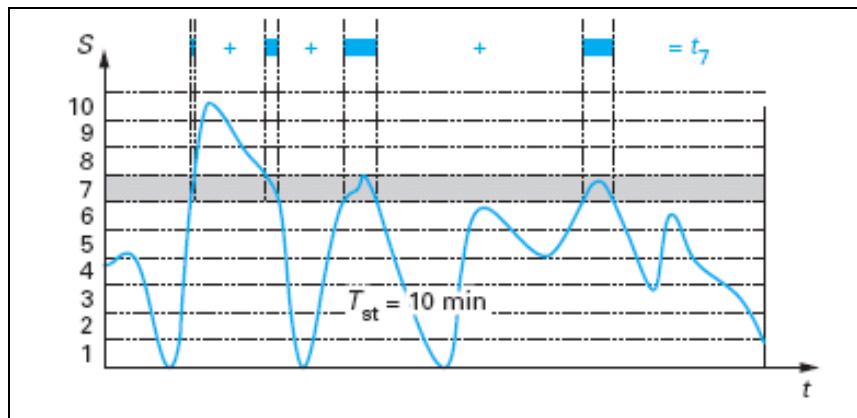
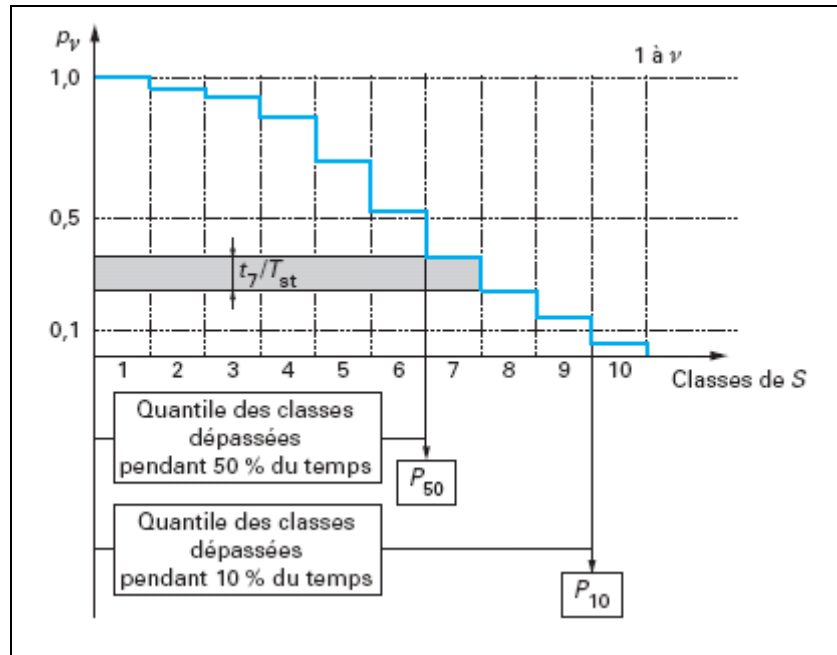


Figure II.6 : Enveloppe pondérée des fluctuations.



**Figure II.7 :** Enveloppe pondérée des fluctuations : densité de probabilité cumulée de présence de  $S$  dans les classes 1 à  $\nu$

Pour un exemple d'appareil de mesure et d'analyseur du réseau électrique (**voir annex5**)

## *CHAPITRE III :*

### *L'influence des harmoniques sur le réseau électrique*

### III.1 Introduction :

Le bon fonctionnement de la plupart des appareils électriques raccordés au réseau nécessite une alimentation sinusoïdale à 50 Hz. Dans ces conditions, les charges dites passives, comme les résistances de chauffage ou les condensateurs, absorbent un courant périodique à 50 Hz, sinusoïdal. Mais certains appareils, utilisant pour la plupart l'électronique de puissance, absorbent un courant qui n'est pas sinusoïdal. Ce courant a toujours une fréquence de 50 Hz, mais il est déformé. Lorsqu'il traverse l'impédance du réseau, ce courant produit une déformation de la tension. Ces perturbations se propagent alors à l'ensemble du réseau. On dit que ces appareils sont non linéaires et qu'ils produisent des courants et des tensions harmoniques.

On parle alors de distorsion harmonique. Dans certains cas, la configuration du réseau peut provoquer une amplification de la distorsion harmonique. La présence de charges non linéaires peut alors entraîner le dysfonctionnement d'autres appareils raccordés à proximité.

### III.2 Elaboration du modèle et de la simulation :

Afin d'illustrer cette influence, nous avons choisis le client de SONELGAZ, CEVITAL l'Arbaa comme exemple dans nos simulations, et cela vu les équipements d'électronique de puissance existants qui génèrent ces harmoniques.

#### III.2.1 Présentation du client CEVITAL Arbaa

CEVITAL Arbaa est le plus grand complexe industriel de verre float d'Afrique en production, classé 12ème au monde, il figure parmi les plus importantes installations de production de verre plat dans le monde, sa capacité de production de 600 tonnes par jours, le place 1<sup>er</sup> en Afrique en le comparant par l'Égypte qui produit 400 tonne par jour, et l'Afrique du sud avec 500 tonne par jour. Le client de SONELGAZ produit aussi le béton précontraint avec une capacité de 600m<sup>3</sup>/jour.

**Note :** Les caractéristiques techniques de l'installation du client CEVITAL Arbaa sont énumérés à l'**annexe 1**

### III.2.2 La procédure de travail suivie :

Notre but essentiel dans ce projet est de se rapprocher du cas réel, en intégrant les paramètres exactes et en négligeant aucun de ces derniers.

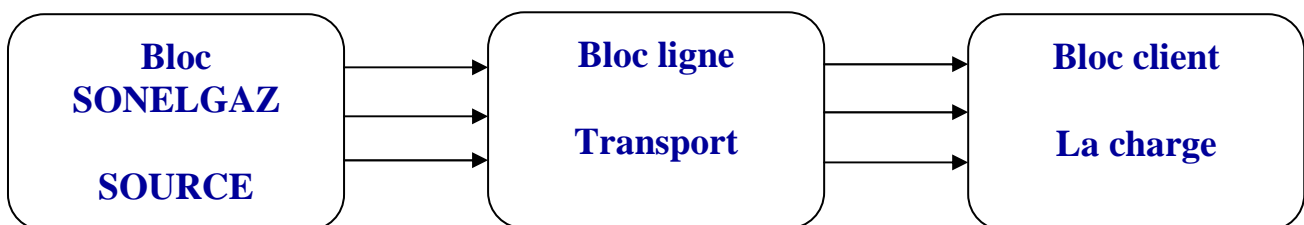
On a effectué une visite au sein de l'usine CEVITAL L'Arbaa qui fabrique et réalise le verre, nous avons suivi la chaîne électrique depuis l'arrivée de l'énergie électrique depuis SONELGAZ jusqu'aux charges, en passant par les étages de transformations et la chaîne de distribution.

On a pris les caractéristiques sur les plaques signalétiques des transformateurs, celles des équipements d'électronique de puissance comme les cyclo convertisseurs et quelques charges comme les pompes...

Pour réaliser la simulation, on a vu qu'il était plus commode de partager cette dernière en trois parties (voir la figure III.1) ou blocs principaux :

- Bloc *fournisseur d'électricité* (SONELGAZ)
- Bloc *moyen de transport* : les lignes aériennes.
- Bloc *client* (étages de transformation plus les charges).

**Remarque :** La simulation a été faite par **simpowerystem** du logiciel **MATLAB**.



**Fig III.1:** Le schéma synoptique de la simulation

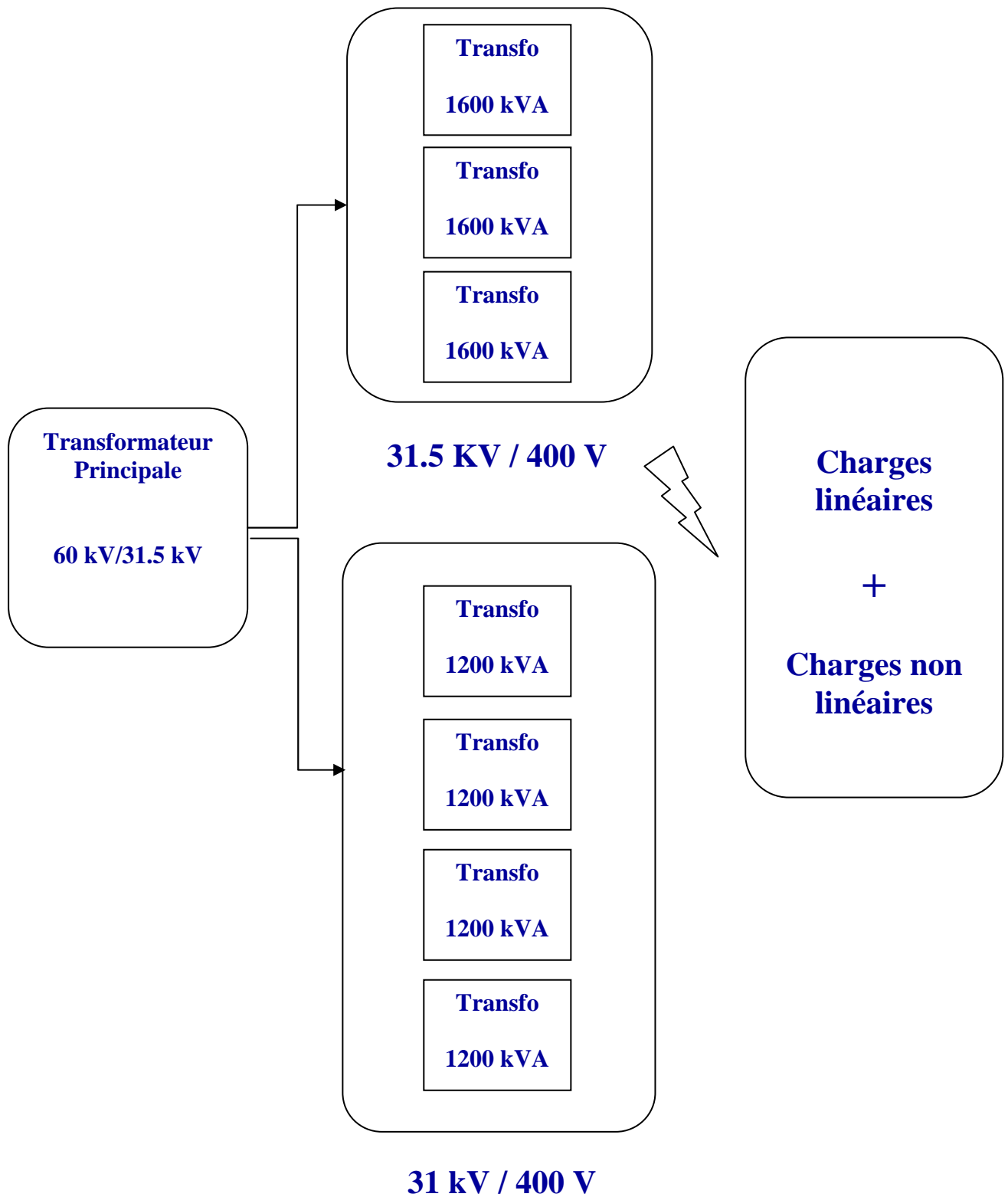


Fig III.2: Le schéma synoptique de l'installation au niveau de CEVITAL L'Arbaa



### III.2.3 Description du schéma unifilaire

Le schéma unifilaire déduit de la visite de l'usine de CEVITAL l'Arbaa, comportais

**a) Deux étages de transformation :**

➤ **Poste de transformation HT / MT :**

Puissance nominale : 40 MVA / 50 MVA (ONAN/ONAF)  
Tension : 63 kV / 31,5 kV  
Couplage : YNyn (étoile –étoile)

➤ **Poste de transformation MT / BT :**

L'usine possède sept transformateurs de 31,5 kV / 400 V dont :

- Trois possédants une puissance de 1600kVA
- Quatre possédants une puissance de 1200kVA

**b) Plusieurs types de charges :**

- Des pompes de 40kW jusqu'à 80kW de puissance.
- Des moteurs asynchrones d'une puissance maximale de 55kW utilisés :
  - Pour la ventilation
  - Pour les tapis roulants.

➤ **Les charges non linéaires :**

Des redresseurs et des onduleurs utilisés pour la variation de vitesse des moteurs asynchrone.

**Note :** Vu le manque de données et des caractéristiques concernant chaque type de charge, on a déduit qu'il était nécessaire de modéliser toute cette charge par une source de courant comportant les différents rangs d'harmoniques.

### III.2.4 Le schéma électrique établi

La méthode qu'on a utilisé pour réaliser la simulation, est de ramener le niveau de tension de chaque poste à celle du réseau de SONELGAZ (60 kV), entre autre d'utiliser le schéma équivalent du transformateur HT/ MT ramené au primaire, ce qui nous donne le schéma suivant par phase. (Figure III.3)

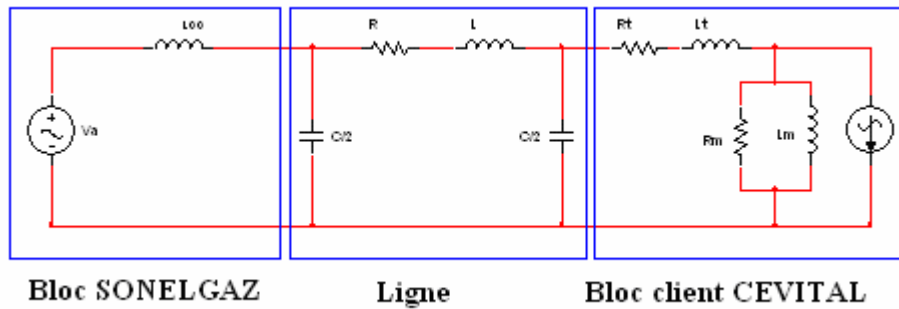


Fig III.3: Modèle de l'installation (SONELGAZ, ligne, client)

### III.2.5 Etude et modélisation des différents blocs de l'installation

#### III.2.5.1 Les hypothèses utilisées dans notre étude

- On a pris comme exemple de puissance consommée par le client : 8 MW, cette valeur nous a été communiquée par SONELGAZ. C'est la PMA (la puissance maximale absorbée)
- On a supposé que le déphasage de chaque courant harmonique est son rang multiplié par le déphasage du fondamental, ce qui va entraîner l'équilibre des courants harmoniques entre les trois phases de la charge.
- On a considéré que les rangs des courants harmoniques les plus gênants : le 2,3, 5, 6, 7, 9, 11,13.
- On a supposé que ce client « Cevital l'Arbaa » est le seul consommateur et utilisateur raccordé au poste (un seul départ).
- On a négligé dans la modélisation de la ligne le paramètre  $G$  la conductance de la ligne et cela supposant que les isolateurs sont bien dimensionnés et l'effet de couronne est réduit au minimum. [19]

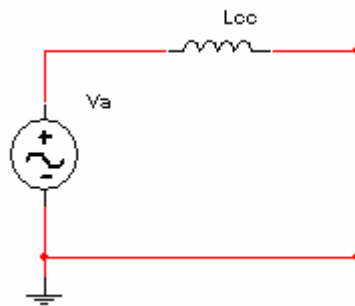
En ce qui suit nous allons détailler chacun de ces blocs :

#### A. Bloc SONELGAZ :

C'est la source de l'énergie, cette dernière délivre une tension de 60 kV équilibrée, triphasée, avec une fréquence de 50 Hz.

$$\begin{cases} u_a = \sqrt{2}.U.\sin(\omega t) \\ u_b = \sqrt{2}.U.\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ u_c = \sqrt{2}.U.\sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

On a modélisé ce bloc par une source avec une impédance de court circuit en série  $L_{cc}$  (Figure.II.4)



**Fig III.4:** Modèle de la source (bloc Sonelgaz)

Le calcul de  $L_{cc}$  est comme suit :

$$L_{cc} = \frac{U^2}{S_{cc}.\omega} \quad (\text{III.2})$$

$U$  : La tension par phase qui est égale 60 KV

$S_{cc}$  : La puissance de court circuit du poste HT de Sonelgaz.

$$S_{cc} = \sqrt{3}.U_n.I_{CC} \quad (\text{III.3})$$

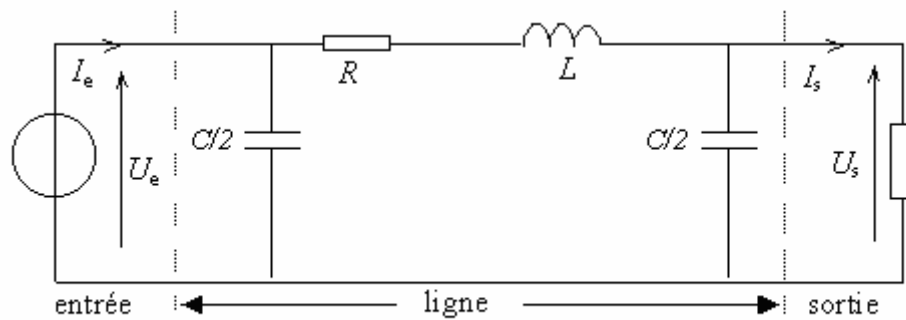
$I_{CC}$  : Le courant de court circuit

$\omega$  : La pulsation du réseau.

### B. Les lignes de transport :

Le moyen de transport de l'énergie électrique, de la source vers le client est fait à travers des lignes aériennes. Ces dernières sont des lignes de haute tension utiles dans les réseaux de transport d'électricité. Elles servent au transport sur les longues distances de l'électricité produite par les diverses centrales électriques, ainsi qu'à l'interconnexion des réseaux électriques.

Le modèle utilisé dans notre simulation est le modèle en  $\pi$  d'une ligne courte car la longueur de la ligne qui relie le poste de SONELGAZ et CEVITAL l'Arbaa est de 3 km (figure III.5).



**Figure III.5** : Modèle d'une ligne courte

Les principaux éléments de cette modélisation, sont :

- La résistance de la ligne.
- L'inductance de ligne.
- La capacité de la ligne.

Pour déterminer les valeurs de ces éléments d'une façon très précise, la société SONELGAZ nous a procuré toutes les données nécessaires concernant le client CEVITAL à savoir : la longueur de la ligne, et les valeurs des éléments cités ci-dessus ( $R$ ,  $L$ ,  $C$ ). Les câbles utilisés pour le transport de l'électricité sont composés d'Aluminium et d'Acier.

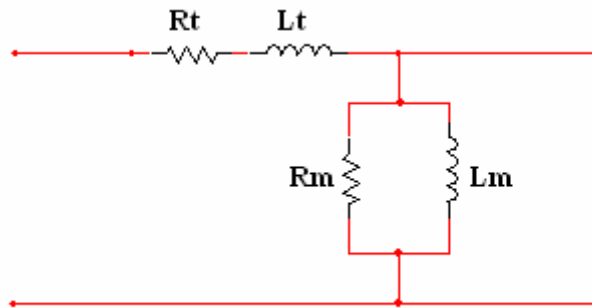
**Note** : Vu que la longueur de la ligne est inférieure à 300 km, on ne va pas tenir compte de l'effet de la propagation des ondes.

**C. Le bloc client (étage de transformation + charge) :**

➤ **L'étage de transformation :**

Après que l'énergie électrique transite et arrive au client, cette dernière va subir une transformation, pour cela on a un utilisé le modèle de transformateur ramené au primaire dont les caractéristiques sont  $R_t$ ,  $L_t$  et la branche magnétisante ( $R_m$  et  $L_m$ ).

On s'est basé pour le calcul de ces éléments, sur toutes les caractéristiques prises de la plaque signalétique du transformateur principale lors de la visite de CEVITAL l'Arbaa et des catalogues du constructeur. [20]



**Fig III.6:** Schéma de transformateur ramené au primaire

▪ **C.1.1 Calcul de  $R_t$ ,  $L_t$ ,  $R_m$ ,  $L_m$  :**

On a comme données la puissance apparente nominale  $S_n = 40$  MVA tension nominale  $U_n = 60$  kV et la tension de court circuit  $U_{CC} (\%) = 11\%$ .

▪ **C.1.1.1 Impédance ramenée au primaire :**

$$Z_t = \frac{U_{CC} (\%)}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad (\text{III.4})$$

$$R_t = Z_t \cdot \cos \varphi_{CC} \quad (\text{III.5})$$

Donc:

$$X_t = \sqrt{Z_t^2 - R_t^2} \quad \text{et} \quad L_t = \frac{X_t}{\omega} \quad (\text{III.6})$$

▪ C.1.1.2 La branche magnétisante :

$$R_m = \frac{U_n^2}{P_v} \quad (III.7)$$

$$X_m = \frac{U_n^2}{Q_v} \quad \text{Et} \quad L_m = \frac{X_m}{\omega} \quad (III.8)$$

$P_v$  : La puissance active de transformateur mesurée à vide

$Q_v$  : La puissance réactive de transformateur mesurée à vide.

▪ C.2 La charge:

La charge du client est modélisée par une source de courant, ce dernier est composé du fondamentale et des harmoniques de rangs différents et bien choisis pour la simulation de l'influence des harmoniques sur le réseau électrique. [3]

On a utilisé modèle de la figure III.7 car la charge ne génère pas d'inters harmoniques.

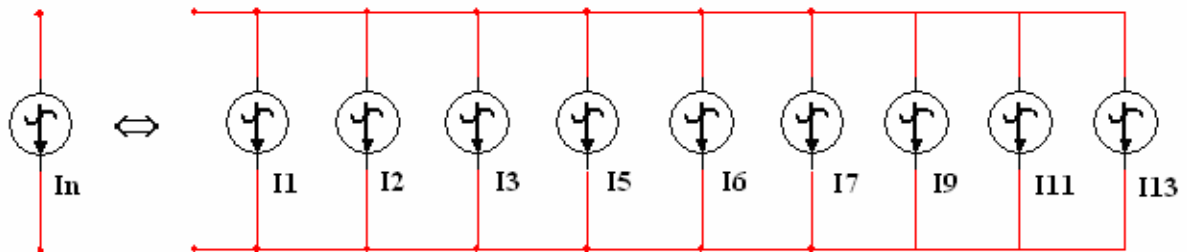


Fig III.7: Modèle de la charge

Pour déterminer le courant généré par la charge et ces caractéristiques nous avons procédé

Comme suit :

$$\begin{cases} i_a = \sum_{n=1,2,3,5,\dots}^{13} I_n \cdot \sqrt{2} \cdot \sin[ n(\omega t - \varphi_1) ] \\ i_b = \sum_{n=1,2,3,5,\dots}^{13} I_n \cdot \sqrt{2} \cdot \sin[ n(\omega t - \frac{2\pi}{3} - \varphi_1) ] \\ i_c = \sum_{n=1,2,3,5,\dots}^{13} I_n \cdot \sqrt{2} \cdot \sin[ n(\omega t - \frac{4\pi}{3} - \varphi_1) ] \end{cases} \quad (III.9)$$

$$I_1 = \frac{P_{Charge}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi_1} \quad \text{tg}(\varphi_1) = \frac{Q_{Charge}}{P_{Charge}} \quad \cos \varphi_1 = 0.877 \quad (\text{III.10})$$

$n$  : étant le rang de l'harmonique.

$I_1$  : étant la valeur efficace du fondamentale.

#### ▪ C.2.1 Les choix de ces rangs :

##### 1- Les harmoniques paires :

On a choisi comme harmoniques paires, l'harmonique 2 et 6, ces derniers sont générés par les charges monophasées comme les redresseurs monophasés à diodes et à thyristors...

##### 2- Les harmoniques impaires :

*a- Les multiples de trois* : Ce sont les harmoniques 3 et 9, on les a choisis vu que le couplage du transformateur est de type étoile/étoile avec neutre.

*b- Les non multiples de trois* : Comme les harmoniques 5, 11, 7,13 qui sont de type  $6k-1$ ,  $6k+1$  respectivement, ces derniers sont générés par les redresseurs triphasés, et les onduleurs triphasés.

Afin de bien illustrer l'impact des harmoniques sur le réseau électrique, nous avons choisis deux point de mesure :

- Poste SONELGAZ de l'Arbaa (source).
- Poste client.

Les paramètres pris en considération dans notre étude sont le *courant, la tension, la puissance active, réactive, apparente et le facteur de puissance.*

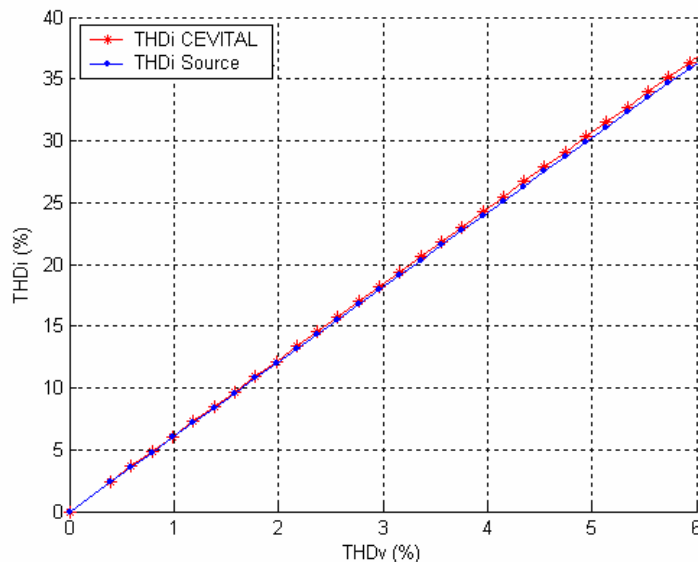
### III.3 Présentation et interprétation des résultats

Voici ci-dessous les résultats de la simulation pour différents THD de la tension du client sachant que la norme CEI est de 3 %, et **la norme prise par SONALGAZ est de 5 % (IEEE)**.

#### III.3.1 Etude de l'influence du client perturbateur sur le réseau électrique

La puissance utilisée réellement et actuellement par la société CEVITAL l'Arbaa est de 8 MW.

➤ **Le taux de distorsion du courant :**



**Fig. III.8:** Le taux de distorsion du courant de client et de la source.

Le taux de distorsion du courant du client et de la source augmente avec l'augmentation du THDv du client, on remarque que les deux courbes sont pratiquement confondues.

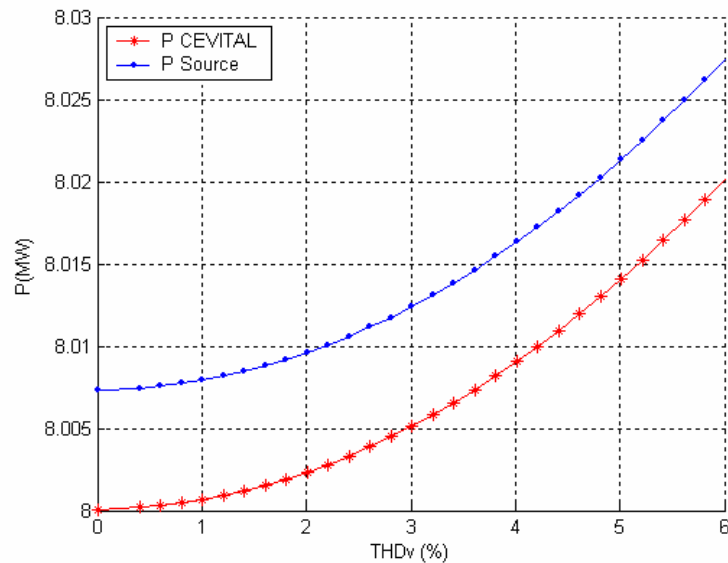
Le THDi du client et de la source passe de 18% pour un THDv de 3% (La limite de la norme CEI) à 30% pour un THDv de 5% (la limite de la norme IEEE), puis à 36% pour un THDv de 6%.

Cette variation est linéaire avec une pente de 6% par THDv, ce qui permet d'exprimer THDi par l'équation suivante :  $THDi = 6 \cdot THDv$



**Note :**  $THDi = 6 \cdot THDv$  seulement dans notre cas, le facteur de proportionnalité est égale à 6 ce dernier dépend de l'impédance de court-circuit, l'impédance de ligne et l'impédance de transformateur de client.

➤ **La puissance active:**



**Fig III.9:** La puissance active du client et de la source en fonction du THD de la tension du client

On remarque que la puissance active du client et de la source augmentent avec l'augmentation du THD de la tension du client CEVITAL

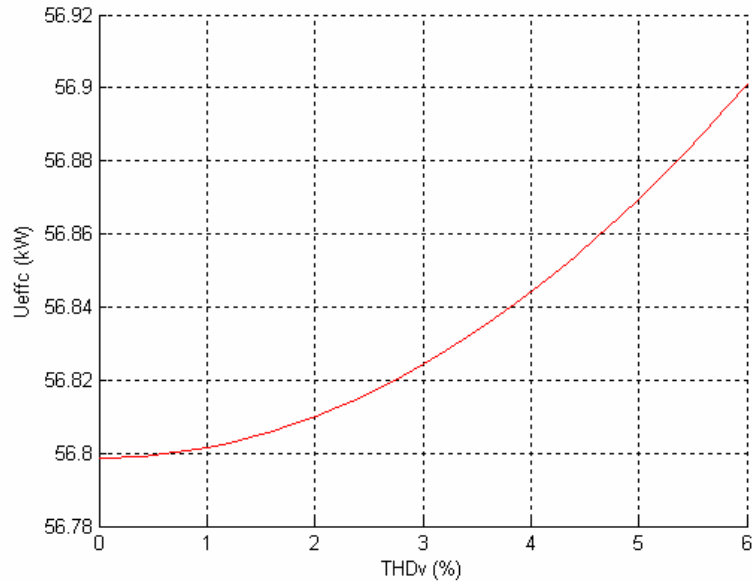
La puissance active du client passe de 8 MW pour un THDv de 0 % à 8.02 MW pour un THDv=6 % (deux fois la norme CEI).

La puissance active de la source passe de 8.007 MW pour un THDv de 0% à 8.0275 pour un THDv de 6% (deux fois la norme CEI).

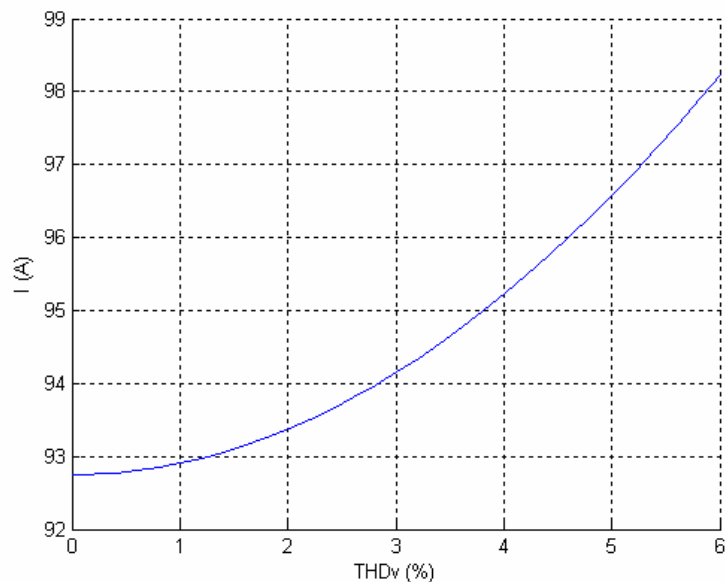
Sachant que la puissance active est proportionnelle à la valeur efficace du courant et de la

tension.

$$P = 3 \cdot \sum_{n=1,2,3,5\dots}^{13} V_n \cdot I_n \cdot \cos(\varphi_i - \varphi_v) \quad (\text{III.11})$$



**Fig. III.10:** La valeur efficace de la tension du client en fonction du THD de la tension du client



**Fig. III.11:** La valeur efficace du courant du client en fonction du THD de la tension du client

En effet, en augmentant le THD de la tension du client, la valeur efficace de la tension (Fig. III.10) augmente ainsi que celle du courant (Fig. III.11)

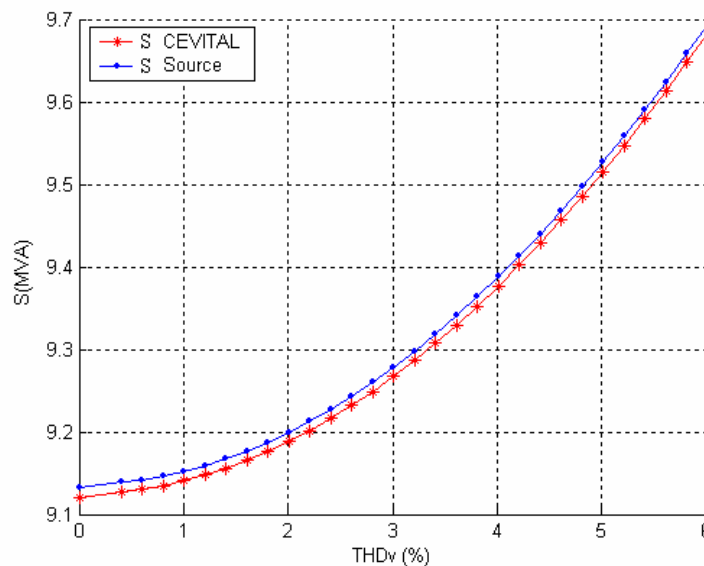
On peut exprimer la valeur efficace de la tension (respectivement du courant) du client en fonction THD<sub>v</sub> (respectivement THD<sub>i</sub>) par la formule suivante :

$$V_{eff} = V_{1eff} \cdot \sqrt{1 + THD_v^2} \quad \text{Et} \quad I_{eff} = I_{1eff} \cdot \sqrt{1 + THD_i^2} \quad (\text{III.12})$$

Sachant que  $THD_i = 6 \cdot THD_v$ , la valeur efficace du courant du client est exprimé par

$$I_{eff} = I_{1eff} \cdot \sqrt{1 + 36 \cdot THD_v^2} \quad (\text{III.13})$$

➤ **La puissance apparente:**



**Fig III.12:** La puissance apparente du client et de la source en fonction du THD de la tension du client

On remarque que plus le THD de la tension augmente, la puissance apparente de la source et du client augmentent (Figure III.12). Les deux courbes sont d'un facteur d'homothétie près (une différence de 0.01MW).

La variation de la puissance apparente de client est de l'ordre de 160kW pour un THD<sub>v</sub> de 3% et de 580kW pour un THD<sub>v</sub> de 6%. On remarque que la variation de la puissance apparente devient linéaire à partir d'un THD<sub>v</sub> de 3% avec une pente de 140kW/THD<sub>v</sub>.

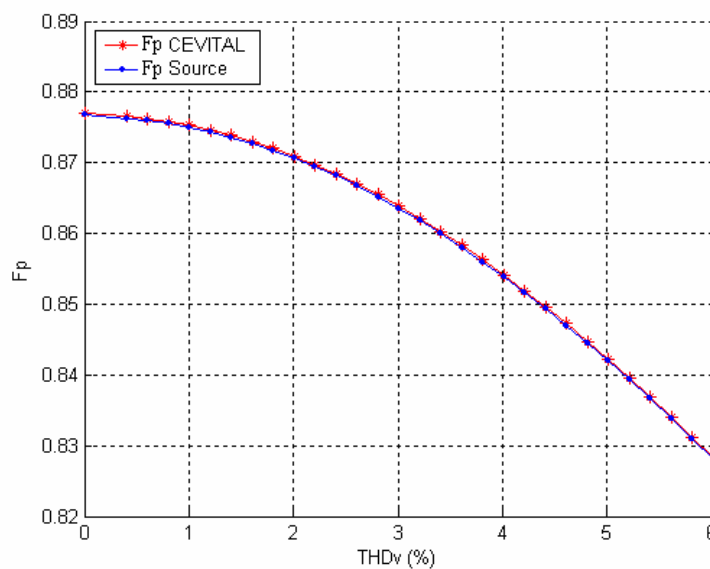
Cette variation est plus importante que celle de la puissance active et cela revient au fait que la puissance active est égale à la puissance apparente à un facteur prêt qui est le cosinus de la différence entre le déphasage de chaque courant et tension harmonique, cette fonction est inférieur à un.

$$S = 3.V_{eff} . I_{eff} \quad (III.14)$$

En remplaçant (III.12) et (III.13) dans (III.14), on aura :

$$S = 3.V_{1eff} . I_{1eff} . \sqrt{(1+THD_v^2).(1+THD_i)^2} = 3.V_{1eff} . I_{1eff} . \sqrt{36.TH D_v^4 + 37.TH D_v^2 + 1} \quad (III.15)$$

➤ **Le facteur de puissance :**

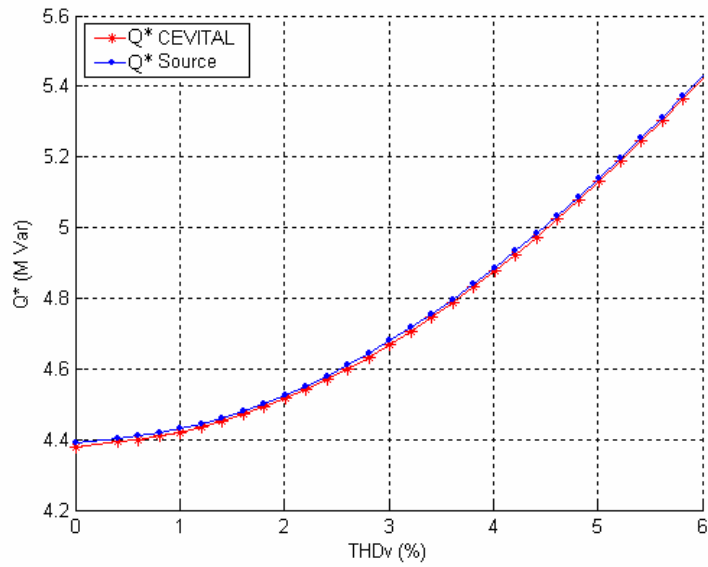


**Fig III.13:** Facteur de puissance du client et de la source en fonction THD de la tension de client

Quand on étudie la variation du facteur de puissance de la source et du client en fonction du THD de la tension du client, on constate que ce dernier diminue lorsque le THD de la tension augmente, il passe de 0.877 pour THD de 0% à 0.829 pour un THD de 6 %.

On sait que le facteur de puissance est exprimé par  $\frac{P}{S}$ , et d'après les remarques faites ci-dessus la variation de la puissance apparente est plus rapide et plus importante que celle de la puissance active ce qui explique ce résultat (Figure III.13).

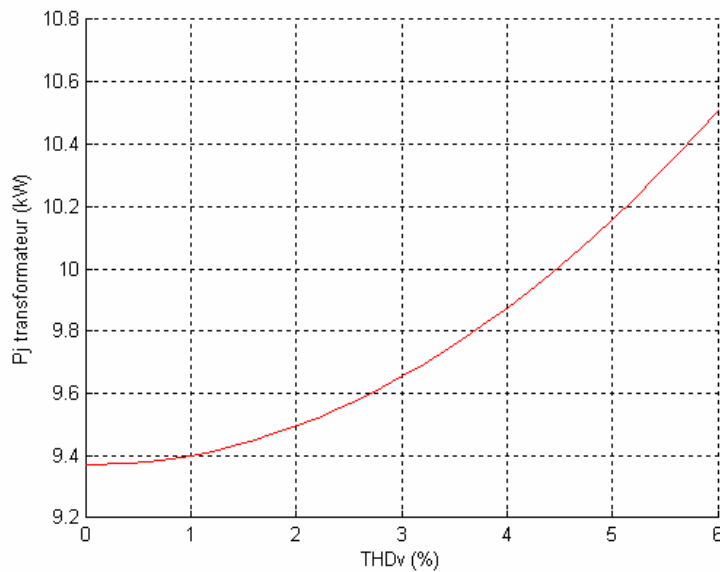
➤ **La puissance réactive :**



**Fig III.14:** La puissance réactive du client et de la source en fonction THD de la tension de client

Nous remarquons que la puissance réactive du client et de la source augmente en augmentant le THDv de la tension du client, elle passe de 4.4 MVar pour un THDv de 0% à 5.41 MVar pour un THDv de 6%. (Figure III.14)

➤ **Les pertes Joule dans les enroulements du transformateur**



**Fig. III.15:** Les pertes Joule dans le transformateur du client et en fonction THDv

Nous remarquons que les pertes joule au niveau du transformateur augmentent avec l'augmentation du THDv de la tension du client (Figure III.15), cela revient à l'augmentation du courant efficace du client.

En effet les pertes joule sont exprimées par :

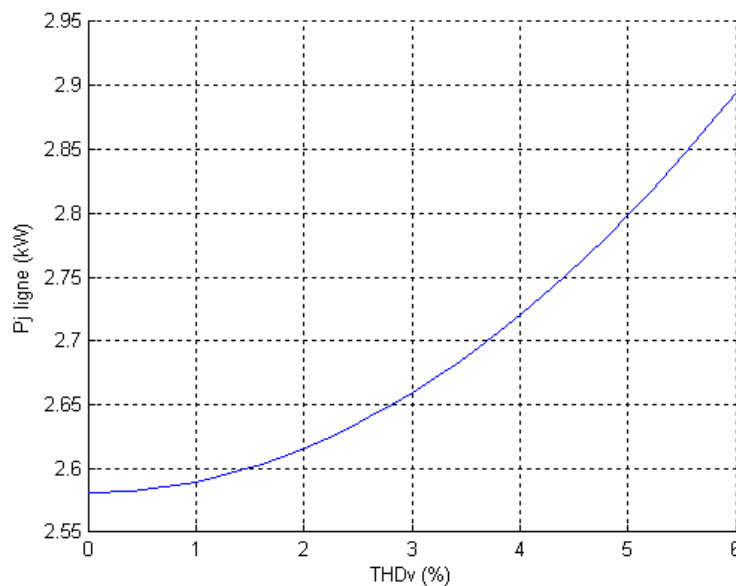
$$P_{j_{transformateur}} = R_t \cdot I_{eff}^2 \quad (III.16)$$

$R_t$  : La résistance des enroulements du transformateur.

$P_{j_{transformateur}}$  : Les pertes joule dans les enroulements du transformateur.

$I_{eff}$  : Le courant efficace du client.

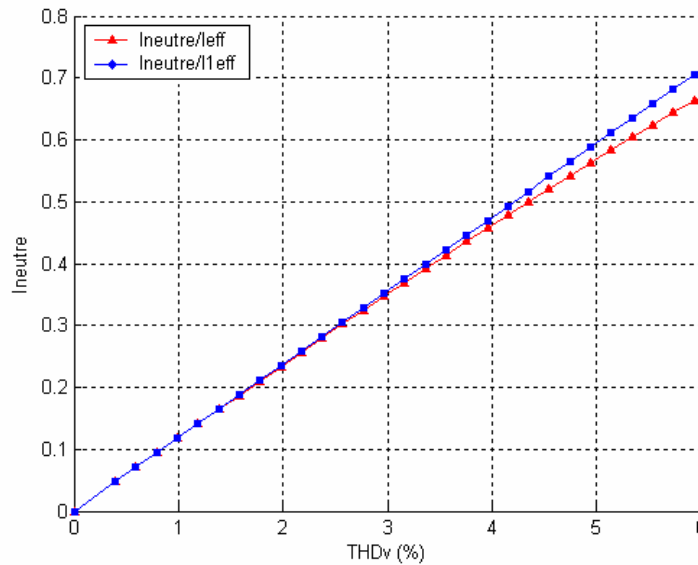
#### ➤ Les pertes Joule dans la ligne



**Fig. III.16:** Les pertes Joule dans la ligne du client en fonction THDv

La figure III.16 montre que les pertes joule au niveau de la ligne augmentent avec l'augmentation du THDv de la tension de source. Elle passent de 2.57 kW pour une alimentation parfaitement sinusoïdale (THDv=0%) à 2.89 kW pour un THDv de 6% (deux fois la norme CEI).

➤ Courant de neutre



**Fig III.17:** Courant du neutre du client et de la source en fonction THD de la tension de client

La figure III.12 montre que le courant du neutre  $I_{neutre}$  du client et de la source augmente avec l'augmentation du THD de la tension du client. On remarque qu'à partir de la valeur de 3% (La limite de la norme CEI) les deux courbes commencent à diverger. On exprime le courant de neutre par la valeur efficace des courants harmoniques multiples de trois (dans notre cas c'est le 3, 6 et 9).

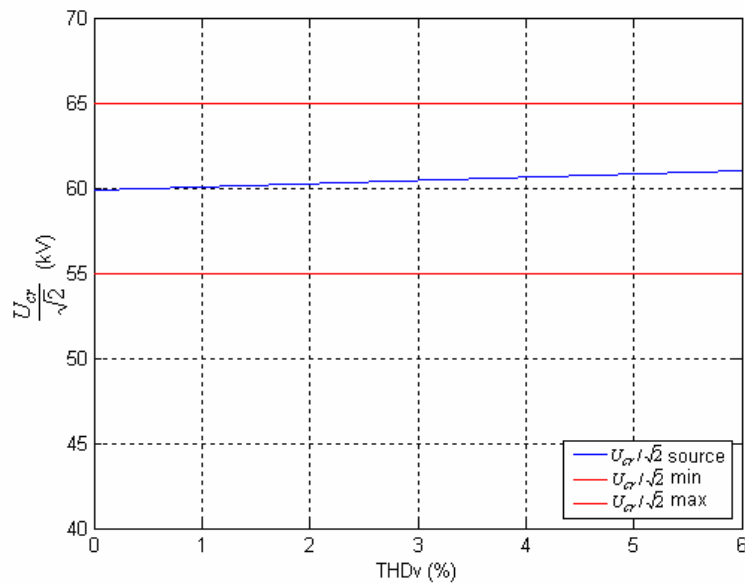
$$I_{neutre} = 3 \cdot \sqrt{I_3^2 + I_6^2 + I_9^2} \quad (\text{III.17})$$

On remarque que la variation du rapport  $\frac{I_{neutre}}{I_{eff}}$  est proportionnelle au THDv de la tension du client à un facteur près égal à 0.12. En effet considérons une charge triphasée non linéaire, équilibrée, symétrique, sans raccordement au neutre. Supposons que les courants absorbés par cette charge contiennent de l'harmonique 3. Les courants harmoniques de rang 3 de chacune des phases peuvent s'écrire de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
 i_{a3} &= I_3 \cdot \sin(3\omega t) \\
 i_{b3} &= I_3 \cdot \sin\left(3 \cdot (\omega t - \frac{2\pi}{3})\right) = I_3 \cdot \sin(3\omega t - 2\pi) = i_{a3} \\
 i_{c3} &= I_3 \cdot \sin\left(3 \cdot (\omega t - \frac{4\pi}{3})\right) = I_3 \cdot \sin(3\omega t - 4\pi) = i_{a3}
 \end{aligned} \quad (\text{III.18})$$

On peut voir que les harmoniques 3 sont en phase, il en est de même pour tous les harmoniques multiples de 3, donc le courant du neutre est la somme de ces trois courants  $I_n = 3 \cdot i_{a3}$ . Cette augmentation va provoquer des réchauffements supplémentaires.

➤ **la valeur de crête la tension de source :**



**Fig. III.18:** La valeur de crête de la tension de la source en fonction du THD de la tension de client

Afin de bien illustrer l'influence des harmoniques sur le réseau électrique, on a visualisé la valeur de crête de la tension en la comparant à  $\pm 8.33\%$  de la valeur de la tension nominale.

On a fait cette étude pour faire référence à la norme concernant les surtensions et creux de tension, dans notre cas il n'y a pas eu de surtension même pour un THD de 6% (Figure III.18). Pour détailler notre étude on a cherché la valeur du THDv pour laquelle on aura un dépassement de la limite de la norme (SONELGAZ):

D'après la figure III.18, on a tiré l'équation de la droite  $y = 0.083x + 60$ , donc pour un THD supérieur à 60% la valeur de crête de la tension dépasse la limite maximale 65kV



#### Conclusions :

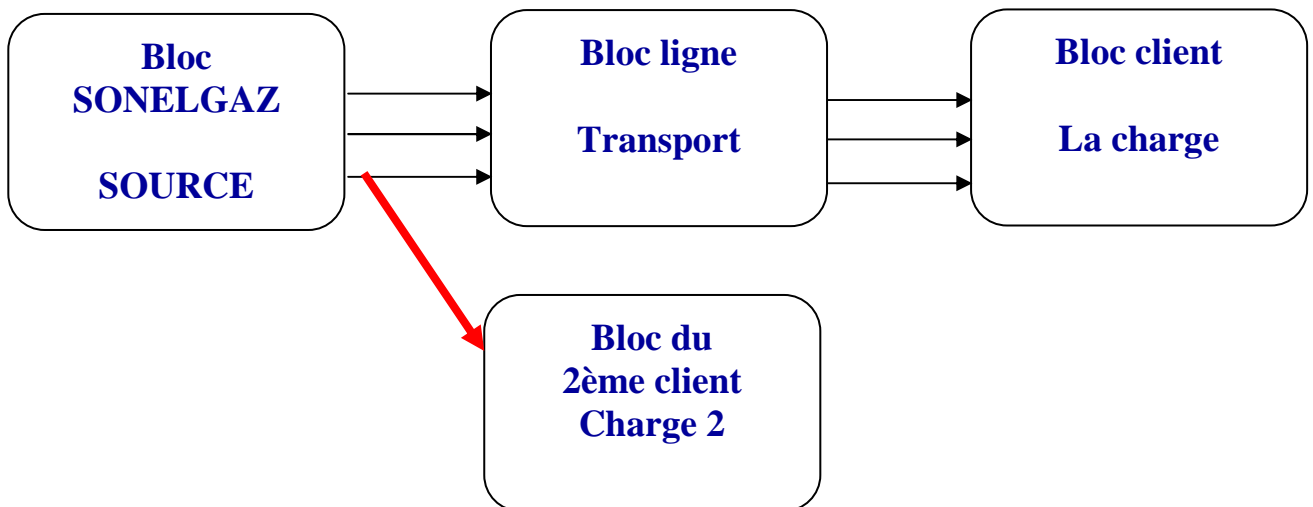
- Le facteur de puissance se dégrade considérablement lorsque le THD de la tension du client augmente.
- Le courant de neutre augmente ce qui va entraîner un réchauffement supplémentaire.
- Pertes joule supplémentaires dans les enroulements du transformateur ainsi que dans la ligne, ce qui se traduit par un rendement réduit.
- Le client de SONELGAZ, en générant des harmoniques de courant et de tension participe à la dégradation de la qualité d'énergie délivrée par SONELGAZ.
- Même en respectant la norme de la CEI qui suggère un THDv inférieur à 3%, les composantes harmoniques détériore la qualité de l'énergie.
- Le client perturbateur va voir une hausse dans la facturation, cela est causé par la dégradation du facteur de puissance et les appels de puissance supplémentaires.

### III.3.2 Etude de l'influence de CEVITAL sur un deuxième client connecté à la source :

Dans le but d'étendre notre étude de l'influence des harmoniques sur le réseau électrique, nous avons supposé un deuxième client connecté à la source, afin de voir l'impact des harmoniques générés par le premier client sur ce dernier.

On a modélisé ce deuxième client par une charge (R, L) d'une puissance (P, Q), il est important de préciser que ce client ne participe pas à la génération des harmoniques (client passif).

**Remarque :** on a supposé que le deuxième client consomme une puissance de 8 MW, égale à celle du premier client « CEVITAL l'Arbaa ». La méthode utilisée est de travailler avec un schéma ramené à la source c .a .d ramené du Côté **haute tension** HT.



**Fig III.15:** Schéma synoptique de la simulation en prenant en considération le deuxième client

Dans l'étude d'un deuxième client connecté à la même source, nous avons envisagé le cas où le filtrage des harmoniques au niveau du point de raccordement du deuxième client existe, et le cas contraire c'est-à-dire l'absence du filtrage.

III.3.2.1 Sans filtrage :

➤ La puissance active :

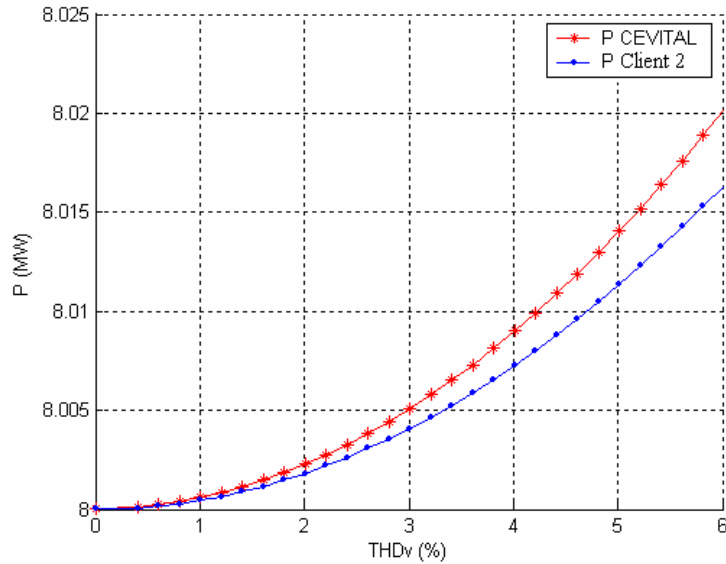


Fig III.16: La puissance active du premier et du deuxième client en fonction du THD de la tension du client perturbateur.

➤ La puissance apparente :

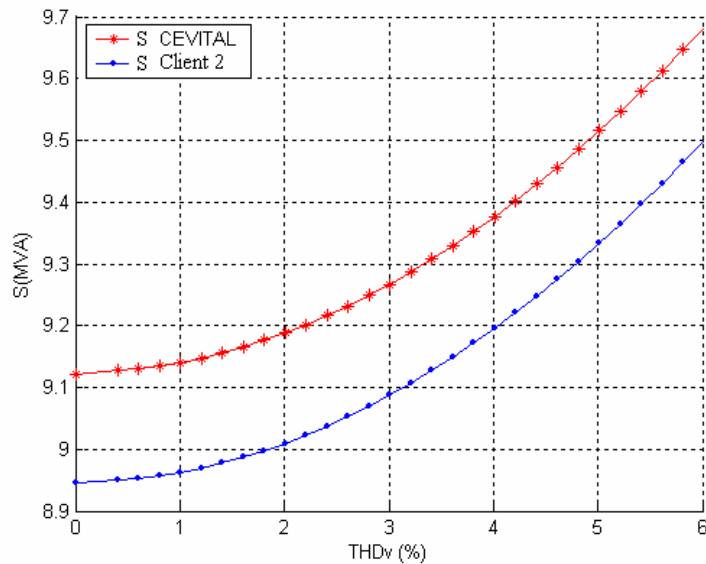
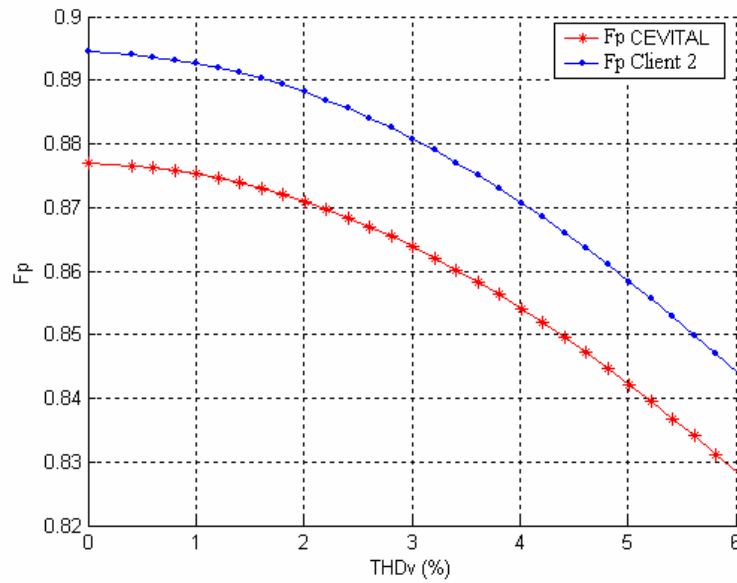


Fig III.17: La puissance apparente du premier et du deuxième client en fonction du THD de la tension du client perturbateur.

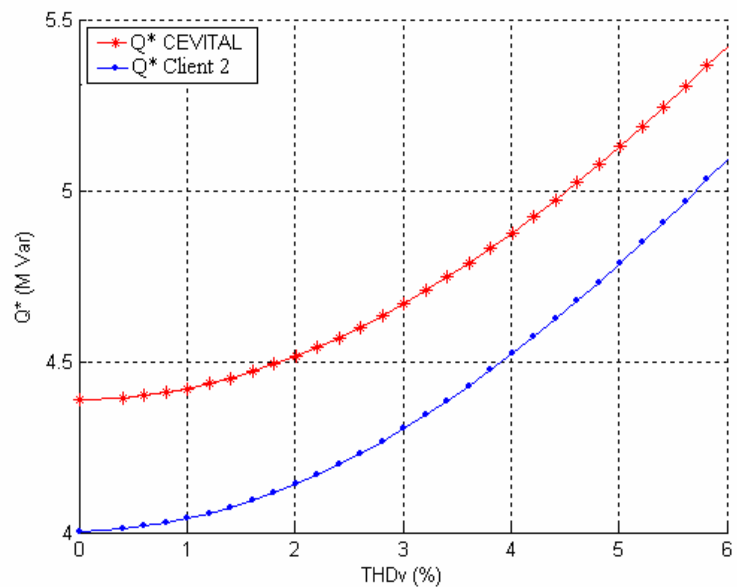
➤ **Facteur de puissance :**



**Fig III.18:** Le facteur de puissance du premier et du deuxième client en fonction du THD de la tension du client perturbateur.

➤ **Puissance réactive :**

**Note :** en effet cette puissance est le module de la puissance réactive + la puissance déformante.



**Fig III.19:** La puissance réactive\* du premier et du deuxième client en fonction du THD de la tension du client perturbateur.

### **Interprétations :**

#### ➤ **Puissance active**

Dans le cas où le filtrage n'est pas installé au niveau du réseau électrique (point de raccordement du deuxième client), nous remarquons d'après la figure III.16 que la puissance active du deuxième client qui ne génère pas d'harmoniques augmente avec l'augmentation du THD de la tension du client perturbateur (pertes de 16.5 kW pour un THD<sub>v</sub>=6%).

#### ➤ **Puissance apparente**

D'après la figure III.17 on remarque que la puissance apparente du premier et deuxième client augmentent avec l'augmentation du THD de la tension du client perturbateur (premier client). La courbe du deuxième client suit la courbe de celle du premier client (la différence entre la puissance apparente du premier et deuxième client reste pratiquement constante).

#### ➤ **Facteur de puissance**

Avec l'absence du filtrage au point de raccordement du deuxième client, le facteur de puissance du deuxième client se dégrade, il passe de 0.8944 (celui de SONELGAZ) pour un THD de 0% à 0.845 pour un THD de 6%. (Figure III.18)

#### ➤ **Puissance réactive**

On remarque bien l'effet d'augmenter le THD<sub>v</sub> de la tension du premier client sur le deuxième. La puissance réactive du deuxième client (passif) augmente d'une façon considérable : elle passe de 4 MVAR pour un THD<sub>v</sub> de 0% à 5.15 MVAR pour un THD de 6% (une différence de 1.15 MVAR) Donc le deuxième client a besoin de compenser 283 kVar pour une variation de 1% du THD<sub>v</sub> de client perturbateur (Figure III.19).

III.3.2.2 Avec filtrage :

Dans cette partie nous allons illustrer l'effet de placer un filtrage au niveau du point de raccordement du deuxième client, en faisant une comparaison entre les résultats des deux cas (sans et avec filtrage), l'indice **1** représente le cas avec filtrage et **2** le cas sans filtrage

➤ La puissance active

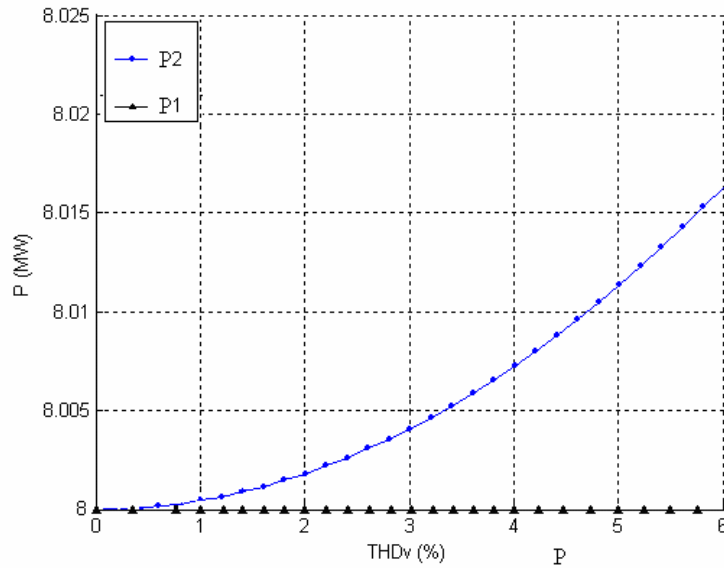


Fig III.20: La puissance active du deuxième client avec et sans filtrage en fonction du THD de la tension du client perturbateur.

➤ La puissance apparente :

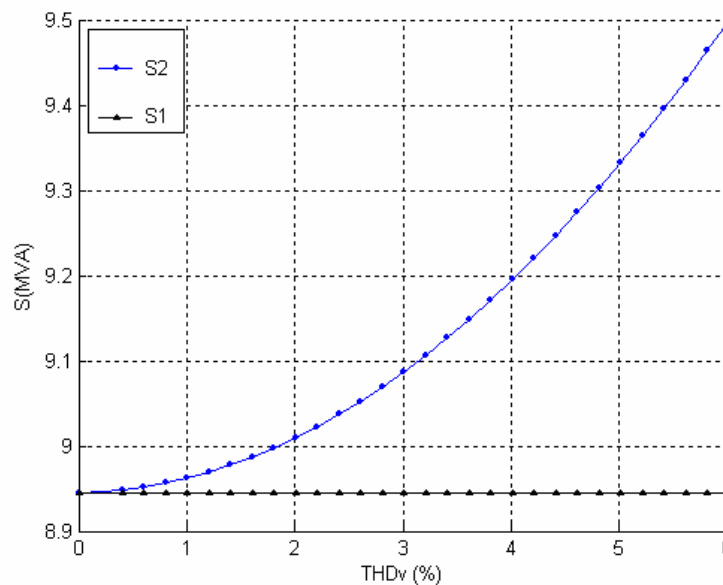


Fig III.21: La puissance apparente du deuxième client avec et sans filtrage en fonction du THD de la tension du client perturbateur.

➤ Facteur de puissance :

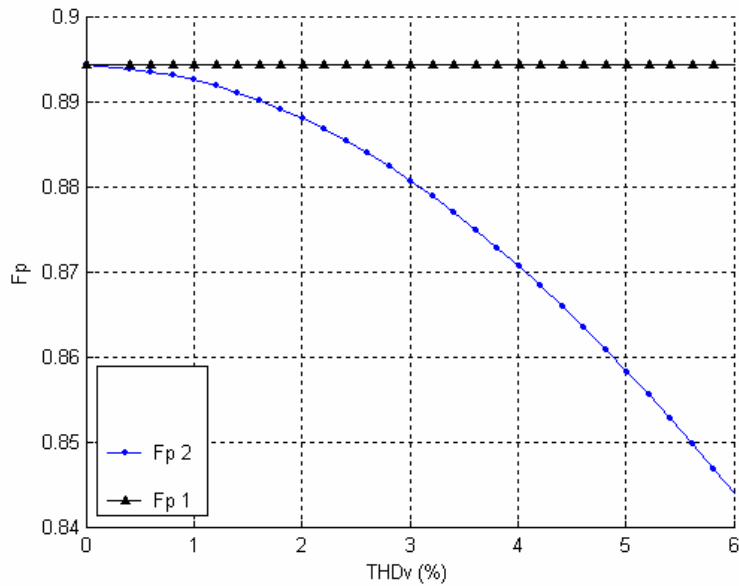


Fig III.22: Le facteur de puissance du deuxième client avec et sans filtrage en fonction du THD de la tension du client perturbateur.

➤ La puissance réactive :

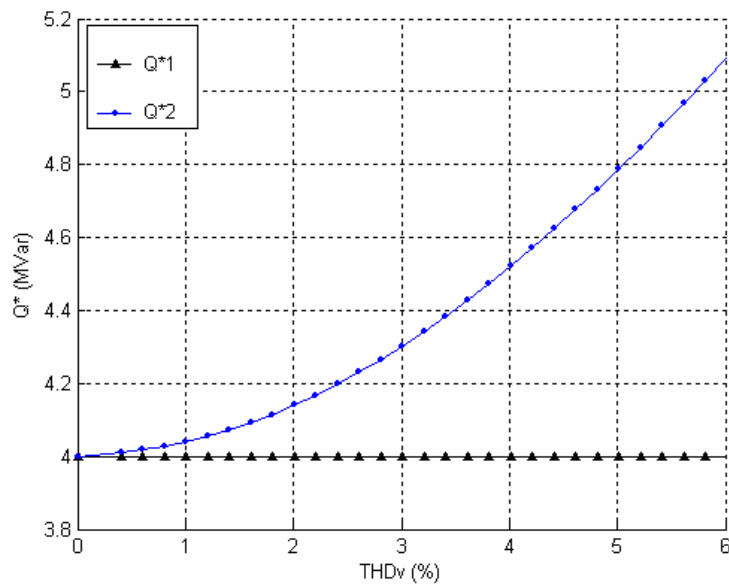


Fig III.23: La puissance réactive\* du deuxième client avec et sans filtrage en fonction du THD de la tension du client perturbateur.

### Interprétations :

#### ➤ Puissance active

La figure III.20 montre que la puissance active du deuxième client reste constante, même en augmentant le THD de la tension du premier client, Contrairement au cas où le filtrage n'est pas installé. En présence du filtrage, le deuxième client est protégé de la perturbation des harmoniques qui détériorent la qualité de l'énergie.

#### ➤ Puissance apparente

En augmentant le THD de la tension du premier client « CEVITAL l'Arbaa », la puissance apparente du deuxième client reste constante, cela revient au fait que ce dernier n'est pas affecté par les harmoniques générés par CEVITAL en présence du filtrage installé au niveau du point du raccordement de ce dernier. (Figure III.21)

#### ➤ Facteur de puissance

Nous remarquons d'après la figure III.22 que le facteur de puissance du deuxième client reste constant et égale à celui recommandé par la société SONELGAZ : 0.894.

#### ➤ Puissance réactive

La figure III.23 montre la constance de la puissance réactive en augmentant le THD<sub>v</sub> de la tension du client perturbateur. Cela est dû au rôle important du filtre installé.

Donc avec la présence du filtre, la tension et le courant du deuxième client sont de forme sinusoïdale, et la valeur efficace du courant et de la tension reste constante d'où la constance de la puissance apparente, active, réactive et le facteur de puissance.



### III.3.3 Évaluation financière de l'impact de la perturbation du 1<sup>er</sup> client sur le deuxième :

Dans cette partie nous allons aborder un point important et crucial sur l'impact de la perturbation du 1<sup>er</sup> client vis-à-vis du deuxième sous un autre angle qui est la taxation, la tarifications et surtout les pertes engendrée et payées par le deuxième client. Avec l'aide de la société SONELGAZ, nous nous somme renseigné sur les procédures de la tarification et la facturation de ces pertes.

Dans le cas de notre deuxième client, la société SONELGAZ applique le tarif 31 pour la facturation vu que ce dernier est considéré comme un client HT qui travaille d'une manière discontinue.

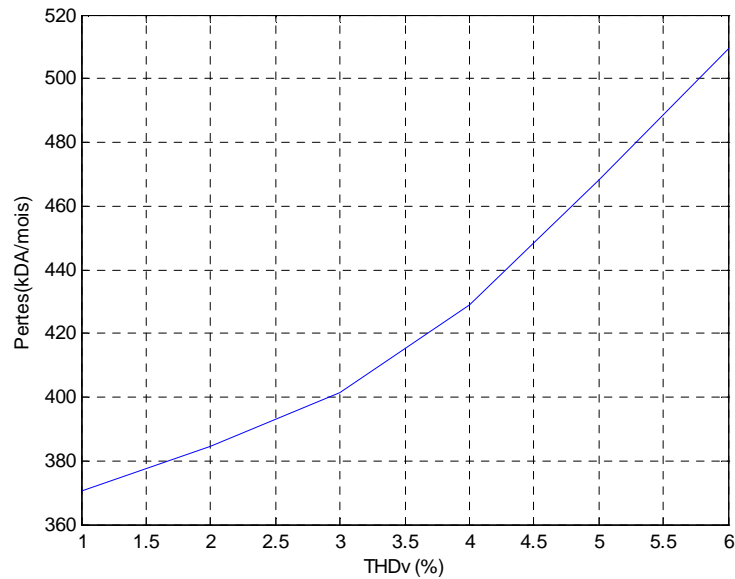
Le tableau III.1 va nous donner un aperçu sur les sommes supplémentaires que le deuxième client va payer :

<b>THD (%)</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<b>S (MVA)</b>	8.95	9.01	9.09	9.2	9.32	9.5
<b>P (MW)</b>	8.001	8.002	8.004	8.0075	8.012	8.017
<b>Q*(MVAR)</b>	4.05	4.17	4.3	4.5	4.8	5.1
<b>Fp</b>	0.892	0.888	0.880	0.871	0.859	0.84
<b>Montant DA/mois (avec filtre)</b>	23.188.917,7	23.188.917,7	23.188.917,7	23.188.917,7	23.188.917,7	23.188.917,7
<b>Montant DA/mois (sans filtre)</b>	23.559.244,3	23.572.875,4	23.590.142,5	23.617.861,1	23.657.393,5	23.698.289,6
<b>Pertes Sup. (DA)/mois</b>	<b><u>370.326,6</u></b>	<b><u>384.677,8</u></b>	<b><u>401.224,8</u></b>	428.943,4	468.475,8	509.371,9

**Tableau III.1:** Evaluation des pertes du deuxième client.

**Note 1 :** On a supposé que la durée de la consommation est de 12 heures par jour.

**Note 2 :** En rouge, c'est les pertes supplémentaires en respectant la norme.



**Fig III.24:** Les pertes dépensées en fonction du THDv de la tension du client

**Remarque importante :** Pour que notre étude soit la plus complète possible, on a fait des recherches sur la norme propre à la société EDF (Electricité De France) sur la limitation du THDv de tension [23].

Les limitations en tension harmonique que les clients de EDF doivent respecter sont :

- Pour un harmonique pair :  $\frac{V_h}{V_1} \leq 0.6\%$
- Pour un harmonique impair :  $\frac{V_h}{V_1} \leq 1\%$
- Pour le taux de distorsion global de tension :  $THD < 1.6\%$

En effet les constatations faites montrent que les pertes existent même en respectant la norme CEI ou IEEE

#### Conclusions :

- Le premier client (la société CEVITAL) qui génère les harmoniques, va perturber son voisinage.
- Le deuxième client va être induit à la pollution du réseau électrique.
- Si on considère le réseau électrique comme un tout, cet effet perturbateur va augmenter exponentiellement, on peut le décrire comme un effet d'avalanche.
- Le deuxième client va subir une détérioration au niveau de ces équipements : les appareils (comme les disjoncteurs) dimensionnés pour un courant fondamental donné peuvent alors être soumis à des sévères contraintes supplémentaires comme l'échauffement des conducteur de neutre sous l'effet des harmoniques de rang multiples de 3 et la fatigue accélérée des équipements. Donc le deuxième client va se trouver dans une situation de **sous dimensionnement** et de **faible rendement**.
- Le deuxième client qui est propre et ne génère pas d'harmonique va être pénaliser et taxer, et va payer des sommes supplémentaires malgré sa neutralité, sans compter les dépenses pour la maintenance et la rechange des ces équipements détériorés.
- La solution de placer un filtre adapté pour éliminer et filtrer les harmoniques est plus rentable et doit être exigée pour le client perturbateur afin de minimiser ou idéalement réduire les composantes harmoniques à zéro.
- Même en respectant la norme, on voit clairement que les pertes existent : les dépenses supplémentaires, le coût de la maintenance..., la norme CEI prend en considération la protection du matériel et non pas la tarification et la taxation qui diffèrent d'un payer à l'autre, ce qui nous ramène à dire qu'une norme algérienne est à envisager, elle sera adaptée au caractéristiques de notre réseaux électrique.

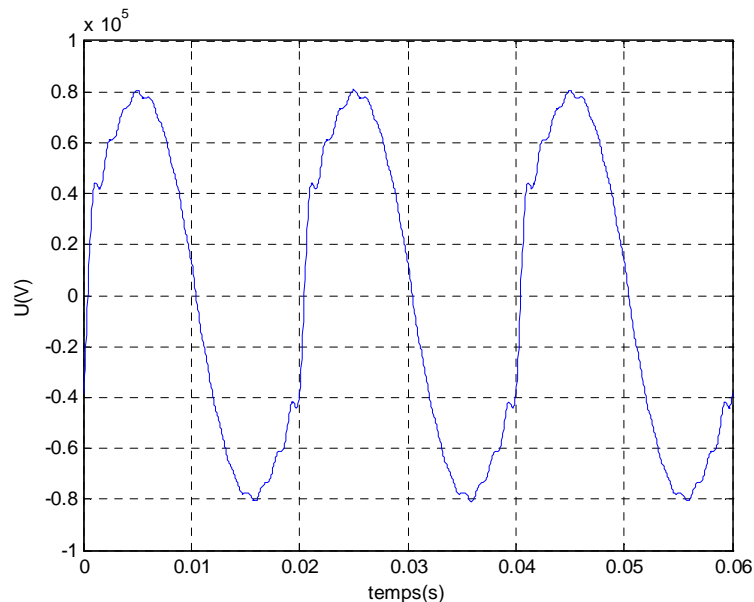
### III.4 Etude d'un deuxième client générant les harmonique : Acierie d'EL-hadjar :

On a pris dans notre présente étude un deuxième cas : l'Acierie électrique du complexe Sidérurgique d'EL-hadjar. Le choix de ce client est intéressant pour visualiser la déformation de la tension de source et la tension du client.

Le four à arc représente un élément pollueur très important pour le réseau. Comme il constitue une charge aléatoire, il n'est pas possible de connaître les caractéristiques des harmoniques qu'il injecte dans le réseau. Par ailleurs le spectre du courant qu'il émet contient des interharmoniques, c'est à dire des composantes dont la fréquence n'est pas un multiple entier de la fréquence fondamental.

Les mesures ont été réalisées par l'analyseur de réseau numérique MAP 1000 d'Enerdis. Cet appareil permet de mesurer jusqu'à l'harmonique de rang 15 de la tension et du courant. D'après une étude de cas faite par SONELGAZ, le THD de tension de l'Acierie d'EL-hadjar est de l'ordre de 14.46 %, la simulation a donné les résultats suivants :

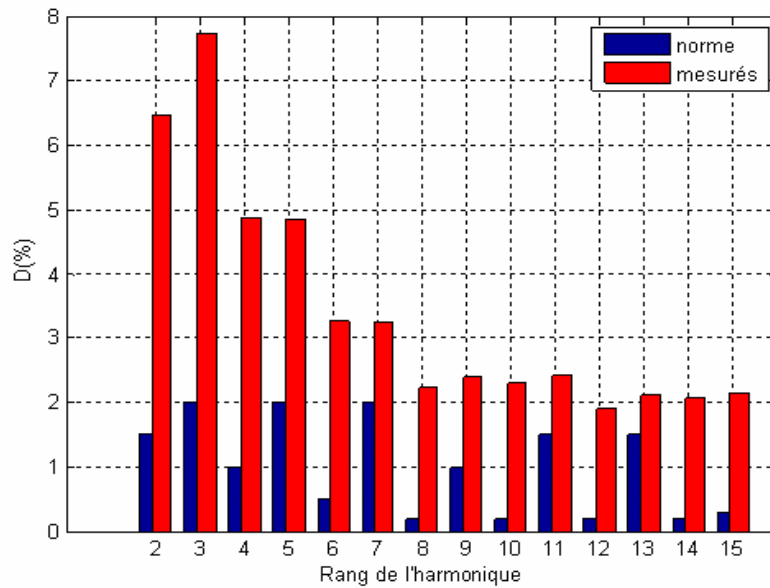
➤ **La tension du client :**



**Fig III.25:** La tension du client perturbateur (aciérie d'EL-hadjar)

On voit bien ( figureIII.25) que la tension du client soit déformée, et diffère de la forme d'une sinusoïde parfaite, ce qui est le cas idéal et voulu.

➤ **Le spectre d'harmonique :**



**Fig III.26:** Le spectre des harmoniques de la tension du client comparé à la norme CEI

En remarque que la plupart des harmoniques sont supérieurs à la norme, ce qui n'est pas tolérable et perturbe le bon fonctionnement du réseau électrique. Le THD de la tension est de 14.46 %, si on le compare à la norme CEI qui est de 3 %, on conclut que l'aciérie d'EL-hadjar va polluer le réseau électrique d'une façon considérable

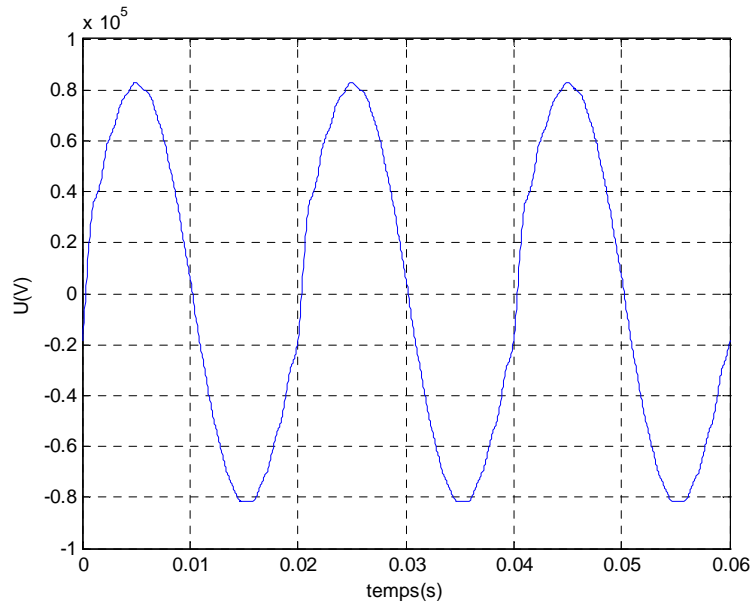
**THD=14.46%**

Rang	Valeur mesurée%	Valeur tolérée %	Ecart %
h2	6,46	1,50	+330,67
h3	7,73	2,00	+286,50
h4	4,88	1,00	+388,00
h5	4,86	2,00	+143,00
h6	3,27	0,50	+554,00
h7	3,24	2,00	+62,00
h8	2,24	0,20	+1020,00
h9	2,40	1,00	+140,00
h10	2,31	0,20	+1055,00
h11	2,43	1,50	+62,00
h12	1,90	0,20	+850,00
h13	2,12	1,50	+41,33
h14	2,06	0,20	+930,00
h15	2,14	0,30	+613,33

**Tableau III.2:** Le taux de distorsion individuel de chaque harmonique de la tension du client comparé à la norme

➤ **La tension de la source :**

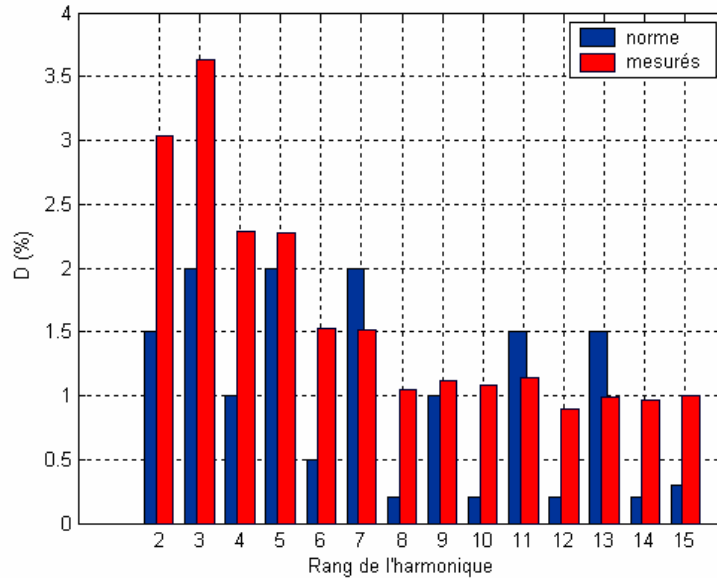
**THD=6.7926 %**



**Fig III.27:** La tension de poste SONELGAZ

La tension de la source est elle-même déformée, après quelle était d'une forme sinusoïdal et cela est dû au taux de distorsion de tension élevé et intolérable (figure III.27).

➤ **Le spectre d'harmonique :**



**Fig III.28:** Le spectre des harmoniques de la tension de source comparé à la norme CEI

On remarque que les taux individuels d'harmonique de tension sont supérieurs à la norme. Sauf pour les rangs 7, 11,13

**THD=6.7926 %**

Rang	Valeur mesurée %	Valeur tolérée %	Ecart %
h2	3.03	1,50	+120.00
h3	3.63	2,00	+81.50
h4	2.29	1,00	+129.00
h5	2.28	2,00	+14.00
h6	1.53	0,50	+206.00
h7	1.52	2,00	-24.00
h8	1.05	0,20	+425.00
h9	1.12	1,00	+12.00
h10	1.08	0,20	540.00
h11	1.14	1,50	-24.00
h12	0.89	0,20	+345.00
h13	0.99	1,50	-34.00
h14	0.96	0,20	+380.00
h15	1.00	0,30	+233.00

**Tableau III.3:** Le taux de distorsion individuel de chaque harmonique de la tension de source comparé à la norme

**Conclusion :**

En résumé la présence de ce genre de client sur le réseau électrique, engendre des perturbations considérables et influe sur le bon fonctionnement et la stabilité du réseau électrique de SONELGAZ.

**III.5 Tableau récapitulatif :**

	SOURCE	CLIENT PERTURBATEUR	CLIENT PASSIF	
			Sans filtre	Avec filtre
<b>Puissance Active</b>	augmente	augmente	augmente	constante
<b>Puissance Réactive</b>	augmente	augmente	augmente	constante
<b>Puissance Apparente</b>	Augmente (*)	Augmente (*)	Augmente	constante
<b>Facteur de puissance</b>	diminue	diminue	diminue	constant
<b>Pertes en KDA/mois</b>	/	augmentent	augmentent	nulles

**Tableau III.4:** Tableau récapitulatif de l'influence des harmoniques sur les différents paramètres

(\*) : Augmente considérablement



### III.6 Conclusion :

Les convertisseurs statiques de puissance sont de plus en plus présents comme récepteurs - consommateurs dans les réseaux de distribution industrielle, et les fours à arc sont utilisés dans la sidérurgie électrique en pleine croissance

Tous ces consommateurs produisent une pollution électrique harmonique et nécessitent une compensation de l'énergie réactive, l'élimination et le filtrage des harmoniques...

La société SONELGAZ doit impérativement prendre des mesures afin de lutter contre ces perturbations dans le réseau électrique, ces mesures sont d'ordre techniques : collaboration avec le client perturbateur pour proposer des solutions techniques comme le filtrage...et d'ordre monétique pour taxer et facturer le client perturbateur.

L'élaboration d'une nouvelle norme plus adaptée au réseau algérien, qui va jouer un double rôle : le premier qui représente une nouvelle tarification à travers la valeur du THD et le second qui va prendre en charge le dimensionnement exacte de la consommation globale du client est envisageable à l'avenir.

## *CHAPITRE IV :*

*L'influence des creux de  
tension et des coupures sur le  
réseau électrique*

### IV.1 Introduction :

L'énergie électrique est distribuée aux clients sous forme de tension constituant un système triphasé sinusoïdal de fréquence 50 Hz. Un des paramètres caractéristiques de ce système est l'amplitude de la tension. Or, on peut parfois observer en un point donné du réseau d'énergie électrique, pendant un faible intervalle de temps, soit une baisse brutale de l'amplitude, soit une disparition totale de la tension. Ces perturbations sont appelées creux de tension et coupures brèves.

Dans ce chapitre, nous présenterons le modèle mathématique triphasé de la Machine Asynchrone et de sa transformation dans le système biphasé. En suite nous allons aborder le phénomène de **creux de tension** et leur effet sur la qualité d'énergie et cela en étudiant plusieurs cas de figures.

### IV.2 Rappels importants :

#### IV.2.1 la machine asynchrone :

Le Moteur Asynchrone, ou Moteur à Induction, est actuellement le moteur électrique dont l'usage est le plus répandu dans l'industrie. Son principal avantage réside dans l'absence de contacts électriques glissants, ce qui conduit à une structure simple, robuste et facile à construire. Relié directement au réseau industriel à tension et fréquence constantes, il tourne à vitesse peu différente de la vitesse synchrone; c'est lui qui est utilisé pour la réalisation de la quasi-totalité des entraînements à vitesse constante. Il permet aussi la réalisation d'entraînements à vitesse variable.

##### IV.2.1.1 Constitution de la Machine Asynchrone :

La Machine Asynchrone est constituée des principaux éléments suivants :

- Stator (partie fixe)
- Rotor (partie tournante)
- Organes mécaniques permettant la rotation du rotor et le maintien des différents sous ensembles.

**Le stator :** Le stator de la Machine Asynchrone est constitué de tôles d'acier dans lesquelles sont placés les bobinages statoriques. Ces tôles sont habituellement recouvertes de vernis pour limiter l'effet des courants de Foucault. Au final, elles sont assemblées les unes aux autres à l'aide de boulons ou de soudures pour former le circuit magnétique statorique.

Une fois l'assemblage terminé, les enroulements statoriques sont placés dans les encoches prévues à cet effet. Ces enroulements insérés peuvent être imbriqués, ondulés ou encore concentriques, l'isolation entre les enroulements électriques et les tôles d'acier s'effectue à l'aide de matériaux isolants qui peuvent être de différents types suivant l'utilisation de la Machine Asynchrone [19].

**Le rotor :** tout comme le stator, le circuit magnétique rotorique est constitué de tôles d'acier qui sont, en général, de même origine que celles utilisées pour la construction du stator. Les rotors des Machines Asynchrones peuvent être de deux types : bobinés ou à cages d'écureuil. Les rotors bobinés sont construits de la même manière que les stators ; les phases rotoriques sont alors disponibles grâce à un système de bagues-balais positionné sur l'arbre de la machine.

**Les organes mécaniques :** La carcasse sert de support, elle joue le rôle d'enveloppe et assure la protection contre l'environnement extérieur. L'arbre est un organe de transmission. Il comprend une partie centrale qui sert de support au corps du rotor et un bout d'arbre sur lequel est fixé un demi accouplement. Il est généralement constitué en acier moulé ou forgé. Son dimensionnement est fonction des efforts de flexion (force centrifuge qui s'exerce sur lui, attraction magnétique radiale, etc...), des efforts radiaux et tangentiels dus aux forces centrifuges, des efforts de torsion (couple électromagnétique transmis en régimes permanent et transitoire). Il est supporté par un ou plusieurs paliers. Ces paliers soutiennent le rotor et assurent la libre rotation [20].

### IV.2.1.2 Modèle dynamique de la Machine Asynchrone :

Un modèle dynamique peut être obtenu au moyen de la théorie des deux axes des machines électriques. Ce modèle est disponible sur **l'annexe 3**.

### IV.2.2 les creux de tension

Un creux de tension est une diminution brusque de la tension de fourniture  $U_f$  à une valeur inférieure à une valeur de seuil (comprise entre 10 et 90 % de la tension contractuelle  $U_c$ ), suivie de son rétablissement après un court instant. La durée d'un creux de tension est prise conventionnellement supérieure à 10 ms (les phénomènes de durée inférieure sont considérés comme des phénomènes transitoires) et usuellement inférieure à 3 min.

Les paramètres caractéristiques d'un creux de tension sont donc :

- Sa profondeur :  $\Delta U$  (ou son amplitude  $U$ ),
- Sa durée  $\Delta T$ , définie comme le laps de temps

### IV.3 Simulation d'un creux de tension par le démarrage d'un moteur asynchrone :

Afin d'illustrer l'effet des creux de tension sur la qualité d'énergie, nous avons pris le cas de démarrage d'un moteur asynchrone comme cause de leur l'apparition.

Nous avons simulé ce démarrage à l'aide de **Sim Power Systems** du logiciel **MATLAB**.



Fig IV.1: Le schéma synoptique de la simulation

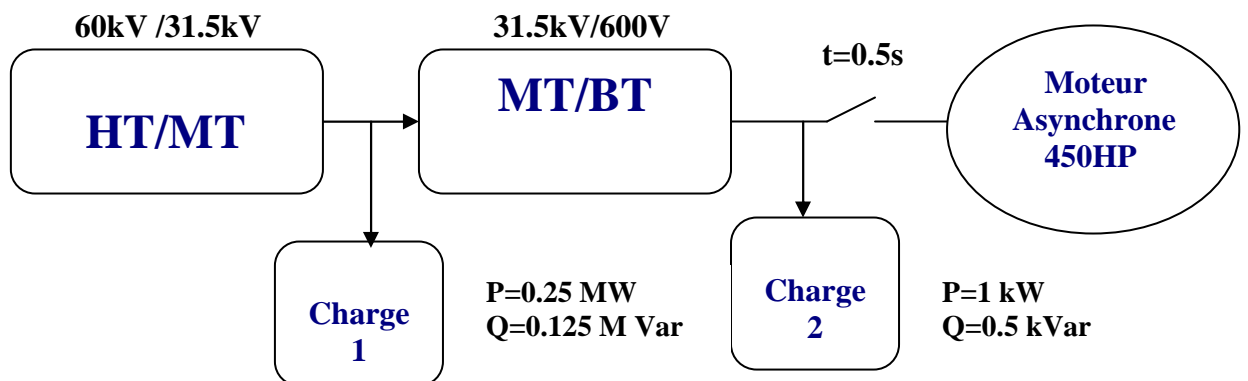


Fig IV.2 : Schéma synoptique de la charge du client

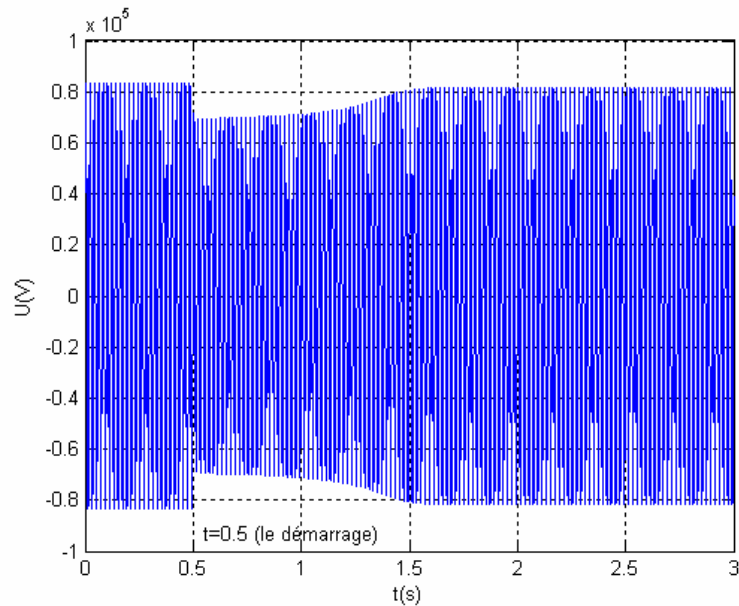
### IV.3.1 Démarrage d'un moteur asynchrone 450 HP :

#### IV.3.1.1 Démarrage à vide :

Nous allons visualiser la forme d'onde de la tension dans différents points du réseau électrique.

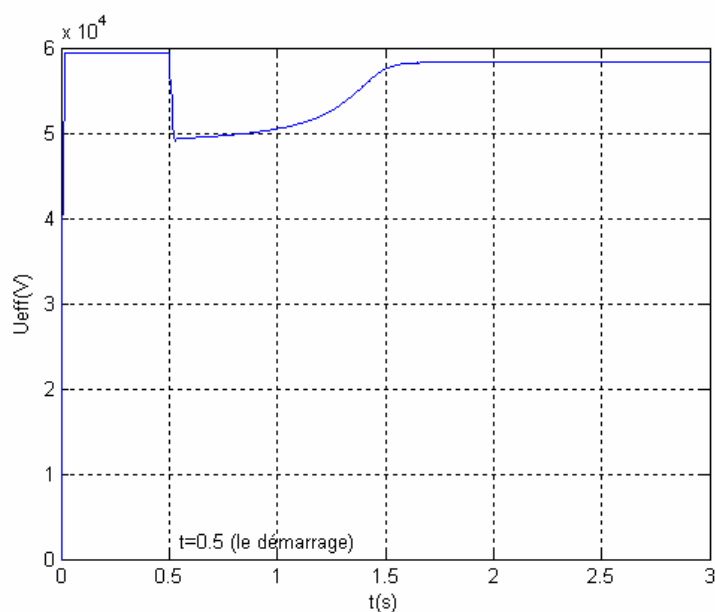
➤ **La tension HT (poste client) :**

- **La valeur instantanée :**



**Fig IV.3 :** la valeur instantanée de la tension en fonction du temps.

- **La valeur efficace:**



**Fig IV.4 :** la valeur efficace de la tension en fonction du temps.

La figure IV.3 montre clairement l'effet du démarrage d'un moteur asynchrone de 450 HP de puissance sur la forme d'onde de la tension, l'amplitude de cette dernière diminue lors du démarrage ce qui provoque un creux qui dure dans cet exemple 1 s.

Il est important ici de signaler que la durée du creux de tension est de une seconde et ce vu que le démarrage du moteur est à vide (sans charge).

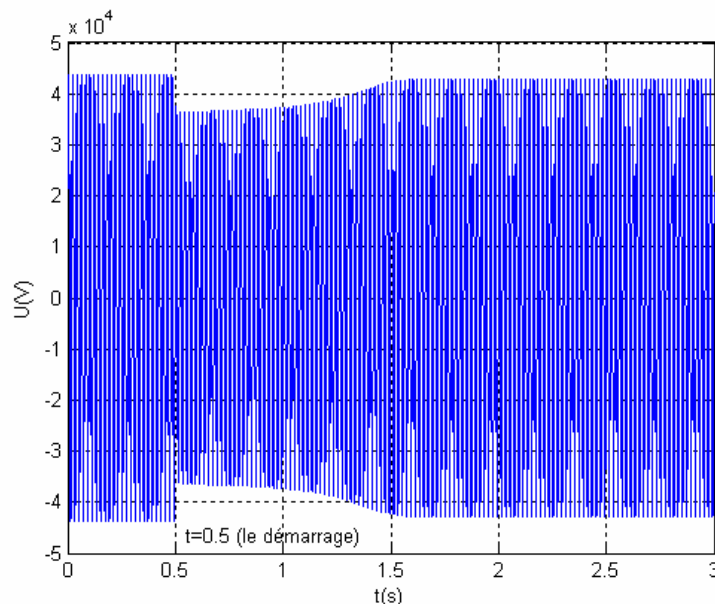
On peut interpréter l'apparition de ce creux de tension par l'absorption d'un fort courant au moment du démarrage, on dit qu'il y a un important **appel de courant**.

On remarque d'après la figure IV.4 la diminution de la valeur efficace de la tension causée par le creux de tension, la valeur efficace de la tension est passée de 59.31 kV à 49.25 kV ce qui nous permet de calculer le pourcentage de cette diminution qui est de 16.96 % cette valeur est supérieure à 10% (donc on le considère comme un creux).

### ➤ La tension en MT (le client) :

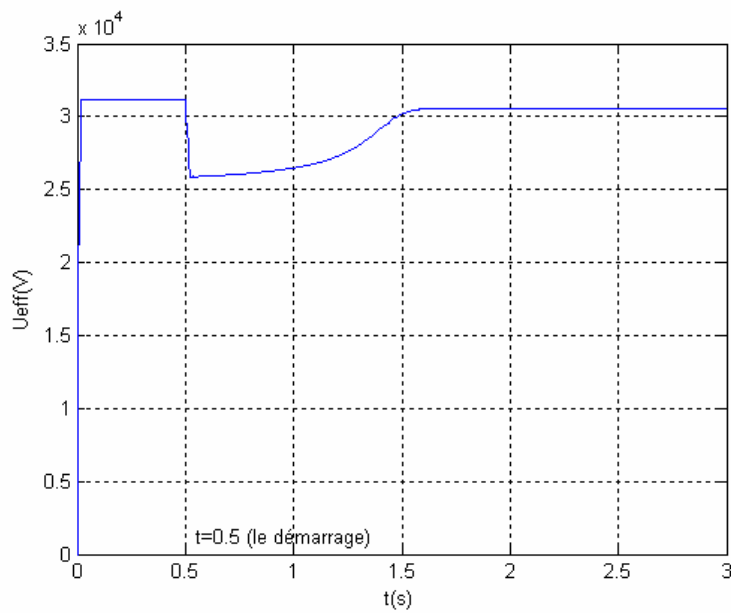
Nous avons étudié aussi la forme d'onde de la tension du côté MT du client. Les résultats de la simulation sont donnés comme suit :

#### • La valeur instantanée :



**Fig IV.5** : la valeur instantanée de la tension en fonction du temps.

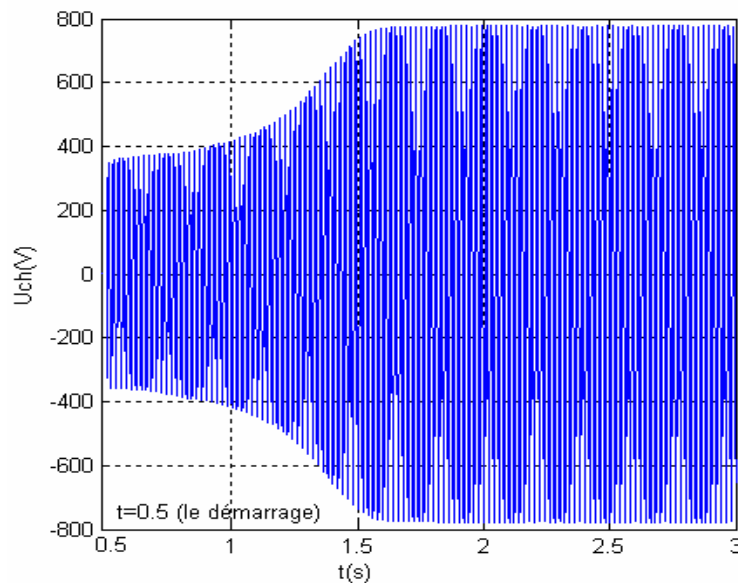
- **La valeur efficace:**



**Fig IV.6 :** la valeur efficace de la tension en fonction du temps.

La figure IV.5 montre l'apparition du creux de tension au niveau de la tension instantanée du coté client, causé par l'important appel de courant lors du démarrage du moteur asynchrone. Le creux qui apparaît sur la forme d'onde de la tension efficace .cette dernière passe de 31.14 kV à 25.82 kV, ce qui nous donne un pourcentage de 17 % (Figure IV.6).

➤ **La tension de la charge :**

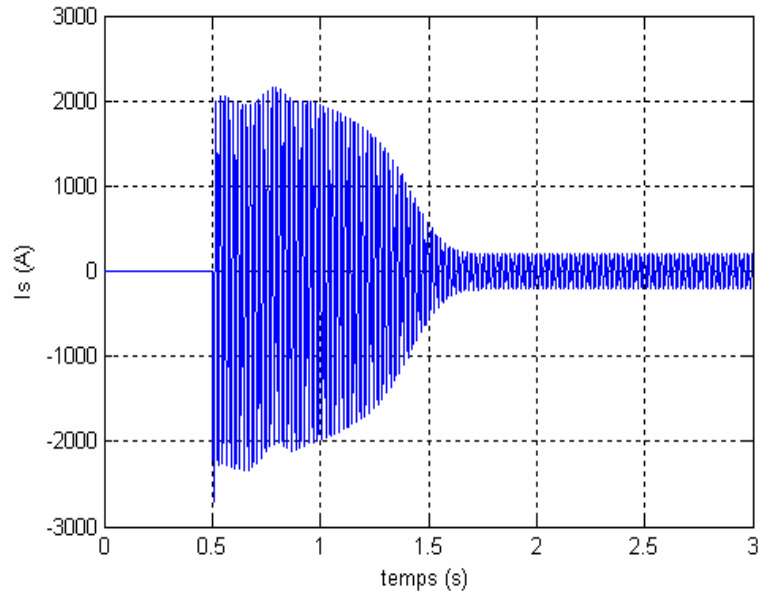


**Fig IV.7 :** la tension de la charge en fonction du temps.



On remarque d'après la figure IV.7 que durant le démarrage du moteur asynchrone à 0.5s l'amplitude de la tension aux bornes du moteur diminue jusqu'à 256V (creux de 53%) à 1.5s.

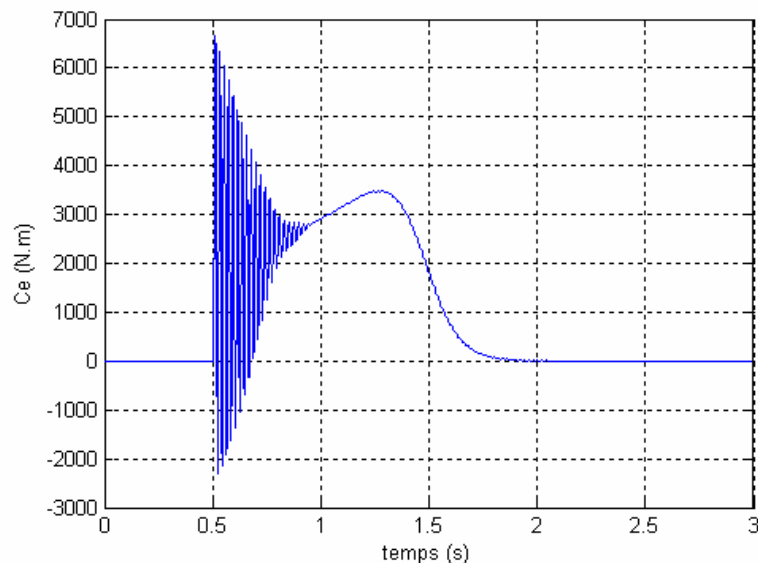
➤ **Courant statorique:**



**Fig IV.8** : le courant statorique en fonction du temps.

Le résultat de la simulation (figure IV.8) nous montre que le courant statorique augmente brusquement au moment du démarrage du moteur et cela vu l'important courant d'appel. Cette hausse de la valeur du courant statorique reste considérable pendant toute la durée du creux de tension (de  $t=0.5$  à  $t=1.5$ s).

➤ **Couple électromagnétique :**



**Fig IV.9**: le couple électromagnétique en fonction du temps.

La figure IV.9 montre le couple électromagnétique au moment du démarrage du moteur asynchrone entre 0.5s et 1.5s ; il atteint le régime permanent à 1.8 secondes.

### IV.3.1.2 Démarrage en charge:

Afin d'approfondir notre étude concernant l'apparition des creux de tension par l'effet du démarrage d'un moteur asynchrone, nous avons pris le cas où le moteur est en charge :

#### ➤ La tension HT (poste client) :

- La valeur instantanée :

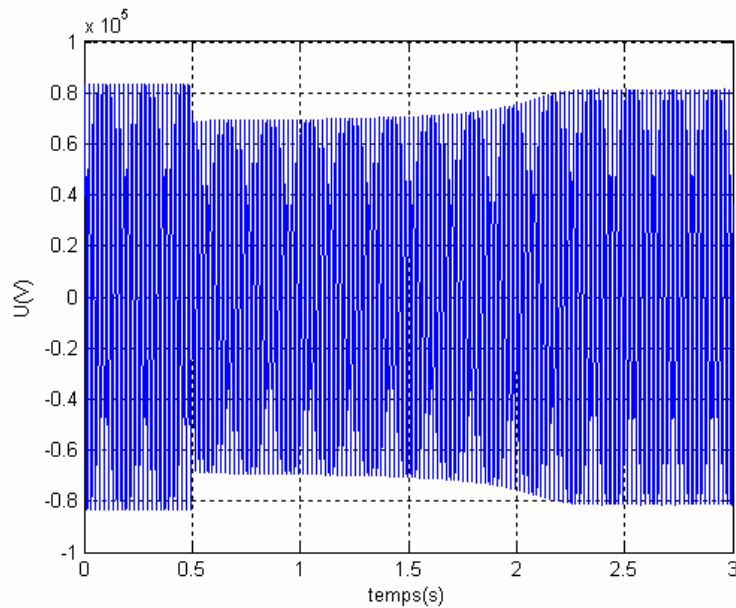


Fig IV.10: La valeur instantanée de la tension en fonction du temps.

- La valeur efficace:

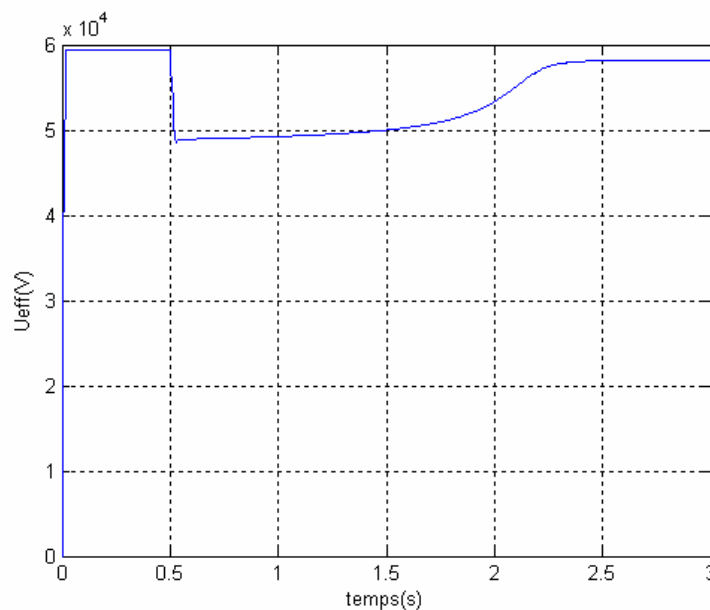


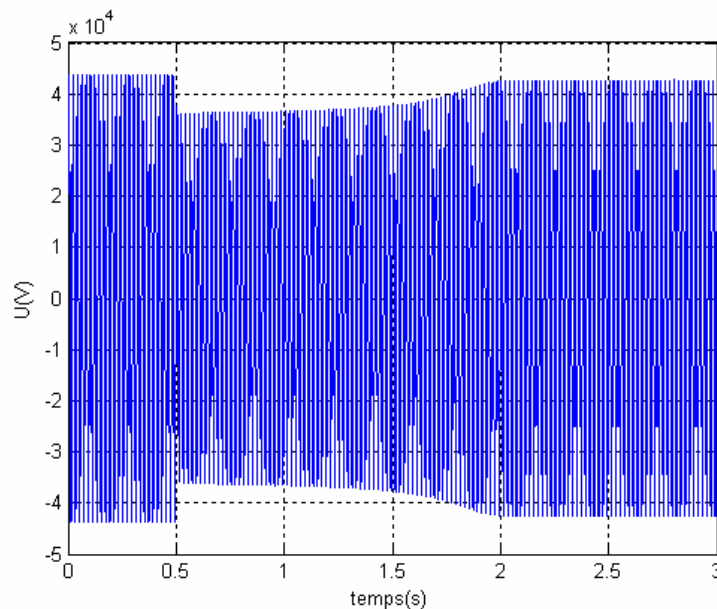
Fig IV.11: La valeur efficace de la tension en fonction du temps.

Au moment du démarrage de notre moteur en charge, nous constatons l'apparition du creux de tension causé par la forte demande de courant, mais la différence cruciale est que la durée de ce creux est de 2 secondes et la profondeur du creux, elle est de 17.55% ce qui nous amène à dire que le moteur prend plus de temps pour démarrer en charge (figure IV.10).

La figure IV.11 montre la baisse de la valeur efficace de la tension causée par le creux de tension qui dure 2 secondes, cette dernière passe de 59.31 kV à 48.9 kV, donc on aura un pourcentage de 17.55%.

➤ **La tension en MT (le client) :**

• **La valeur instantanée :**



**Fig IV.12:** la valeur instantanée de la tension en fonction du temps.

La figure IV.12 montre que la tension au poste client est affectée par le creux de tension aussi, ce dernier est d'une durée de 2 secondes. D'après la figure IV.13 on remarque La valeur efficace de la tension du côté MT (poste client) subit une dégradation, elle passe de 31.14kV à 25.5 kV ce qui nous donne un pourcentage de creux égale 18,11 %.

- **La valeur efficace:**

La valeur efficace de la tension cote MT

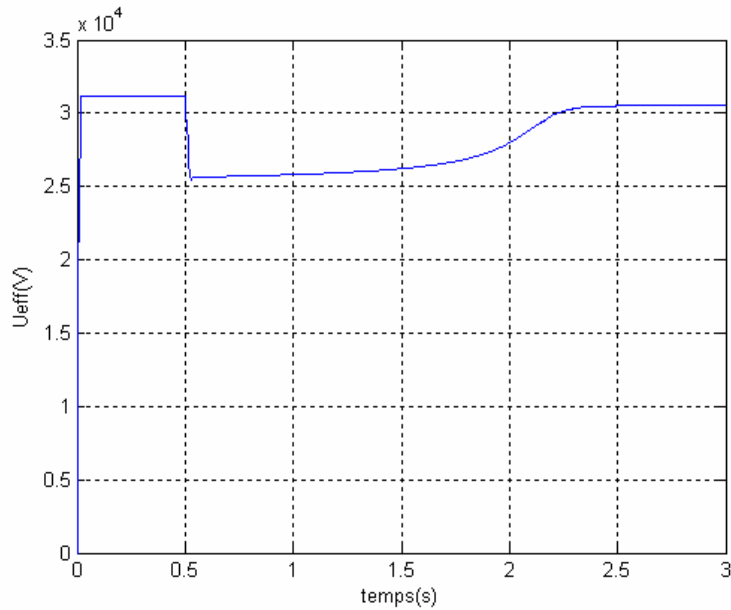


Fig IV.13: la valeur efficace de la tension en fonction du temps.

➤ **Courant statorique:**

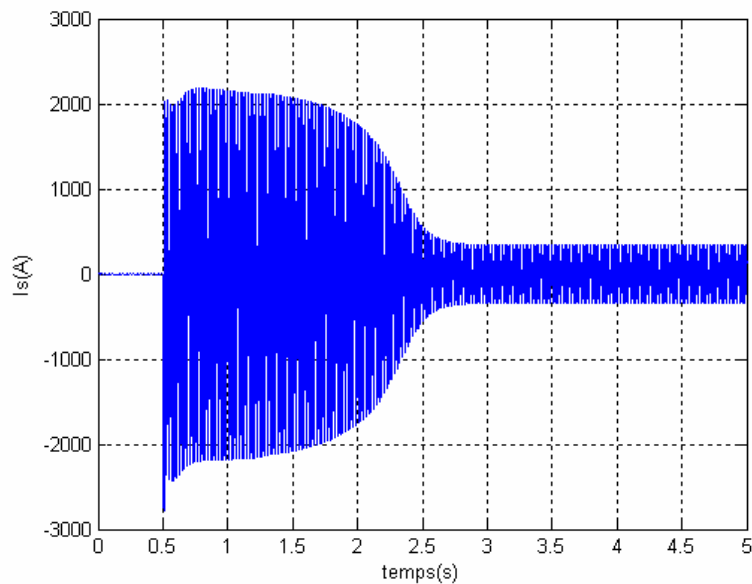
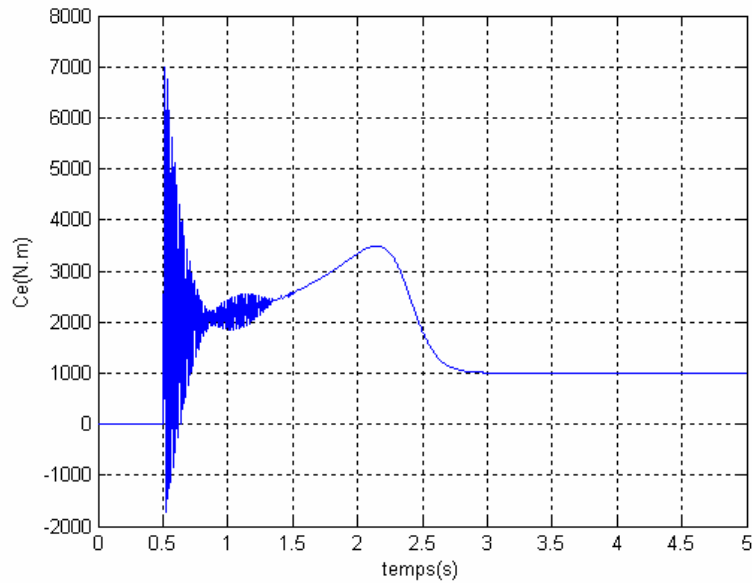


Fig IV.14: le courant statorique en fonction du temps.

La figure IV.14 montre une importante hausse du courant statorique, et cela est causé de part est d'autre par le démarrage du moteur asynchrone et la charge accroché au moteur. Après la durée du creux de tension qui est de 2 s le courant passe au régime permanent d'une amplitude constante.

### ➤ Couple électromagnétique :



**Fig IV.15:** le couple électromagnétique en fonction du temps.

On remarque d'après la figure IV.15 que lors du démarrage du moteur, le couple électromagnétique subit une période transitoire et il passe par une importante valeur de couple. On remarque aussi un régime transitoire moins significatif, ce dernier est dû à la charge du moteur.

### IV.3.2 Conclusions :

- le démarrage d'un moteur asynchrone d'une puissance importante à vide ou en charge provoque des creux de tension en MT et en HT ce qui entraîne une dégradation considérable de la qualité de l'énergie.
- Dans le cas d'un démarrage en charge, la profondeur et la durée de creux augmente.
- Les moteurs asynchrones sont des acteurs importants dans le cadre de la stabilité dynamique de réseau électrique.

#### IV.4 Chute de tension de 10 % (la durée=3s) :

Dans cette partie nous allons étudier l'effet d'une chute de tension de 10% sur un moteur asynchrone d'une puissance de 1,1kW.

➤ **Couple électromagnétique :**

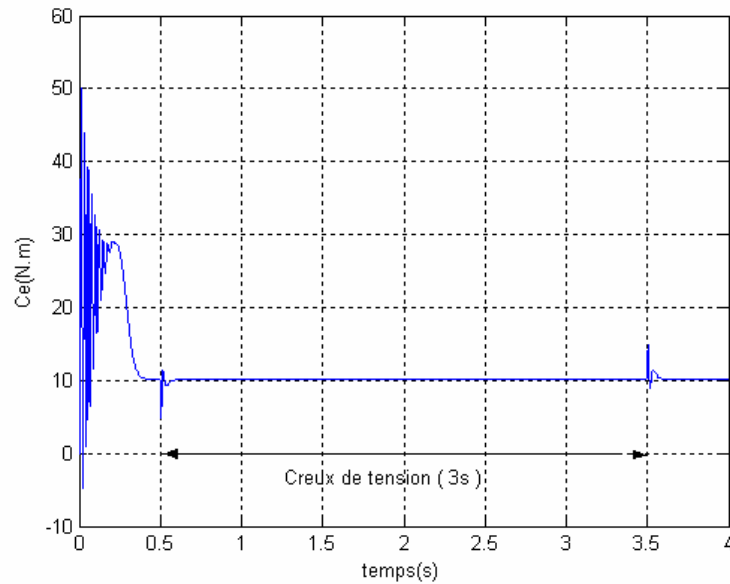


Fig IV.16: le couple en fonction du temps

➤ **Courant statorique :**

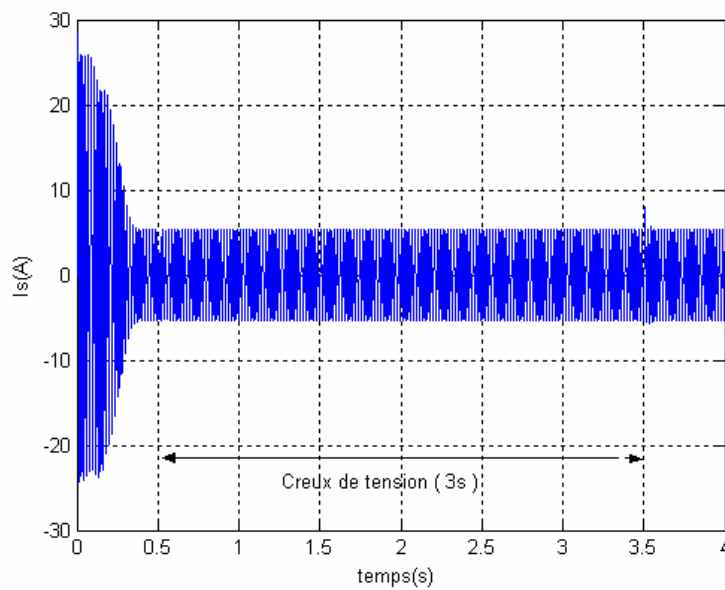
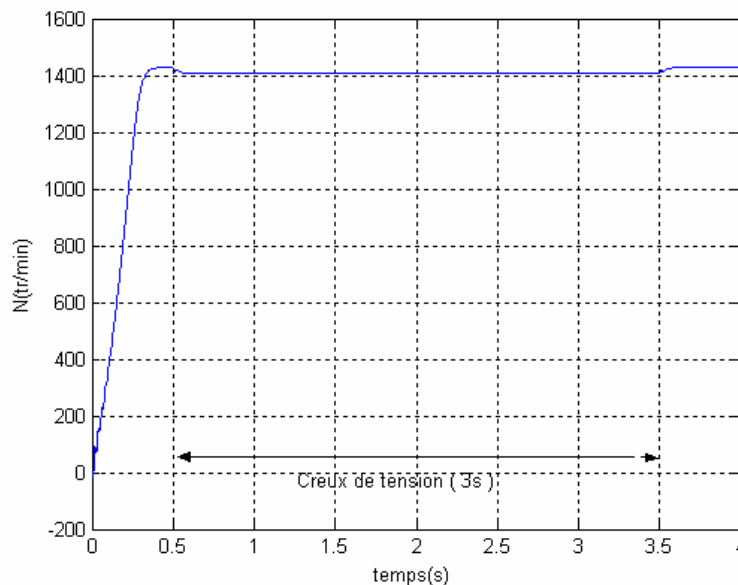


Fig IV.17: le courant statorique en fonction du temps

Lors de la chute de tension qui se produit à  $t=0,5s$ , le couple électromagnétique subit une légère perturbation (Figure IV.16) : il passe de 10 N.m à 5 N.m, cette dernière est d'une période très courte (100ms). La figure montre que le couple électromagnétique atteint la valeur du couple nominal qui reste constante pendant la chute de tension. A  $t=3,5s$  la tension revient à sa valeur nominale où le couple subit une autre perturbation d'une durée infime (100 ms)

Nous remarquons d'après la figure IV.17 que durant la chute de tension de 10% qui dure de  $t=0,5s$  à  $t=3,5s$ , le courant statorique reste constant avec une valeur égale à la celle de la valeur nominale. Mais nous remarquons qu'à  $t=3,5s$  (la fin de la période de chute de tension) le courant statorique subit une hausse (1,5 fois le courant nominale) d'une durée brève, cela est dû à l'appel de courant causé par la chute de tension.

### ➤ La vitesse :



**Fig IV.18:** La vitesse en fonction du temps

Pendant la chute de tension de 10%, la vitesse diminue, elle passe de 1430tr/min à 1420tr/min, et elle reprend sa valeur initiale à la fin de la chute de tension (Figure IV.18).

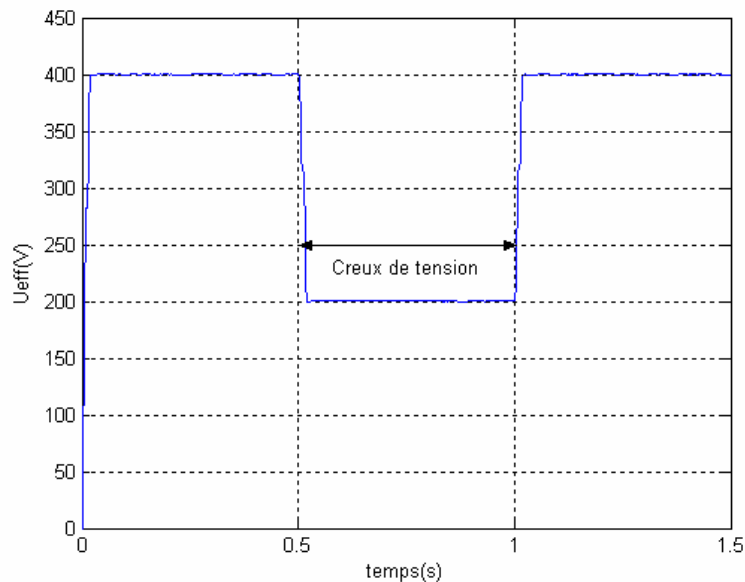
**Remarque :** avec une chute de tension de 10% et d'une durée de 3s (**la limite de la norme**), la variation du couple, le courant statorique, et de la vitesse ne sont pas considérable, et ne détériore pas le fonctionnement du moteur.

### IV.5 Effet des creux de tension sur un moteur asynchrone de 1.1kw de puissance (t=0.5s jusqu'à t=1s) :

Les appels de courants qui circulent dans les impédances du réseau provoquent des à-coups de tension et vont perturber l'installation de l'utilisateur lui-même ou celle d'un **utilisateur voisin** situé sur le même départ ou dépendant du même jeu de barres.

Dans ce qui suit nous allons étudier l'effet des creux de tension de 50% sur un moteur asynchrone d'une puissance de 1.1kW.

➤ **Tension :**

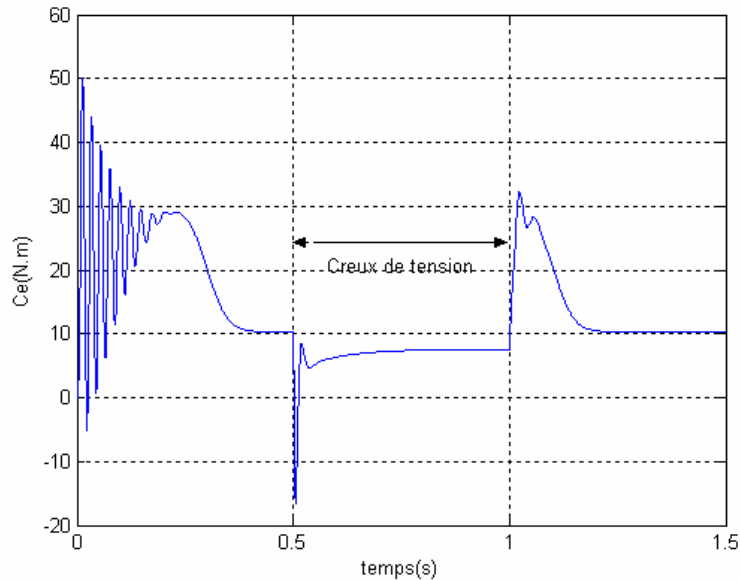


**Fig IV.19 :** Apparition du creux de tension.

On remarque d'après la figure IV.19 que la tension d'alimentation du moteur subit un creux de tension causé entre 0.5s et 1s.



### ➤ Le couple électromagnétique :

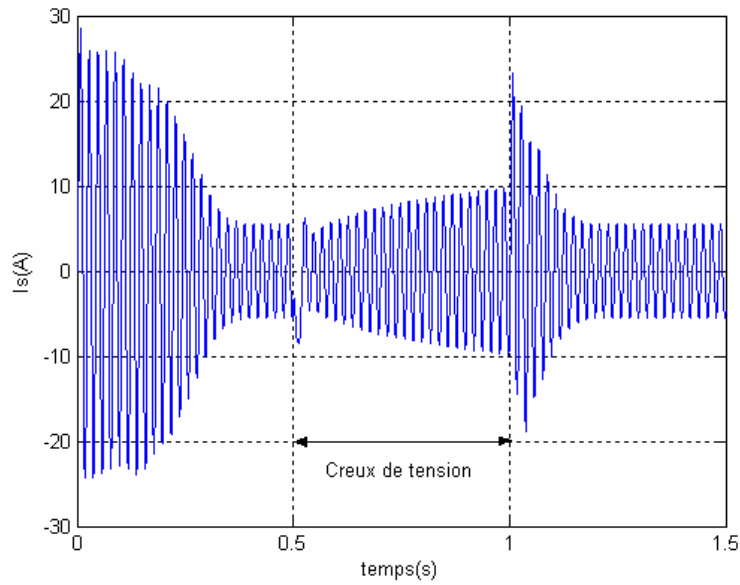


**Fig IV.20:** Le couple électromagnétique en fonction du temps.

La figure IV.20 montre clairement l'effet du creux de tension qui apparaît entre la période de 0.5s et 1s sur le couple électromagnétique, ce dernier subit une fluctuation et une perturbation au moment du creux. Ce résultat coïncide avec la théorie, en effet, pour les moteurs asynchrones, un creux de tension pose un problème de stabilité, qui se caractérise par un problème d'équilibre de couples.

Lors de l'apparition d'un creux de tension, le couple moteur passe brusquement à une valeur inférieure du fait que le couple moteur est proportionnel au carré de l'amplitude des tensions alternatives d'alimentation (un creux de 30 % engendre une diminution du couple de 50 %). Lors du rétablissement de la tension (cas où le moteur n'a pas décroché pendant le creux de tension), le couple reprend brusquement une valeur supérieure, Le moteur ne pourra accélérer et reprendre sa vitesse de rotation normale que si le couple est supérieur au couple résistant, ce qui est généralement le cas.

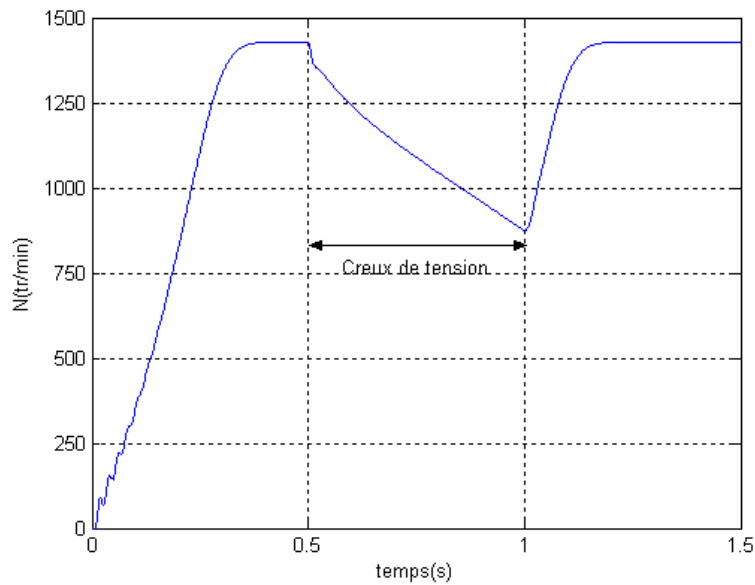
➤ **Le courant statorique :**



**Fig IV.21:** Le courant statorique en fonction du temps.

Nous constatons qu'au moment du creux de tension le courant statorique subit une hausse importante, et cela vu l'important appel de courant, car dès que le moteur ralentit un peu il absorbe un fort courant.

➤ **La vitesse :**



**Fig IV.22:** La variation de la vitesse en fonction du temps.

Nous remarquons d'après la figure IV.22 l'effet du creux de tension sur la vitesse du moteur, elle subit une diminution pendant le creux c.a.d entre 0.5s et 1s, et revient à sa valeur initiale à la fin du creux.

Nous interprétons ce résultat par le fait que si le moteur subit un creux de tension, il va ralentir et se trouver à une vitesse réduite .la réduction de la vitesse est d'autant plus importante que l'inertie est faible. Il se peut même que, pendant le creux, le moteur ne trouve pas de vitesse d'équilibre ; il y a alors décrochage du moteur et il s'arrête.

La condition que pour le moteur reprend sa vitesse nominale est que la valeur du couple soit supérieure à celle du couple résistant, sinon il y aura le déclenchement des protections des moteurs.

La différence entre couple moteur et couple résistant doit être suffisante pour que la reprise du régime s'effectue dans une durée suffisamment courte afin d'éviter les suréchauffements inadmissibles.

### ➤ **Conclusions :**

On étudiant l'effet d'un creux de tension sur un moteur de 1.1kW, nous tirons les conclusions suivantes :

- les perturbations d'un client voisin dans le réseau électrique sont considérable et influence d'une manière directe.
- Les moteurs asynchrones rencontre des difficultés de fonctionnement suite à un passage brusque à une tension réduite.

## IV.6 Démarrage d'un moteur asynchrone sous tension réduite :

Dans cette partie nous allons voir l'influence des manques de tension sur un moteur asynchrone, Pour cela nous avons choisis deux cas d'étude :

### IV.6.1 Démarrage sous Tension 0.75Vn (300V) :

➤ **Le couple électromagnétique :**

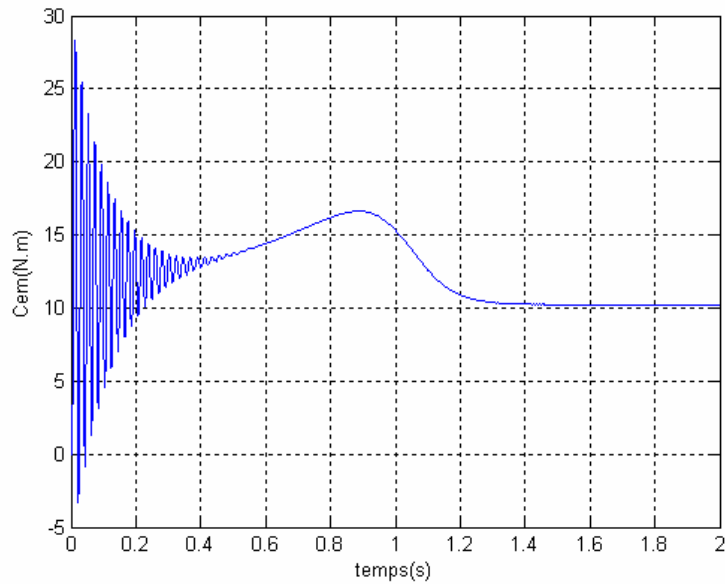


Fig IV.23: Le couple électromagnétique en fonction du temps.

➤ **Le Courant statorique :**

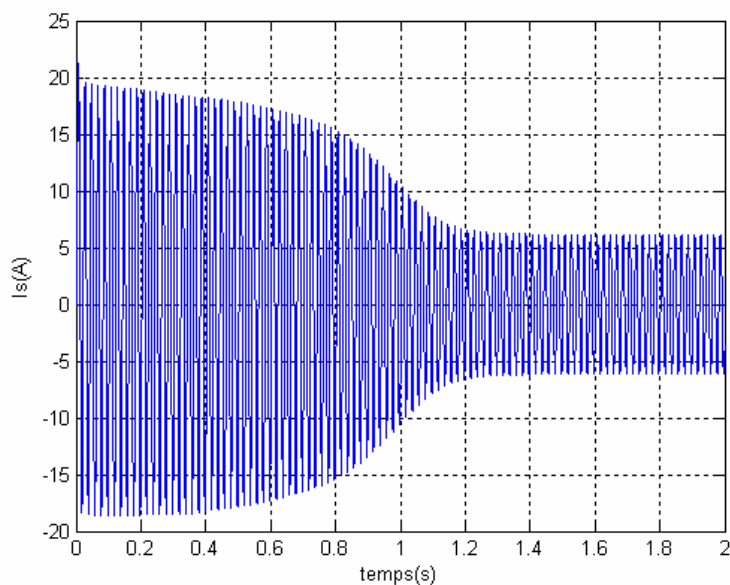


Fig IV.24: Le courant statorique en fonction du temps.

IV.6.2 Tension de  $0.575V_n$  (230V) :

➤ Le couple électromagnétique :

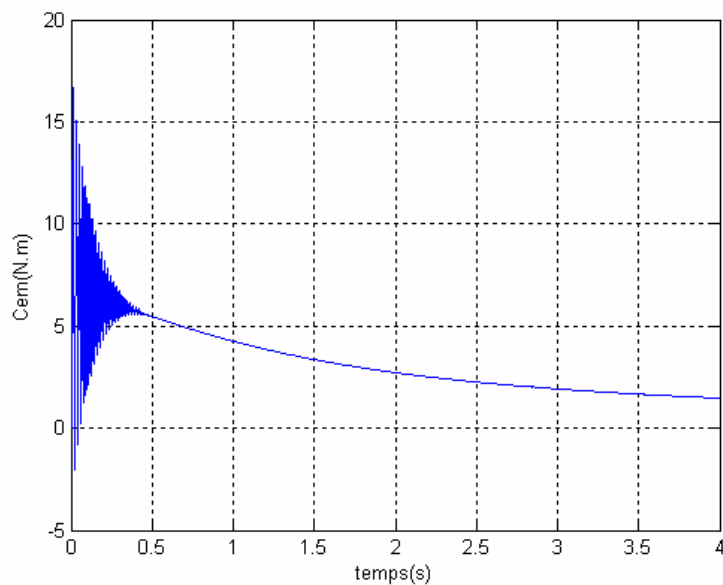


Fig IV.25: Le couple électromagnétique en fonction du temps.

La figure IV.25 montre que la couple électromagnétique subit une décroissance considérable causée par le manque de tension.

➤ Le courant statorique :

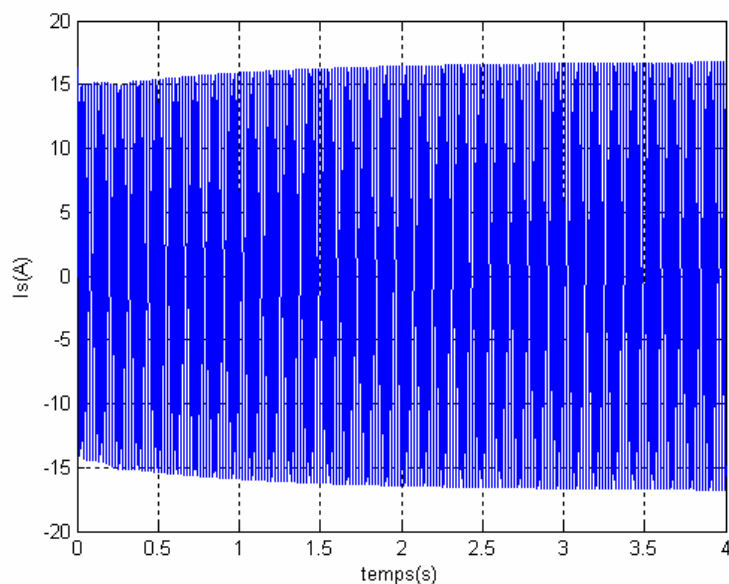
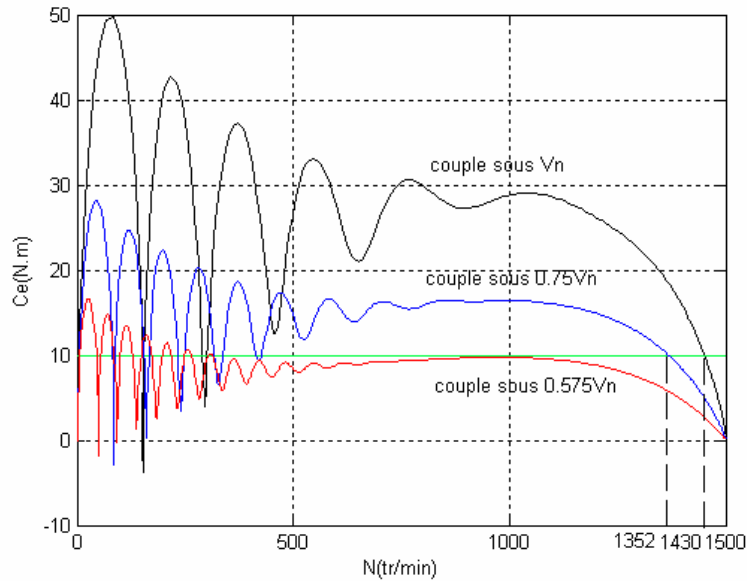


Fig IV.26: le courant statorique en fonction du temps.

On remarque une croissance et une surintensité pour le courant statorique, et cela d'une façon permanente dans ce cas le bobinage du stator est détruit.



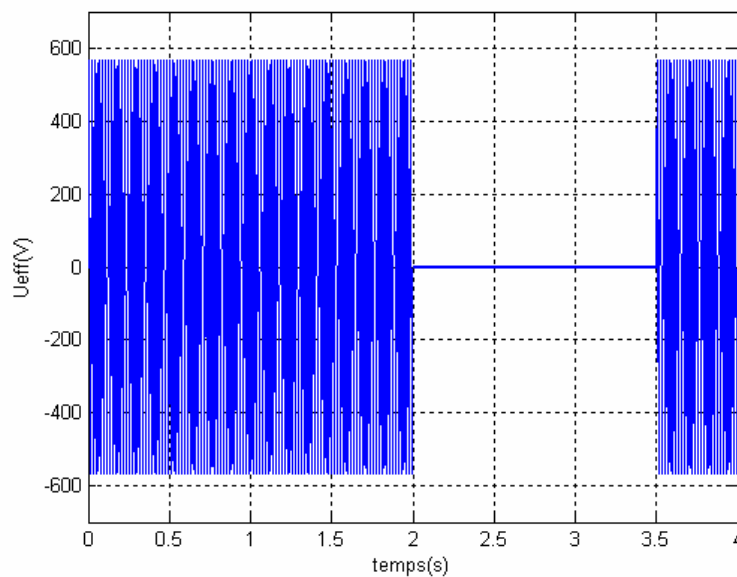
**Fig IV.27:** Le couple électromagnétique en fonction de la vitesse.

Cette figure nous montre clairement et d'une façon directe le comportement du moteur à des valeurs de tensions différentes :

- A  $0.75 V_n$ , le couple moteur est inférieur au couple nominale ce qui réduit la vitesse de moteur à 1352 tr/min.
- A  $0.575 V_n$ , le couple moteur est inférieur au couple résistant ce qui va causer le décrochage du moteur.

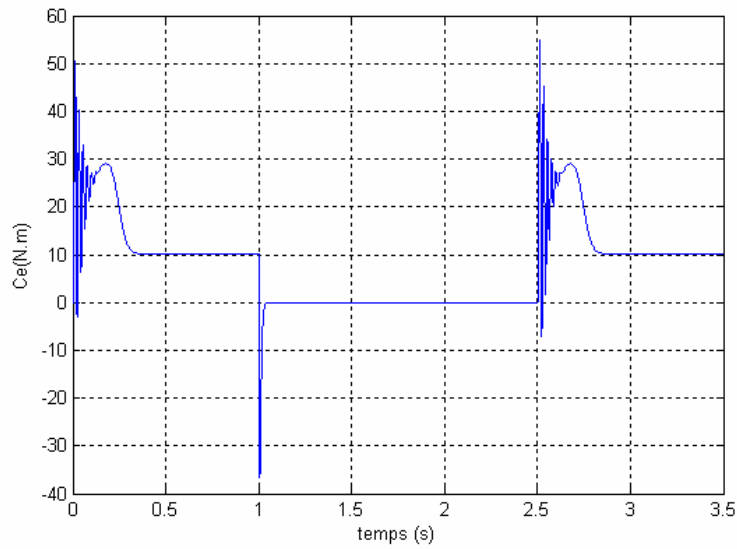
#### IV.7 Effet d'une coupure de tension sur un moteur asynchrone de 1.1kW

Dans ce qui suit nous allons étudier les conséquences d'une cas coupure qui dure 1.5s.



**Fig IV.28:** Annulation de la tension d'alimentation pendant 1.5s.

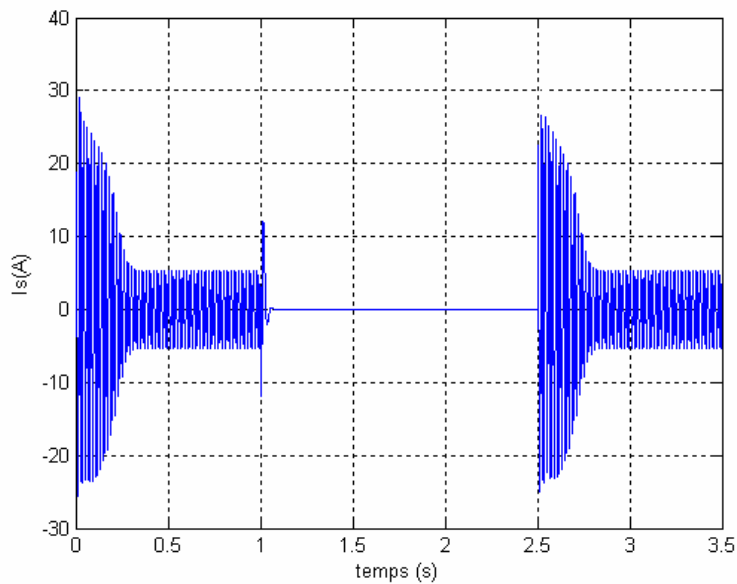
➤ **Le couple électromagnétique :**



**Fig IV.29:** Le couple électromagnétique en fonction du temps

La figure IV.29 nous montre comment le couple moteur passe brusquement à une valeur inférieure puis il sa nulle, jusqu'à rétablissement de la tension.

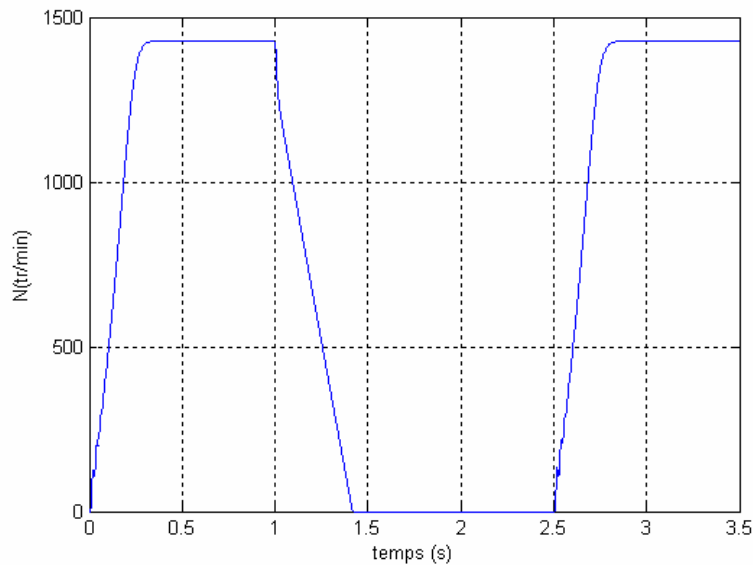
**Le courant statorique :**



**Fig IV.30:** Le courant statorique en fonction du temps.

Le courant statorique subit une hausse importante lors de la coupure, il passe à une valeur très supérieure.

### ➤ La vitesse :



**Fig IV.31:** La variation de la vitesse en fonction du temps.

La figure IV.31 montre la diminution rapide et importante de la vitesse, au moment de la coupure qui a duré 1.5s, et sa dû au moment d'inertie du moteur qui de faible ( $0.031\text{kg.m}^2$ )

### ➤ L'interprétation de ces résultats est comme suit :

L'absence de la tension d'alimentation ne supprime pas immédiatement la tension aux bornes du moteur .En effet le flux emmagasiné dans le rotor ne peut s'éteindre instantanément. Le champ tournant créé par le rotor induit alors dans le stator une tension rémanente dont l'amplitude décroît exponentiellement. La fréquence de cette tension décroît avec la vitesse de rotation .si, au moment de la réapparition de la tension du réseau, cette dernière se trouve en opposition de phase avec une tension rémanente dont l'amplitude a peut décré, il se produit alors une surintensité élevée pouvant atteindre deux fois la pointe de démarrage du moteur.

Les conséquences peuvent être importantes pour le moteur :

- 1- échauffements supplémentaires et efforts électrodynamiques dans le bobinage pouvant engendrer des ruptures d'isolation.
- 2- A-coup de couple pouvant conduire à des contraintes mécaniques inacceptables.

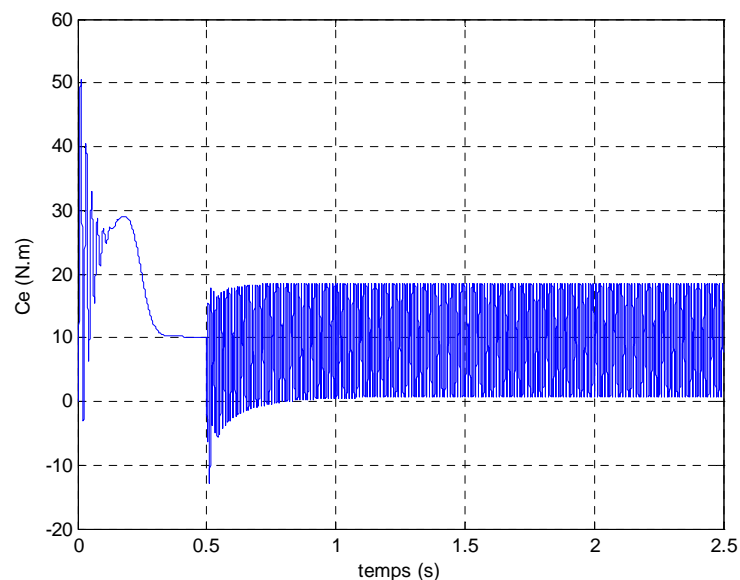


### IV.7.1 Conclusion :

Le manque de la tension cause des problèmes de fonctionnement pour les moteurs asynchrones, ce qui est néfaste, sachant que 80% des installations électriques sont constituées de ces éléments, tout cela va engendrer des perturbation dans le réseau électrique et une dégradation de la qualité de l'énergie.

### IV.8 Etude du cas d'une perte de phase :(t>0.5s)

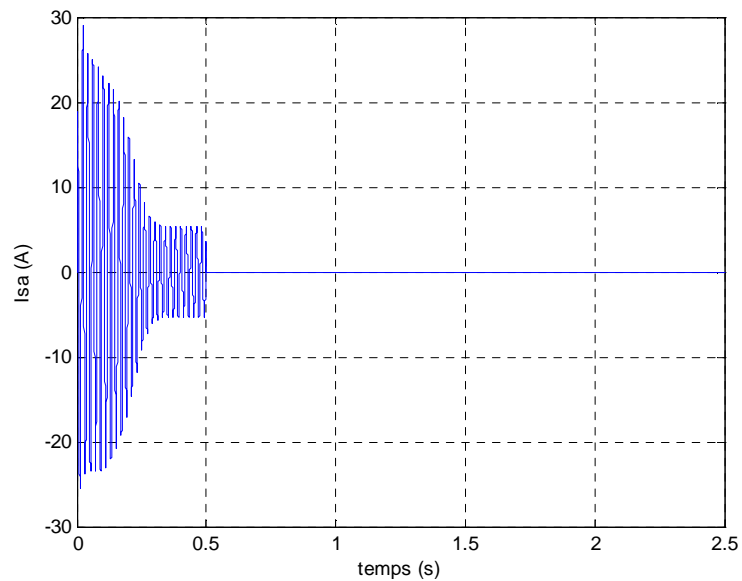
#### ➤ Couple Électromagnétique



**Fig IV.32:** Le couple électromagnétique en fonction du temps

Durant la rupture d'une phase à  $t=0.5$ s, nous remarquons que le couple devient ondulatoire. En effet avec le déclenchement de la phase, le moteur sera alimenté en biphasé donc, on se retrouva dans une situation de déséquilibre de tension, on aura alors les composantes directes et inverses ,chacune d'elle va créer un champ tournant de sens opposé d'où la perturbation du couple électromagnétique.

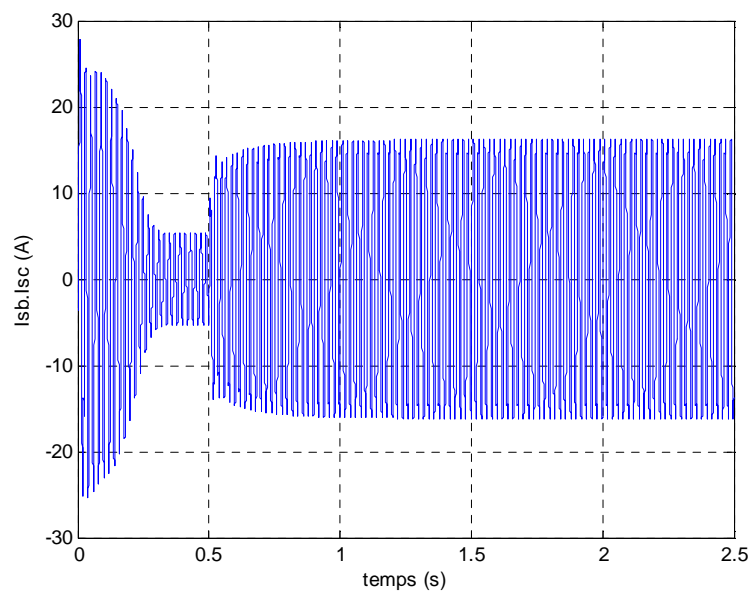
➤ **Le Courant statorique  $I_{sa}$  :**



**Fig IV.33:** Le courant statorique de la phase déclanchée en fonction du temps.

On remarque que lors de la rupture de la phase A à  $t=0,5$ s le courant statorique de cette dernière se réduit à zéro.

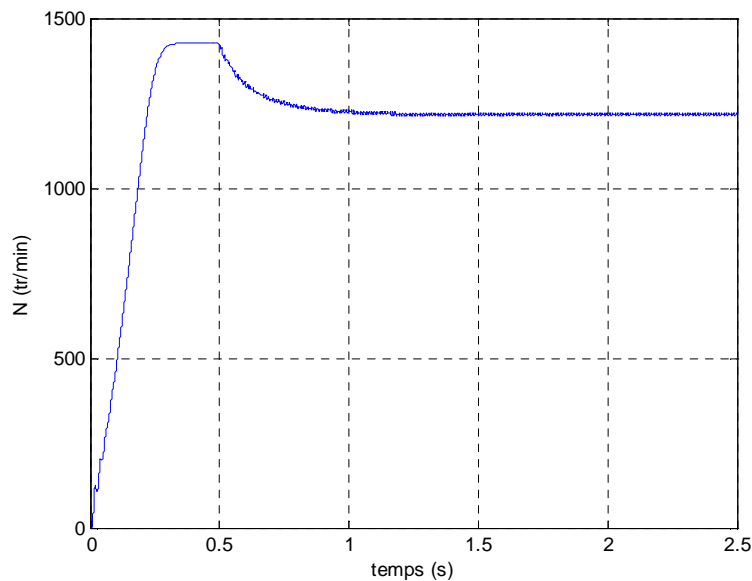
➤ **Le Courant statorique  $I_{sb}$  et  $I_{sc}$  :**



**Fig IV.34:** Le courant statorique au niveau des autres phases

La figure montre l'effet de la rupture de la phase A, sur les courant statorique des phases restantes, ces courants vont voir une hausse importante, ils vont passer à deux fois le courant nominal. En effet, la puissance transmise dans le moteur était partagée sur les trois phases, en éliminant une d'elles, c'est la même puissance qui va transité mais elle sera partagée que sur deux phases, d'où l'augmentation des courants statoriques des deux autres phases. Cette hausse peut provoqué la détérioration du moteur s'il n'est pas protégé.

➤ **La vitesse :**

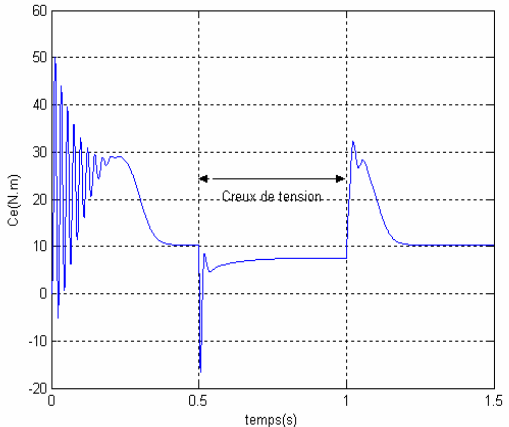
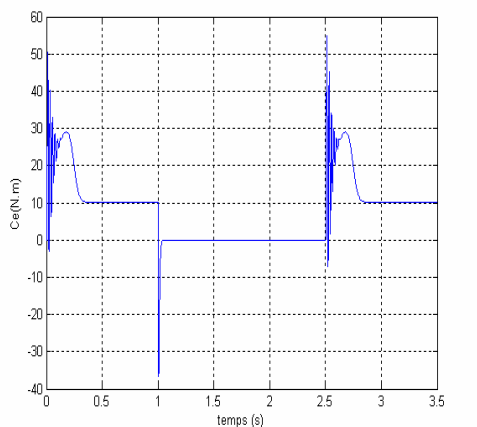
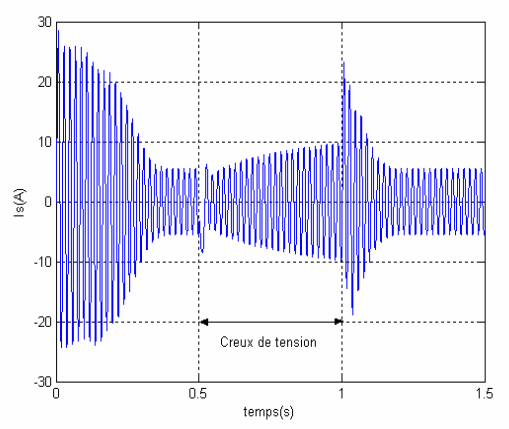
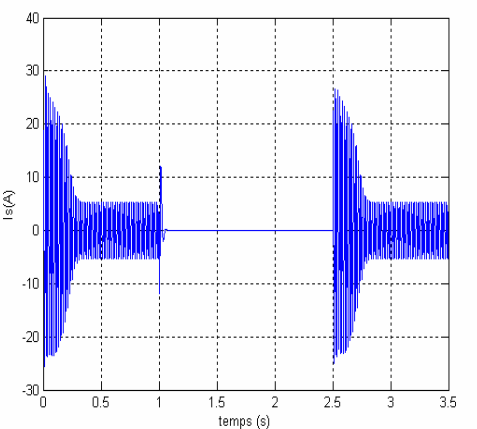
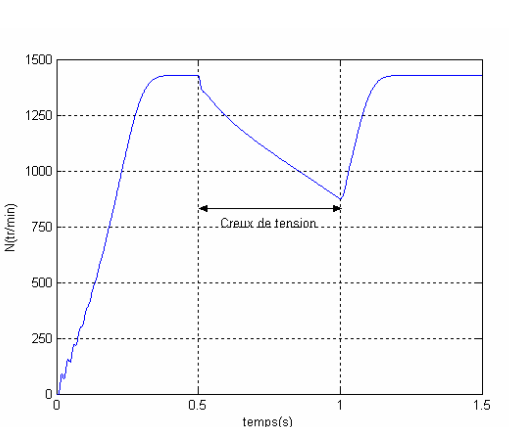
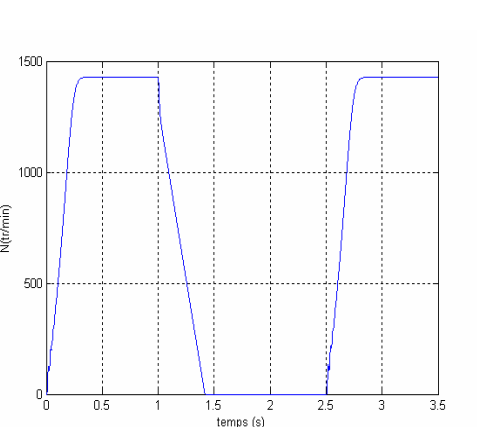


**Fig IV.35:** La vitesse du moteur en fonction du temps

Au moment de l'ouverture d'une phases à  $t=0.5s$ , le vitesse du moteur diminue elle passe de 1430tr/min à 1250tr/min, on voit aussi sur la figure l'apparition d'un régime transitoire où la vitesse fluctue autour de la valeur 1250tr/min.

### IV.9 Tableaux récapitulatifs:

Démarrage	A vide	En charge
Tension instantanée		
Valeur efficace de la tension		
Couple		
Courant Satorique		

Phénomène	Creux de tension de 50 % (De $t=0.5s$ jusqu'à $t=1s$ )	Coupure
Couple		
Courant Statorique		
Vitesse		

Phénomène	Perte d'une phase ( $t > 0.5s$ )	Tension réduite $0.75V_n$ (400V)
Couple		
Courant Statorique		
Vitesse		

### IV.9 Conclusion:

L'architecture du réseau, les automatismes de réalimentation, le niveau de fiabilité des matériels, la présence d'un système de contrôle commande ainsi que la politique de maintenance joue un rôle important dans la réduction et l'élimination des temps de coupure. Pour choisir une solution efficace, il faut avant tout réaliser un bon diagnostic. Par exemple, au point de couplage commun (entrée électrique du client), il est important de savoir si le creux de tension provient de l'installation du client (avec augmentation correspondante de l'intensité) ou du réseau (sans augmentation).

# *CHAPITRE V :*

*L'influence des fluctuations de tension sur le réseau électrique*



### V.1 Introduction :

La qualité de la tension distribuée aux installations utilisatrices d'électricité est un souci partagé tant par les industriels, dont certains équipements peuvent être sensibles au non qualité, que par les distributeurs d'électricité soucieux de la satisfaction de leur clientèle.

On peut noter que la dérégulation du marché de l'électricité complique la tâche des transporteurs et des distributeurs d'électricité en matière de qualité. Par ailleurs, on constate que la manipulation des applications, d'une part, de plus en plus sophistiquées et d'autres parts de plus en plus puissantes ont une influence sur la qualité de la tension.

Dans tous les pays industriels, les distributeurs d'énergie, comme les exploitants d'installation électrique, doivent respecter des tolérances de variations d'amplitude et de fréquence sur leurs réseaux, sinon le bon fonctionnement des équipements n'est plus garanti.

### V.2 Rappels et définitions :

#### V.2.1 Les flickers :

Le flicker ou papillotement de lumière (de l'anglais : to flicker = scintiller, papilloter) est défini comme «impression subjective de fluctuation de la luminance» (**CEI 555-1**). C'est un phénomène de gêne physiologique visuelle ressenti par les utilisateurs de lampes alimentées par une source commune à l'éclairage et à une charge perturbatrice [12].

Les fluctuations brusques de la tension du réseau sont à l'origine de ce phénomène. Dans cette définition du flicker ne rentrent que les fluctuations :

- d'amplitude < 10 %.
- de période < 1 heure.

Le flicker résulte surtout des fluctuations rapides de faible amplitude de la tension d'alimentation provoquées :

- Soit par la variation fluctuante de puissance appelée par divers récepteurs : fours à arc, soudeuses, moteurs,

- Soit par la mise sous et hors tension de charges importantes : démarrage moteurs, manœuvre de batteries de condensateurs en gradins, etc.

Les variations périodiques ou erratiques permanentes ont une décomposition spectrale dans une bande de 0,5 Hz à 25 Hz. Elles sont dues à des charges (ou ensemble de charges) dont l'utilisation se caractérise par une variation permanente d'appel de puissance (ex : fours à arc, machines à souder, ...).

Surtout étudié pour les lampes à incandescence, le flicker est plus ou moins important selon le type de source lumineuse. Il peut avoir des causes autres que les variations de tension.

### V.2.2 Le four à arc :

Le four à arc est un système électrothermique utilisant l'énergie fournie par un arc électrique pour chauffer une charge. Il existe plusieurs types de fours à arc. Le type le plus utilisé est le four dit de Héroult (ou encore four à arc sur charge), du nom de l'inventeur de ce procédé à la fin du XIX<sup>e</sup> siècle. Dans ce type de four, l'arc de ce procédé à la fin du XIX s'établit entre les électrodes (raccordées au réseau de puissance) et la charge à chauffer.

Le four à arc de type Héroult utilisé dans les aciéries électriques est la principale source de papillotement en haute tension. C'est également un élément important du réseau électrique par sa consommation : les aciéries électriques alimentées en haute tension représentent en France une consommation annuelle d'environ 4 TWh (soit 1 % de la consommation nationale) dont plus de 70 % sont consommés par les fours à arc.

Les fours à arc de ce type sont utilisés presque exclusivement pour la fabrication d'acier à partir de ferraille de récupération. Le plus courant est le four à courant alternatif. Dans ce type de four, les arcs se développent entre chacune des trois électrodes en graphite et le métal. Le métal fond par attaque directe des arcs qui creusent des puits dans la charge métallique solide. Lorsque ces puits se sont formés, les arcs travaillent sur un bain liquide dont le volume augmente au cours de la fusion. Celle-ci s'opère par couches successives de l'intérieur vers l'extérieur.

Le chargement des ferrailles dans le four se fait en général en deux ou trois fois par l'intermédiaire de paniers. Lors du chargement d'un panier dans le four, les électrodes sont escamotées et les arcs sont interrompus. Les électrodes sont ensuite remises et l'amorçage se produit, accompagné d'un fort appel de courant et donc de très fortes variations de tension. On constate ainsi que pour chaque intervalle de quelques minutes suivant le chargement d'un panier, les valeurs de papillotement sont très élevées.

La capacité des fours varie de 2 à 150 t, pour une puissance de 1 200 kVA à 150 MVA. Le cycle moyen de fonctionnement est passé de 3 h à un peu moins de 1 h en vingt ans.

### V.2.2.1 Le four à arc à courant alternatif :

Le four à arc est un équipement électrique très perturbateur à cause de l'instabilité de l'arc électrique.

Les perturbations produites sont aléatoires et couvrent une bande de fréquences du continu jusqu'à quelques centaines de hertz. Il en résulte un bruit spectral, dont les composantes modulant la tension d'alimentation du réseau d'alimentation provoquent le phénomène de papillotement. Le four à arc produit du papillotement aléatoire qui ne peut pas être évalué par simple calcul. L'utilisation d'un flickermètre est alors requise.

L'arc électrique n'est stable que si la puissance dissipée est suffisante pour l'entretenir, c'est-à-dire pour assurer l'ionisation du gaz qui permettra le passage du courant. Cela nécessite une tension et un courant élevés.

Par nature, dans un four à courant alternatif, à chaque alternance, le phénomène d'extinction et d'allumage de l'arc se produit [21].

C'est une des raisons qui ont poussé au développement des fours à arc à courant continu. Les fluctuations de tension produites par le four à arc sont élevées dans les phases de fusion (début de cycle ou immédiatement après l'enfournement du deuxième ou du troisième panier). Cette phase perturbée dure à chaque fois 2 à 3 min. La phase d'affinage correspond à des arcs plus stables, donc à des fluctuations de tension moins importantes. Durant cette phase, la température élevée des gaz et la vaporisation du métal augmentent la conductivité du milieu.

De plus, la non linéarité d'un arc produit des harmoniques (qui fluctuent aléatoirement au cours de la coulée) ainsi que des phénomènes rayonnés (bruit, champs électromagnétiques).

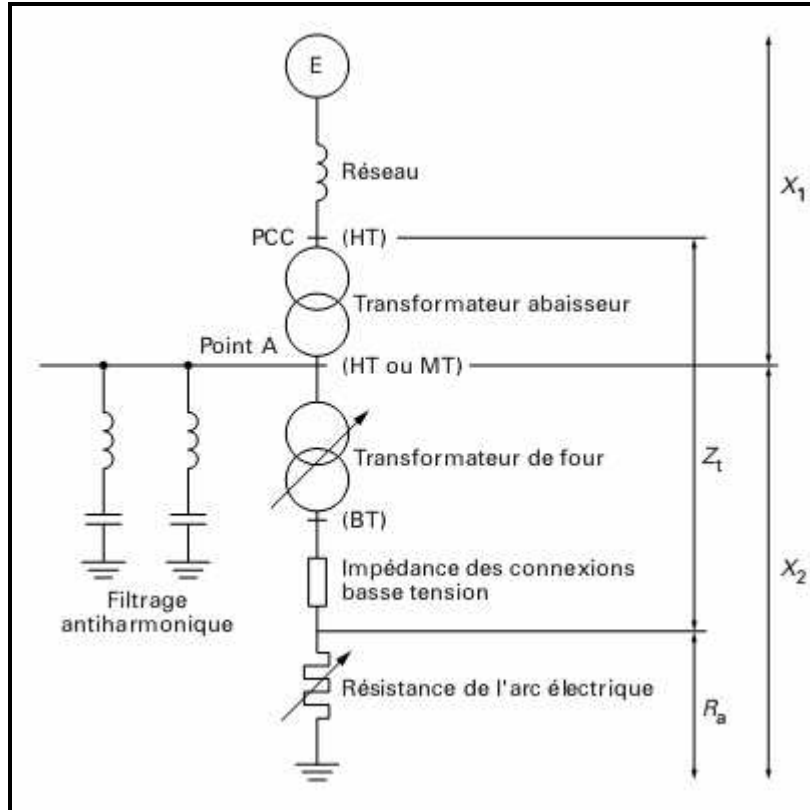


Fig V.1: Schéma électrique d'un four à arc

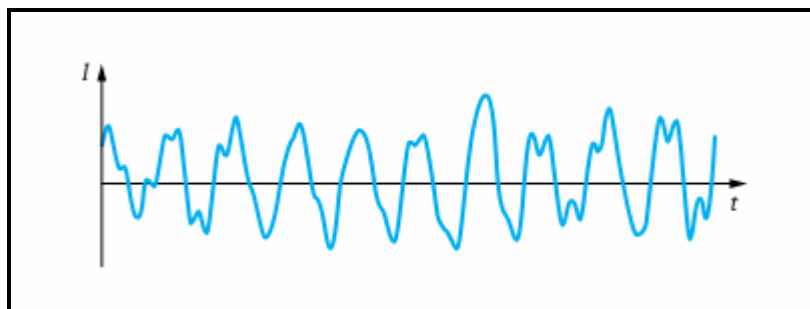


Fig V.2: Allure temporelle du courant absorbé par le four

### V.3 L'élaboration du modèle et de la simulation :

Dans cette partie nous allons décrire le modèle mathématique utilisé du four à arc afin de l'introduire de notre simulation qui consiste à voir l'impacte des flicker sur la qualité de la tension du réseau électrique.

#### V.3.1 Le modèle du four :

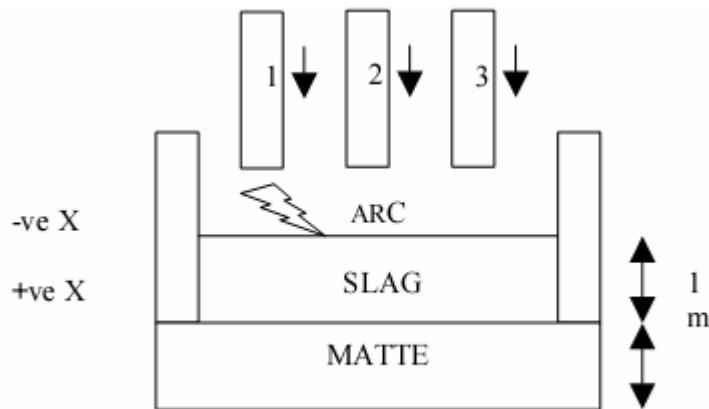


Fig V.3: Le modèle physique du four à arc

Cette figure nous montre le modèle physique du four à arc, il est composé de trois électrodes en mouvement vertical (haut et bas). Le diamètre de chacune de ces électrodes est environ 1.5 mètre avec un poids de 40 tonnes [22].

#### V.3.2 Résoudre les équations électriques du four à arc :

Pour la résolution de tout modèle électrique, des hypothèses sont prises pour faciliter la simulation et le travail. En ce qui concerne les équations du four à arc, il les faut analyser et utiliser les lois kirtchoff des courants et des tensions.

$R_{ij}$  : la résistance entre l'électrode  $i$  et l'électrode  $j$   $i, j=1, 2, 3 \quad i \neq j$

$R_i$  : la résistance entre les impuretés due à la fusion du métal et la matée (la résistance entre l'électrode et la matée)

$c_i$  : coefficient de la conductance varie entre 1et 100 siemens /m.

$G_i$  : étant la conductance entre les impuretés due à la fusion du métal et la matée.

$G_s$  : étant la conductance totale du les impuretés due à la fusion du métal varie entre 5 et 20 siemens

$$G_i = c_i \cdot x_i + G_s \quad (V.1)$$

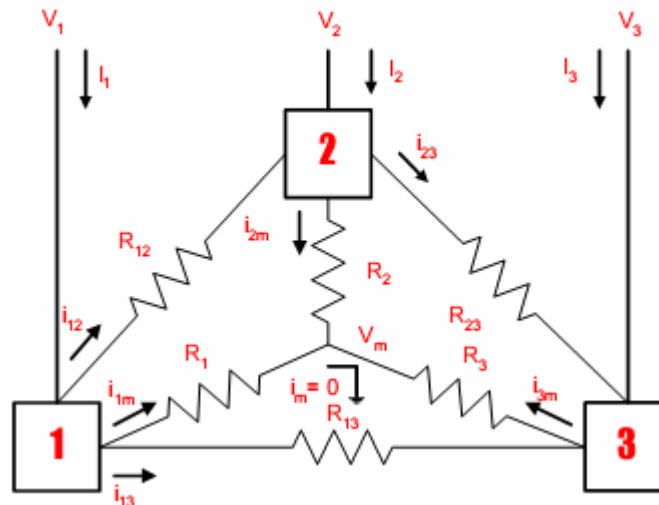


Fig V.4: Modèle électrique du four à arc

La figure ci-dessus l'existence de 4 nœuds un pour chaque électrode et le quatrième représente le neutre virtuel à la matre ( $V_m$ ). Avec l'utilisation de ces nœuds on peut déterminer le courant de chaque électrode :

$$[I_i] = [G_{ij}] \cdot [x_i] + [B_i] \quad (V.2)$$

Cette équation étant la forme matricielle des courants :

$[I_i]$  : est une matrice de dimension 3x1.

$[G_{ij}]$  : est matrice conductance de dimension 3x3.

$[B_i]$  : est la matrice des constantes de dimension 3x1.

### V.3.3 Les équations des nœuds

$$I_1 = G_{12}(V_1 - V_2) + G_1(V_1 - V_m) + G_{13}(V_1 - V_3) \quad (V.3)$$

$$I_2 = -G_{12}(V_1 - V_2) + G_2(V_2 - V_m) + G_{23}(V_2 - V_3) \quad (V.4)$$

$$I_3 = G_3(V_3 - V_m) - G_{13}(V_1 - V_3) + G_{23}(V_2 - V_3) \quad (V.5)$$

$$G_1(V_1 - V_m) + G_2(V_2 - V_m) + G_3(V_3 - V_m) = 0 \quad (V.6)$$

$$V_m = \frac{G_1.V_1 + G_2.V_2 + G_3.V_3}{G_1 + G_2 + G_3} \quad (\text{V.7})$$

### V.3.4 Calcul des courants :

Supposant que les trois courants vont se comporter de la même manière, donc on aura :

➤ **Le courant  $I_1$  :**

$$I_1 = \frac{1}{G_{tot}} \left[ \begin{array}{l} x_1.(2.V_1.c_1(G_s + G) - V_2.c_1(G_s + G) - V_3.c_1(G_s + G) + c_1c_2x_2(V_1 - V_2) + c_1c_3x_3(V_1 - V_3)) \\ + x_2.(V_1c_2(G_s + 2G) - V_2.c_2(G_s + G) - V_3.c_2G) \\ + x_3.(V_1.c_3(G_s + 2G) - V_2.c_3G - V_3.c_3(G_s + G)) \\ + (2.V_1 - V_2 - V_3).(G_s^2 + 3.GG_s) \end{array} \right] \quad (\text{V.8})$$

➤ **Le courant  $I_2$  :**

$$I_2 = \frac{1}{G_{tot}} \left[ \begin{array}{l} x_1.(-.V_1.c_1(G_s + G) - V_2.c_1(G_s + 2G) - V_3.c_1G) \\ + x_2.(-.V_1.c_2(G_s + G) + V_2.c_2(G_s + G) - V_3.c_3(G_s + G) + c_2c_3.x_3(V_2 - V_3) + c_1c_2x_1(V_2 - V_1)) \\ + x_3.(-.V_1.c_3.G - V_2.c_3(G_s + G) - V_3.c_3(G_s + G)) \\ + (-.V_1 + 2V_2 - V_3).(G_s^2 + 3.GG_s) \end{array} \right] \quad (\text{V.9})$$

➤ **Le courant  $I_3$  :**

$$I_3 = \frac{1}{G_{tot}} \left[ \begin{array}{l} x_1.(-.V_1.c_1(G_s + G) - V_2.c_1(G_s + 2G) - V_3.c_1G) \\ + x_2.(-.V_1.c_2(G_s + G) + V_2.c_2(G_s + G) - V_3.c_3(G_s + G) + c_2c_3.x_3(V_2 - V_3) + c_1c_2x_1(V_2 - V_1)) \\ + x_3.(-.V_1.c_3(G_s + G) - V_2.c_3(G_s + G) + 2V_3.c_3(G_s + G) + c_1c_3.x_3(V_3 - V_1) + c_2c_3x_2(V_3 - V_2)) \\ + (-.V_1 - V_2 - 2V_3).(G_s^2 + 3.GG_s) \end{array} \right] \quad (\text{V.10})$$

$I_i$  : étant le courant secondaire de chacune des trois phase  $i=1, 2, 3$

Et :

$$G_{tot} = c_1.x_1 + c_2.x_2 + c_3.x_3 + 3G_s \quad (\text{V.11})$$

### V.3.5 Description de la simulation :

Afin d'illustrer l'influence des flickers sur le réseau électrique, nous avons tester le model isolé sans qu'il soit interconnecté au réseau électrique. La simulation a donnée les résultats suivants :

#### V.3.5.1 Modèle du Four :

Dans notre modélisation, on a exprimé le changement de la distance des électrodes du four à arc par une équation (V.12) composée de deux terme, le premier représente la position fixe des électrodes et le second terme représente la modulante (la variation de la position).

$$x_i = X_i + m(t) \quad i=1, 2,3 \quad (\text{V.12})$$

$x_i$  : La distance du l'électrode  $i$

$m(t)$  : La modulante de la position des électrodes.

$X_i$  : La position fixe de l'électrode  $i$

Le modèle détaillé se trouve à **l'annexe 4**

Nous avons utilisé SIMULINK du logiciel MATLAB, pour modéliser le changement de la distance des électrodes, nous avons pris le cas où la modulante varie d'une façon **sinusoïdale** et le cas où la modulante varie d'une façon **aléatoire** (utilisation du bloc Random).

#### V.3.6.1.1 variation sinusoïdale de la modulante :

Dans cette figure, On peut exprimer la variation de la distance des électrodes par l'équation suivante :

$$x_i = X_i + m(t) = X_i + Xm_i \cdot \cos(w_m \cdot t) \quad (\text{V.13})$$

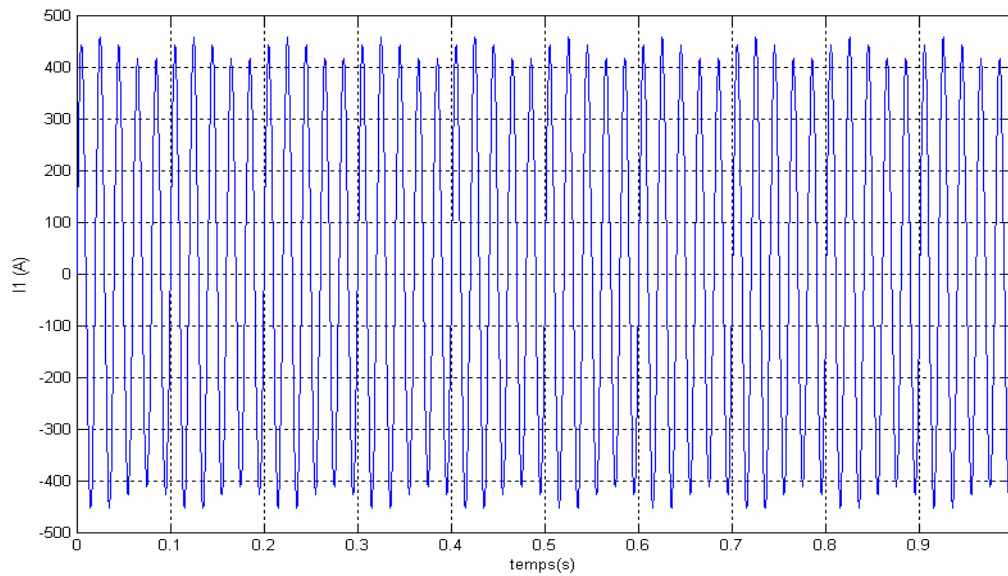
$Xm_i$  : l'amplitude de la modulante



$w_m$  : La fréquence de la modulante

Voici les résultats de la simulation :

➤ **Le courant au primaire de transformateur du four :**



**Fig V.5:** Le courant au primaire de transformateur du four en fonction du temps.

➤ **Le courant au secondaire de transformateur du four :**

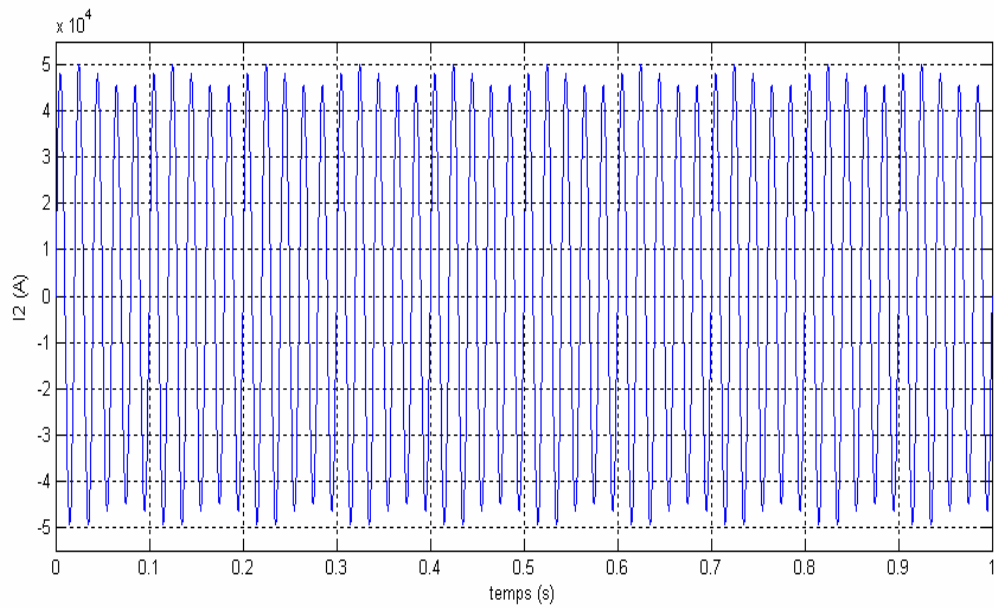


Fig V.6: Le courant au secondaire de transformateur du four en fonction du temps.

➤ **La tension au niveau de point de raccordement du four**

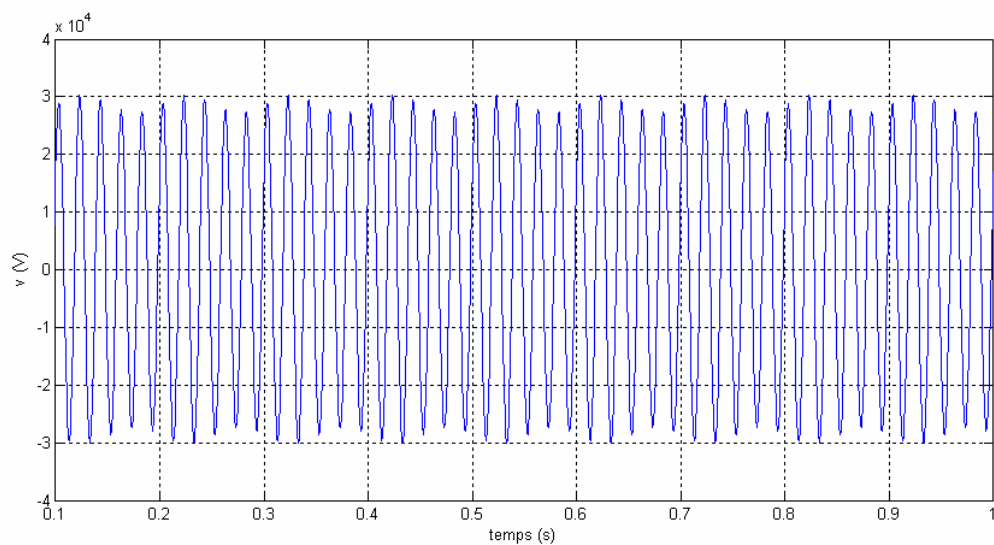


Fig V.7: La tension au point de raccordement du four en fonction du temps.

**V.3.6.1.2 Variation aléatoire de la modulante :**

Dans ce cas de figure la variation de la modulante est aléatoire

➤ **Le Courant au primaire de transformateur du four :**

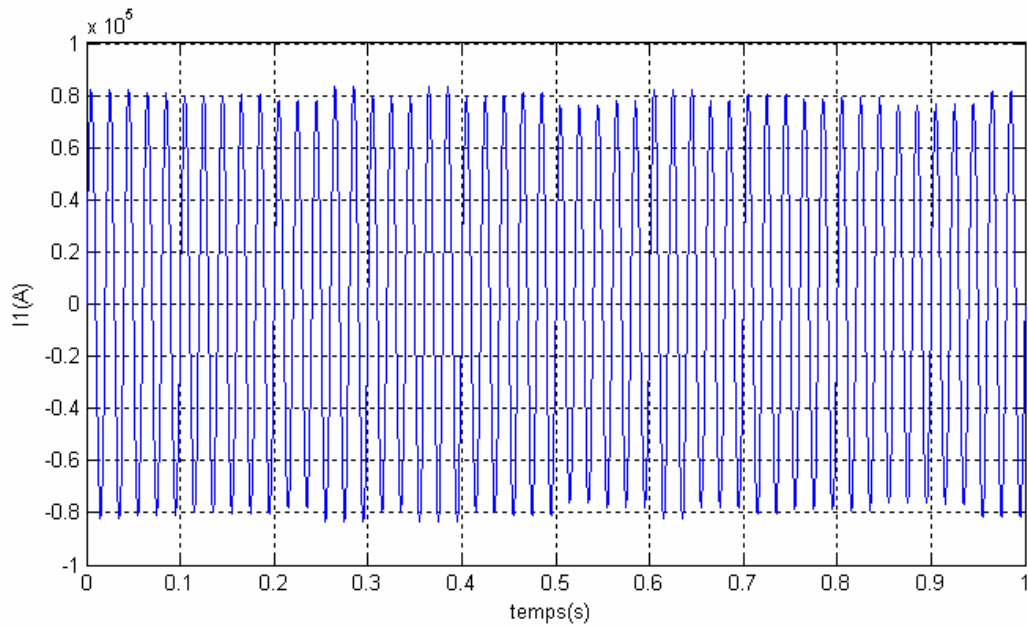


Fig V.8: Le Courant au primaire de transformateur du four

➤ La valeur efficace du courant au primaire

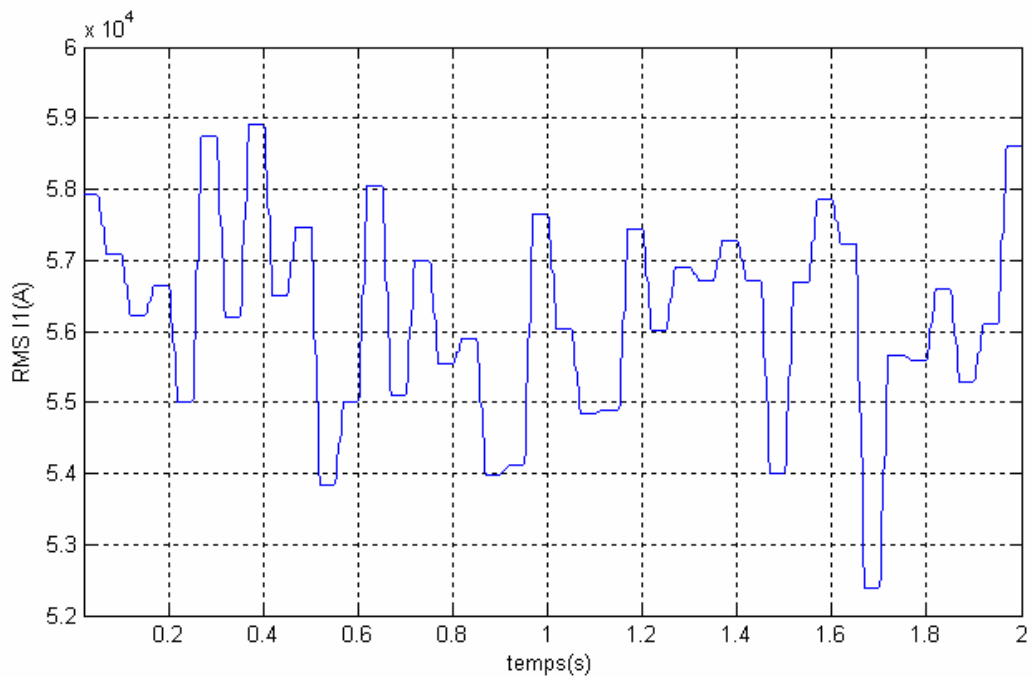


Fig V.9: La valeur efficace du courant au primaire en fonction du temps.

➤ Le courant au secondaire de transformateur du four :

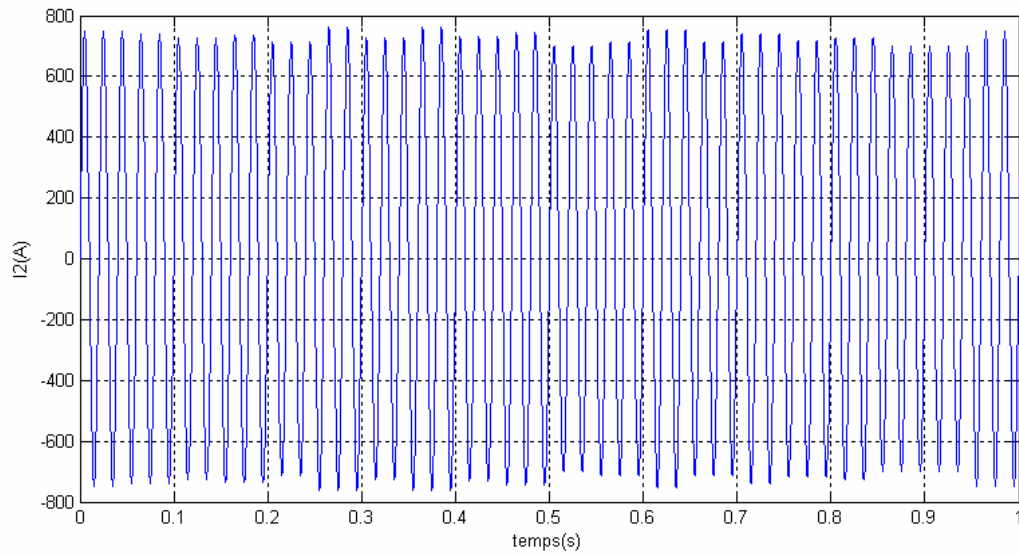


Fig V.10: Le courant au secondaire de transformateur du four

➤ La valeur efficace du courant au secondaire

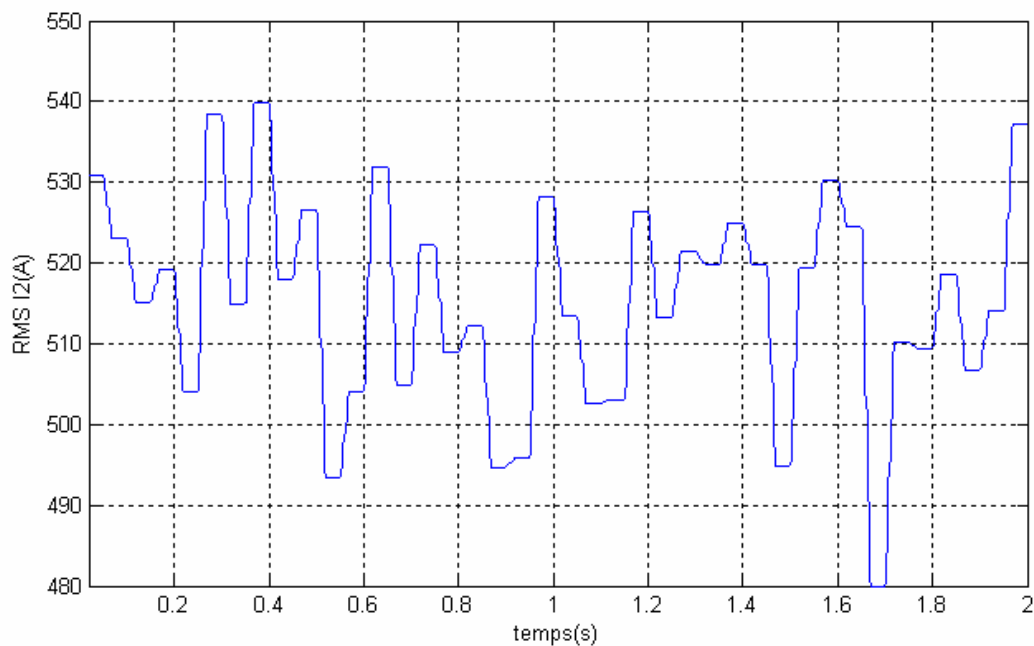


Fig V.11: Le courant au secondaire en fonction du temps.

➤ La tension au point de raccordement

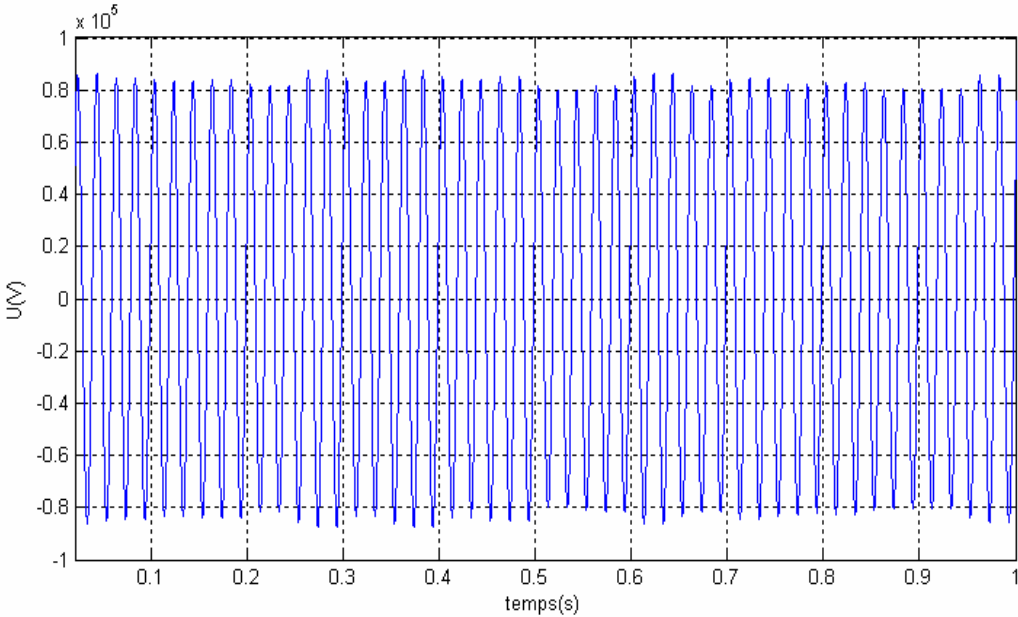


Fig V.12: La tension au point de raccordement en fonction du temps.

➤ La valeur efficace de la tension :

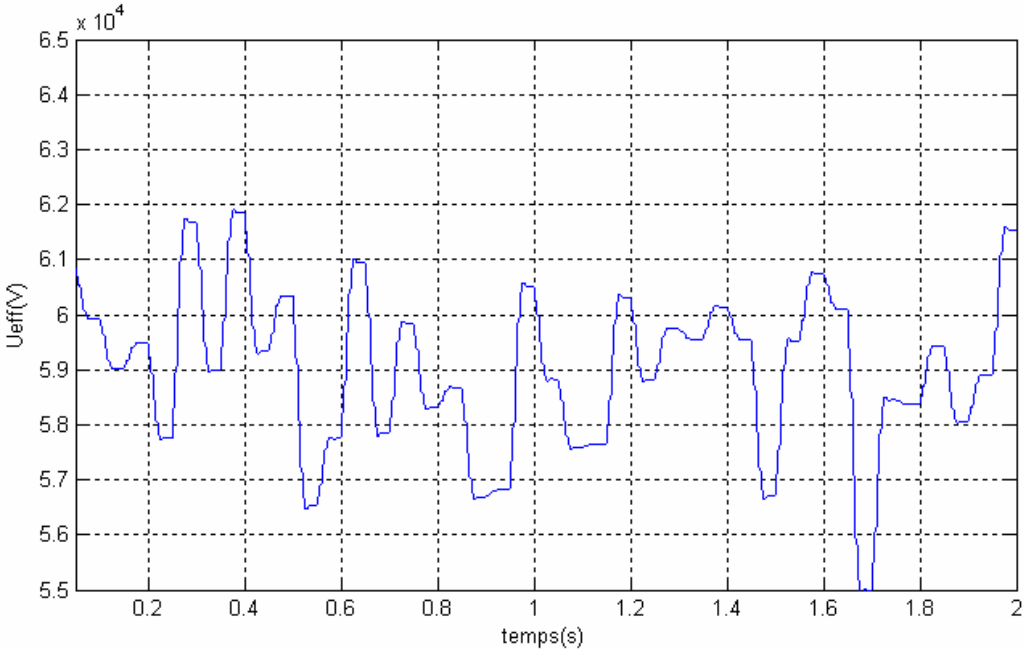
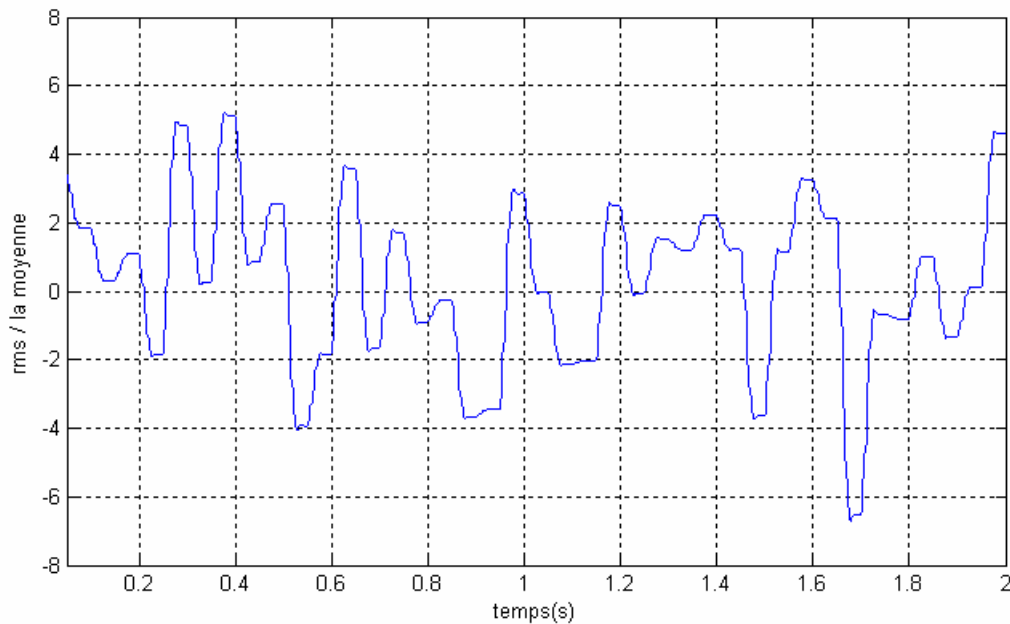


Fig V.13: La valeur efficace de la tension de source en fonction du temps.

### ➤ La variance



**Fig V.14:** La variance de la tension au oint de raccordement en fonction du temps.

### V.4 Conclusion :

Le flicker est le phénomène de papillotement des sources lumineuses, dû aux fluctuations de tension de l'alimentation électrique. Il peut gêner les personnes dans les ateliers, les bureaux, les locaux d'habitation en amenant une fatigue visuelle et nerveuse. Il peut concerner simultanément un grand nombre de personnes.

Les générateurs de flicker sont nombreux et peuvent être très puissants (fours à arc en aciérie). Il est très important de les connaître, sachant que des variations de tension de moins de 1 % peuvent apporter une gêne. Leur identification est une nécessité car le flicker est souvent difficile à supprimer sur un réseau existant. Il est donc important d'analyser les risques potentiels de flicker dès la pré étude d'une installation et de prévoir, dès la conception du réseau, les solutions permettant de s'en affranchir.

# *CHAPITRE VI :*

## *Solutions et remèdes*

## **VI.1 Introduction :**

La qualité de l'électricité est devenue un sujet stratégique pour les compagnies d'électricité, les personnels d'exploitation, de maintenance ou de gestion de sites tertiaires ou industriels, et les constructeurs d'équipements, essentiellement pour les raisons suivantes :

- La nécessité économique d'accroître la compétitivité pour les entreprises.
- La généralisation d'équipements sensibles aux perturbations de la tension et/ou eux-mêmes générateurs de perturbations.

Le coût des perturbations (coupures, creux de tension, harmoniques, surtensions atmosphériques...) est élevé. Ces coûts doivent prendre en compte le manque à produire, les pertes de matières premières, la remise en état de l'outil de production, la non-qualité de la production, les retards de livraison. Le dysfonctionnement ou l'arrêt de récepteurs prioritaires tels que les ordinateurs, l'éclairage et systèmes de sécurité peuvent mettre en cause la sécurité des personnes (hôpitaux, balisage des aéroports, locaux recevant du public, immeubles de grande hauteur...).

D'où le but de ce chapitre, nous allons présenter les solutions envisagées et optimales afin de réduire les perturbations et améliorer la qualité de l'énergie.

Les solutions peuvent être mises en œuvre pour :

- corriger un dysfonctionnement dans une installation,
- agir de façon préventive en vue du raccordement de charges polluantes,
- mettre en conformité l'installation par rapport à une norme ou à des recommandations du distributeur d'énergie,
- réduire la facture énergétique (réduction de l'abonnement en kVA, réduction de la consommation).



## VI.2 Les harmoniques :

Trois orientations sont possibles pour les supprimer, ou au moins réduire leur influence :

### VI.2.1 Réduction des courants harmoniques générés :

- **Inductance de ligne :**

Une inductance triphasée est placée en série avec l'alimentation (ou intégrée dans le bus continu pour les convertisseurs de fréquence). Elle réduit les harmoniques de courant de ligne (en particulier ceux de rang élevés) donc la valeur efficace du courant absorbé ainsi que la distorsion au point de raccordement du convertisseur.

Il est possible de l'installer sans intervenir sur le générateur d'harmoniques et d'utiliser des inductances communes à plusieurs variateurs. [2]

- **Utilisation de redresseurs dodécaphasés :**

Cette solution permet, par combinaison des courants, d'éliminer au primaire les harmoniques de rang les plus bas tels que 5 et 7 (souvent les plus gênants car de plus fortes amplitudes). Elle nécessite un transformateur à deux secondaires, l'un en étoile, l'autre en triangle, et permet de ne générer que les harmoniques de rang  $12k \pm 1$ .

- **Appareils à prélèvement sinusoïdal :**

Cette méthode consiste à utiliser des convertisseurs statiques dont l'étage redresseur exploite la technique de commutation MLI qui permet d'absorber un courant sinusoïdal. [4]

### VI.2.2 Modification de l'installation :

- Protections et surdimensionnement des condensateurs
- Immuniser les charges sensibles à l'aide de filtres.
- Augmenter la puissance de court-circuit de l'installation
- Déclasser des équipements.
- Confiner les charges polluantes.

En premier, il faut raccorder les équipements sensibles aussi près que possible de leur source d'alimentation. Ensuite, il faut identifier puis séparer les charges polluantes des charges sensibles, par exemple en les alimentant par des sources séparées ou par des transformateurs dédiés. Tout cela en sachant que les solutions qui consistent à agir sur la structure de l'installation sont, en général, lourdes et coûteuses.

### VI.2.3 Filtrage :

- **Le filtrage passif :**

Il consiste à réaliser une impédance faible aux fréquences à atténuer grâce à l'agencement de composants passifs (inductance, condensateur, résistance). Cet ensemble est placé en dérivation sur le réseau. Plusieurs filtres passifs en parallèle peuvent être nécessaires pour filtrer plusieurs composantes. Le dimensionnement des filtres harmoniques doit être soigné : un filtre passif mal conçu peut conduire à des résonances dont l'effet est d'amplifier des fréquences qui n'étaient pas gênantes avant son installation. [5]

- **Le filtrage actif :**

Un filtre actif compense les perturbations présentes sur le réseau en injectant des harmoniques de même intensité mais en opposition de phase. Pour cela, il met en oeuvre des convertisseurs de puissance asservis aux niveaux harmoniques mesurés sur le réseau. La commande d'un filtre actif s'adapte donc en permanence aux variations des harmoniques à compenser. Il existe deux types de filtres actifs et les filtres séries. (Figure VI.1 et figure VI.2) [24].

- **Le filtrage hybride :**

Il est composé d'un filtre actif et d'un filtre passif accordé sur le rang de l'harmonique prépondérant et qui fournit l'énergie réactive nécessaire.

### VI.2.4 Les disjoncteurs :

Les harmoniques peuvent provoquer des déclenchements intempestifs des dispositifs de protection, pour les éviter il convient de bien choisir ces appareils. Les disjoncteurs peuvent être équipés de deux types de déclencheurs, magnétothermiques ou électroniques.

## Chapitre VI : Les solutions pour améliorer la qualité d'énergie.

Les premiers cités sont surtout sensibles aux harmoniques par leurs capteurs thermiques qui appréhendent bien la charge réelle imposée aux conducteurs par la présence des harmoniques. De ce fait ils sont bien adaptés à leur usage, essentiellement domestique et industriel, sur les circuits de petites intensités.

Les seconds, selon leur mode de calcul des intensités véhiculées, peuvent présenter le risque de déclenchement intempestif, aussi il convient de bien choisir ces appareils et de veiller à ce qu'ils mesurent la valeur efficace vraie du courant (RMS). De tels appareils présentent alors l'avantage de mieux suivre l'évolution de la température des câbles notamment dans le cas de charges à fonctionnement cyclique car leur mémoire thermique est plus performante que celle des bilames à chauffage indirect.

### IV.2.5 Le déclassement

Cette solution, applicable à certains équipements comme les transformateurs, les lignes et aussi les moteurs est une réponse facile et souvent suffisante à la gêne occasionnée par les harmoniques.

Filtre	Principe	Caractéristiques
<b>Passif</b>	<p>Dérivation par un circuit LC accordé sur chaque fréquence harmonique à éliminer.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Pas de limites en courant harmonique.</li> <li>■ Compensation d'énergie réactive assurée.</li> <li>■ Elimination d'un ou plusieurs rangs harmoniques (habituellement : 5, 7, 11). Un filtre pour un ou deux rangs à compenser.</li> <li>■ Risque d'amplification des harmoniques en cas de modification du réseau.</li> <li>■ Risque de surcharge par pollution extérieure.</li> <li>■ Filtre « réseau » (global).</li> <li>■ Etude au cas par cas.</li> </ul>
<b>Actif</b>	<p>Génération d'un courant annulant tous les harmoniques créés par la charge.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Solution bien adaptée au filtrage « machine » (local)</li> <li>■ Filtrage sur une large bande de fréquence (élimination des harmoniques des rangs 2 à 25).</li> <li>■ Auto-adaptatif : <ul style="list-style-type: none"> <li>□ modification du réseau sans influence,</li> <li>□ s'adapte à toutes variations de charge et de spectre harmonique,</li> <li>□ solution évolutive et souple en fonction de chaque type de charge.</li> </ul> </li> <li>■ Etude simplifiée.</li> </ul>
<b>Hybride</b>		<p>Cumule les avantages des solutions filtrage passif et actif et couvre un large domaine de puissance et de performances :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Filtrage sur une large bande de fréquences (élimination des harmoniques de rangs 2 à 25).</li> <li>■ Compensation d'énergie réactive.</li> <li>■ Grande capacité de filtrage en courant.</li> <li>■ Bonne solution technico-économique pour un filtrage « réseau ».</li> </ul>

### **VI.3- Les creux de tension et coupure :**

L'architecture du réseau, les automatismes de réalimentation, le niveau de fiabilité des matériels, la présence d'un système de contrôle-commande ainsi que la politique de maintenance jouent un rôle important dans la réduction et l'élimination des temps de coupure. Pour choisir une solution efficace, il faut avant tout réaliser un bon diagnostic. Par exemple, au point de couplage commun (entrée électrique du client), il est important de savoir si le creux de tension provient de l'installation du client (avec augmentation correspondante de l'intensité) ou du réseau (sans augmentation).

Différents types de solutions existent :

#### **VI.3.1 Réduction du nombre de creux de tensions et de coupures :**

Les distributeurs peuvent prendre certaines dispositions telles que la fiabilisation des ouvrages (maintenance préventive ciblée, renouvellement, mise en souterrain), la restructuration des réseaux (raccourcissement de la longueur des départs). Ils peuvent aussi, au sein des réseaux à neutre impédant, remplacer des disjoncteurs déclencheurs-réenclencheurs automatiques par des disjoncteurs shunt qui ont le gros avantage de ne pas provoquer de coupures sur le départ avarié en cas de défaut fugitif à la terre (réduction du nombre de coupures brèves).

Ces disjoncteurs provoquent l'extinction des défauts fugitifs à la terre en annulant pendant au moins 300 ms la tension aux bornes du défaut par la mise à la terre de la seule phase en défaut au niveau du jeu de barres du poste source.

#### **VI.3.2 Réduction de la durée et de la profondeur des creux de tension :**

- **Au niveau du réseau :**
  - Augmentation des possibilités de bouclage (interrupteur de bouclage).
  - Amélioration du niveau de performance des protections électriques (organes télécommandés en réseau, téléconduite, installation des parafoudres...).
  - Augmentation de la puissance de court circuit du réseau.

▪ **Au niveau des équipements :**

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

**VI.3.3 Insensibilisation des installations industrielles et tertiaires :**

Le principe général de désensibilisation contre les creux de tension et les coupures est de compenser le manque d'énergie par un dispositif à réserve d'énergie intercalé entre le réseau et l'installation. Cette réserve doit avoir une autonomie supérieure à la durée du défaut de tension dont on veut se protéger. [4]

Les informations nécessaires au choix du dispositif d'insensibilisation sont :

- Qualité de la source (niveau maximal de perturbations présent)
- Exigences des récepteurs (sensibilité dans le plan durée-profondeur)

**VI.3.4 L'arrêt propre :**

Si un arrêt est acceptable, l'impossibilité d'une remise en marche non contrôlée est particulièrement indiquée lorsqu'un redémarrage intempestif présente un risque pour l'opérateur sur machine (scie circulaire, machine tournante) ou pour le matériel (cuve de compression encore sous pression ou étalement des redémarrages dans le temps de compresseurs de climatiseurs, pompes à chaleur ou de groupes frigorifiques) ou pour l'application (nécessité de contrôler le redémarrage de la fabrication). Un redémarrage automatique du procédé peut être ensuite assuré par un automate selon une séquence de redémarrage préétablie quand les conditions sont redevenues normales.

**VI.4 Les fluctuations de tension :**

Les fluctuations produites par les charges industrielles peuvent affecter un grand nombre de consommateurs alimentés par la même source. L'amplitude de la fluctuation

dépend du rapport entre l'impédance de l'appareil perturbateur et celle du réseau d'alimentation. Les solutions consistent à :

- **Changer de mode d'éclairage** : Les lampes fluorescentes ont une sensibilité plus faible que les lampes à incandescence.
- **Installer une alimentation sans interruption** : Elle peut être économique lorsque les utilisateurs perturbés sont identifiés et regroupés.
- **Modifier le perturbateur** : Le changement du mode de démarrage de moteurs à démarrages fréquents permet par exemple de réduire les surintensités.
- **Modifier le réseau**
  - Augmenter la puissance de court circuit en raccordant les circuits d'éclairage au plus près du point de l'alimentation.
  - Eloigner « électriquement » la charge perturbatrice des circuits d'éclairage en alimentant la charge perturbatrice par un transformateur indépendant.
- **Utiliser un compensateur automatique** : Cet équipement réalise une compensation en temps réel phase par phase de la puissance réactive. Le flicker peut être réduit de 25 % à 50 %.
- **Placer une réactance série** : En réduisant le courant appelé, une réactance en aval du point de raccordement d'un four à arc peut réduire de 30 % le taux de flicker [4].

### VI.5 Déséquilibre :

Les solutions consistent à :

- Équilibrer les charges monophasées sur les trois phases.
- Diminuer l'impédance du réseau en amont des générateurs de déséquilibre en augmentant les puissances des transformateurs et la section des câbles.
- Prévoir une protection adaptée des machines,
- Utiliser des charges L, C judicieusement raccordées (montage de Steinmetz).

## **VI.6 Les surtensions :**

Obtenir une bonne coordination d'isolement c'est réaliser la protection des personnes et des matériels contre les surtensions avec le meilleur compromis technico-économique. [11]  
Elle nécessite:

- de connaître le niveau et l'énergie des surtensions pouvant exister sur le réseau,
- de choisir le niveau de tenue aux surtensions des composants du réseau permettant de satisfaire aux contraintes,
- d'utiliser des protections quand cela est nécessaire.

En fait, les solutions à retenir dépendent du type de surtensions rencontrées.

### **VI.6.1 Surtensions temporaires**

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

### **VI.6.2 Surtensions de manœuvre :**

- Limiter les transitoires provoqués par la manœuvre de condensateurs, par l'installation de self de choc, résistances de pré insertion.
- Placer des inductances de ligne en amont des convertisseurs de fréquence pour limiter les effets des surtensions transitoires.
- Utiliser des disjoncteurs de branchement différentiels et sélectif (type « S ») en BT et des disjoncteurs de type « si » ( $I\Delta n = 30 \text{ mA}$  et  $300 \text{ mA}$ ). Leur emploi évite les déclenchements intempestifs dus à des courants de fuite transitoires : surtensions atmosphériques, de manœuvre, mise sous tension de circuits fortement capacitifs à la terre (filtres capacitifs reliés à la terre, réseaux de câbles étendus...) qui s'écoulent dans le réseau en aval du DDR (Dispositif à courant Différentiel Résiduel) par les capacités à la terre du réseau.

### VI.6.3 Surtensions atmosphériques

➤ Protection primaire

Elle protège le bâtiment et sa structure contre les impacts directs de la foudre (paratonnerres, cages maillées (Faraday), câbles de garde / fil tendu).

➤ Protection secondaire

Elle protège les équipements contre les surtensions atmosphériques consécutives au coup de foudre. Des parafoudres (de moins en moins des éclateurs) sont installés sur les points des réseaux HT et en MT particulièrement exposés et à l'entrée des postes MT/BT

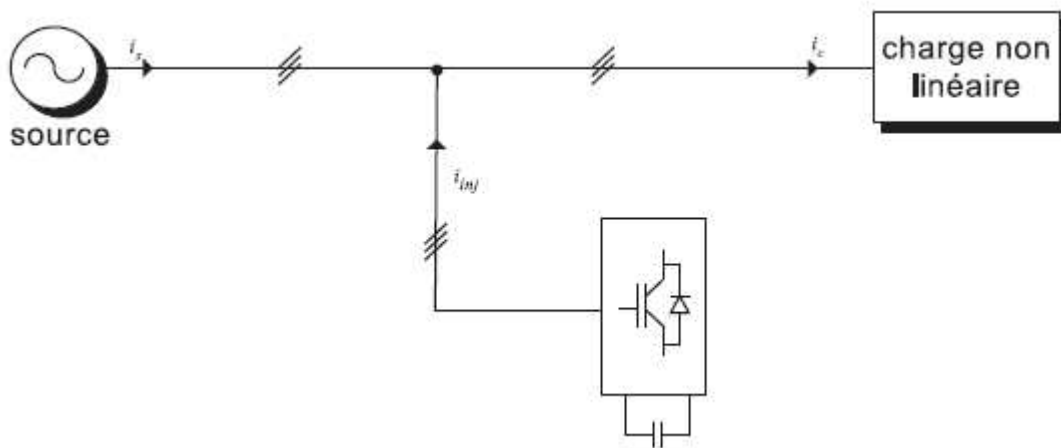


Figure VI.1 : Filtre active parallèle

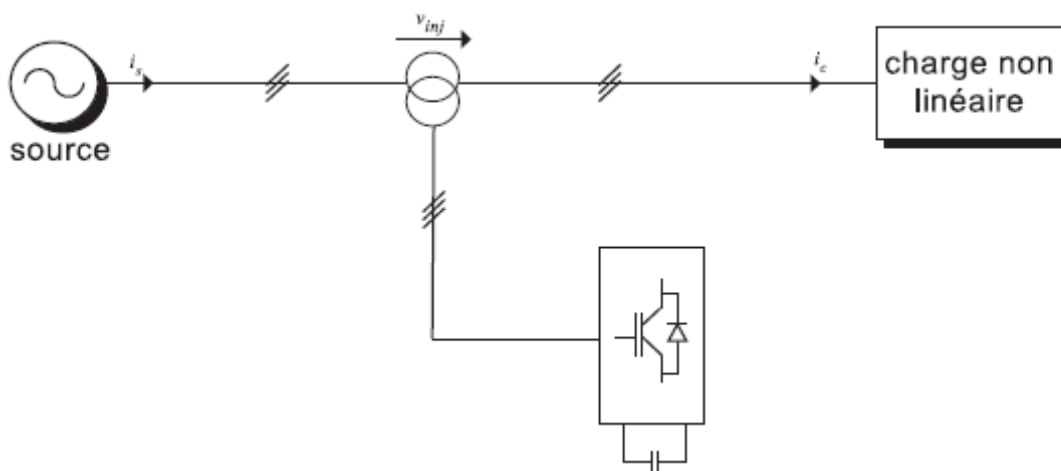


Figure VI.2 : Filtre active série





## **Conclusion générale et perspectives:**

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

Ces perturbations ont des conséquences différentes selon le contexte économique et le domaine d'application : de l'inconfort à la perte de l'outil de production, voire même à la mise en danger des personnes.

Cependant, les perturbations ne doivent pas être subies comme une fatalité car des solutions existent. Leur définition et leur mise en œuvre dans le respect des règles de l'art, ainsi que leur maintenance par des spécialistes permettent une qualité d'alimentation personnalisée adaptée aux besoins de l'utilisateur.

Le travail effectué dans ce présent mémoire a pour objet d'illustrer l'impact de la dégradation de la qualité d'énergie sur le plan technique, normatif et économique.

Dans le chapitre 1 nous avons définie et donné les paramètres qui constituent ce que nous appelons la qualité d'énergie, cette notion très importante qui ne cesse d'attirer plusieurs pôles de la recherche scientifique et du management. L'influence de ces paramètres à savoir : les harmoniques, les creux de tension, les flickers est très considérable et peut engendrer des défaillances et des pertes dans le réseau distributeur ou consommateur.

L'évaluation de la qualité d'énergie, revient à évaluer chaque coté et partie constituante, d'où l'intérêt du chapitre 2 qui décrit avec précision les normes et les mesures correspondantes. Avec le développement de la concurrence qui devient de plus en plus rude, l'application des critères normatifs est devenu plus qu'une recommandation, une nécessité.

Dans le chapitre 3, 4,5 nous avons établie des simulations avancées en intégrant des paramètres et des données exactes délivrées par la société SONELGAZ, et le client CEVITAL. Nous avons constaté que la manifestation des harmoniques sur le réseau électrique est non seulement locale au réseau du perturbateur mais peut se propager à travers des clients voisins propre et passif et à travers la source elle-même. L'impact de cette perturbation est loin d'être négligeable, les conséquences se traduisent par la dégradation et le vieillissement des équipements utilisés, et sur le plan économique et monétique par la hausse des dépenses supplémentaires, on peut les classer en dépenses liées à la facturation et la taxation, et dépense

liées à la maintenance et l'achat de nouveaux équipements. Les perturbations engendrées par les creux de tension et les flickers sont de même importance, ces derniers peuvent causer la détérioration du matériels : décrochage des moteurs, réchauffements supplémentaires...bien sûr l'impact est d'ordre technique et monétique.

Dans le chapitre 6, on a décrit et énoncé quelques solutions techniques afin de minimiser ou d'éliminer les perturbations dans réseau électriques. Pour terminer nous allons proposer quelques perspectives que nous jugeons intéressantes, on les a partagé en deux catégories : perspectives pour l'amélioration de notre étude et l'ajout d'autre angles de visions, et des perspectives d'ordre technique, économique et normatif.

❖ Perspectives d'amélioration :

- Dans notre étude, nous avons pris le cas de deux clients connectés à une seule source, pour se rapprocher du cas réel du comportement du réseau électrique, nous devons travailler dans une zone plus étendue, en faisant participer plusieurs clients et éléments du réseau électrique, car on peut considérer ce dernier comme un système complexe en interaction permanente.
- Améliorer les hypothèses de notre étude (application du principe du rasoir d'ockam), en prenant en compte par exemple les phénomènes de foisonnement.
- Effectuer les mesures nécessaires au niveau des points de raccordement est très intéressant et utile pour permettre de mieux améliorer l'étude et faire la comparaison avec les résultats de la simulation

❖ Perspectives d'ordre optimisation :

- Il est nécessaire de prendre de nouvelles initiatives pour élaborer un nouveau système de tarification et taxation permettant de pénaliser les perturbateur du réseau électrique.
- Penser à élaborer une nouvelle norme qui sera plus adaptée au réseau électrique algérien et conforme aux buts et objectif de SONELGAZ, vu que la norme CEI ou IEEE prend en considération que la protection des équipements utilisés et non pas le mode de tarification et les dépense supplémentaires.

## BIBLIOGRAPHIE

---

- [1] D. Ould Abedslam, " *Technique neurométrique pour la commande dans les systèmes électriques : application au filtrage actif parallèle dans les réseaux basse tension* ", Thèse de Doctorat d'Etat, Université de Haut Alsace, décembre 2005, France.
- [2] P. Ferracci, " *La Qualité de l'énergie électrique* ", Cahier technique de Schneider Electric CT 199, édition février 2001.
- [3] P. Deflandre & P. Mouras, " *Les harmoniques sur les réseaux électriques* " Edition. Eyrolles, 1998
- [4] E. Bettega & J.N. Fiorina " *Harmoniques : convertisseurs propres et composteurs actifs*, Cahier technique de Schneider Electric CT 183.
- [5] C. Collonobet & J.M. Lupin & J. Shcnoek, " *Perturbation harmoniques dans les réseaux pollués et leur traitement I* ", Cahier technique de Schneider Electric CT 152, édition février 2001.
- [6] I. Etxeberria-otadui, " *Les systèmes électronique de puissance dédiés à la distribution électrique : Application à la qualité d'énergie* ", Thèse de Doctorat d'Etat, Institut nationale polytechnique de Grenoble, septembre 2003.
- [7] H. Kouara, " *Application d'un filtre actif série au contrôle de la tension d'un réseau basse tension* ", thèse de Magister, Université de Batna, 2006, Alger.
- [8] R. Boufassa, & O. Mekarnia " *Modélisation et commande d'un UPFC utilisé en filtrage des courants harmoniques d'un réseau électrique* ", Mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique, ENP, juin 2007.
- [9] C. Prévé. " *Les réseaux électriques industriels 2* ", collection Lavoisier, 2005
- [10] R. Calva, " *Les perturbations électriques en BT* ", Cahier technique de Schneider Electric CT 141.

## BIBLIOGRAPHIE

---

- [11] D. Fulchiron, "*Surtension et coordination de l'isolement*", Cahier technique de Schneider Electric CT 151, édition décembre 1992.
- [12] R. Wierda, "*flicker ou scintillement des sources lumineuses*", Cahier technique de Schneider Electric CT 151, édition décembre 1992.
- [13] CEI 61000-4-15, Compatibilité électromagnétique, partie 4 "*Flickermètre-spécification fonctionnement et conception*", Septembre 1998.
- [14] M.Allali, "*Contribution à l'Etude des Compensateurs Actifs des Réseaux électriques Basse tension*", Thèse de Doctorat, Université de Luis Pasteur-Strasbourg, 2002.
- [15] CEI 61000-4-7, Compatibilité électromagnétique, partie 4-7 "*Technique d'essai et de mesure –Guide général relatif aux mesures d'harmoniques et d'interharmoniques*", Janvier 2003.
- [16] A. Robert, "*La Qualité d'électricité dans le marché libéralisé*", Séminaire Université de Liège, décembre 2007.
- [17] CEI 61000-4-30, Compatibilité électromagnétique, partie 4-30 "*Techniques d'essai et de mesure, Méthode de mesure de la qualité d'alimentation*", Août 2003..
- [18] J. Courault & G. Preville, J. Sanht, "*Fluctuation de tension et flicker- évaluation et atténuation (partie I)*", ", Document de Technique d'ingénieur, traité génie électrique D4 315.
- [19] R.Achouri & M.Hidouh, "*Commande vectorielle de la machine asynchrone*", Mémoire d'ingénieur d'état en électrotechnique, ENP, juin 2007.
- [20] O.Ondel, "*Diagnostic par reconnaissance des formes : Application à un ensemble Convertisseur-machine asynchrone*", Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lyon,. France, 2006.
- [21] R.Ott, "*Qualité de la tension-Fluctuations et Flicker*", Document de Technique D'ingénieur, traité génie électrique D 4 263.

## BIBLIOGRAPHIE

---

- [22] B.Boulet & G.Lalli, M.Ajersch, "*Modeling and Control of an Electric Arc Furnace*",  
Centre for Intelligent Machines, Université de McGill , Montréal, Québec, Canada
- [23] Wildi & Sybille, "*Electrotechnique*", 4<sup>e</sup> édition de Boeck.
- [24] T.Debu, "*Lignes aériennes, paramètres électriques*", Document de Technique  
D'ingénieur, traité génie électrique D 4 463.

# ANNEXE 1

## 1- Paramètres de la machine asynchrone :

Les paramètres de la machine asynchrone à cage d'écureuil que nous avons utilisé dans nos simulations sont :

- Puissance nominale : ***1.1 kW***
- Tension nominale : ***230/400 V***
- Vitesse nominale : ***1410 tr/mn***
- Fréquence : ***50 Hz***
- Courant nominale : ***3.64/6.31A***
- Résistance d'une phase statorique :  $R_s$  ***4.85 \Omega***
- Résistance d'une phase rotorique :  $R_r$  ***3.805 \Omega***
- Inductance cyclique statorique :  $L_s$  ***0.274 H***
- Inductance cyclique rotorique :  $L_r$  ***0.274 H***
- Mutuelle cyclique stator rotor :  $L_m$  ***0.258 H***
- Nombres de paires de pôles :  $p$  ***2***
- Moment d'inertie :  $J$  ***0.031 kg.m^2***
- Coefficient de frottement :  $f_l$  ***0.001136 kg.m^2/S***
- Rendement nominale :  $\eta_n$  ***0.78***
- Facteur de puissance nominale :  $F_p$  ***0.8***



## 2-Paramètres électriques des groupes moteurs :

	<b>Groupe Moteur1 2x 200 HP</b>	<b>Groupe Moteur2 2x 150 HP</b>	<b>Groupe Moteur3 2x 125 HP</b>	<b>Groupe Moteur4 2x 200 HP</b>
<b>Puissance (HP)</b>	200	450	375	200
<b>Te (N.m)</b>	891.7	2605	1114	891.7
<b>Rs (ohm)</b>	0.08675	0.0214	0.0694	0.08675
<b>Xts (ohm)</b>	0.2	0.0284	0.16	0.2
<b>Xm (ohm)</b>	6.795	1.938	5.435	6.795
<b>Xtr (ohm)</b>	0.0685	0.0277	0.0548	0.0685
<b>Rr (ohm)</b>	0.1645	0.04815	0.1316	0.1645
<b>J (kg.m<sup>2</sup>)</b>	4.93	18.6	6.16	4.93
<b>Paire de pôles</b>	2	2	2	2
<b>Friction</b>	0	0	0	0

## 3- Tableau récapitulatif des puissances de court circuit :

	<b>Défaut monophasé</b>				<b>Défaut triphasé</b>			
	<b>220 kV</b>		<b>60 kV</b>		<b>220 kV</b>		<b>60 kV</b>	
	<b>Icc(A)</b>	<b>S(MVA)</b>	<b>Icc(A)</b>	<b>S(MVA)</b>	<b>Icc(A)</b>	<b>S(MVA)</b>	<b>Icc(A)</b>	<b>S(MVA)</b>
<b>Poste Complexe Verrier</b>	3200	704	6000	360	11600	4418	14000	1454
<b>Poste de L'Arbaa</b>	6000	1320	9000	540	11000	4190	25000	2597

#### 4- Caractéristique technique de la ligne :

*Longueur* : 3km

*Résistance* : 0.1  $\Omega / km$

*La réactance* : 0.42  $\Omega / km$

*La capacité* : 8.64e  $\mu F / km$

**Donc :**

$$R=0.1 \times 3 = 0.3\Omega$$

$$X=0.42 \times 3 = 1.26\Omega \Rightarrow L= 4.01Mh$$

$$C=8.64 \times 3 = 25,38\mu F$$

#### 5- Caractéristique technique de Transformateur HT du client :

Tension de court-circuit :  $U_{CC}=11\%$

Résistance de fuite ramenée au primaire :  $R_t = 1.089\Omega$

Réactance de fuite ramenée au primaire:  $X_t = 9.839\Omega \Rightarrow L_t = 31.318 mH$

Résistance de la branche magnétisante :  $R_m = 103.k\Omega$

Réactance de la branche magnétisante :  $X_m = 20.6.k\Omega \Rightarrow L_m = 65.56H$

#### 6- Caractéristique technique de la puissance de client :

**PMA : 8MW**

**PMD : 30MW**

Dans notre simulation on a utilisé

La PMA, donc :

$$P_{Charge} = 8MW, \cos \varphi = 0.877, Q_{Charge} = 4.4MVAR, S_{Charge} = 9.122MVA$$

# ANNEXE 2

## 1- Interprétation analytique et mathématique des résultats :

Pour que notre étude prenne plusieurs angles d'analyse et de visions, nous avons fait une étude théorique et explicative de tous les résultats présentés ci-dessus :

➤ La tension au poste client ( $V_{pc}$ ) :

$$Z = R + j.(X + X_{cc}).n \quad n = \frac{f_n}{f} \quad \text{(III.18)}$$

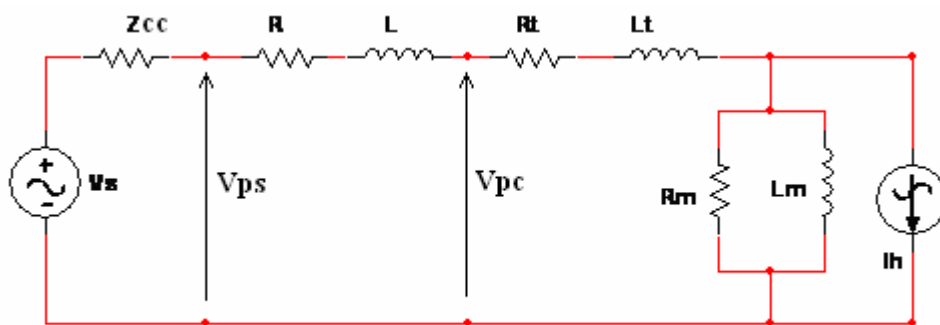
$$Z_t = R_t + j.X_t.n \quad \text{(III.19)}$$

$$Z_m = R_m // L_m \quad \text{(III.20)}$$

$$\begin{cases} V_{pc1} = \frac{(Z_t Z_m).V_s - Z.Z_m.I_1}{Z_t + Z + Z_m} \\ V_{pcn} = \frac{-Z.Z_m.I_n}{Z + Z_t + Z_m} \end{cases} \quad \text{Pour } n > 1 \quad \text{(III.21)}$$

$$\text{Puisque } Z_m \gg Z \Rightarrow V_{pcn} = -Z.I_n \quad \text{(III.22)}$$

➤ La tension à la source ( $V_{ps}$ ) :



$$Z_{cc} = j.X_{cc}.n \quad \text{(III.23)}$$

$$Z_l = R + j.X.n \quad \text{(III.24)}$$

$$Z_t = R_t + j.X_t.n \quad (\text{III.25})$$

$$Z_m = R_m // L_m \quad (\text{III.26})$$

$$\begin{cases} V_{ps1} = \frac{(Z_l + Z_t + Z_m).V_s - Z_{cc}.Z_m.I_1}{Z_{cc} + Z_t + Z_l + Z_m} \\ V_{psn} = \frac{-Z_{cc}.Z_m.I_n}{Z_l + Z_t + Z_l + Z_m} \end{cases} \quad \text{Pour } n > 1 \quad (\text{III.27})$$

$$Z_m \gg Z_{cc} \Rightarrow V_{psn} = -Z_{cc}.I_n \quad (\text{III.28})$$

Donc la distorsion de la tension de la source est inférieure à celle au poste client

(Puisque  $Z_{cc} < Z$ )

## 2- Facteur de déclassement :

### 2-1 Transformateur :

Pour prémunir les transformateurs contre les effets des courants harmoniques, on détermine un facteur K selon la norme UTE C15-112 :

$$K = \frac{1}{\sqrt{1 + 0.1 \left[ \sum_{h=2}^{40} h^{1.6} . T_h^2 \right]}} \quad \text{avec } T_h = \frac{I_h}{I_1}$$

Et on calcule la puissance admissible dans le transformateur par  $S_{adm} = K.S_{nominale}$

### 2-2 Câble de puissance :

Les câbles sont dimensionnés pour supporter un courant efficace  $I_{eff}$ . La présence des composantes harmoniques se traduit par une nécessité de déclassement à 50Hz de courant admissible.

$$k = \frac{1}{\sqrt{1 + \left( \frac{TDH_i}{100} \right)^2}}$$

# ANNEXE 3

## **Le modèle de PARK :**

Un modèle dynamique de la MAS, doit être connu pour comprendre et élaborer effets des creux de tension sur les moteurs asynchrones. On peut dire que le modèle dynamique de la MAS doit être une bonne approximation du modèle réel ; de plus, il doit contenir tous les effets dynamiques importants rencontrés durant les régimes permanent et transitoire.

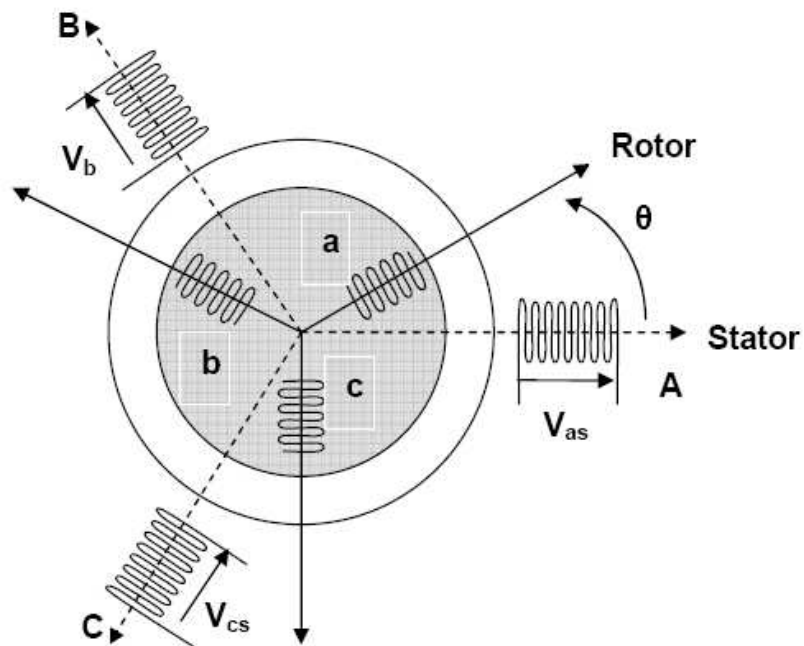
## **Hypothèses simplificatrices :**

La modélisation de la Machine Asynchrone est établie sous les hypothèses Simplificatrices suivantes [3] :

- L'entrefer est d'épaisseur uniforme et l'effet d'encochage est négligeable.
- Nous supposons que nous travaillons en régime non saturé.
- Nous négligeons le phénomène d'hystérésis, les courants de Foucault et l'effet de peau.
- Les résistances des enroulements ne varient pas avec la température.

Le stator est formé de trois enroulements fixes décalés dans l'espace de  $120^\circ$  et traversés par trois courants variables.

Le rotor peut être modélisé par trois enroulements identiques décalés dans l'espace de  $120^\circ$ . Ces enroulements sont court-circuités et la tension à leurs bornes est nulle. Nous posons  $\theta$  l'angle électrique entre la phase A statorique et la phase a rotorique.



(Fig IV.1): Modèle de la machine asynchrone

### Equations des tensions et des flux :

Les équations des tensions statoriques, écrites dans un référentiel stationnaire lié stator, peuvent être exprimées, en utilisant la notation matricielle, par

$$[V_s] = [R_s] \cdot [I_s] + \frac{d}{dt} [\Phi_s] \quad (1.1)$$

Les équations des tensions rotoriques, écrites dans un référentiel tournant lié au rotor, peuvent être exprimées par :



$$[0] = [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d}{dt} [\Phi_r] \quad (1.2)$$

$$\text{où : } [V_s] = \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix}; \quad [I_s] = \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix}; \quad [I_r] = \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \end{bmatrix}; \quad [\Phi_s] = \begin{bmatrix} \Phi_{as} \\ \Phi_{bs} \\ \Phi_{cs} \end{bmatrix};$$

$$[\Phi_r] = \begin{bmatrix} \Phi_{ar} \\ \Phi_{br} \\ \Phi_{cr} \end{bmatrix}; \quad [R_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}; \text{ et } [R_r] = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}$$

Les flux statoriques et rotoriques instantanés par phase, sont donnés par :

$$[\Phi_s] = [L_{ss}] \cdot [I_s] + [M_{sr}] \cdot [I_r] \quad (1.3)$$

$$[\Phi_r] = [L_{rr}] \cdot [I_r] + [M_{sr}]^t \cdot [I_s] \quad (1.4)$$

$$\text{où } [L_{ss}] = \begin{bmatrix} l_s & M_s & M_s \\ M_s & l_s & M_s \\ M_s & M_s & l_s \end{bmatrix}; \quad [L_{rr}] = \begin{bmatrix} l_r & M_r & M_r \\ M_r & l_r & M_r \\ M_r & M_r & l_r \end{bmatrix}$$

$$\text{et } [M_{sr}] = M_{sr} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta + 2\pi/3) & \cos(\theta - 2\pi/3) \\ \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos\theta & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ \cos(\theta + 2\pi/3) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos\theta \end{bmatrix}$$

En mettant (1.3) et (1.4) dans, respectivement, (1.1) et (1.2), nous obtenons les deux expressions suivantes :

$$[V_s] = [R_s] \cdot [I_s] + [L_{ss}] \frac{d}{dt} [I_s] + \frac{d}{dt} \{ [M_{sr}] \cdot [I_r] \} \quad (1.5)$$

$$[0] = [R_r] \cdot [I_r] + [L_{rr}] \frac{d}{dt} [I_r] + \frac{d}{dt} \{ [M_{sr}]^t \cdot [I_s] \} \quad (1.6)$$

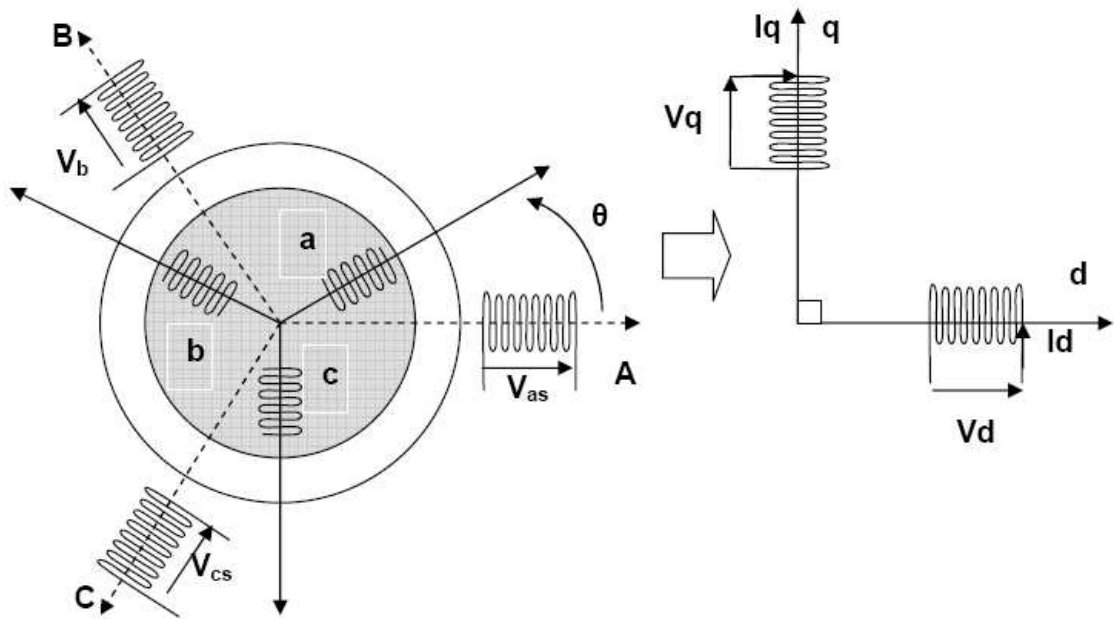
Cette mise en équation aboutit à des équations différentielles à coefficients variables ((1.5) et (1.6)). L'étude analytique du comportement du système est alors relativement laborieuse, vu le grand nombre de variables.

On utilise alors des transformations mathématiques qui permettent de décrire le comportement de la machine à l'aide d'équations différentielles à coefficients constants.

Les transformations utilisées doivent conserver la puissance instantanée et la réciprocité des inductances mutuelles. Ceci permet d'établir une expression du couple électromagnétique dans le repère correspondant au système transformé et qui reste valable pour la machine réelle. Parmi les transformations utilisées, on cite celle de R.H.Park.

### **Modèle de Park de la Machine Asynchrone :**

Afin d'obtenir des coefficients constants dans les équations différentielles, la transformation de Park est utilisée. Cette transformation est ancienne (1929) et si elle redevient à l'ordre du jour, c'est tout simplement parce que les progrès de la technologie des composants permettent maintenant de la réaliser en temps réel.

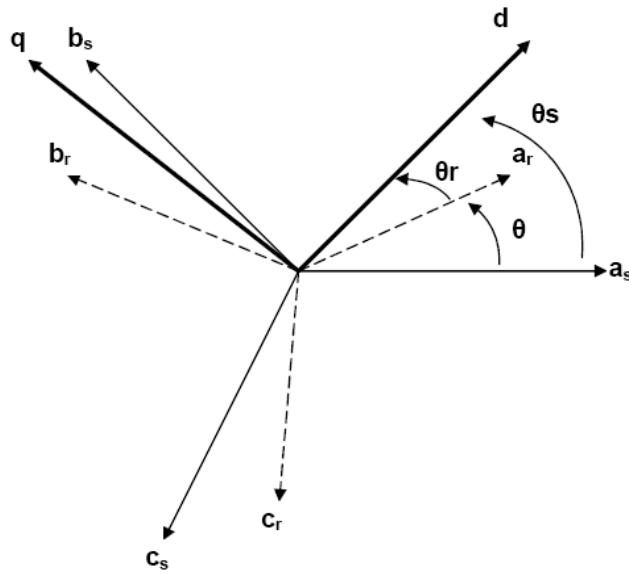


(Fig IV.2): Modèle de Park de la machine asynchrone

### Transformation de Park :

La transformation de Park est constituée d'une transformation triphasée – diphasée suivie d'une rotation. Elle permet de passer du repère **abc** vers le repère mobile **dq**.

Pour chaque ensemble de grandeurs (statoriques et rotoriques), on applique la transformation de Park. Pour simplifier les équations, et par conséquent le modèle, les repères de la transformation de Park des grandeurs statoriques et celle des grandeurs rotoriques doivent coïncider. En effet, si l'on note par  $\theta_s$  (resp. par  $\theta_r$ ) l'angle de la transformation de Park des grandeurs statoriques (resp. rotoriques) (**figure 1.3**), ceci se fait en liant les angles  $\theta_s$  et  $\theta_r$  par la relation :  $\theta + \theta_r = \theta_s$ .



(Fig IV.3): Les repères de la transformation de Park

Les amplitudes directe (**d**) et en quadrature (**q**) des grandeurs statoriques et rotoriques sont fictives ; les équivalences pour ces grandeurs avec les grandeurs par phase sont comme suit [2]

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_0 \end{bmatrix} = c \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta_s) & \cos(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta_s) & -\sin(\theta_s - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_s + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix} = [P(\theta_s)] \cdot \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix} \quad (1.8)$$

$$\begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix} = c \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & -\sin(\theta_r) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_0 \end{bmatrix} = [P^{-1}(\theta_r)] \cdot \begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (1.9)$$

Où  $C = \sqrt{\frac{2}{3}}$

### Application aux équations des tensions :

Appliquons la transformation de Park ((1.8) et (1.9)) à l'expression (1.1) :

$$[P^{-1}(\theta_s)] \cdot [V_{sdq}] = [R_s] \cdot [P^{-1}(\theta_s)] \cdot [I_{sdq}] + \frac{d}{dt} \{ [P^{-1}(\theta_s)] \cdot [\Phi_{sdq}] \} \quad (1.11)$$

En multipliant les deux membres de l'égalité par  $[P(\theta_s)]$  et en simplifiant, nous trouvons

$$[V_{sdq}] = [R_s] \cdot [I_{sdq}] + \frac{d}{dt} [\Phi_{sdq}] + [P(\theta_s)] \frac{d}{dt} [P^{-1}(\theta_s)] \cdot [\Phi_{sdq}] \quad (1.12)$$

### Application aux équations des flux :

Appliquons la transformation de Park ((1.8) et (1.9)) à l'expression (1.3) :

$$[P^{-1}(\theta_s)] \cdot [\Phi_{sdq}] = [L_{ss}] \cdot [P^{-1}(\theta_s)] \cdot [I_{sdq}] + [M_{sr}] \cdot [P^{-1}(\theta_r)] \cdot [I_{rdq}] \quad (1.18)$$

Soit:

$$[\Phi_{sdq}] = [P(\theta_s)] \cdot [L_{ss}] \cdot [P^{-1}(\theta_s)] \cdot [I_{sdq}] + [P(\theta_s)] \cdot [M_{sr}] \cdot [P^{-1}(\theta_r)] \cdot [I_{rdq}] \quad (1.19)$$

En introduisant les inductances cycliques :

$$L_s = l_s - M_s$$

$$L_m = \frac{3}{2} \cdot M_{sr}$$

$$L_r = l_r - M_r$$

L'expression devient alors :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{ds} \\ \Phi_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 \\ 0 & L_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_m & 0 \\ 0 & L_m \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Phi_{dr} \\ \Phi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_r & 0 \\ 0 & L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_m & 0 \\ 0 & L_m \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \end{bmatrix}$$

De manière générale, les équations des tensions et des flux de la MAS, écrites dans le plan  $dq$ ,

➤ **Equations des tensions :**

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot I_{ds} + \frac{d\Phi_{ds}}{dt} - \frac{d\theta_s}{dt} \cdot \Phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s \cdot I_{qs} + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} + \frac{d\theta_s}{dt} \cdot \Phi_{ds} \\ 0 = R_r \cdot I_{dr} + \frac{d\Phi_{dr}}{dt} - \frac{d\theta_r}{dt} \cdot \Phi_{qr} \\ 0 = R_r \cdot I_{qr} + \frac{d\Phi_{qr}}{dt} + \frac{d\theta_r}{dt} \cdot \Phi_{dr} \end{cases}$$

➤ **Equations des flux :**

$$\begin{cases} \Phi_{ds} = L_s \cdot I_{ds} + L_m \cdot I_{dr} \\ \Phi_{qs} = L_s \cdot I_{qs} + L_m \cdot I_{qr} \\ \Phi_{dr} = L_r \cdot I_{dr} + L_m \cdot I_{ds} \\ \Phi_{qr} = L_r \cdot I_{qr} + L_m \cdot I_{qs} \end{cases}$$

Cependant, nous pouvons simplifier ces équations encore en choisissant un référentiel particulier pour  $\mathbf{dq}$ .

- **Référentiel lié au synchronisme** : dans ce cas, la vitesse repère  $\mathbf{dq}$  est la vitesse du synchronisme  $\omega_s$  (vitesse du champ tournant), donc  $\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s$  et  $\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - \omega$ .

Le système d'équations (1.27) devient alors :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot I_{ds} + \frac{d\Phi_{ds}}{dt} - \omega_s \cdot \Phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s \cdot I_{qs} + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} + \omega_s \cdot \Phi_{ds} \\ 0 = R_r \cdot I_{dr} + \frac{d\Phi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \cdot \Phi_{qr} \\ 0 = R_r \cdot I_{qr} + \frac{d\Phi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega) \cdot \Phi_{dr} \end{cases}$$

**Mise sous forme d'équations d'état :**

Il est nécessaire de représenter le modèle non linéaire de la machine asynchrone sous forme d'équations d'état. Nous considérons les flux rotoriques, les courants statoriques et la pulsation mécanique comme variables d'état. L'équation mécanique de la MAS est donnée par :

$$J \cdot \frac{d\Omega}{dt} = C_e - C_r$$

Où  $C_r$  est le couple résistant incluant les frottements et le couple de charge.

En utilisant les expressions (1.28), (1.31) et (1.39) et après arrangement, nous aurons le système suivant :

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{dI_{ds}}{dt} &= \frac{1}{\sigma \cdot L_s} \left[ -\left(R_s + \frac{L_m^2}{L_r \cdot T_r}\right) \cdot I_{ds} + \sigma \cdot L_s \cdot \omega_s \cdot I_{qs} + \frac{L_m}{L_r \cdot T_r} \cdot \Phi_{dr} + \frac{L_m}{L_r} \cdot \omega \cdot \Phi_{qr} + V_{ds} \right] \\ \frac{dI_{qs}}{dt} &= \frac{1}{\sigma \cdot L_s} \left[ -\sigma \cdot L_s \cdot \omega_s \cdot I_{ds} - \left(R_s + \frac{L_m^2}{L_r \cdot T_r}\right) \cdot I_{qs} - \frac{L_m}{L_r} \cdot \omega \cdot \Phi_{dr} + \frac{L_m}{L_r \cdot T_r} \cdot \Phi_{qr} + V_{qs} \right] \\ \frac{d\Phi_{dr}}{dt} &= \frac{L_m}{T_r} \cdot I_{ds} - \frac{1}{T_r} \cdot \Phi_{dr} + (\omega_s - \omega) \cdot \Phi_{qr} \\ \frac{d\Phi_{qr}}{dt} &= \frac{L_m}{T_r} \cdot I_{qs} - (\omega_s - \omega) \cdot \Phi_{dr} - \frac{1}{T_r} \cdot \Phi_{qr} \\ \frac{d\omega}{dt} &= \frac{P^2}{J} \cdot \frac{L_m}{L_r} (\Phi_{dr} \cdot I_{qs} - \Phi_{qr} \cdot I_{ds}) - \frac{P}{J} \cdot C_r \end{aligned} \right.$$

Où

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s \cdot L_r}$$

Est le facteur de dispersion.

$$T_r = \frac{L_r}{R_r}$$

Est la constante du temps rotorique



# ANNEXE 5

## Un exemple d'analyseur du réseau électrique (C.A 8352 Chauvin Arnoux) :

Le C.A 8352 est un appareil d'analyse de réseaux électriques (harmonique, puissance, EN 50160, flicker...). D'utilisation intuitive, la programmation et la lecture s'effectuent par effleurement de leur écran tactile, sous un environnement Windows particulièrement convivial.



Le C.A 8352 comprend les fonctions d'analyse FFT et le mode oscilloscope pour visualisation des courbes. Ensuite, la configuration de l'appareil est définie par l'utilisateur suivant l'option choisie :

- Analyse de puissance / surveillance « RMS hp » (half-period) des valeurs minimales, maximales et moyennes calculées sur une demi-période (soit 10 ms) sur la période d'intégration fixée (option 1) ;
- Mesure de flicker / analyse normative EN 50160 (option 2) ;
- Enregistrement de transitoires (option 3) ;
- Data logger : enregistrement de données analogiques (option 4)
- Localisation et enregistrement des signaux de contrôle et de télécommande (option 5)
- Option « Symétrie » affichant des valeurs directes, indirectes et homopolaires en U et I, et indiquant le déséquilibre du système en tension et courant / mesure et surveillance des impédances de charge et de court-circuit sur chaque phase du réseaux électrique (option 6)

- Communication à distance par réseaux ETHERNET des différents écrans graphiques et des données enregistrées (option 7)

Le logiciel (+ câble USB) permet de générer et d'éditer les rapports de données.

Encore plus de performances...

- Mémoire de travail relevée à 10GB sur disque dur interne
- Écran graphique LCD de 10 pouces
- Fréquence d'échantillonnage passant à 38,4kHz  
...et davantage de critères de mesure.