

Titre: Étude de la pénétration harmonique dans un réseau basse tension
Title: par la méthode Monte Carlo

Auteur: Luis Daniel Bellomo
Author:

Date: 2005

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Bellomo, L. D. (2005). Étude de la pénétration harmonique dans un réseau basse tension par la méthode Monte Carlo [Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie. <https://publications.polymtl.ca/7590/>
Citation:

Document en libre accès dans PolyPublie

Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/7590/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Guy Olivier
Advisors:

Programme: Non spécifié
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

**ÉTUDE DE LA PÉNÉTRATION HARMONIQUE DANS UN RÉSEAU BASSE
TENSION PAR LA MÉTHODE MONTE CARLO**

LUIS DANIEL BELLOMO

**DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL**

**MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION DU
DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE ÉLECTRIQUE)**

AOÛT 2005



Library and
Archives Canada

Published Heritage
Branch

395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Bibliothèque et
Archives Canada

Direction du
Patrimoine de l'édition

395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Your file *Votre référence*
ISBN: 978-0-494-16756-4

Our file *Notre référence*
ISBN: 978-0-494-16756-4

NOTICE:

The author has granted a non-exclusive license allowing Library and Archives Canada to reproduce, publish, archive, preserve, conserve, communicate to the public by telecommunication or on the Internet, loan, distribute and sell theses worldwide, for commercial or non-commercial purposes, in microform, paper, electronic and/or any other formats.

The author retains copyright ownership and moral rights in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

In compliance with the Canadian Privacy Act some supporting forms may have been removed from this thesis.

While these forms may be included in the document page count, their removal does not represent any loss of content from the thesis.

AVIS:

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque et Archives Canada de reproduire, publier, archiver, sauvegarder, conserver, transmettre au public par télécommunication ou par l'Internet, prêter, distribuer et vendre des thèses partout dans le monde, à des fins commerciales ou autres, sur support microforme, papier, électronique et/ou autres formats.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur et des droits moraux qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

Conformément à la loi canadienne sur la protection de la vie privée, quelques formulaires secondaires ont été enlevés de cette thèse.

Bien que ces formulaires aient inclus dans la pagination, il n'y aura aucun contenu manquant.

**
Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

**ÉTUDE DE LA PÉNÉTRATION HARMONIQUE DANS UN RÉSEAU BASSE
TENSION PAR LA MÉTHODE MONTE CARLO**

présenté par : BELLOMO Luis Daniel
en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées
a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de:

M. MAHSEREDJIAN Jean, Ph.D., président

M. OLIVIER Guy, Ph.D., membre et directeur de recherche

M. LUC-DÉSIRÉ Adjengue, Ph.D., membre

Je dédie ce mémoire,
À mes chers parents et ma femme Adriana.

RÉSUMÉ

Pour pouvoir développer des solutions au problème des harmoniques, il faut utiliser un logiciel capable de représenter correctement toutes les parties du réseau et calculer les distorsions de tension (THD), et les fréquences de résonance du réseau.

Grâce à la propriété linéaire des circuits électriques, on peut calculer la réponse à chaque harmonique d'un signal d'excitation donné. Ainsi, il est possible de traiter chaque harmonique de façon séparée.

Le processus est le suivant :

- Etablir un circuit équivalent pour chaque harmonique,
- Trouver les tensions et courants pour chaque harmonique,
- Calculer la réponse totale comme une addition des réponses individuelles aux différents harmoniques.

Tous les logiciels d'analyse harmonique sont basés sur la représentation en fréquence de l'impédance d'un réseau et sur l'injection des harmoniques générés par un dispositif électronique représenté comme une source de courant placée au point de connexion au réseau.

Le convertisseur utilisé comme source harmonique est simulé, dans *la première partie* du travail, selon son comportement temporel. On fait varier de façon stochastique, à l'aide de la simulation Monte Carlo, un ensemble de paramètres du circuit qui affecteront les formes finales des ondes de courant.

En utilisant la transformation rapide de Fourier dans les formes d'ondes qui résultent à la sortie du convertisseur, on obtient un ensemble des modules des harmoniques caractérisés par une moyenne et un écart type.

Dans la *deuxième partie* du projet, on simule le fonctionnement d'un grand ensemble d'ordinateurs, sources d'harmoniques ; les ordinateurs sont branchés par l'intermédiaire d'un transformateur de trois enroulements à un réseau de distribution de 13.2kV.

Pour simuler le fonctionnement de l'ensemble des ordinateurs, on fera varier les modules des harmoniques injectés selon la loi stochastique déjà déterminée dans la première partie, de même que le déphasage, le rapport de transformation et les autres composants du réseau en utilisant une simulation du type Monte Carlo.

De cette façon, pour une simulation correcte il faut :

- Utiliser un logiciel de calcul de répartition de la puissance qui doit permettre la représentation triphasée et déséquilibrée; modéliser l'impédance de chaque composant du réseau en fonction de la fréquence. Ces composants sont :
 - ◆ source
 - ◆ transformateur
 - ◆ ligne
 - ◆ charge
 - ◆ convertisseur
- Réaliser un logiciel auxiliaire qui permet de faire la variation statistique des paramètres du réseau. La génération de nombres aléatoires permet de varier les paramètres et l'angle de phase du transformateur, le rapport de transformation, etc. Cette partie peut être intégrée dans le logiciel auxiliaire qui contrôlera, de plus, le processus de simulation et la sortie des résultats.

L'implantation par ordinateur du calcul de pénétration harmonique inclut les points suivants :

- le calcul de la matrice d'admittance des composants aux fréquences d'intérêt,
- la formation de la matrice d'admittance du système aux fréquences d'intérêt,
- le calcul de la tension harmonique pour tous les noeuds du système, en considérant les injections comme des sources de courants.

Le logiciel de calcul de *la pénétration harmonique* utilisé dans le présent est l'ATP/EMTP (Logiciel EMTP version ATP). On contrôle les données d'entrée au ATP/EMTP pour chacune des simulations stochastiques, ainsi que la génération des fichiers de sortie graphique à l'aide d'un logiciel FORTRAN dédié spécifiquement au

projet (HRED). L'on visualise les sorties graphiques résultantes à l'aide du logiciel graphique GTPPLOT.

L'intégration d'un programme de calcul stochastique HRED au logiciel de calcul harmonique basé sur la version ATP/EMTP fait de l'ensemble un outil efficace pour la résolution de problèmes harmoniques du réseau.

En utilisant différents modèles de composants électriques, on peut bâtir un réseau équivalent avec lequel on étudie diverses configurations ou scénarios de la charge, des sources perturbatrices, en variations stochastiques ou non. L'on pourra de ce fait analyser leur impact sur la pollution harmonique du réseau.

L'un des principaux aspects de la présente recherche a été l'étude de sensibilité. L'utilité de ces simulations est encore plus grande lorsque les simulations sont faites avec des valeurs des paramètres qui ne sont pas exactes.

Dans tout le projet, l'on essaye, en le faisant varier, de quantifier l'influence d'un paramètre donné sur la THD de la tension. L'étude déterministe de sensibilité a été utilisé dans un premier temps suivi de l'étude stochastique de sensibilité, utilisant la simulation Monte Carlo. Les résultats et conclusions obtenus avec la méthode déterministe d'étude de la sensibilité ont été confirmés pour la méthode stochastique d'étude fondée sur la valeur moyenne et la valeur maximale. La valeur moyenne de la population a été le paramètre utilisé pour arriver aux conclusions de la présente étude ; cependant, pour évaluer les limites imposées par la norme IEEE519 , l'on se réfère aux valeurs maximales du THD.

Si l'on introduit un concept de planification, on peut utiliser par exemple les histogrammes de fréquence pour dessiner un système de filtrage efficace pour 95% des cas qui peuvent se présenter. En réalité, pour le 5% des cas dont on n'a pu tenir compte dans la modélisation du système de filtrage, il y a des valeurs maximales qui ne sont pas connues exactement et elles sont exprimées d'une façon stochastique. Ainsi, le filtre est bâti en fonction d'un THD pouvant conduire à un écart de 5%, ie à une efficacité de 95%.

$$THD_{5\%} \cong \overline{THD} + 2.\sigma_{THD}$$

Si l'on utilise les valeurs maximales trouvées dans les simulations stochastiques, elles sont également plus petites que les valeurs résultant des études déterministes.

Les études traditionnelles de pénétration harmonique, dites déterministes, impliquent une analyse des plus pessimistes avec pour fin d'obtenir le résultat le plus sûr. Ce qui résulte en un surdimensionnement du filtre. Pourtant, on peut arriver à un résultat similaire en quantifiant la probabilité d'occurrence des harmoniques et parvenir à un filtre également efficace mais certainement plus économique.

ABSTRACT

Widely used nonlinear electronic devices are the source of harmonic distortion level rising.

The impacts are shown over the shunt capacitors, transformers and generators.

The harmonic problems solution can be made either in a corrective or preventive way.

To solve harmonic problems it is necessary to develop software that is able to represent every different part of the electric network and to calculate the THD and resonance frequency in a singular network bus. As the electric circuits have linear properties, it is possible to calculate an independent response for each different harmonic. Then, each harmonic is individually analysed.

The process is the following:

- To build an equivalent circuit for each harmonic.
- To find the tensions and currents for each harmonic.
- To make up the total response as an addition of different harmonic response.

All harmonic analyse software are based on the network impedance frequency representation and the injection of generated harmonics by an electronic device that is shown like a source on the network connection point.

In the first part of the work, the used converter as a harmonic source is simulated according to its time behaviour. A circuit parameters set varies using the Monte Carlo simulation in a stochastic way. These parameters will affect the final form of courant waves.

Using the fast Fourier transform for the form waves at the converter exit, it gets a harmonic modules set characterized by its mean and standard deviation.

In the second part from the project, a great computer set function, which works as a harmonic source, is simulated. These computers are connected to a distribution network of 13.2 kV by a three winding transformer.

By using a Monte Carlo simulation, the computer set function will be simulated varying the injected harmonic modules according to the stochastic law defined in the first part, as well as the phase difference, the transformation ratio and the others network components.

In this way, for a correct simulation it is necessary:

To use load flow software that permit the three-phase and unbalanced representation.

To model the impedance of each power system component with its harmonic variation

- Source
- Transformer
- Line
- Load
- Converter

To build auxiliary software that is able to do the statistic variation of network parameters. This random number generation permit to vary in a random way the parameters as well as the transformer phase angle, the transformer ratio, etc. This part can be added to the auxiliary software that will control the simulation process and the exit results.

The methodology that does possible the computer implementation of the harmonic penetration calculation has the following steps:

- Calculation of the component admittance matrix at the interesting frequencies,
- Building of the system admittance matrix at the interesting frequencies,
- Calculation of the harmonic tension for all system nodes, being the injections as courant sources.

In this project, the ATP/EMTP (EMTP software, ATP version) is used to calculate the harmonic penetration. The enter data to ATP/EMPT are controlled for each stochastic simulation and the graphic file generation is controlled by a programme built for the project (HRED). The graphic exits are looked with the GTPPLOT graphic software.

An effective tool to solve harmonic problems on the network is got for the integration of a stochastic calculation module HRED with the current harmonic calculation software ATP/EMPT version.

An equivalent network can be built by using different electric components modules. This equivalent network is used to study either load configurations or load scenarios, perturbation sources, stochastic variation or nor of a determined electric component: and to analyse its impact on the harmonic pollution network.

One of the main aspects of this search has been the sensibility study made with the determined parameters variation and the fixation of other ones.

Throughout the project, it is analysed the parameter influence on the voltage THD with the parameter variation. Using at first the simple variation, and after the stochastic variation (MC simulation), it has been possible to look how many population elements were or were not favoured by a determined measure. Then, with the given stochastic study there is double information to answer what it is the parameter that produces a determined effect over the tension THD.

Conclusions were obtained using the mean value parameters but the maximal values are used to evaluate IEEE519 limit values.

If a concept of planning is introduced, the histograms of frequency can be used, for example, to design a system of filtering which can be effective for the 95% of the cases that can appeared. Actually, in the 5% of the cases which are not considered in the design of the filtering system, there are maximum values which are not known exactly, if not that are expressed by a stochastic way. Therefore, the filter is built in connection with a THD which has a possibility of the 5% of being exceeded, or what is the same one, to be effective 95% of the times.

$$THD_{5\%} \cong \overline{THD} + 2.\sigma_{THD}$$

(If one uses the maximum values found in stochastic simulations, they are also smaller than the values than one finds in the deterministic studies.)

The traditional studies of harmonic penetration, named deterministic, make calculate them in a possible more pessimistic way to obtain a surer but oversize result for the design of a filtering system. In addition, one can arrive at a result associated with the probability of occurrence of the harmonics and consequently, also effective and certainly more economic.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	V
ABSTRACT	IX
TABLE DES MATIÈRES.....	XIII
LISTE DES TABLEAUX.....	XVI
LISTE DES FIGURES.....	XIX
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS.....	XXII
CHAPITRE 1	
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 2	
MÉTHODOLOGIE DE CALCUL ET MODÉLISATION DES COMPOSANTS DU RÉSEAU.....	5
2.1. MÉTHODOLOGIE DE CALCUL.....	5
2.2. IMPLANTATION PAR ORDINATEUR.....	7
2.3. DESCRIPTION DU RÉSEAU À ANALYSER.....	11
2.4. MODÉLISATION DES COMPOSANTS DU RÉSEAU.....	13
2.4.1. <i>Transformateur</i>	13
2.4.2. <i>Charge</i>	20
2.4.3. <i>Lignes</i>	21
2.4.4. <i>Source de tension</i>	23
2.4.5. <i>Sources des courants harmoniques</i>	24
2.5. LA SIMULATION MONTE CARLO.....	26
2.5.1. <i>Utilisation de la simulation Monte Carlo</i>	26
2.5.2. <i>La méthode de Box-Muller</i>	27
2.5.3. <i>Précision de la simulation Monte Carlo</i>	29
2.6. TRANSFORMATION DISCRÈTE DE FOURIER.....	32
CHAPITRE 3	
DÉVELOPPEMENT DES SIMULATIONS	33
PARTIE I :	33

3.1.	VALIDATION DU MODÈLE D'UN PONT REDRESSEUR MONOPHASÉ	33
3.1.1.	<i>Étude stochastique de la génération d'harmoniques d'un redresseur monophasé</i>	39
3.1.2.	<i>Méthode employée pour simuler la variation stochastique des composants du circuit</i>	50
PARTIE II :	50
3.2.	ÉTUDE DÉTERMINISTE ET STOCHASTIQUE DE DIFFÉRENTS CAS.....	50
3.2.1.	<i>Étude déterministe de sensibilité</i>	51
3.2.2.	<i>Étude stochastique de sensibilité</i>	60
3.2.3.	<i>Fréquence de balayage et design du filtre</i>	89
CHEAPITRE 4		
CONCLUSIONS		97
4.1.	LES QUESTIONS.....	97
4.2.	CONCLUSIONS DE L'ÉTUDE.....	99
4.3.	RECHERCHE FUTURE.....	100
RÉFÉRENCES OU BIBLIOGRAPHIE		101
ANNEXE 1		
FICHIERS ATP/EMTP ET SOURCES FORTRAN		103
ANNEXE 2		
HARMONIC DISTORTION ANALYSIS SOFTWARE COMBINING EMTP AND MONTE-CARLO METHOD.....		161
ANNEXE 3		
ÉTUDE DÉTERMINISTE DE SENSIBILITÉ DU THD.		168
ANNEXE 4		
ÉTUDE STOCHASTIQUE DE SENSIBILITÉ DU THD- ASYMÉTRIE DE LA CHARGE.....		175
ANNEXE 5		
VARIATION DE L'ANGLE DE DÉPHASAGE OU DU RAPPORT DU TRANSFORMATEUR..		182
ANNEXE 6		
INFLUENCE DE LA SÉQUENCE NÉGATIVE.....		193

ANNEXE 7

CALCUL DES FILTRES 198

ANNEXE 8

TABLEAUX DE DONNÉES DU RÉSEAU 201

ANNEXE 9

INDICES DE QUALITÉ 204

ANNEXE 10

TEST DE TROIS MODÈLES POUR LA LIGNE DE 13.8 KV 210

ANNEXE 11

THÉORÈME DE LA LIMITÉ CENTRALE ET TRANSFORMATION DE FOURIER 215

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Convergence de la méthode Monte Carlo	31
Tableau 3.2 : Comparaison de résultats entre PSPICE et EMTP dans le modèle du pont monophasé	36
Tableau 3.3 : Indices de qualité pour l'onde de courant tire de ATP-EMTP.	37
Tableau 3.4 : Indices de qualité pour l'onde de tension tire de ATP-EMTP.	38
Tableau 3.5 : Distribution de probabilité des variables	40
Tableau 3.6 : Indices de qualité pour la pire onde de tension.....	43
Tableau 3.7 : Indices de qualité pour la pire onde de courant	44
Tableau 3.8 : Sortie de HSOURCE	45
Tableau 3.9 : Sortie HSOURCE pour l'ATP/EMTP	47
Tableau 3.10 : Moyenne et écart des harmoniques de courant	48
Tableau 3.11 : Moyenne et écart des phases des harmoniques de courant	49
Tableau 3.12 : Calcul des variations relatives	52
Tableau 3.13 : Calcul des variations relatives - Cont.	52
Tableau 3.14 : Classement des variations relatives	54
Tableau 3.15 : Calcul des variations relatives	56
Tableau 3.16 : Calcul des variations relatives - Suite.....	56
Tableau 3.17 : Classement des variations relatives	57
Tableau 3.18 : Pire cas possible, déterministe; indices de qualité.	58
Tableau 3.19 : Pire cas possible, déterministe, avec filtrage; indices de qualité.	59
Tableau 3.20 : THD fonction du pourcentage d'asymétrie	62
Tableau 3.21 : Distribution de probabilité.	86
Tableau 3.22 : Comparaisons faites	87
Tableau A3.1: Étude déterministe de sensibilité du THD	169
Tableau A3.2 : Étude déterministe de sensibilité du THD	170
Tableau A3.3 : Étude déterministe de sensibilité du THD	171

Tableau A3.4 : Étude déterministe de sensibilité du THD	172
Tableau A3.5 : Étude déterministe de sensibilité du THD	173
Tableau A3.6 : Étude déterministe de sensibilité du THD	174
Tableau A4.7 : Étude stochastique de sensibilité du THD	176
Tableau A4.8 : Étude stochastique de sensibilité du THD	177
Tableau A4.9 : Étude stochastique de sensibilité du THD	178
Tableau A4.10 : Étude stochastique de sensibilité du THD	179
Tableau A4.11 : Étude stochastique de sensibilité du THD	180
Tableau A4.12 : Étude stochastique de sensibilité du THD	181
Tableau A5.13 : Comparaison 1	183
Tableau A5.14 : Comparaison 2	184
Tableau A5.15 : Comparaison 3	185
Tableau A5.16 : Comparaison 4	186
Tableau A5.17 : Comparaison 5	187
Tableau A5.18 : Comparaison 6	188
Tableau A5.19 : Comparaison 7	189
Tableau A5.20 : Comparaison 8	190
Tableau A5.21 : Comparaison 9	191
Tableau A5.22 : Comparaison 10	192
Tableau A6.23 : Influence de la composante de séquence négative	194
Tableau A6.24 : Influence de la composante de séquence négative	195
Tableau A6.25 : Influence de la composante de séquence négative	196
Tableau A6.26 : Influence de la composante de séquence négative	197
Tableau A8.27 : Transformateur de puissance	201
Tableau A8.28 : Sources de courant	202
Tableau A8.29 : Equivalent du réseau	202
Tableau A8.30 : Paramètre ligne/câble de 13.8 kV	202
Tableau A8.31 : Paramètres des câbles de basse tension	203

Tableau A8.32 : Paramètres de la charge	203
Tableau A9.33 : Le facteur Wh	205
Tableau A9.34 : Normes sélectionnées, Pratiques recommandées, et limites standard de THD, TIF, V-T, et Produit I-T	208
Tableau A10.35 : Données géométriques et électriques.....	211
Tableau A10.36 : Résultants de paramètres de séquence	211
Tableau A10.37 : Résultat du calcul de THD.....	211

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Processus de fonctionnement de l'ATP/EMTP	9
Figure 2.2 : Fonctionnement de la boucle de contrôle HRED.....	10
Figure 2.3: Schéma général du fonctionnement de l'ensemble ATP/EMTP et HRED	11
Figure 2.4 : Schéma unifilaire du réseau à étudier.	12
Figure 2.5 : Variation de L et R de court-circuit du transformateur avec la fréquence.....	14
Figure 2.6 : Variation de L / R de court-circuit du transformateur avec la fréquence.....	15
Figure 2.7: Variations de l'angle ou du rapport de transformation du transformateur en fonction des valeurs aléatoires entre 0 et 0.9	20
Figure 2.8 : Distribution uniforme et normale	27
Figure 2.9 : Histogramme de THD de la tension associe à une probabilité donné d'être surpassé	28
Figure 2.10 : Convergence de la méthode MC.....	31
Figure 3.11 : Pont monophasé-PSPICE.....	34
Figure 3.12 : résultats de la simulation avec PSPICE.	34
Figure 3.13 : Courbes V et I du pont monophasé –Validation.	35
Figure 3.14 : Courbes V et I du pont monophasé -Validation.....	35
Figure 3.15 : Courant du pont monophasé tire de ATP-EMTP	36
Figure 3.16 : Courbes V et I du pont monophasé au point interne de la source	38
Figure 3.17 : Courbes Amplitude des harmoniques de V du pont monophasé au point interne de la source	39
Figure 3.18 : Diagramme du pont monophasé étudié avec ATP-EMTP.	39
Figure 3.19 : Opération de l'ATP/EMTP et HSOURCE.....	41
Figure 3.20 : Histogramme des THD de tension à la barre source.....	41

Figure 3.21 : Onde de tension : Diagramme tridimensionnel et pire cas	42
Figure 3.22 : Onde de Courant : diagramme tridimensionnel et pire cas	43
Figure 3.23 : Onde de Courant : Pire cas et histogramme des harmonique	45
Figure 3.24 : Histogramme des variations au courant fondamental.....	46
Figure 3.25 : Variations du courant de la source	55
Figure 3.26 : Pire cas possible, déterministe; forme d'onde et histogramme.....	58
Figure 3.27 : Pire cas possible, déterministe, avec filtrage; forme d'onde et histogramme.	59
Figure 3.28 : Charge symétrique, pire cas	61
Figure 3.29 : Asymétrie de la charge de 75%.....	63
Figure 3.30 : Variation de la longueur des câbles de connexion entre la charge et le transformateur.....	65
Figure 3.31 : Variation totale avec hypothèse H1	71
Figure 3.32 : Comparaison entre couplage Yd1yo plus filtre et Yd5yo	72
Figure 3.33 : Variation totale avec hypothèse H2	73
Figure 3.34 : Couplage Yd5yo - Régime Déformé : Asymétrie max. des sources=0%, Asymétrie max. des phases=5%, phase A.....	74
Figure 3.35 : Couplage Yd5yo- Régime Déformé : Asymétrie max. des sources=0%, Asymétrie max. des phases=5%, phases B et C.....	75
Figure 3.36 : Comparaison entre couplage Yd5yo et Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=5%, phase A	76
Figure 3.37 : Comparaison entre couplage Yd5yo et Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=5%, phase B et C.....	77
Figure 3.38 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=25%, phase A.....	78

Figure 3.39 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=25%, phase B et C.....	79
Figure 3.40 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=50%, phase A.....	80
Figure 3.41 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=50%, phase B et C.....	81
Figure 3.42 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=25%, Asymétrie max. des phases=50%, phase A.....	82
Figure 3.43 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=25%, Asymétrie max. des phases=50%, phase B et C.....	83
Figure 3.44 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=50%, Asymétrie max. des phases=50%, phase A.....	84
Figure 3.45 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=50%, Asymétrie max. des phases=50%, phase B et C.....	85
Figure 3.46 : Influence du composant de la séquence inverse	89
Figure 3.47 : Filtre de 5 ^{ème} harmonique	91
Figure 3.48 : Filtre de 7 ^{ème} harmonique	91
Figure 3.49 : Impédance homopolaire côté haute tension – Sans filtre	93
Figure 3.50 : Impédance directe côté haute tension – Sans filtre	93
Figure 3.51 : Impédance directe côté haute – Avec filtre	94
Figure 3.52 : Impédance directe côté basse – Sans filtre.....	95
Figure 3.53 : Impédance directe côté basse – Avec filtre	95

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

THD :	Distorsion harmonique totale
CIGRE :	Conférence internationale des grands réseaux électriques à haute tension
ATP/EMTP :	Alternative Transient Program/ ElectroMagnetique Transient Program
HRED:	Programme de simulation Monte Carlo
GTPPLOT :	Logiciel graphique
MC :	Monte Carlo
μ :	Valeur moyenne
σ :	Écart typique
N(0,1) :	Distribution normale de moyenne 0 et écart 1
U(0,1) :	Distribution uniforme unitaire.
η :	Rapport de transformation
Ncc :	Puissance de court circuit
1ph	Monophasé
3ph	Triphasé
f :	Fréquence
ω :	Pulsation angulaire
α :	Angle
I :	Courant
V :	Tension
R :	Résistance
L :	Inductance
C :	Capacitance
B :	Susceptance
X :	Réactance

X1 :	Réactance de séquence directe
X0 :	Réactance de séquence homopolaire
Z :	Impédance
Y :	Admittance
P	Puissance réelle
Q	Puissance réactif
S	Puissance apparente
h :	Ordre d'harmonique
Y/d/y0	Connexion du transformateur : Étoile primaire à terre / triangle (groupe 1) / étoile tertiaire à terre

Multiples et sous multiples de unités du system SI

M :	$1\ 000\ 000 = 10^6$	Mega
k :	$1\ 000 = 10^3$	Kilo
m :	0.001	Mili
μ :	$0.000\ 001 = 10^{-6}$	Micro
η :	$0.000\ 000\ 001 = 10^{-9}$	Nano

Unités utilisées

s :	Seconde
Hz :	Hertz
m :	Mètre
A :	Ampère
V :	Volt

H :	Henry
F :	Farad
Ω :	Ohm
S:	Siemen
W:	Watt
VA:	Voltampère
VAR :	Voltampère réactive
J :	Joule

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

L'utilisation, de plus en plus répandue, de dispositifs non linéaires est la principale cause de l'augmentation des niveaux de distorsion harmonique, dont l'incidence est perceptible sur les condensateurs shunts, transformateurs et machines tournantes.

Cette incidence se manifeste par des excursions de la tension qui peuvent provoquer les problèmes suivants :

- stress thermique;
- stress de l'isolation;
- mauvais fonctionnement des équipements.

Le *stress thermique* est aggravé à cause de l'augmentation des pertes dans les équipements produites par les harmoniques dans lesdits équipements.

Le *stress de l'isolation* augmente du fait de l'augmentation des valeurs de crête de la tension produit par les harmoniques, pouvant occasionner, par exemple, une rupture de l'isolation d'un câble.

Les solutions au problème des harmoniques dans le réseau peuvent être préventives ou correctives.

Les solutions préventives, à cause d'un problème potentiel, sont celles qui utilisent l'annulation de phase à l'aide d'un transformateur, ou le contrôle harmonique dans les convertisseurs.

Les solutions correctives sont les techniques utilisées à l'avènement d'un problème concret; parmi ces solutions on peut nommer l'utilisation du filtrage et la reconfiguration des alimentations ou la relocalisation des condensateurs afin d'ajuster la fréquence de résonance du réseau.

Pour développer les solutions au problème des harmoniques, il faut utiliser un logiciel capable de représenter correctement toutes les différentes parties du réseau et calculer,

aux points d'intérêt de notre réseau, *la distorsion de tension* (THD) et *les fréquences de résonance*.

Du fait des faibles amplitudes des harmoniques, les circuits électriques présentent un comportement linéaire; donc, on peut calculer la réponse aux différents harmoniques indépendamment les unes des autres.

Le processus linéaire est le suivant :

- Bâtir un circuit équivalent pour chaque harmonique,
- Trouver les tensions et courants pour chaque harmonique,
- Composer la réponse totale comme une superposition des réponses individuelles aux différents harmoniques.

La majorité des logiciels d'analyse d'harmoniques sont basés sur la représentation en fréquence de l'impédance d'un réseau et sur l'injection des harmoniques générés par un dispositif électronique représenté comme une source de courant placée dans le point de connexion au réseau.

Le pont monophasé utilisé comme source harmonique est simulé, dans *la première partie* du travail, selon son comportement temporel.

Dans les données de départ de tout projet, il y a toujours de l'incertitude. Pour en tenir compte, on peut les traiter de façon stochastique. En d'autres termes, on peut supposer qu'un paramètre a une valeur moyenne donnée et en fonction du degré d'incertitude on assigne une valeur à l'écart type, qui peut être définie en fonction de la tolérance de fabrication du paramètre ou de l'erreur de mesure du paramètre en question. Dans le cas de la valeur exacte, on fixe l'écart type à zéro. Mais de façon générale, les paramètres peuvent être représentés par leurs valeurs moyennes et leurs écarts types. Le même processus peut être utilisé pour faire une étude de sensibilité par la variation de certains paramètres; dans de tels cas, on fait varier le paramètre en question de façon stochastique et on maintient constants les autres paramètres.

On fait varier de façon stochastique, selon la simulation Monte Carlo, un ensemble de paramètres du circuit qui affecteront les formes finales des ondes de courant.

En utilisant la transformée rapide de Fourier dans les formes d'onde obtenues à la sortie du pont monophasé, on dégage un ensemble de modules et phases des harmoniques caractérisés par leur moyenne et leur écart type (on assume comme hypothèse une variation normale).

Dans la *deuxième partie* du projet, on simule le fonctionnement d'un grand ensemble d'ordinateurs, sources d'harmoniques; ces ordinateurs sont branchés par l'intermédiaire d'un transformateur particulier de trois enroulements à un réseau de distribution de 13.2kV.

Pour simuler le fonctionnement d'une telle charge, on fera varier les modules et phases des harmoniques injectés selon la loi stochastique déjà déterminée dans la première partie, de même que le déphasage, le rapport de transformation et les autres composants du réseau. Toutes les variations sont faites suivant une simulation de type Monte Carlo.

De cette façon, pour une simulation correcte il faut :

- ♦ utiliser un logiciel de calcul de répartition de la puissance qui doit permettre la représentation triphasée et déséquilibrée, modéliser l'impédance de chaque composant du réseau en regard de sa variation harmonique :
 - ♦ source,
 - ♦ transformateur,
 - ♦ ligne,
 - ♦ charge,
 - ♦ convertisseur;
- ♦ bâtir un programme auxiliaire qui permette d'effectuer la variation statistique des paramètres du réseau. La génération de nombre aléatoire permet de varier de façon aléatoire les paramètres ainsi que l'angle de phase du transformateur, le rapport de transformation, etc. Cette partie peut être intégrée dans le programme auxiliaire qui contrôlera, en plus, le processus de simulation et la collecte des résultats.

Comme objectifs du projet on cherche à :

- établir un rapport entre les caractéristiques du réseau et l'augmentation ou la réduction de la distorsion de la tension,
- établir un ordre de priorité, un *classement*, pour l'importance dans l'augmentation ou la réduction du THD des différents paramètres,
- trouver pour le transformateur quel est le paramètre, entre le rapport de transformation et le déphasage, qui minimise le THD,
- trouver pour les barres du réseau quelles seront les valeurs maximale, minimale et moyenne du THD de la tension à partir des informations nécessaires pour représenter les composants du réseau,
- établir un rapport entre le groupe de connexion du transformateur et l'augmentation ou la réduction de la distorsion de la tension.

CHAPITRE 2

METHODOLOGIE DE CALCUL ET MODÉLISATION DES COMPOSANTS DU RESEAU

2.1 METHODOLOGIE DE CALCUL

En général un réseau électrique est en régime déséquilibré, déformé et alimenté par différentes sources d'harmoniques. Si bien que, pour obtenir les courants et tensions harmoniques, on a recours à une analyse multi source triphasée. L'asymétrie, dans les charges et dans les lignes de transmission d'un réseau à haute tension, fait que l'étude avec un modèle triphasé équilibré n'est plus suffisamment pertinente. Par conséquent, la représentation par phase est opportune.

Au début, un ensemble d'hypothèses simplificatrices peuvent être retenues en vue d'obtenir des conclusions préliminaires. Ces conclusions nous permettent d'avancer dans l'étude et de raffiner le modèle pour obtenir des résultats qui confirment nos simplifications initiales.

Finalement, on travaille avec un modèle auquel on ajoute la variation stochastique par phase des amplitudes et angles de façon à parvenir à un déséquilibre total. Mais au début, il faut consentir à certaines simplifications montrées dans les points H1 et H2.

Si l'on fait l'hypothèse que les harmoniques générés par les sources de courant sont indépendants de la distorsion de tension, celle-ci permet d'obtenir une solution directe par une évaluation découpée des sources de courant.

Dans un réseau à basse tension, certaines simplifications sont toujours possibles, à cause de la courte longueur de la ligne de transmission (10 km ou moins), négligeant l'effet pelliculaire et la traitant comme une ligne parfaitement symétrique (Annexe 10). Pour la représentation de l'équivalent du réseau, on peut également inclure, une charge équivalente représentée équilibrée au niveau 13.8 kV.

Les sources de courant peuvent, en général, être déséquilibrées en module et en phase; mais, au début, pour simplifier l'étude, on supposera que les amplitude et phase de chaque harmonique sont équilibrées et ont une variation normale $N(\mu, \sigma)$.

Donc, les hypothèses simplificatrices sont :

H1

- sources de courant découplées de la distorsion de tension;
- effet pelliculaire négligé;
- la ligne, la charge et l'équivalent du réseau sont symétriques, fig.2.4 ;
- variation stochastique limitée : seuls les modules des harmoniques peuvent varier selon $N(\mu, \sigma)$, mais les trois phases ont la même valeur; la phase est fixée à une valeur pessimiste;

H2

- les phases des harmoniques varient selon $N(\mu, \sigma)$, mais le déphasage entre les phases est encore de 120° .

Afin de représenter le réseau électrique, pour chaque fréquence d'intérêt, une matrice séparée d'admittance est définie.

La principale difficulté dans cette tâche est de déterminer quel est le meilleur modèle pour chaque composant du réseau et les valeurs de ses paramètres. Avec cette information, on construit les matrices d'admittance pour la fréquence fondamentale et pour les fréquences harmoniques.

Finalement, les tensions harmoniques du système sont calculées par résolution directe d'un ensemble d'équations :

$$[I_h] = [Y_h][V_h] \quad (1)$$

Où $h \neq 1$.

Il est important de remarquer que l'analyse et le calcul appliqués aux harmoniques peuvent également être utilisés pour les fréquences inter harmoniques ou subharmoniques.

Par conséquent, les hypothèses faites pour le cas de distribution à basse tension nous permettent de le traiter comme un cas triphasé équilibré et d'analyser une seule phase.

2.2. IMPLANTATION PAR ORDINATEUR

L'implantation par ordinateur du calcul de pénétration harmonique procède des étapes suivantes :

- le calcul de la matrice d'admittance des composants aux fréquences d'intérêt,
- la formation de la matrice d'admittance du système aux fréquences d'intérêt,
- le calcul de la tension harmonique pour tous les nœuds du système, considérant les charges non linéaires comme sources de courants.

Le logiciel de calcul de la pénétration harmonique utilisé dans le présent projet est l'ATP/EMTP (Logiciel EMTP version ATP [17]).

On contrôle les données d'entrée à l'ATP/EMTP pour chacune des simulations stochastiques et la génération des fichiers de sortie graphique à l'aide d'un logiciel en FORTRAN développé spécifiquement pour le projet (HRED, voir Annexe 1 ; et on visualise les sorties graphiques résultantes à l'aide du programme graphique GTPPLOT.

Le logiciel ATP/EMTP :

Le logiciel EMTP est un programme très connu utilisé pour l'étude des transitoires électromagnétiques, et qui peut également être utilisé, pour l'étude en régime permanent. Il prend en compte en régime transitoire les effets des non linéarités du système et les effets de toutes les fonctions de contrôle. On utilise les fonctions spéciales *Frequency Scan* et *Harmonic Frequency Scan* pour le calcul de la pénétration harmonique.

Il permet de représenter exactement les composants d'un réseau :

- source,
- transformateur,
- ligne,
- charge,
- convertisseur.

Les caractéristiques importantes du modèle de chaque composant sont données dans la section 2.4 du présent chapitre.

Le programme génère des fichiers de sortie qui peuvent être visualisés à l'aide du logiciel GTPPLOT.

Le programme GTPPLOT:

Il s'agit d'une interface graphique du logiciel ATP dédié à la visualisation des signaux de sortie. Ce programme peut calculer les indices de qualité, définis dans la norme IEEE519, (Annexe 9). Il génère des fichiers sous différents formats graphiques de sortie. (bmp, hpgl, etc)

Le programme HSOURCE:

C'est un programme utilitaire de l'ATP/EMTP qui permet de trouver, à partir de la forme d'onde de courant, un ensemble de sources de courant harmonique qui représente la forme d'onde originale. Ce programme utilise la transformation rapide de Fourier, voir dans la section 2.6.

Le programme HRED:

Il s'agit d'un programme développé en Fortran qui permet de contrôler la génération de nombres aléatoires avec une distribution $U(0,1)$ et de calculer, en ajoutant les valeurs de μ et σ , une distribution de numéros aléatoires $N(\mu,\sigma)$ selon l'algorithme de Box-Muller.

Ce programme détermine, avant de démarrer le calcul d'écoulement de puissances, les valeurs du rapport de transformation, le déphasage, la longueur des lignes et connexions, les amplitudes des harmoniques et la valeur de la puissance de court-circuit. On utilise toutes les valeurs ainsi obtenues.

HRED démarre le logiciel de calcul harmonique avec les paramètres qui ont une variation aléatoire donnée. Il contrôle tout le processus et génère les fichiers de sortie graphiques nécessaires pour bâtir l'histogramme du THD de tension.

L'utilisation de la méthode Monte Carlo nécessite la répétition du processus de simulation pour obtenir un résultat précis. Dû à la grande quantité de cas (1000 ou plus par simulation), il est indispensable d'automatiser le processus de simulation, le traitement des résultats et les sorties graphiques. À chaque itération, le logiciel

ATP/EMTP calcule la tension harmonique dans tous les nœuds du réseau. Le processus est montré dans la figure 2.1 ci-dessous.

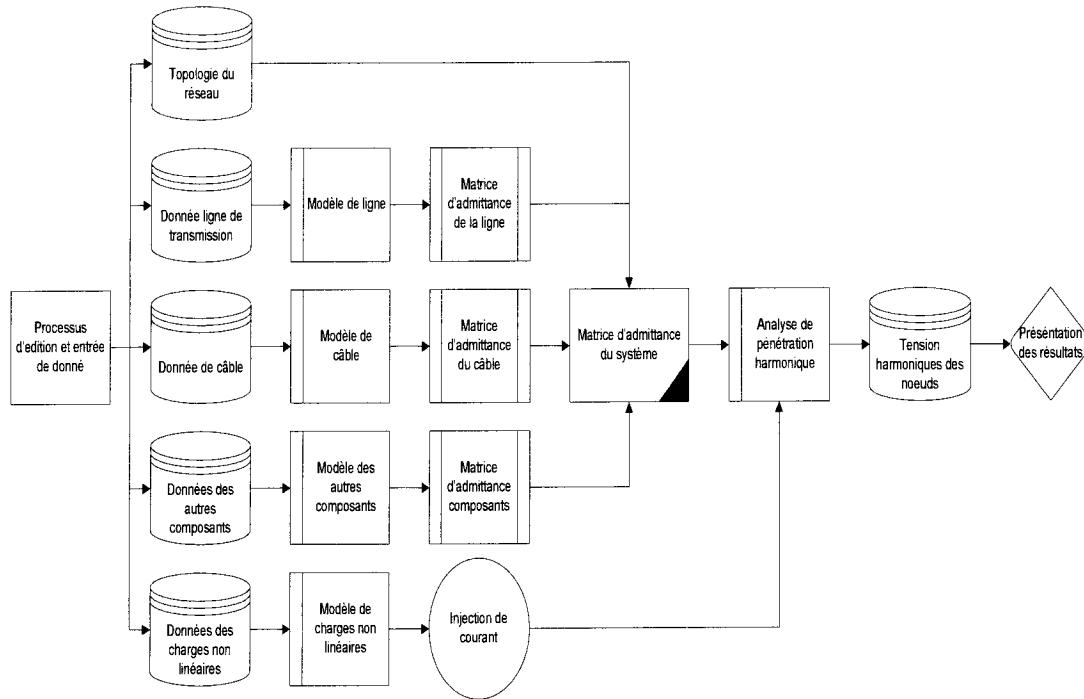


Figure 2.1 : Processus de fonctionnement de l'ATP/EMTP

On utilise une boucle pour effectuer le contrôle séquentiel de N tirages de Monte Carlo en changeant les valeurs des paramètres du réseau pour ensuite faire rouler l'ATP/EMTP, garder les sorties graphiques et continuer avec le même processus autant de fois que requis. La boucle de contrôle est illustrée à la figure 2.2.

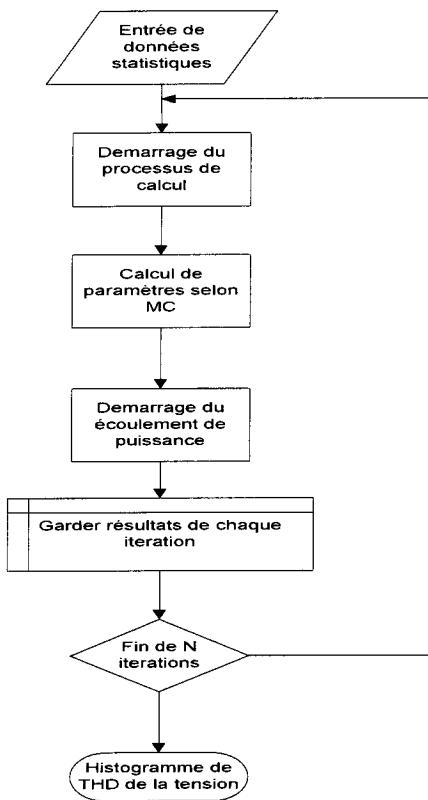


Figure 2.2 : Fonctionnement de la boucle de contrôle HRED.

L'opération complète du contrôle séquentiel, toutes les tâches associées au sous-programme ATP/EMTP et la visualisation des sorties graphiques avec le GTPPLOT sont montrées à la figure 2.3.

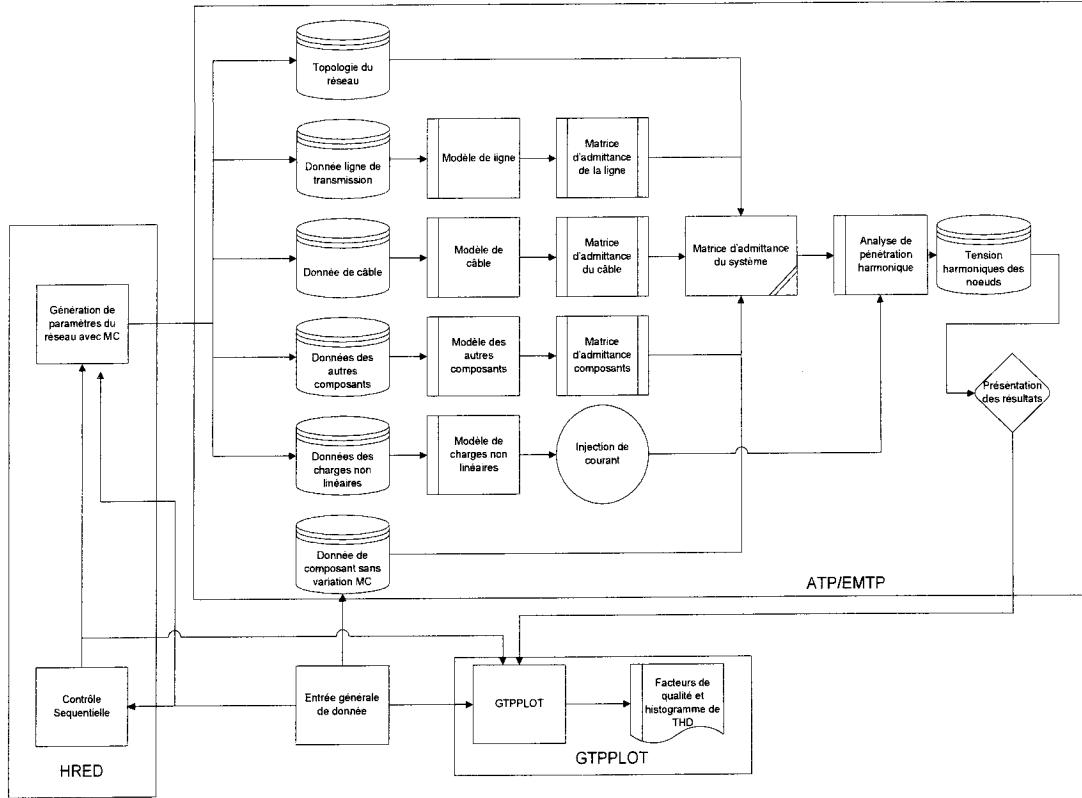


Figure 2.3: Schéma général du fonctionnement de l'ensemble ATP/EMTP et HRED

2.3. DESCRIPTION DU RÉSEAU À ANALYSER

Le réseau à simuler consiste à un ensemble d'ordinateurs branchés à un transformateur à trois enroulements avec la possibilité d'y faire varier :

- Le module et la phase des harmoniques injectés,
- le déphasage ou le rapport de transformation,
- la longueur des câbles de connexion,
- la puissance de court-circuit de la source,
- la symétrie de la charge,
- le composant de séquence négative de la source d'alimentation,
- la longueur de la ligne de moyenne tension.

On pense à un grand salle d'ordinateurs ayant une capacité de, par exemple, 2×1200 ordinateurs qui fonctionnent tous au même temps. Considérant que l'alimentation de chaque ordinateur a une puissance approximative de 100 W, on suppose que le transformateur a 300 kVA dans le primaire et 150 kVA dans chaque secondaire avec des impédances de court-circuit des enroulements, $X_{12} / X_{23} / X_{13}$, de 6 / 2 / 6 %.

Donc, la tension côté haute tension est de 13.8kV et celle côté basse tension est de 230V avec une connexion initiale Y/d/y0 et D/y/y0 finale.

La puissance minimale de court-circuit triphasée adoptée pour le réseau est de 95 MVA et de 57 MVA pour un court-circuit monophasé.

On simule une charge 10 fois (3 MVA) plus grande que celle des ordinateurs.

On additionne une composante maximale de séquence négative de 3% à la tension d'alimentation.

Les câbles ont une longueur moyenne de 100 m entre la charge et le transformateur.

Il y a la possibilité de connexion des éléments de filtrage aux différentes barres.

Le réseau à l'étude est montré à la figure 2.4 et les tableaux de composants autant que ses variations stochastiques sont présentés à l'Annexe 8.

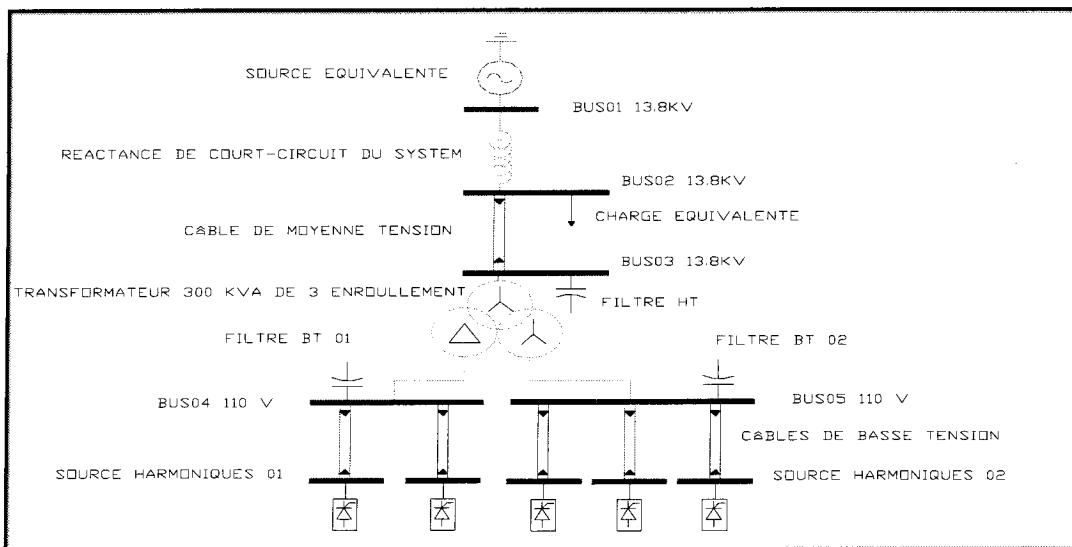


Figure 2.4 : Schéma unifilaire du réseau à étudier.

Le schéma général représente la façon dont les différentes sources harmoniques sont branchées à chacun des enroulements. Mais, la symétrie ou l'asymétrie de la charge est simulée selon la grandeur des deux uniques sources équivalentes branchées aux enroulements secondaires.

2.4. MODÉLISATION DES COMPOSANTS DU RESEAU.

2.4.1. TRANSFORMATEUR

Le transformateur est représenté par son impédance de court-circuit, où les valeurs de la réactance et de la résistance sont toujours exprimées en fonction de la fréquence.

Une alternative de représentation de la dépendance des inductances et résistances des enroulements d'un transformateur sera modélisée comme un élément RL.

En utilisant la formule de Funk-Hantel, on représente la dépendance des éléments du transformateur comme suit:

$$R(f) = R_{pf} \left[1 + a_r \cdot \left(\frac{f}{f_{pf}} - 1 \right)^{b_r} \right] \quad (2)$$

$$L(f) = L_{pf} \left[1 + a_L \cdot \left(\frac{f}{f_{pf}} - 1 \right)^{b_L} \right] \quad (3)$$

Où

f_{pf} : la fréquence de 60 Hz,

f : la fréquence harmonique,

R_{pf} et L_{pf} sont la résistance et l'inductance de la branche RL mesurées à 60 Hz,

a_r , b_r , a_L , b_L sont constantes.

Modèle du transformateur dépendant de la fréquence :

Au début il y a trois effets à considérer :

- L'amortissement de l'impédance de court-circuit avec la fréquence,
- La dépendance du courant d'excitation avec la fréquence,

- L'influence des capacités parasites dans la plage des kHz.

Dans notre étude d'harmoniques, on considère seulement l'effet d'amortissement de l'impédance de court-circuit avec la fréquence, négligeant les autres deux effets dont il est important de tenir compte pour le cas d'étude de phénomènes transitoires rapides. (Dommel, Rule Book).[5]

Le CIGRE Working Group a élaboré un recueil d'informations sur la dépendance du rapport L/R de l'impédance de court-circuit avec la fréquence. Elle est illustrée à la Figure 2.5 ci-dessous.

À partir des équations de Funk-Hantel, on représente la dépendance des éléments du transformateur avec les valeurs suivantes :

$$f_{pf} = 60 \text{ Hz} \quad R_{pf} = 2,99 \Omega \quad L_{pf} = 0,84 \text{ H.}$$

$$R(f) := 2.9941 \left[1 + 0.2 \left(\frac{f}{60} - 1 \right)^{1.5} \right] \quad L(f) := 0.84582 \left(\frac{f}{60} \right)^{-0.03} \quad T(f) := \frac{L(f) \cdot 1000}{R(f)} \quad (4)$$

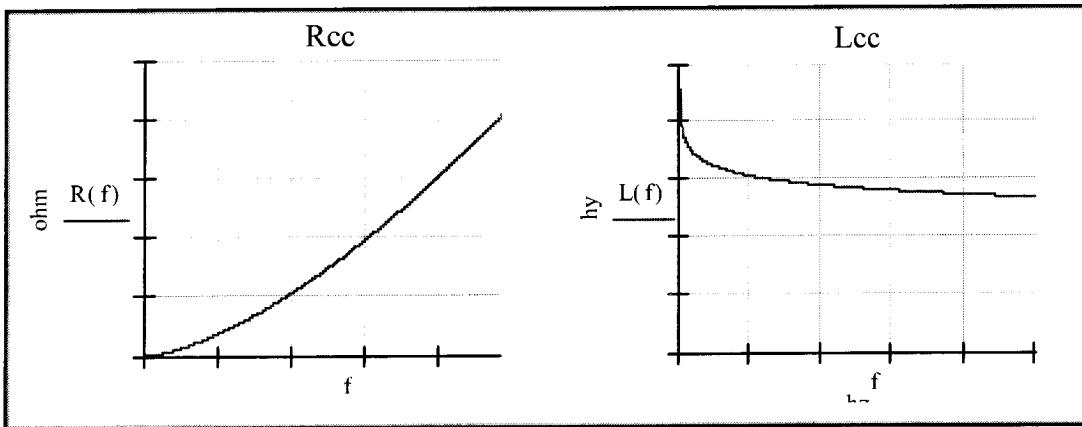


Figure 2.5 : Variation de L et R de court-circuit du transformateur avec la fréquence

On montre la forme de la courbe obtenue à partir de la formule de Funk-Hantel pour le transformateur de 300kVA, et la courbe publiée par le CIGRE Working Group.

Notre courbe garde la même forme et, en plus, on peut la placer sous la courbe qui correspond au transformateur le plus petit. Elle est illustrée à la Figure 2.6 ci-dessous.

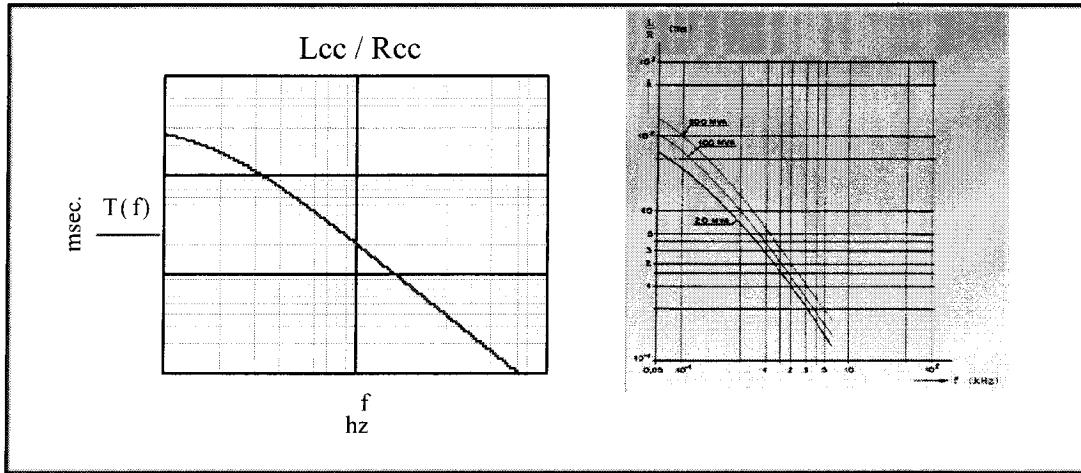


Figure 2.6 : Variation de L / R de court-circuit du transformateur avec la fréquence.

2.4.1.1. Modèle du transformateur triphasé

Le transformateur triphasé en régime déformé:

Si la charge non linéaire est déséquilibrée, à cause des courants déséquilibrés, on doit avoir recours aux composantes symétriques pour analyser telles situations. Chacun des courantes harmoniques se divise en composantes de séquence directe, inverse et homopolaire (d,i,o).

De façon générale :

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ$$

$$I_a = \sum_{k=1}^{\infty} I_{ak} = \sum_{k=1}^{\infty} (I_{kd} + I_{ki} + I_{ko}) = I_d + I_i + I_o \quad (5)$$

$$I_b = \sum_{k=1}^{\infty} I_{bk} = \sum_{k=1}^{\infty} (a^2 I_{kd} + a I_{ki} + I_{ko}) = a^2 I_d + a I_i + I_o \quad (6)$$

$$I_c = \sum_{k=1}^{\infty} I_{ck} = \sum_{k=1}^{\infty} (a I_{kd} + a^2 I_{ki} + I_{ko}) = a I_d + a^2 I_i + I_o \quad (7)$$

$$I_d = \sum_{k=1}^{\infty} I_{kd} \quad (8)$$

$$I_i = \sum_{k=1}^{\infty} I_{ki} \quad (9)$$

$$I_o = \sum_{k=1}^{\infty} I_{ko} \quad (10)$$

La connexion du transformateur utilisée, au début de l'étude, est Y/d1/yo et Yd5yo avec les points neutres branchés à la terre et finalement D/y11/y5.

Si les courantes de la charge I_a , I_b et I_c ne sont plus sinusoïdaux, mais déformés et, constitués d'un ensemble de composantes sinusoïdales à diverses fréquences.

La connexion triangle permet l'élimination des courants homopolaires que ne sont pas les courants harmoniques de rangs multiples de trois.

Dans le cas d'un transformateur triphasé triangle-étoile Dy11, page 385 [8], qui alimente une charge triphasée non linéaire quelconque, s'appliquent les relations suivantes pour obtenir les courants primaires :

$$I_A = (I_d \angle -30 + I_i \angle +30) / M \quad (11)$$

$$I_B = (a^2 I_d \angle -30 + a I_i \angle +30) / M \quad (12)$$

$$I_C = (a I_d \angle -30 + a^2 I_i \angle +30) / M \quad (13)$$

Puisque I_d et I_i constituent des sommes de courants harmoniques, les conclusions suivantes s'imposent :

- Le déphasage de 30 degrés introduit par cette connexion s'applique, peu importe la fréquence de l'harmonique de courant;
- Les courantes de ligne primaires ne contiennent que des courants de séquences directe et inverse;
- La connexion triangle élimine les courants homopolaires.
- Une connexion triangle-étoile élimine les harmoniques de rangs multiples de trois, si et seulement si ces courants harmoniques sont équilibrés et homopolaires. Si la charge est déséquilibrée ou si les harmoniques ne sont pas

entièrement homopolaires, des harmoniques de rangs multiples de trois se retrouvent dans les courants de ligne.

Déphasage entre enroulements :

Dans le cas général les harmoniques peuvent se décomposer en composantes de séquence directe, inverse et homopolaire quelque soit leur rang, page 391 [8]. Dans le cas d'avoir charge équilibrée et seulement dans ce cas :

- les harmoniques 1,4,7,10,13... sont de séquence directe,
- les harmoniques 2,5,8,11... sont de séquence inverse,
- les harmoniques 3,6,9,12... sont de séquence homopolaire.

Si l'on dispose du spectre du courant injecté dans les enroulements secondaires, on peut déterminer le spectre du courant de sortie au primaire du transformateur. La réduction de certains composants harmoniques peut résulter de la modification de l'angle de déphasage entre les deux enroulements.

Cas avec couplage Ydy0.

Si l'on exprime le courant de phase du convertisseur hexaphasé par sa série de Fourier, on a :

$$I_{6p} = I_1 \sin(\omega t) - I_5 \sin(5\omega t) - I_7 \sin(7\omega t) + I_{11} \sin(11\omega t) \pm \dots \quad (14)$$

Pour arriver à l'annulation proposée, on appelle " α_s " l'angle de déphasage introduit pour le convertisseur ou la source harmonique connectée au niveau secondaire, et on appelle " α_t " l'angle de déphasage introduit pour le convertisseur ou la source harmonique connectée au troisième enroulement.

$$I_s = I_1 \sin(\omega t + \alpha_s) - I_5 \sin(5\omega t + 5\alpha_s) - I_7 \sin(7\omega t + 7\alpha_s) + I_{11} \sin(11\omega t + 11\alpha_s) \pm \dots \quad (15)$$

et

$$I_T = I_1 \sin(\omega t + \alpha_t) - I_5 \sin(5\omega t + 5\alpha_t) - I_7 \sin(7\omega t + 7\alpha_t) + I_{11} \sin(11\omega t + 11\alpha_t) \pm \dots \quad (16)$$

Les angles " θ_s " et " θ_t " sont associés au déphasage du transformateur (couplage $n = 0 - 11$), au primaire,

$$\text{où } \theta = 30^\circ \cdot n \quad (17)$$

Lorsqu'on exprime le courant primaire, on obtient différents déphasages selon que la séquence est positive ou négative. Dans le cas de la séquence positive, le courant a un déphasage ($+\theta$) ; et ($-\theta$) pour la séquence négative.

$$I_p = \begin{cases} I_s \angle \theta_s + I_t \angle \theta_t \\ h = 3k+1 = 1, 4, 7, 10 \end{cases} \quad (18)$$

$$I_p = I_s \angle -\theta_s + I_t \angle -\theta_t \quad h = 3k-h = 2, 5, 8, 11 \quad (19)$$

$$I_p = I_1 \sin(\omega t + \alpha_s + \theta_s) - I_5 \sin(5\omega t + 5\alpha_s - \theta_s) - I_7 \sin(7\omega t + 7\alpha_s + \theta_s) + I_{11} \sin(11\omega t + 11\alpha_s - \theta_s) + I_{13} \sin(13\omega t + 13\alpha_s + \theta_s) \pm \dots$$

$$I_p = I_1 \sin(\omega t + \alpha_t + \theta_t) - I_5 \sin(5\omega t + 5\alpha_t - \theta_t) - I_7 \sin(7\omega t + 7\alpha_t + \theta_t) + I_{11} \sin(11\omega t + 11\alpha_t - \theta_t) + I_{13} \sin(13\omega t + 13\alpha_t + \theta_t) \pm \dots$$

$$I_p = I_1 [\{\cos(\alpha_s + \theta_s) + \cos(\alpha_t + \theta_t)\} \sin(\omega t) + \{\sin(\alpha_s + \theta_s) + \sin(\alpha_t + \theta_t)\} \cos(\omega t)] - I_5 [\{\cos(5\alpha_s - \theta_s) + \cos(5\alpha_t - \theta_t)\} \sin(5\omega t) + \{\sin(5\alpha_s - \theta_s) + \sin(5\alpha_t - \theta_t)\} \cos(5\omega t)] - I_7 [\{\cos(7\alpha_s + \theta_s) + \cos(7\alpha_t + \theta_t)\} \sin(7\omega t) + \{\sin(7\alpha_s + \theta_s) + \sin(7\alpha_t + \theta_t)\} \cos(7\omega t)] + I_{11} [\{\cos(11\alpha_s - \theta_s) + \cos(11\alpha_t - \theta_t)\} \sin(11\omega t) + \{\sin(11\alpha_s - \theta_s) + \sin(11\alpha_t - \theta_t)\} \cos(11\omega t)] + I_{13} [\{\cos(13\alpha_s + \theta_s) + \cos(13\alpha_t + \theta_t)\} \sin(13\omega t) + \{\sin(13\alpha_s + \theta_s) + \sin(13\alpha_t + \theta_t)\} \cos(13\omega t)] \pm \dots \quad (20)$$

Le transformateur peut éliminer les 5^{ème} et 7^{ème} harmoniques si

$$\theta_s = \pm 30^\circ \quad \alpha_s = -\theta_s \quad \text{et} \quad \alpha_t = \theta_t = 0^\circ$$

Cas avec couplage Dyy0.

Une autre solution pour réduire le courant harmonique est la multiplication de nombre de phases à l'aide de transformateurs déphaseurs. Certains ne font pas qu'annuler le courant dans le conducteur de neutre tandis que d'autres éliminent directement certaines composantes du courant harmonique. Pour une application triphasée, les deux charges triphasées doivent, en plus d'être équilibrées, être identiques, c'est-à-dire que l'ensemble des charges monophasées doit se diviser en six groupes égaux. Les tensions qui alimentent les charges triphasées sont déphasées de 180 degrés.

Ce déphasage fait en sorte que les courants de phase correspondants se retrouvent en opposition et s'annulent dans le neutre. Dans les enroulements du transformateur le courant harmonique demeure inchangé.

Simulation de l'erreur de construction :

Le transformateur bien construit est celui qui a exactement le rapport de transformation et l'angle de déphasage de la plaque signalétique. À cause de petites erreurs de construction, un transformateur peut avoir le nombre correct d'enroulements mais pas le bon déphasage ou vice-versa. Cette variation stochastique peut être simulée avec le programme HRED.

Lorsqu'il se produit un changement du rapport du transformateur, le programme le fait en laissant les angles de phase intact. Lorsqu'il se produit une modification de l'angle de déphasage du transformateur, le programme ne modifie pas le rapport de transformation et calcule les nouveaux déphasages de chaque composant harmonique.

Le programme travaille avec la logique suivante :

La modification du rapport ou du déphasage, suit une distribution de probabilité uniforme entre 0 et 0.9.

Si $x > 0.4$, on change le rapport de $\pm 1\%$ tout en laissant le déphasage inchangé. De cette façon,

$$\begin{aligned}
 \text{Si } 0.9 \geq x > 0.8 & \quad \eta = 1.010 * \eta_0 \\
 \text{Si } 0.8 \geq x > 0.7 & \quad \eta = 1.005 * \eta_0 \\
 \text{Si } 0.7 \geq x > 0.6 & \quad \eta = \eta_0 \\
 \text{Si } 0.6 \geq x > 0.5 & \quad \eta = 0.995 * \eta_0 \\
 \text{Si } 0.5 \geq x > 0.4 & \quad \eta = 0.990 * \eta_0
 \end{aligned} \tag{21}$$

Si $x \leq 0.4$, on change le déphasage de $\pm 5^\circ$ tout en laissant le rapport à sa valeur nominale.

De cette façon,

$$\begin{aligned}
 \text{Si } 0.4 \geq x > 0.3 & \quad d = 5.0^\circ + \alpha_0 \\
 \text{Si } 0.3 \geq x > 0.2 & \quad d = 2.5^\circ + \alpha_0
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Si } 0.2 \geq x > 0.1 \quad d = -2.5^\circ + \alpha_0 \\
 & \text{Si } 0.1 \geq x > 0.0 \quad d = -5.0^\circ + \alpha_0
 \end{aligned} \tag{22}$$

Les variations sont montrées dans la Figure 2.7.

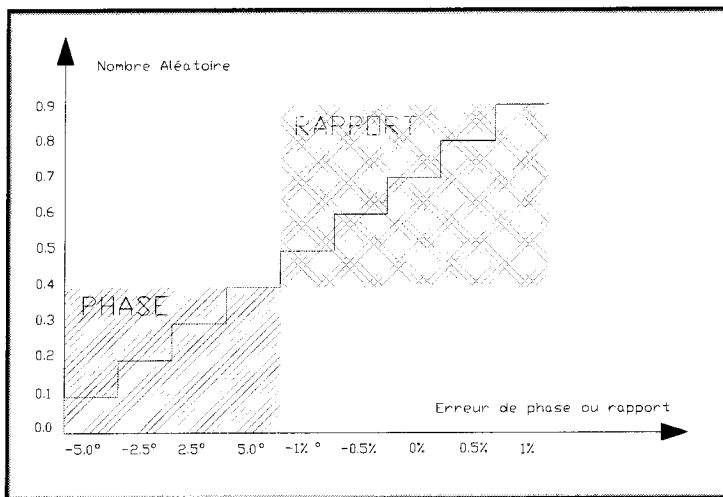


Figure 2.7: Variations de l'angle ou du rapport de transformation du transformateur en fonction des valeurs aléatoires entre 0 et 0.9

2.4.2. CHARGE

Les charges des utilisateurs jouent un rôle très important dans la caractérisation harmonique du réseau. Elles constituent l'élément amortissant prépondérant et peuvent modifier les conditions de résonance, particulièrement à très haute fréquence, page 299 [1].

L'addition de détails au modèle de la charge peut se traduire, soit par une augmentation, soit par une diminution de l'écoulement harmonique. Par conséquent, une représentation adéquate est indispensable.

Le modèle CIGRE de la charge est représenté par une impédance série $R_s + j X_s$ qui est y branchée en parallèle avec une réactance X_p , où :

$$R_s = \frac{V^2}{P} \quad (23)$$

$$X_s = A \cdot h \cdot R_s \quad (24)$$

$$X_p = \frac{h \cdot R_s}{B \frac{Q}{P} - C} \quad (25)$$

et P et Q sont les puissances réelles et réactives en MW et MVAR (60 Hz).

h est l'ordre harmonique (1,2,...n),

A , B , et C sont des valeurs constantes. Les valeurs suggérées par CIGRE sont les suivantes:

$$A=0.073 \quad B=6.7 \quad C=0.74.$$

On a utilisé ce modèle de charge parce que celui-ci a été obtenu de façon empirique à partir des mesures sur différents réseaux de distribution à moyenne tension, comme le réseau à l'étude.

2.4.3. LIGNES

Pour les études d'harmoniques sur des réseaux de distribution, la dépendance des paramètres avec la fréquence n'est pas pertinente. Leur circuit équivalent consiste donc en une branche série d'éléments RL en parallèle avec une branche capacitive C. Cette représentation est suffisante.

Une représentation plus exacte peut être obtenue par :

$$Z=R+jX \quad (26)$$

$$Y=j\omega C \quad (27)$$

$$Z' = \frac{Z \cdot \sinh \sqrt{YZ}}{\sqrt{YZ}} \quad (28)$$

$$\frac{Y'}{2} = Y \cdot \frac{\tanh \frac{\sqrt{YZ}}{2}}{\sqrt{YZ}} \quad (29)$$

Pour tenir compte de l'effet pelliculaire :

$$R_{dc} = \frac{R_l - 0.004398.l}{0.938} \quad (30)$$

$$x = 0.3545 \cdot \sqrt{\frac{h}{R_{dc}.l}} \text{ Ou } h \text{ est l'ordre harmonique (1,2,...n)}, \quad (31)$$

Pour $x \leq 2.4$

$$R_h = R_{dc} \cdot (0.035.x^2 + 0.938) \quad (32)$$

Pour $x > 2.4$

$$R_h = R_{dc} \cdot (0.35.x + 0.3) \quad (33)$$

Dans le logiciel ATP/EMTP les modèles qui reproduisent une représentation exacte de l'effet pelliculaire, selon qu'ils sont exprimés par les équations ci-dessus, sont les modèles Jmarti et PI asymétrique.

Ces modèles de ligne sont très utilisés pour les études de transitoires mais il est possible de les utiliser pour les études de régime permanent.

À l'Annexe 10, on a fait une comparaison entre les trois modèles Jmarti, PI et à paramètres de séquence qui correspond à une ligne représentée par un modèle de paramètres parfaitement distribués et symétriques.

Étant donné que les lignes sont courtes (entre 0.1 et 10 km.) et la solution recherchée est celle de l'état permanent, *l'utilisation de l'un ou de l'autre modèle n'a apporté aucune différence dans le calcul du THD de tension côté 13.2 kV*, tel qu'il a été montré dans l'Annexe 10.

Par conséquent, pour simplifier l'analyse et pour diminuer le temps de calcul, il est possible de négliger l'effet pelliculaire. On utilise alors le modèle de ligne représenté par des paramètres de séquence positive et homopolaire dans le logiciel ATP/EMTP.

2.4.4. SOURCE DE TENSION

Un modèle transitoire détaillé de la machine synchrone n'est pas justifié pour les analyses harmoniques.

À la fréquence fondamentale, la machine est représentée par sa réactance X_d'' et par une résistance prise égale à :

$$R_1 = 0.1 \cdot X''_d \quad (34)$$

À un rang harmonique h donné, la réactance est :

$$\begin{aligned} X_h &= h \cdot X''_d \\ R_h &= \sqrt{h} \cdot R_1 \end{aligned} \quad (35)$$

Les hypothèses ci-dessus associées à la machine synchrone peuvent être utilisées pour modéliser un générateur triphasé.

À partir de la puissance de court-circuit du réseau à la tension nominale, on déduit les valeurs de la réactance X et de la résistance R à la fréquence fondamentale.

On utilise un rapport $X/R = 100$.

Si $N_{cc3ph}=95$ MVA et $N_{cc1ph}=57$ MVA ; utilisant $N_{base}=100$ MVA et $V_{base}=13.2kV$ on trouve que,

$X_1=1.052\text{pu}$ et $R_1=0.01\text{pu}$

$X_0=3.158\text{pu}$ et $R_0=0.03\text{pu}$.

Si l'on veut le résultat en ohms :

$X_1=1.833\Omega$ et $R_1=0.018\Omega$

$X_0=5.5023\Omega$ et $R_0=0.055\Omega$

À un rang harmonique donné h , ces valeurs deviennent :

$$\begin{aligned} X_h &= h \cdot X_1 \\ R_h &= R_1 \end{aligned} \quad (36)$$

En général, aucun réseau n'est totalement exempt de la pollution harmonique. Donc, il est nécessaire d'en tenir compte dans la définition de notre réseau équivalent.

C'est bien connu que la pire situation pour les réseaux électriques sont les harmoniques pairs à cause de la saturation des transformateurs. C'est pourquoi on suppose que notre réseau équivalent a un niveau de pollution déterminé pour le deuxième harmonique de la tension, et une valeur maximale de 3% par rapport à la fondamentale.

Cette hypothèse est utilisée dans les études où il est important de connaître la valeur du THD de l'ensemble du réseau représenté.

D'autre part, on évite son utilisation lorsqu'on veut déterminer la pollution générée par notre projet.

2.4.5. SOURCES DES COURANTS HARMONIQUES

Le problème des harmoniques dans les grands réseaux ont été identifiés depuis l'adoption du courant alternatif comme moyen de transmission de l'énergie.

Mais, du fait de l'utilisation plus répandue des éléments non linéaires, son importance a énormément augmenté.

Les sources harmoniques peuvent être classées comme :

- traditionnelles :
 - ◆ transformateur,
 - ◆ machines tournantes,
 - ◆ four à arc.
- modernes (électronique de puissance) :
 - ◆ lampes fluorescentes,
 - ◆ compensateurs statiques,
 - ◆ cyclo-convertisseurs,
 - ◆ redresseurs,
 - ◆ onduleurs

Un dispositif non linéaire produit un courant non sinusoïdal quand il est alimenté par une source de tension sinusoïdale et vice versa. C'est par le moyen de telles sources de

courant que l'on représente l'effet des différents dispositifs électroniques sur les réseaux électriques.

La spécification correcte de l'angle de phase par rapport à l'harmonique fondamental est très importante à cause de son influence directe dans la forme d'onde du courant total.

Comme hypothèse de travail, (voir H1 dans hypothèses simplificatrices du point 2.1 Méthodologie de calcul), on considère que toutes les sources génèrent la même forme d'onde de courant avec exactement les mêmes angles et une amplitude qui varie selon une loi statistique donnée.

On peut faire une telle simplification parce que le THD est plus dépendant des variations d'amplitude que de phase. Ce résultat est montré au Chapitre 3, où l'on applique au cas ci-dessus une variation stochastique de la phase et on le répète avec les angles pour la pire forme d'onde de courant. Pour de telles comparaisons on donne le pire THD pour la pire forme d'onde de courant.

Les phases qui correspondent à chaque harmonique seront une partie du résultat de l'étude du redresseur monophasé. On adopte comme valeurs des phases celles qui déterminent le pire THD au point de connexion de la source équivalente dans l'étude du redresseur monophasé, pour le pire cas analysé.

L'amplitude et l'angle sont fonction du type de dispositif électronique qui génère les harmoniques. Les redresseurs avec diodes sont les sources harmoniques les plus importantes dans un système du fait que son utilisation est très répandue dans les réseaux électriques. Raison pour laquelle ils ont été choisis comme sources principales d'harmoniques.

De toute façon, le processus utilisé dans ce projet est totalement général et peut être utilisé avec une autre source de pollution harmonique. Dans ce cas, il faut seulement changer dans le programme HRED les valeurs moyennes de chaque harmonique, les écarts types et les valeurs des phases initiales.

2.5. LA SIMULATION MONTE CARLO

2.5.1. UTILISATION DE LA SIMULATION MONTE CARLO

Par la répétition du processus de simulation pour différents ensembles de paramètres du système, on obtient différentes solutions simples.

Un processus de simulation numérique appliqué à un problème qui intègre des variables aléatoires avec une distribution de probabilités connue est nommé Simulation Monte Carlo.

Celui-ci intègre la répétition des processus de simulation, utilisant dans chacune des simulations un ensemble particulier de valeurs des variables aléatoires générées conformément à une distribution de probabilité donnée.

Un exemple simple d'une simulation Monte Carlo est similaire à une observation expérimentale. De cette façon, les résultats d'une simulation Monte Carlo peuvent être traités statistiquement.

Finalement, après avoir répété plusieurs fois la simulation, on procède à une analyse statistique des résultats des simulations.

Générateur aléatoire avec une distribution uniforme $u(0,1)$:

Chaque étude Monte Carlo requiert des valeurs appropriées des variables aléatoires en concordance avec une distribution prescrite de probabilité. Ça peut être systématiquement vérifié pour chaque variable en générant, premièrement, une distribution uniforme entre 0 et 1 et puis, à travers une transformation appropriée, en obtenant les nombres aléatoires avec une distribution de probabilité spécifiée.

Donc, la génération de nombres aléatoires avec une distribution uniforme est essentielle pour une simulation Monte Carlo

Par suite, le générateur de nombres aléatoires répond à l'équation suivante :

$$Z_n = (\alpha \cdot Z_{n-1} + c) \text{ MOD } M \quad (37)$$

Une bonne sélection des valeurs est la suivante :

Z_{n-1} : valeur initiale de notre nombres aléatoire au début de la simulation.

MOD : module après la division de $(\alpha \cdot Zn-1 + c)$ et M.

$$\alpha = 16807 = 7^5$$

$$c = 0$$

$$M = 2^{31} - 1$$

IBM a utilisé ces valeurs dans son générateur aléatoire.

2.5.2. LA MÉTHODE DE BOX-MULLER

La méthode de Box-Muller est utilisée pour le passage de $U(0,1)$ à $N(\mu,\sigma)$.

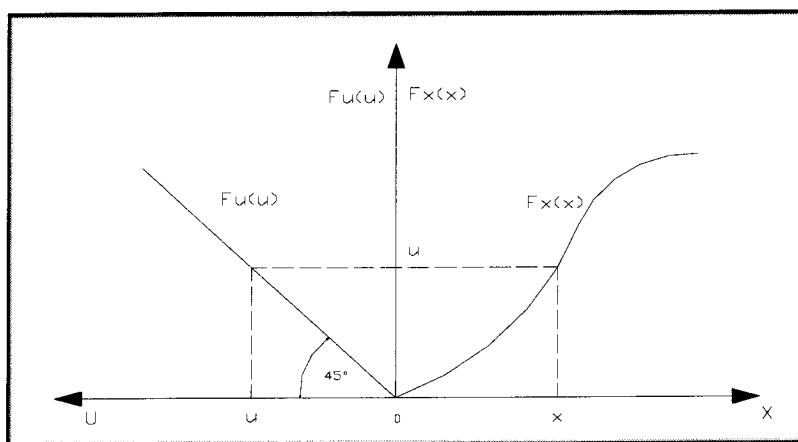


Figure 2.8 : Distribution uniforme et normale

Elle met en relief les valeurs de u_i , ($u_1 \dots u_n$), celles d'une distribution uniforme U, et leurs valeurs correspondantes x_i , (x_1, \dots, x_n) obtenus à travers d'une fonction de distribution accumulative $F(x)$, on peut établir que :

$$x_i = F_x^{-1}(u_i) \quad i=1, 2, \dots, n \quad (38)$$

La méthode de Box-Muller utilise une fonction qui permet d'obtenir une fonction de distribution normale $N(\mu, \sigma)$ à partir d'une distribution uniforme.

Dans le cas du passage à la distribution normale, on a deux nombres u_1 et u_2 avec une distribution uniforme $U(0,1)$ et on génère les nombres aléatoires suivants :

$$x_1 = \mu + \sigma \cdot (-2 \cdot \ln u_1)^{1/2} \cdot \cos(2\pi u_2) \quad (39)$$

$$x_2 = \mu + \sigma \cdot (-2 \cdot \ln u_1)^{1/2} \cdot \sin(2\pi u_2) \quad (40)$$

Les résultats sont deux nombres aléatoires x_1 et x_2 avec une distribution $N(\mu, \sigma)$, selon la Figure 2.8. Dans la Figure 2.9, on montre un histogramme du THD de tension avec les résultats d'une simulation, où $M = 1000$ cas, fait à l'aide de l'ensemble ATP/EMTP-HRED et traité par le GTPPLOT.

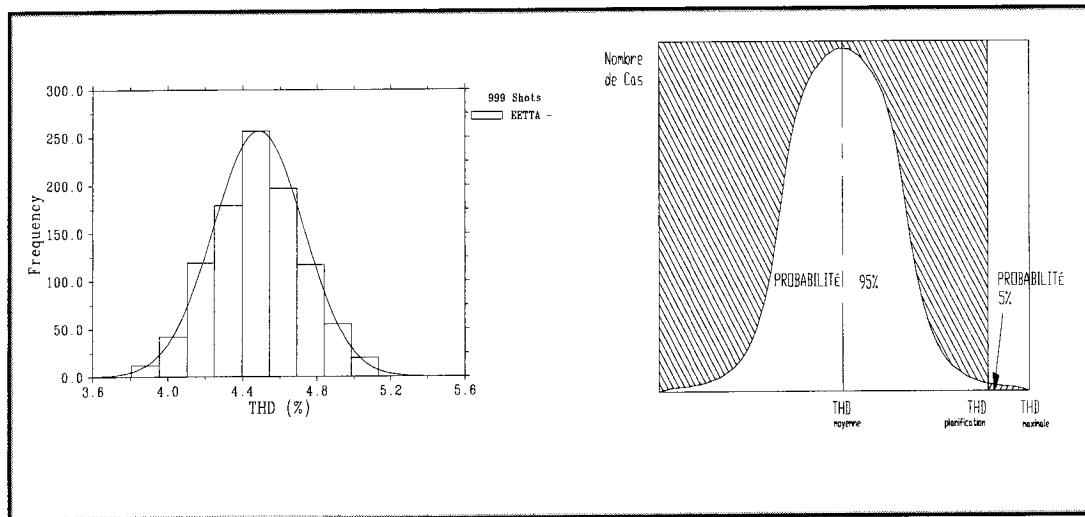


Figure 2.9 : Histogramme de THD de la tension associe à une probabilité donné d'être surpassé

Si l'on introduit un concept de planification, on peut se fonder par exemple sur les histogrammes de fréquence pour modéliser un système de filtrage efficace pour les 95% des cas probables.

2.5.3. PRECISION DE LA SIMULATION MONTE CARLO.

La simulation MC est un processus d'échantillonnage artificiel réalisé par ordinateur. Dans quelques expériences d'échantillonnage, la précision des résultats augmente avec le nombre des tirages; la précision de l'analyse Monte Carlo dépendra du nombre de simulations. Pour pouvoir le vérifier, on utilise la simulation pour estimer la valeur moyenne d'une variable dépendante, Y.

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i \quad (41)$$

La moyenne est une variable aléatoire, où on préfère que sa variance soit la plus petite possible. Si la variance est donnée par :

$$E[(\bar{y} - \mu_y)^2] = \frac{\sigma_y^2}{n} \quad (42)$$

où, μ_y et σ_y sont, respectivement, la moyenne et l'écart type de la population.

On peut constater que l'erreur dans l'estimation de la valeur moyenne est inversement proportionnelle à la racine carré de n.

En 1968, Shooman a montré que dans les études de fiabilité [6], la nécessité d'un grand nombre de simulations, pour garantir un certain degré de précision, est indépendante de la grandeur du système à l'étude, mais qu'il est dépendant du niveau de fiabilité du système analysé.

L'erreur statistique d'une solution obtenue utilisant la méthode Monte Carlo converge vers zéro à une rythme proportionnelle à $(\sqrt{n})^{-1}$ et la fonction de distribution de probabilité de la variable aléatoire converge vers une distribution normale. Tel que montré par le Théorème de la limite centrale, en Annexe 11, évaluant Y moyenne et l'écart sur l'échantillon avec un intervalle de confiance de 95%, on a :

$$\left[\bar{Y} - 1.96 \frac{\sigma_y}{\sqrt{n}}, \bar{Y} + 1.96 \frac{\sigma_y}{\sqrt{n}} \right] \quad (43)$$

Il vient de ce qui précède que la simulation Monte Carlo est un processus où la précision des résultats augmente avec le nombre de cas simulés.

On peut constater que l'erreur dans l'estimation de la valeur moyenne est inversement proportionnel à \sqrt{n} .

Pendant la mesure d'un paramètre comme la valeur moyenne, on peut estimer le nombre d'itérations nécessaires à même de garantir une marge d'erreur donnée dans la dite mesure.

L'expression suivante permet d'estimer le nombre d'itérations nécessaires pour trouver la valeur moyenne avec un certain intervalle de confiance et pour une marge d'erreur donnée :

$$n = \left(\frac{100 \cdot \sigma_y \cdot Z_{\alpha/2}}{\varepsilon_G \cdot \mu} \right)^2 \quad (44)$$

Soit :

$\bar{Y} = \mu$ la valeur moyenne de l'échantillon,

σ_y : l'écart type de l'échantillon,

ε_G : l'erreur permise lors de la mesure, en %,

$Z_{\alpha/2}$: la valeur que dans une distribution normale de valeur moyenne nulle et d'écart type unitaire, définit un intervalle $[-Z_{\alpha/2}, +Z_{\alpha/2}]$ à l'intérieur duquel se trouve la variable aléatoire avec une probabilité $(1-\alpha)$,

n : le nombre d'itérations qui peut garantir un niveau de confiance $(1-\alpha)$.

Ayant comme fin l'estimation du nombre d'itérations, on a mis un niveau de confiance de 95% dans une variable aléatoire de fonction de densité de probabilité connue. L'erreur maximale recherchée devra être meilleur que 1%.

Des résultats obtenus, on déduit qu'après 1000 itérations, l'erreur sera inférieure à 0.5%., Tableau 2.1. et Figure 2.10.

Le nombre trouvé peut seulement garantir que la distribution obtenue pour les variables aléatoires d'entrées est à l'intérieur de la marge d'erreur exigée par rapport à la distribution théorique.

Tableau 2.1 : Convergence de la méthode Monte Carlo

Nombre de simulations	THD moyenne	THD écart	Erreur en %
10	3.2918	0.09056	1.705
100	3.3176	0.10226	0.604
1000	3.2966	0.10255	0.193

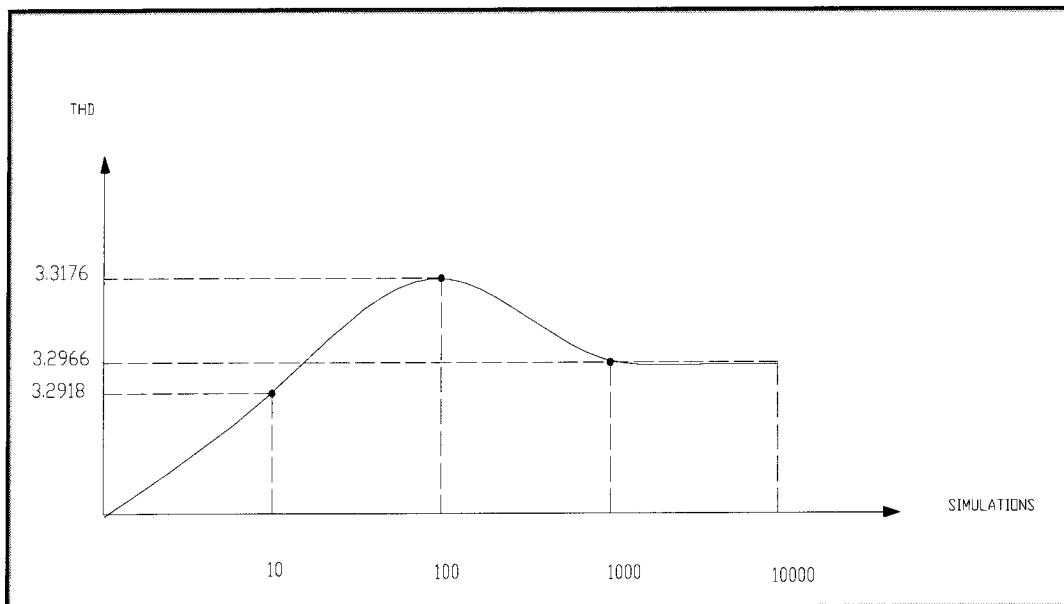


Figure 2.10 : Convergence de la méthode MC.

Ce dernier graphique permet de montrer la reduction de l'erreur donc la convergence de la méthode Monte Carlo pour le quatrième cas dans le chapitre 3 section 2.2.3 en fonction du nombre de simulations.

2.6. TRANSFORMATION DISCRÈTE DE FOURIER

Dans l'Annexe 11, «Théorème de la limite centrale et transformation de Fourier», on décrit les tâches qui sont effectuées à l'aide du programme HSOURCE utilisé pour la transformation rapide de Fourier.

CHAPITRE 3

DEVELOPPEMENT DES SIMULATIONS

Le travail a été divisé en deux parties.

Dans la première partie, on a calculé les sources harmoniques produites par les redresseurs. Dans la deuxième partie, on a utilisé ces sources harmoniques pour calculer le THD à chaque barre du réseau pour toutes les conditions d'analyse. L'information sur les sources de courant (module) a un caractère statistique déterminé pour la moyenne et l'écart type. En premier lieu, on a cherché la phase du courant qui génère le pire THD aux bornes de la source équivalente et en deuxième lieu, on l'a fait varier de façon stochastique.

PARTIE I :

3.1. VALIDATION DU MODÈLE D'UN PONT REDRESSEUR MONOPHASÉ

On veut simuler de la façon la plus fiable un redresseur monophasé. Pour une telle tâche, on a trouvé dans le livre « Power Electronic» [4] quels sont les composants électroniques utilisés, ses valeurs, et les courbes des réponses attendues dans différents points du circuit.

De cette façon, on utilisera les courbes de la référence [4] pour valider notre modèle de redresseur en deux étapes.

D'entrée de jeu, on répète exactement le même exemple du livre et on procède à la comparaison des réponses.

Ensuite, on change seulement la valeur de la résistance de charge de façon à avoir une puissance désirée de 400W. La valeur par calcul d'une telle résistance est de 66,7 ohms. L'exemple du livre a été conçu à l'aide du logiciel PSpice. Dans notre cas, le modèle est bâti dans la version ATP du logiciel EMTP, Figure 3.11.

À cause de la différence du logiciel utilisé, on s'attend à des résultats avec de faibles écarts. Le circuit représenté est le suivant :

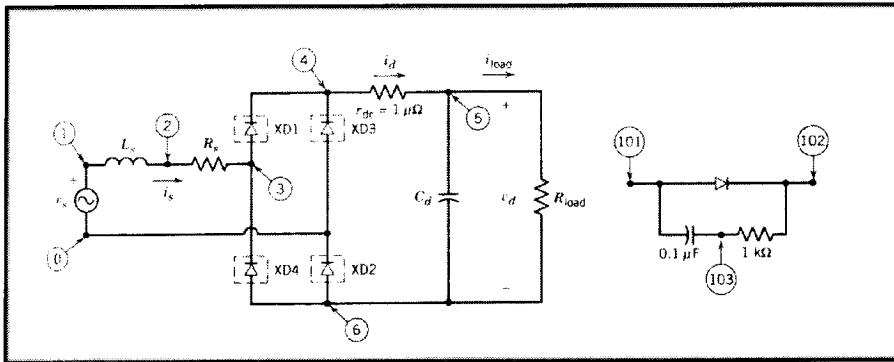


Figure 3.11 : Pont monophasé-PSPICE

Les valeurs de chaque composant électronique, tout comme le résultat de la simulation utilisant le PSPICE, se présentent tel que ci-dessous.

```

PSPICE INPUT CIRCUIT FILE FOR EXAMPLE 5-2
* Single-Phase, Diode-Bridge Rectifier
LS 1 2 1mH
RS 2 3 1m
*
rdc 4 5 10
RLOAD 5 6 20.0
T0 5 6 100nH IC=160V
*
XD1 3 4 DIODE_WITH_SNUB
XD3 0 4 DIODE_WITH_SNUB
XD2 4 5 DIODE_WITH_SNUB
XD4 5 0 DIODE_WITH_SNUB
*
VS 1 0 SIN(0 173V 60.0 0 0 C)
*
.TRAN 50us 50ms Us 50us UIC
.PROBE 60.0 v(1) i(LS) i(rdc) v(5,6)
.FOUR 60.0 v(1) i(LS) i(rdc) v(5,6)

.SUBCKT DIODE_WITH_SNUB 101 102
* Power Electronics Simulation, Analysis Education....by N. Mehan.
DX 101 102 POWER_DIODE
RSNQB 102 103 1000.0
CSNQB 103 101 0.1eF
.MODEL POWER_DIODE D(RS=0.01, CJO=100pF)
.ENDS

.END

PSPICE OUTPUT OF EXAMPLE 5-2
FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE V(1)
HARMONIC FREQUENCY FOURIER NORMALIZED PHASE NORMALIZED
# NO (HZ) COMPONENT COMPONENT (DEG) PHASE (DEG)
1 6.000E+01 1.000E+00 -1.000E-01 0.000E+00
FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(LS)
HARMONIC FREQUENCY FOURIER NORMALIZED PHASE NORMALIZED
# NO (HZ) COMPONENT COMPONENT (DEG) PHASE (DEG)
1 6.000E+01 1.535E+01 1.000E+00 -1.000E-01 0.000E+00
2 1.200E+02 6.452E+02 4.571E-03 -9.132E-01 -8.135E+00
3 1.800E+02 1.174E+03 7.646E-01 1.444E-02 1.559E+00
4 2.400E+02 4.493E+03 2.739E-01 6.533E+01 9.538E+00
5 3.000E+02 1.098E+04 1.492E-01 -5.924E+01 -4.235E+01
6 3.600E+02 1.585E+04 1.032E-03 -1.026E-02 -9.235E+01
7 4.200E+02 5.607E+04 1.424E-01 8.058E-01 9.055E+01
8 4.800E+02 2.779E+05 1.637E-03 -6.191E-01 -7.167E+01
9 5.400E+02 1.739E+05 6.734E-02 1.535E-02 1.636E+02

TOTAL HARMONIC DISTORTION 6.679630E+01 PERCENT

```

Figure 3.12 : résultats de la simulation avec PSPICE.

Ici commence la comparaison entre les courbes générées premièrement avec le logiciel PSPICE et deuxièmement avec le logiciel ATP/EMTP.

On peut voir la ressemblance entre les deux formes d'onde. Dans la première comparaison, figure 3.13 on peut seulement évaluer la similitude dans les formes d'ondes des variables électriques intégrées.

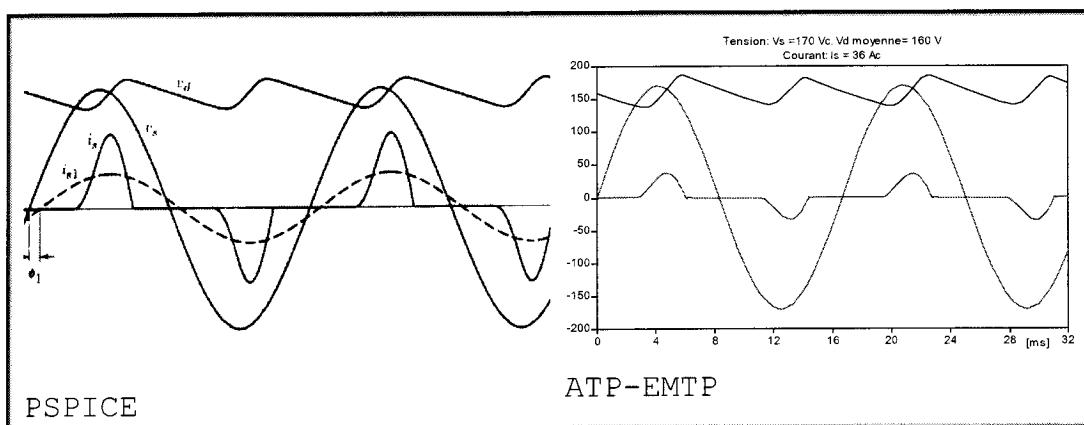


Figure 3.13 : Courbes V et I du pont monophasé –Validation.

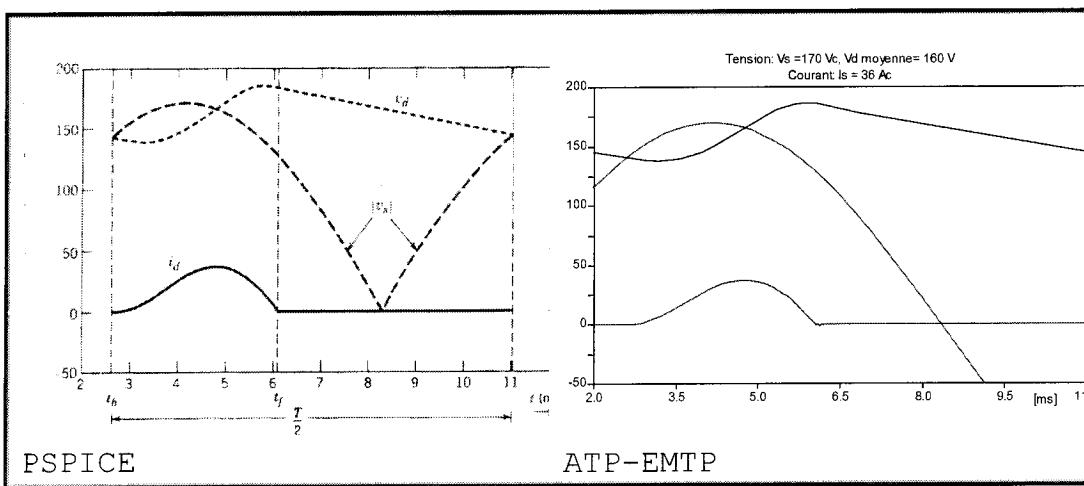


Figure 3.14 : Courbes V et I du pont monophasé -Validation

Dans la deuxième comparaison (figure 3.14), on peut évaluer les valeurs des formes d'ondes des variables électriques intégrées et vérifier la validité du modèle. Les résultats numériques de la comparaison sont consignés au tableau 3.2.

Tableau 3.2 : Comparaison de résultats entre PSPICE et EMTP dans le modèle du pont monophasé

Variable	PSPICE	ATP/EMTP
Tension continue moyenne	158.45 V	160 V
Valeur crête de courant	34.7 Ac	36 Ac
Valeur du fondamental	10.86 A	11.1 A
Ieff	14.52 A	14.95 A
THD du courant	88.8%	89.4%

Dans ce processus de calcul, la petite différence (1 à 2%) peut être occasionnée par le logiciel PSPICE qui prend en compte des harmoniques jusqu'au 9^{ème}, à la différence de l'ATP qui peut le faire jusqu'à l'harmonique 33^{ème}.

La forme d'onde du courant du pont monophasé et le facteur K (K=7,55) sont montrés à la figure 3.15.

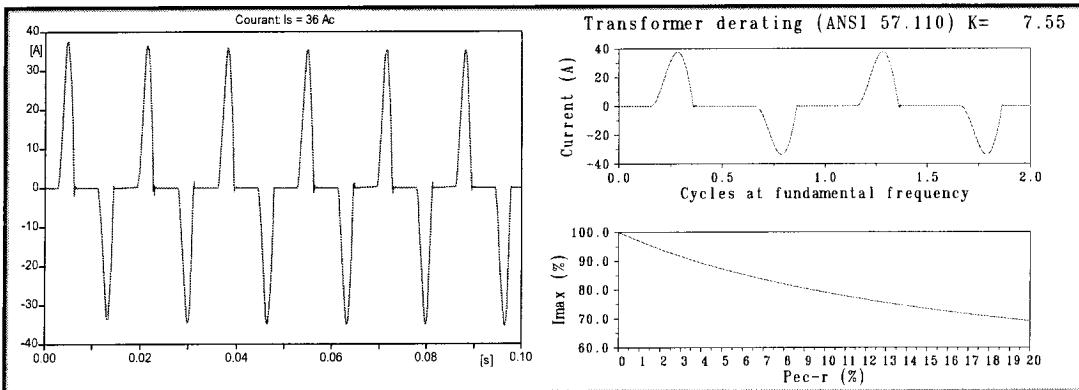


Figure 3.15 : Courant du pont monophasé tire de ATP-EMTP

Par suite, pour la forme d'onde de courant on montre les indices de qualité au tableau 3.3.

Tableau 3.3 : Indices de qualité pour l'onde de courant tire de ATP-EMTP.

1	RMS Fund. = 1.1156E+01	Dist. = 9.9627E+00	Total	1.4957E+01
2	THD			8.9417E+01 %
3	THD EVEN			7.6216E+00 %
4	THD ODD			8.9092E+01 %
5	THD balanced			4.5810E+01 %
6	THD residual			7.6791E+01 %
7	K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)			7.5544E+00
8	Total TIF IEEE Std. 519			2.6109E+02
9	Balanced TIF IEEE Std. 519			2.1536E+02
10	Residual TIF IEEE Std. 519			1.4759E+02
11	Total C message index			4.3336E+00
12	Balanced C message index			3.6933E+00
13	Residual C message index			2.2670E+00
14	Total I.T or V.T product IEEE Std. 519			3.9051E+03
15	Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519			3.2212E+03
16	Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519			2.2076E+03
17	Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)			6.6656E+01 %
18	Mean value Vmean			8.1572E+00
19	Peak value Vpeak+ = 3.7513E+01	Vpeak-		-3.3603E+01
20	Crest factor max Vpeak/Vrms			2.5080E+00
21	Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2			3.5489E+00
22	Form factor RMS/Vmean			1.8336E+00
23	Zero frequency component			5.6197E-01

Aux figures 3.16 et 3.18 on montre l'onde de tension déformée mesurée aux bornes internes de la source de tension, et on calcule le THD de l'onde de tension pour faire la comparaison entre les deux logiciels de calcul. On obtient une valeur THD de 5.7%, selon la référence [4], calculée par le PSPICE contre une valeur de 6.2% (tableau 3.4) calculée par l'ATP/EMTP. Ces valeurs nous permettent de voir que l'ATP/EMPT donne un résultat plus conservateur.

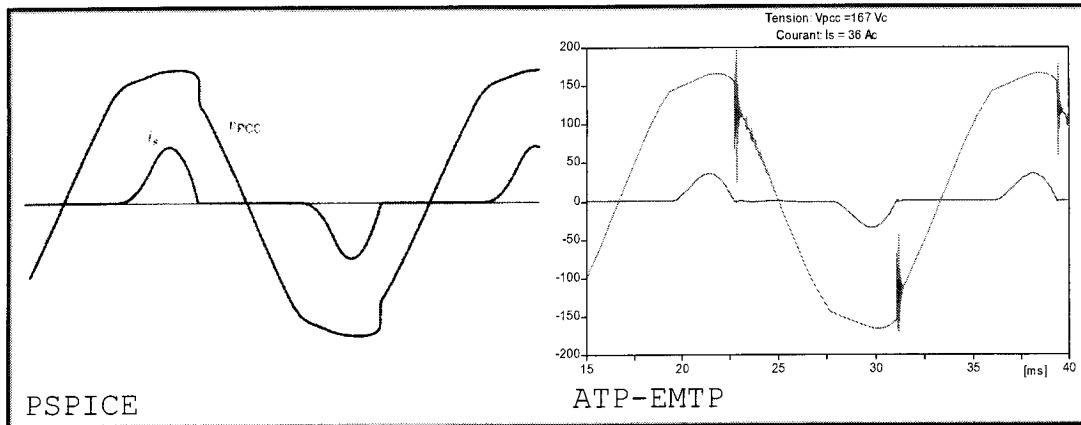


Figure 3.16 : Courbes V et I du pont monophasé au point interne de la source

Tableau 3.4 : Indices de qualité pour l'onde de tension tire de ATP-EMTP.

1	RMS Fund.	= 1.1983E+02	Dist.	= 7.4483E+00	Total	1.2006E+02
2	THD					6.2159E+00 %
3	THD EVEN					4.6701E-01 %
4	THD ODD					6.1983E+00 %
5	THD balanced					4.5063E+00 %
6	THD residual					4.2814E+00 %
7	K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)					1.2169E+00
8	Total TIF IEEE Std. 519					1.0409E+02
9	Balanced TIF IEEE Std. 519					8.2670E+01
10	Residual TIF IEEE Std. 519					6.3242E+01
11	Total C message index					1.3935E+00
12	Balanced C message index					1.1245E+00
13	Residual C message index					8.2301E-01
14	Total I.T or V.T product IEEE Std. 519					1.2496E+04
15	Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519					9.9252E+03
16	Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519					7.5927E+03
17	Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)					6.2039E+00 %
18	Mean value Vmean					1.0818E+02
19	Peak value Vpeak+	= 1.9833E+02	Vpeak-			-1.6556E+02
20	Crest factor max Vpeak/Vrms					1.6520E+00
21	Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2					4.7076E-01
22	Form factor RMS/Vmean					1.1098E+00
23	Zero frequency component					3.6620E-04

On représente dans la figure 3.17, à l'aide d'un histogramme de barres, les modules des 33 harmoniques de la tension trouvés dans l'analyse de *Harmonic frequency scan*. Finalement, on peut conclure qu'étant donnée la similitude presque parfaite des formes et les valeurs des ondes entre le modèle PSPICE et le modèle ATP/EMTP, on peut accepter comme valide le modèle du redresseur monophasé réalisé pour notre projet à l'aide du logiciel ATP/EMTP.

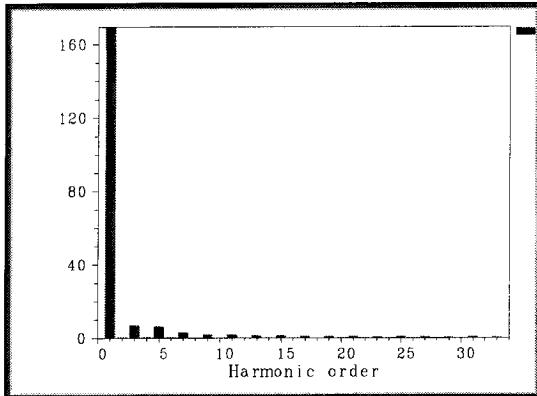


Figure 3.17 : Courbes Amplitude des harmoniques de V du pont monophasé au point interne de la source

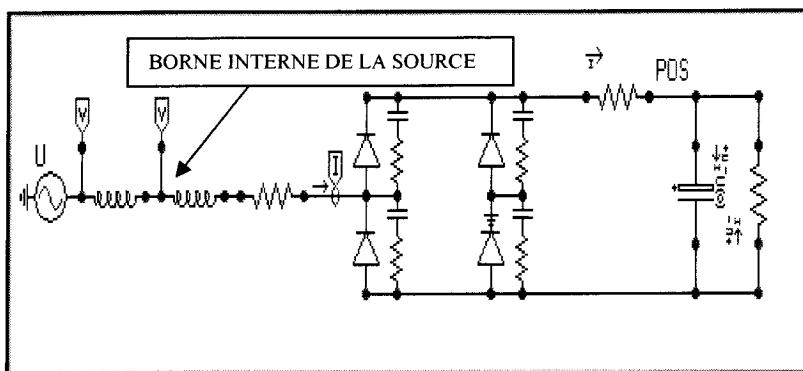


Figure 3.18 : Diagramme du pont monophasé étudié avec ATP-EMTP.

3.1.1. ÉTUDE STOCHASTIQUE DE LA GENERATION D'HARMONIQUES D'UN REDRESSEUR MONOPHASÉ

Après la validation du pont monophasé faite au point 3.1, on modifie le fichier ATP/EMTP pour exécuter les simulations temporelles avec variation stochastique des composants du circuit. (Voir fichier ATP/EMTP Annexe 1).

La méthode consiste à générer, moyennant un autre programme HRED, les valeurs des paramètres que nous voulons faire varier selon une loi stochastique donnée. HRED produit des fichiers avec des valeurs qui sont insérées dans le fichier ATP/EMTP à

chacune des simulations. Dans le tableau 3.5, on montre les paramètres qui varient, leurs valeurs moyennes et les écarts types.

Tableau 3.5 : Distribution de probabilité des variables

VARIABLE	SIGNIFICATION	DIST. DE PROBABILITÉ NORMAL (μ, σ)
VALIN1	VGAMMA de la diode	N(0.60,0.05) en Volt
VALIN2	Résistance de charge	N(66.7, 6.0) en Ohm
VALIN3	Capacitance de charge	N(1000, 50) en μF
VALIN4	Module de la tension d'alimentation	N(170 ,17) en Volt
VALIN5	Inductance de la source	N(0.5 ,0.1) en mH

Finalement, pour générer les valeurs des courants, il faut utiliser le programme HSOURCE. Ce dernier permet de calculer pour chacune des 100 simulations temporelles, les 33 sources harmoniques équivalentes de courant à l'aide de la transformation rapide de Fourier.

On répète le même processus pour les 100 simulations et on obtient comme résultat un histogramme pour chacun des 33 harmoniques avec leurs valeurs moyennes et écarts types.

Le graphique ci-dessous représente lesdites opérations.

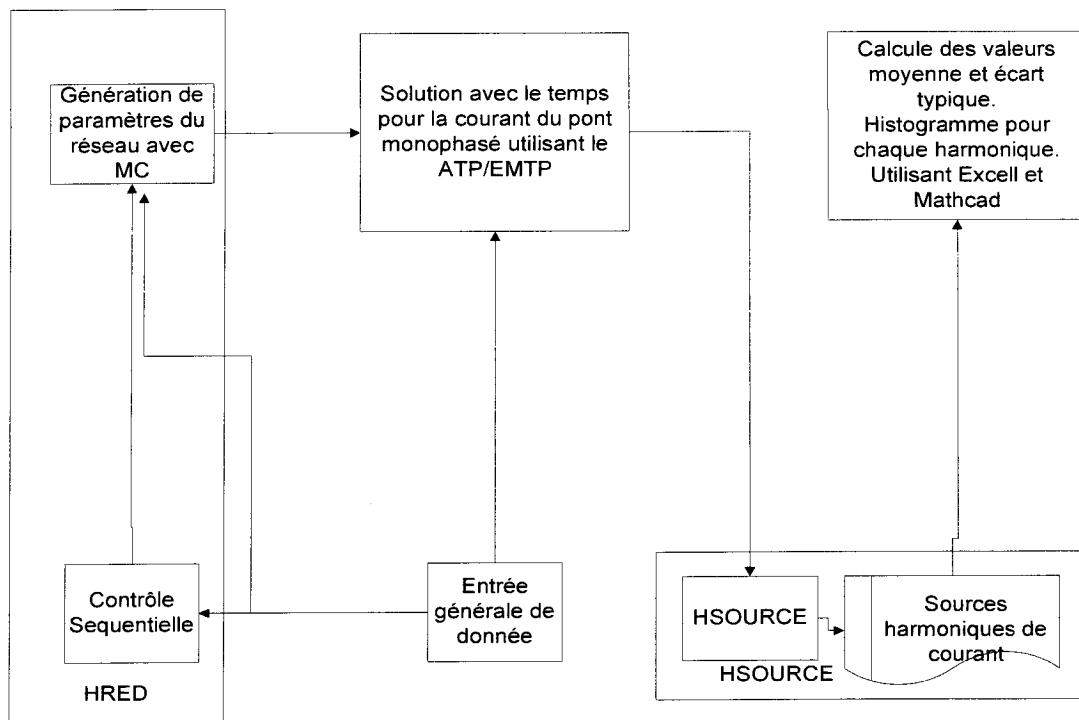


Figure 3.19 : Opération de l'ATP/EMTP et HSOURCE

L'étude stochastique de simulations dans le temps permet d'obtenir la série de tensions sur la barre interne de la source, ie, celle avec le THD le plus élevé. L'histogramme des cas simulés est donné à la figure 3.20.

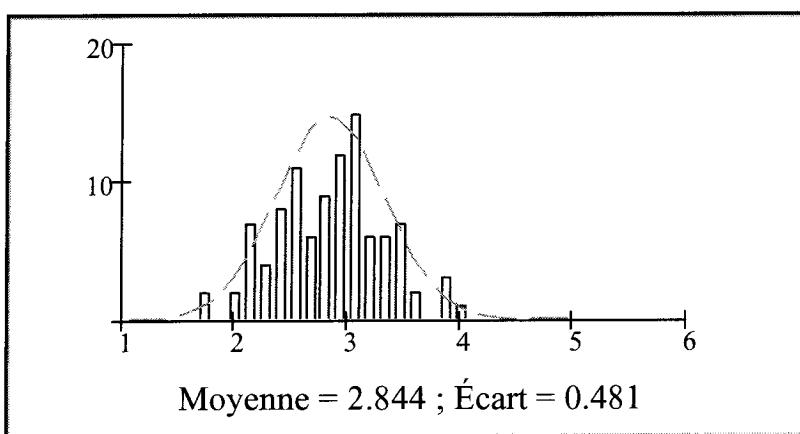


Figure 3.20 : Histogramme des THD de tension à la barre source

Une représentation tridimensionnelle de l'ensemble des 100 tensions est présentée à la figure 3.21, dont un extrait le pire cas.

Ci-dessous, au tableau 3.6, on fait l'analyse au pire forme d'onde de tension dont le THD a une valeur de 4.06 %.

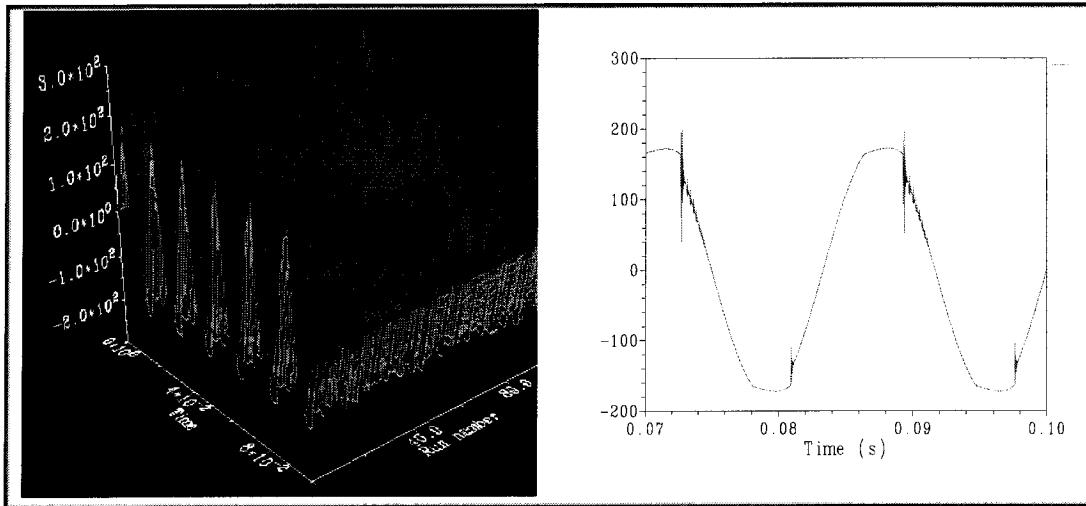


Figure 3.21 : Onde de tension : Diagramme tridimensionnel et pire cas

Si bien qu'au pire THD de tension correspond le pire courant. On garde la phase du courant qui génère le pire THD de la tension pour l'utiliser comme phase de notre source de courant, on fait varier l'amplitude de cette source selon une distribution normale. À chaque harmonique est calculé l'amplitude moyenne et l'écart type.

$$\text{Pour le pire cas, le facteur de puissance est : } \cos(\varphi) = \frac{P}{V.I} = \frac{400W}{126V.3.97A} \cong 0,8$$

Les tableaux 3.6 et 3.7 donnent pour les tensions et courants les indices de qualité depuis à l'Annexe 9.

Tableau 3.6 : Indices de qualité pour la pire onde de tension

1	RMS	RMS Fund. =	1.2649E+02	Dist. =	5.1402E+00	Total	1.2659E+02
2	THD						4.0638E+00 %
3	THD EVEN						1.4679E-01 %
4	THD ODD						4.0612E+00 %
5	THD balanced						3.2657E+00 %
6	THD residual						2.4186E+00 %
7	K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)						1.1230E+00
8	Total TIF IEEE Std. 519						8.0416E+01
9	Balanced TIF IEEE Std. 519						6.7636E+01
10	Residual TIF IEEE Std. 519						4.3498E+01
11	Total C message index						1.0783E+00
12	Balanced C message index						9.2051E-01
13	Residual C message index						5.6168E-01
14	Total I.T or V.T product IEEE Std. 519						1.0180E+04
15	Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519						8.5622E+03
16	Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519						5.5065E+03
17	Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)						4.0605E+00 %
18	Mean value Vmean						1.1410E+02
19	Peak value Vpeak+ =	1.9500E+02		Vpeak-			-1.7212E+02
20	Crest factor max Vpeak/Vrms						1.5403E+00
21	Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2						3.5330E-01
22	Form factor RMS/Vmean						1.1095E+00
23	Zero frequency component						-7.3999E-02

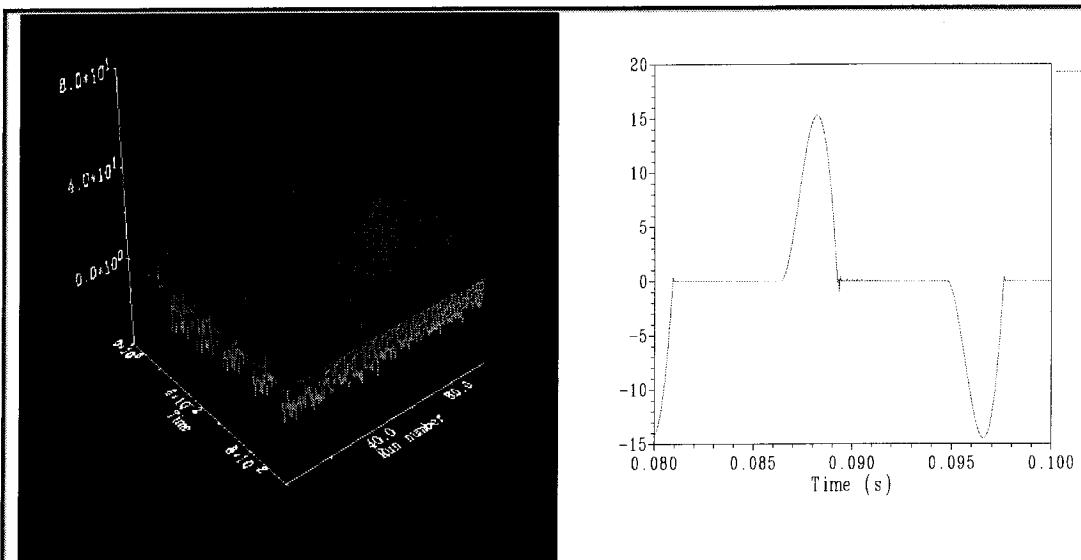


Figure 3.22 : Onde de Courant : diagramme tridimensionnel et pire cas

À la figure 3.22 on donne une représentation tridimensionnelle de l'ensemble des 100 courants, dont le pire est présenté en extrait.

Ensuite, à l'aide du programme HSOURCE de transformation rapide de Fourier, on analyse les 100 formes des ondes de courant obtenues; où :

N = nombre de points de la fenêtre de calcul,

n = rang de l'harmonique, n= f/f₁ avec f₁=60 Hz,

u = tension mesurée ou calculée de façon directe,

U = tension complexe à f=n.f₁,

L'on notera que la largeur de la fenêtre de calcul est d'une période.

Tableau 3.7 : Indices de qualité pour la pire onde de courant

1	RMS Fund. = 3.9740E+00	Dist. = 4.1480E+00	Total	5.7445E+00
2	THD			1.0442E+02 %
3	THD EVEN			4.2174E+00 %
4	THD ODD			1.0434E+02 %
5	THD balanced			6.2871E+01 %
6	THD residual			8.3375E+01 %
7	K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)			1.0839E+01
8	Total TIF IEEE Std. 519			3.7494E+02
9	Balanced TIF IEEE Std. 519			3.2578E+02
10	Residual TIF IEEE Std. 519			1.8559E+02
11	Total C message index			6.1685E+00
12	Balanced C message index			5.4730E+00
13	Residual C message index			2.8454E+00
14	Total I.T or V.T product IEEE Std. 519			2.1538E+03
15	Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519			1.8715E+03
16	Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519			1.0661E+03
17	Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)			7.2224E+01 %
18	Mean value Vmean			2.8878E+00
19	Peak value Vpeak+ = 1.5325E+01	Vpeak-		-1.4491E+01
20	Crest factor max Vpeak/Vrms			2.6679E+00
21	Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2			4.6537E+00
22	Form factor RMS/Vmean			1.9893E+00
23	Zero frequency component			1.1433E-01

Finalement le tableau 3.8 donne les résultats des analyses des formes d'ondes. On y retrouve, l'amplitude, la phase et la fréquence des sources de courants harmoniques.

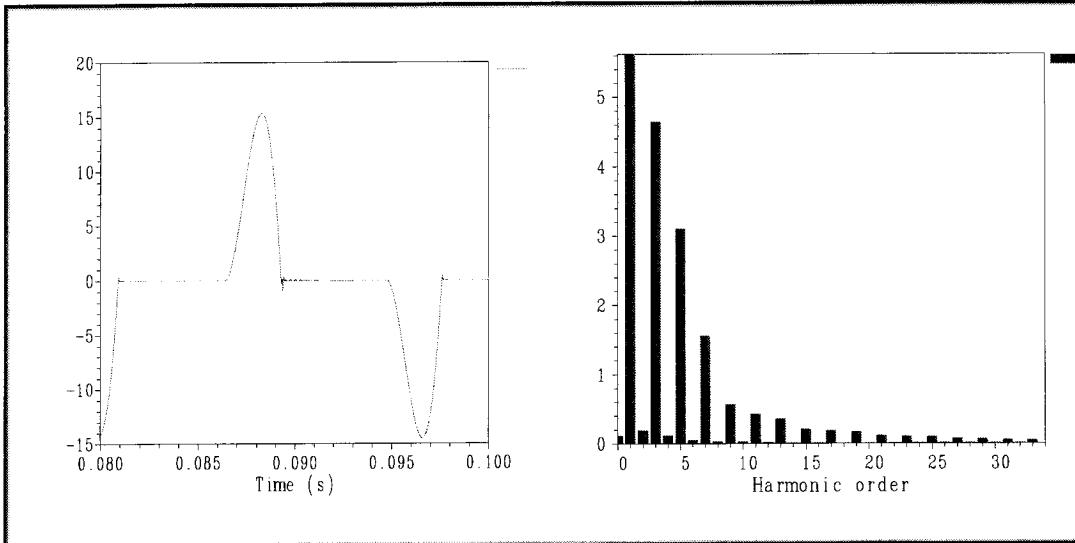


Figure 3.23 : Onde de Courant : Pire cas et histogramme des harmoniques

Tableau 3.8 : Sortie de HSOURCE

Begin the Fourier series computation using 667 equidistant points.					
Harmonic number	Coefficient	Cosine coefficient	Sine coefficient	Complex amplitude	Fraction of fundamental
0	1.143271823E-01	0.000000000E+00	1.143271823E-01	0.000000000E+00	0.0203510
1	-5.592327962E+00	5.340576870E-01	5.617770879E+00	1.000000000E+00	1.0000000
2	1.892040178E-01	-3.192245584E-02	1.918780960E-01	0.0341556	
3	-4.473913764E+00	1.238698505E+00	4.642227737E+00	0.8263469	
4	1.110522602E-01	-4.134451212E-02	1.184988320E-01	0.0210936	
5	-2.844663546E+00	1.226615524E+00	3.097871870E+00	0.5514415	
6	4.782947590E-02	-1.292396463E-02	4.954480424E-02	0.0088193	
7	-1.422039308E+00	6.291963709E-01	1.555018928E+00	0.2768036	
8	1.421937830E-02	2.216081485E-02	2.633044690E-02	0.0046870	
9	-5.650838510E-01	-4.164235859E-02	5.666161353E-01	0.1008614	
10	4.681910259E-03	3.159775677E-02	3.194273809E-02	0.0056860	
11	-1.858681955E-01	-3.874665641E-01	4.297409969E-01	0.0764967	
12	-5.174721782E-04	2.092788853E-02	2.093428518E-02	0.0037264	
13	-1.059485945E-02	-3.646794131E-01	3.648332844E-01	0.0649427	
14	-9.067298145E-03	6.497442109E-03	1.115493835E-02	0.0019857	
15	1.149582910E-01	-1.747202324E-01	2.091472406E-01	0.0372296	
16	-1.103951551E-02	-2.561633702E-04	1.104248714E-02	0.0019656	
17	1.817462816E-01	-1.130842531E-02	1.820977522E-01	0.0324146	
18	-4.576945335E-03	-1.137633465E-03	4.716210184E-03	0.0008395	
19	1.509245034E-01	7.157964083E-02	1.670384707E-01	0.0297339	
20	3.903921784E-03	-2.313713874E-03	4.538047288E-03	0.0008078	
21	5.377845795E-02	1.017008322B-01	1.150442602E-01	0.0204786	
22	7.362532568E-03	-5.158863952E-03	7.517568323B-03	0.0013382	
23	-3.518668112E-02	9.887568480E-02	1.049500051B-01	0.0186818	
24	5.582796351E-03	3.035708597E-03	6.354773149B-03	0.0011312	
25	-7.375276656E-02	6.133345843E-02	9.592321772B-02	0.0170750	
26	3.213898230E-03	8.621514992E-03	9.201068557B-03	0.0016379	
27	-6.928995205E-02	1.750150006E-03	6.921208341E-02	0.0123202	
28	6.041131418E-04	1.018083515B-02	1.019874292B-02	0.0018154	
29	-4.401251884E-02	-4.582986503E-02	6.354115472B-02	0.0113107	
30	2.878056983E-03	6.625903108E-03	7.223974252E-03	0.0012859	
31	-9.997750702E-03	-5.731559566E-02	5.818103235B-02	0.0103566	
32	-5.906188497E-03	2.332615420E-03	6.350130492B-03	0.0011304	
33	2.426340634E-02	-3.790443312E-02	4.500509902B-02	0.0080112	

À partir des calculs effectués par l'analyse de Fourier pour le pire courant on obtient les 33 sources harmoniques qui simulent la courant original. La figure 3.23. en donne un aperçu. On exécute le même processus pour les 100 courants.

De cette façon, on peut caractériser les sources de courants avec leurs valeurs moyennes et écarts types, voir les tableaux 3.9. et 3.10.

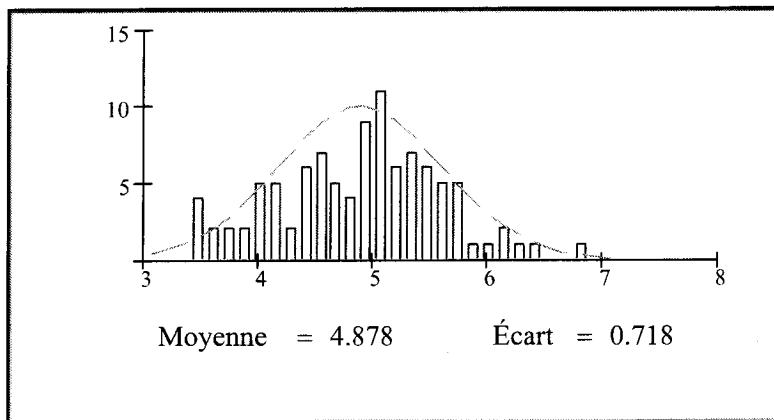


Figure 3.24 : Histogramme des variations au courant fondamental

La figure 3.24 présente l'histogramme correspondant au fondamental. Dans l'Annexe 2 , on montre les 33 histogrammes pour chacun des 33 harmoniques simulés.

Tableau 3.9 : Sortie HSOURCE pour l'ATP/EMTP

```

C HFS sources from file luis.060.
C BUS      AMPLITUDE FREQUENCY PHASE
C -----
14XX0028-1 6.3343511 60.    -78.90532      -1.0
14XX0028-1 3.9989123 120.   21.423342      -1.0
14XX0028-1 5.018199 180.   -235.4974      -1.0
14XX0028-1 2.5417926 240.   -135.2253      -1.0
14XX0028-1 3.0599567 300.   -28.56532      -1.0
14XX0028-1 .99265355 360.   78.037216      -1.0
14XX0028-1 1.345939 420.   -169.6833      -1.0
14XX0028-1 .30121985 480.   13.565571      -1.0
14XX0028-1 .52600378 540.   85.46566      -1.0
14XX0028-1 .45924342 600.   -92.70186      -1.0
14XX0028-1 .3796303 660.   -15.05382      -1.0
14XX0028-1 .29071224 720.   -218.0707      -1.0
14XX0028-1 .22334252 780.   -124.7561      -1.0
14XX0028-1 .19565079 840.   58.345261      -1.0
14XX0028-1 .15850401 900.   -218.064      -1.0
14XX0028-1 .21257725 960.   -51.44617      -1.0
14XX0028-1 .10851023 1020.  30.004442      -1.0
14XX0028-1 .15474102 1080.  -163.4036      -1.0
14XX0028-1 .06035195 1140.  -51.41766      -1.0
14XX0028-1 .12902631 1200.  -259.8824      -1.0
14XX0028-1 .06646096 1260.  -146.2852      -1.0
14XX0028-1 .11518131 1320.  -8.572158      -1.0
14XX0028-1 .03817077 1380.  -247.4042      -1.0
14XX0028-1 .0936221 1440.   -112.0449      -1.0
14XX0028-1 .04082067 1500.  44.501808      -1.0
14XX0028-1 .08279278 1560.  -216.5373      -1.0
14XX0028-1 .04427009 1620.  -65.32914      -1.0
14XX0028-1 .06360178 1680.  38.270859      -1.0
14XX0028-1 .03706757 1740.  -154.5484      -1.0
14XX0028-1 .05636746 1800.  -59.8873      -1.0
14XX0028-1 .04234465 1860.  -250.8021      -1.0
14XX0028-1 .04866262 1920.  -168.3253      -1.0
14XX0028-1 .04010597 1980.  3.6210818      -1.0
C -----

```

Les données de l'exemple du tableau 3.9 pour le pire courant et les autres 99 courants sont utilisées pour calculer les résultats des tableaux 3.10 et 3.11.

Tableau 3.10 : Moyenne et écart des harmoniques de courant

Ordre harmonique	Amplitude- moyenne [A]	Amplitude- écart [A]
1	4.878	0.718
2	0.227	0.17
3	4.161	0.59
4	0.157	0.115
5	2.981	0.399
6	0.075	0.055
7	1.704	0.228
8	0.028	0.016
9	0.725	0.116
10	0.034	0.017
11	0.38	0.052
12	0.032	0.018
13	0.368	0.046
14	0.019	0.012
15	0.26	0.036
16	0.015	0.0083
17	0.166	0.023
18	0.015	0.0097
19	0.156	0.021
20	0.0095	0.007
21	0.132	0.018
22	0.0068	0.0036
23	0.096	0.015
24	0.0077	0.0036
25	0.086	0.013
26	0.0082	0.004
27	0.077	0.011
28	0.0088	0.0042
29	0.06	0.0092
30	0.0093	0.0044
31	0.053	0.0077
32	0.0086	0.005
33	0.051	0.0069

Tableau 3.11 : Moyenne et écart des phases des harmoniques de courant

Ordre harmonique	Phase- moyenne	Phase- écart
------------------	----------------	--------------

	[degré]	[degré]
1	-7.076	0.766
2	-100.21	92.261
3	-20.387	2.291
4	-112.324	99.101
5	-31.976	3.903
6	-123.717	92.604
7	-38.44	6.201
8	-118.105	90.115
9	-28.511	12.466
10	-116.833	109.473
11	21.43	19.696
12	-91.806	106.65
13	53.186	15.416
14	-65.886	97.998
15	13.591	120.1
16	-105.048	91.336
17	-142.425	142.502
18	-96.327	101.337
19	-204.854	48.411
20	-124.342	120.307
21	-188.721	28.101
22	-155.98	85.007
23	-155.443	36.574
24	-135.372	71.958
25	-117.013	35.45
26	-117.691	56.55
27	-90.521	35.294
28	-77.477	60.412
29	-60.863	44.207
30	-42.76	67.011
31	-24.522	47.075
32	-21.52	75.111
33	-5.428	61.292

3.1.2. METHODE EMPLOYEE POUR SIMULER LA VARIATION STOCHASTIQUE DES COMPOSANTS DU CIRCUIT.

Il s'agit de la même méthode que celle en usage au point 3.1.1 traitant de l'Étude stochastique de la génération d'harmoniques d'un rectificateur monophasé.

L'annexe 1 fournit le fichier de données nécessaire pour effectuer les simulations avec variation stochastique des composants du réseau.

La différence entre le pont monophasé avec variation stochastique et le réseau complet est la grande quantité de variables que le programme HRED doit calculer avant de démarrer l'ATP/EMTP. Les valeurs de chacune des variables, moyenne et écart type, sont écrites directement dans le code source Fortran du programme HRED.

Le programme HRED est fait en FORTRAN et compte plus de 800 lignes de code qui lui permettent de simuler la variation stochastique des paramètres du réseau selon une loi normale. Il s'agit de paramètres tels que l'inductance qui modélise la puissance de court-circuit, la longueur des lignes ou câbles de connexion, les amplitudes et phases des sources de courants harmoniques, la symétrie de la charge, le rapport de transformation et la phase du transformateur.

Pendant l'exécution du programme, HRED génère 16 fichiers avec toutes les valeurs des paramètres qui seront insérés dans le fichier de données du logiciel ATP/EMTP.

PARTIE II :

3.2. ÉTUDE DÉTERMINISTE ET STOCHASTIQUE DE DIFFÉRENTS CAS

À ce point du projet on est arrivé à bâtir un réseau à moyenne tension à l'aide du logiciel ATP/EMTP et un programme en FORTRAN dédié spécialement à ce propos.

Il reste à faire une série de variations dans le fonctionnement du réseau qui mette en évidence *les paramètres significatifs ayant une incidence sur la distorsion harmonique au niveau de 13.8 kV*, côté haute tension du transformateur.

Différents facteurs déterminent un niveau élevé de THD.

Par exemple, on sait que le couplage du transformateur de trois enroulements peut atténuer certains harmoniques. Mais, que se passe-t-il lorsque pour un type donné de couplage des transformateurs, on fait varier de façon discrète le rapport de transformation ou l'angle de déphasage?

En réponse aux interrogations relevées en introduction, deux études ont été réalisées : une étude déterministe et une étude stochastique de sensibilité.

3.2.1. ETUDE DETERMINISTE DE SENSIBILITE

Avant de procéder, avec la simulation Monte Carlo, à l'étude stochastique des grandeurs variables, on engage une «*Étude déterministe de sensibilité du THD à la variation des paramètres du réseau*».

Les résultats de l'Étude de sensibilité nous donnent les outils requis à l'interprétation des simulations stochastiques.

Ce travail étant réalisé, tous les paramètres prennent leur valeurs moyennes, excepté celui qui varie. La variation proposée pour tous les cas est de ($+2\sigma$) de leur moyenne.

Dans le cas du transformateur, la variation portera sur l'angle maximal pour un rapport de transformation constant et vice versa.

Finalement, un classement permet d'identifier les variations relatives ayant produit la majeure variation du THD la plus importante.

Les tableaux 3.12 et 3.13 montrent les données pour le calcul de sensibilité et les variations de THD obtenues.

Tableau 3.12 : Calcul des variations relatives

Variable	Moyenne - μ	Écart - σ	$\mu+2\sigma$
Ncc3ph=95 MVA, X1=1.8 Ω	1.8 Ω 5.5 Ω	0.18 Ω (10%)	2.2 Ω 6.6 Ω
Ncc1ph=57 MVA, X0=5.5 Ω		0.55 Ω	
Long = Longueur ligne	10 km	2.0 (10%)	12 km
Ang = Angle transf.	0. °	+5°	+5°

Rel = Rel. transf.(pu)	1.0	1%	1.01
Load = Charge Active	2.4 MW	5%	2.64 MW
Lt = Connexion transfo.	0.1km	50%	0.2 km
Asym=Asymétrie charge	0%	5%	10%
Source de courant	Moy.	Selon harmon.	≈Max.

Tableau 3.13 : Calcul des variations relatives - Cont.

Variable	μ	THD ₀	$\mu+2\sigma$	THD _{final}
Ncc3ph=95 MVA, X1=1.8	1.8 Ω 5.5 Ω	4.4163%	2.2 Ω 6.6 Ω	4.5842%
Ncc1ph=57 MVA, X0=5.5				
Long = Longueur ligne	10 km	4.4163%	12 km	4.8702%
Ang = Angle transf.	0°	4.4163%	+5°	4.3880%
Rel = Rel. transf.(pu)	1.0	4.4163%	1.01	4.4379%
Load = Charge Active	2.4 MW	4.4163%	2.64 MW	4.4083%
Lt = Connexion transfo.	0.1km	4.4163%	0.2km	4.4163%
Asym=Asymétrie charge	0%	4.4163%	10%	4.4279%
Source de courant	Moy.	4.4163%	≈Max.	6.0385%

Tous les cas analysés ont une composante de séquence négative de 3% dans la tension d'alimentation.

- De l'analyse des résultats, on en arrive aux conclusions qualitatives suivantes. La valeur de **THD** de la tension **diminue** si :
- la puissance de court circuit **augmente**,
 - la longueur de la ligne de 13.2kV **diminue**,
 - l'angle de déphasage du transformateur **augmente**,
 - le rapport de transformation **diminue**,
 - la charge linéaire **augmente**,
 - l'asymétrie **diminue**.

Il est apparu qu'une augmentation de l'amplitude des sources de courant entraîne une augmentation du THD de la tension. Ce dernier paramètre est le plus important pour modifier le THD de la tension.

De l'étude qualitative on peut faire un classement en fonction de l'effet de quelques paramètres sur le THD de la tension.

L'évaluation consiste à calculer le module de la variation relative du THD par rapport au module de la variation relative du paramètre à tester.

Le classement est consigné au tableau 3.14; celui-ci est valable autour du point de fonctionnement déterminé par les valeurs moyennes des paramètres.

À cause de la ***non linéarité du problème***, on pourrait trouver des résultats différents autour d'un autre point de fonctionnement.

Les cas simulés sont les suivants :

- 1 - cas initial (avec valeurs moyennes),
- 2 - variation de la puissance de court-circuit,
- 3 - variation de la longueur de la ligne de 13.2kV,
- 4 - variation du rapport du transformateur,
- 5- variation de la longueur des câbles de connexion entre les charges et le transformateur,
- 6 - variation de la charge,
- 7 - variation de l'angle de déphasage du transformateur,
- 8 -variation de la symétrie de la charge.

Tableau 3.14 : Classement des variations relatives

Variation relatif du THD en rapport de	Variation	Valeur	Classement
Ncc: La puissance de court-circuit	$\frac{\delta THD}{\delta Ncc} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Ncc / Ncco}$	0.19	5

Long : Longueur de la ligne	$\frac{\delta THD}{\delta Long} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Long / Longo}$	0.5138	2
Ang : Angle du transformateur	$\frac{\delta THD}{\delta Ang} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Ang / 180}$	0.23	4
η : Rapport de transformation	$\frac{\delta THD}{\delta \eta} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta \eta / \eta_o}$	0.4890	3
Load : Charge	$\frac{\delta THD}{\delta Load} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Load / Loado}$	0.018	7
Lt : Longueur des câbles	$\frac{\delta THD}{\delta Lt} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Lt / Lto}$	0.	8
Asym : Asymétrie de la charge	$\frac{\delta THD}{\delta Asym} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Asym / Asymo}$	0.026	6
I1 : Amplitude de la courant fondamentale de la source.	$\frac{\delta THD}{\delta I1} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta I1 / I1o}$	1.2305	1

Les figures qui correspondent aux simulations exécutées se trouvent à l'Annexe 3 « Étude déterministe de sensibilité du THD».

La figure 3.25 montre la variable la plus importante au tableau 3.14; la variation du THD de la tension en fonction du courant fondamental de la source.

Par la suite, on trouve la longueur de la ligne, le rapport de transformation, le déphasage, la puissance de court-circuit, etc.

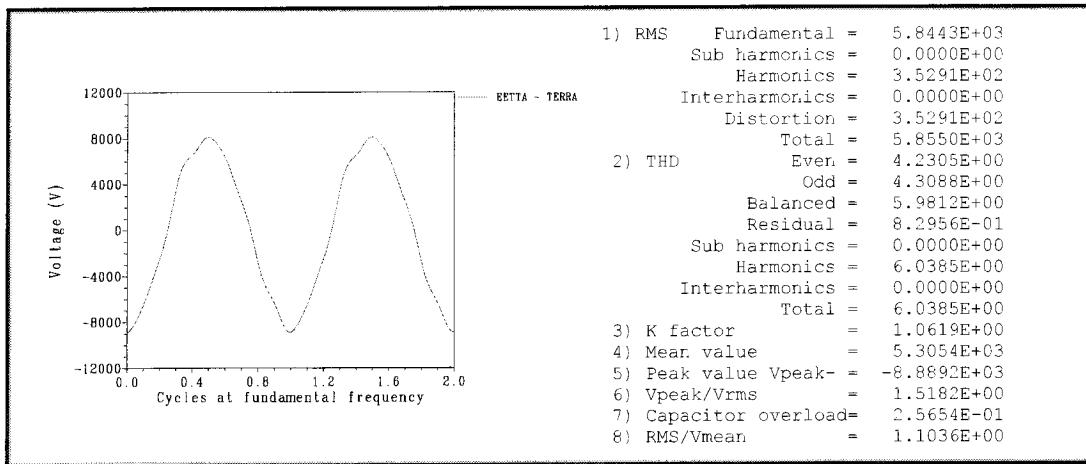


Figure 3.25 : Variations du courant de la source

La même étude est répétée à partir d'un nouveau point de fonctionnement, avec une longueur ligne de 2 km . On montre dans le tableau de classement que les résultats ont changé par rapport à la première analyse. Mais, on maintient la même influence sur la variation de la THD.

Tableau 3.15 : Calcul des variations relatives

Variable	Moyenne - μ	Écart - σ	$\mu + 2\sigma$
Ncc3ph=95 MVA, X1=1.8 Ω	1.8 Ω	0.18 Ω (10%)	2.2 Ω
Ncc1ph=57 MVA, X0=5.5 Ω	5.5 Ω	0.55 Ω	6.6 Ω

Long = Longueur ligne	2 km	10%	2.4 km
Ang = Angle transf.	0. °	+5 °	+5 °
Rel = Rel. transf.(pu)	1.0	1%	1.01
Load = Charge Active	2.4 MW	5%	2.64 MW
Lt = Connexion trafo	0.1km	50%	0.2 km
Asym=Asymétrie charge	0%	5%	10%
Source de courant	Moy.	Selon harmon.	≈Max.

Tableau 3.16 : Calcul des variations relatives - Suite.

Variable	μ	THD ₀	$\mu+2\sigma$	THD _{final}
Ncc3ph=95 MVA, X1=1.8	1.8 Ω 5.5 Ω	3.2665%	2.2 Ω 6.6 Ω	3.3380%
Ncc1ph=57 MVA, X0=5.5				
Long = Longueur ligne	2 km	3.2665%	2.4 km	3.3022%
Ang = Angle transf.	0°	3.2665%	+5°	3.2660%
Rel = Rel. transf.(pu)	1.0	3.2665%	1.01	3.2704%
Load = Charge Active	2.4 MW	3.2665%	2.64 MW	3.2622%
Lt = Connexion transfo.	0.1km	3.2665%	0.2km	3.2665%
Asym=Asymétrie charge	0%	3.2665%	10%	3.2725%
Source de courant	Moy.	3.2665%	≈Max.	3.7273%

Les tableaux 3.15 et 3.16 montrent les résultats pour le calcul de sensibilité et les variations de THD.

Tableau 3.17 : Classement des variations relatives

Variation relatif du THD en rapport de	Variation	Valeur	Classement

Ncc: La puissance de court-circuit	$\frac{\delta THD}{\delta Ncc} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Ncc / Ncco}$	0.1095	3
Long : Longueur de la ligne	$\frac{\delta THD}{\delta Long} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Long / Longo}$	0.0546	4
Ang : Angle du transformateur	$\frac{\delta THD}{\delta Ang} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Ang / 180}$	0.0054	7
η : Rapport de transformation	$\frac{\delta THD}{\delta \eta} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta \eta / \eta_o}$	0.1191	2
Load : Charge	$\frac{\delta THD}{\delta Load} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Load / Loado}$	0.01316	6
Lt : Longueur des câbles	$\frac{\delta THD}{\delta Lt} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Lt / Lto}$	0.	8
Asym : Asymétrie de la charge	$\frac{\delta THD}{\delta Asym} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta Asym / Asymo}$	0.01837	5
I1 : Amplitude de la courant fondamentale de la source.	$\frac{\delta THD}{\delta I1} = \frac{\Delta THD / THDo}{\Delta I1 / Ilo}$	0.2821	1

PIRE CAS DÉTERMINISTE POSSIBLE

On suppose les pires conditions possibles pour augmenter la valeur de la THD. Ce cas est illustré à la figure 3.26.

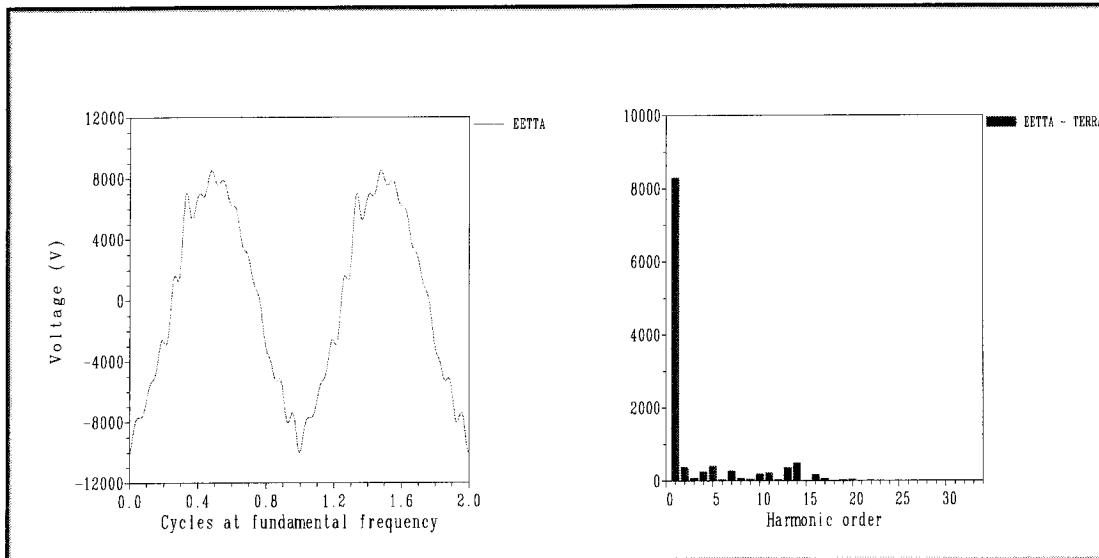


Figure 3.26 : Pire cas possible, déterministe; forme d'onde et histogramme.

Tableau 3.18 : Pire cas possible, déterministe; indices de qualité.

1	RMS Fund. =	5.8645E+03	Dist. =	6.8717E+02	Total	5.9046E+03
2	THD					1.1717E+01 %
3	THD EVEN					8.6229E+00 %
4	THD ODD					7.9337E+00 %
5	THD balanced					1.1642E+01 %
6	THD residual					1.3289E+00 %
7	K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)					2.3866E+00
8	Total TIF IEEE Std. 519					2.9842E+02
9	Balanced TIF IEEE Std. 519					2.9791E+02
10	Residual TIF IEEE Std. 519					1.7367E+01
11	Total C message index					4.6694E+00
12	Balanced C message index					4.6601E+00
13	Residual C message index					2.9490E-01
14	Total I.T or V.T product IEEE Std. 519					1.7620E+06
15	Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519					1.7591E+06
16	Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519					1.0254E+05
17	Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)					1.1638E+01 %
18	Mean value Vmean					5.3430E+03
19	Peak value Vpeak+ =	8.5248E+03	Vpeak-			-1.0013E+04
20	Crest factor max Vpeak/Vrms					1.6957E+00
21	Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2					1.1914E+00
22	Form factor RMS/Vmean					1.1051E+00

La valeur de 11.72% excède le 5% de la norme IEEE519 (Tableau 3.18)

Un filtre efficace capable de réduire le THD de la tension est indispensable.

Un essai, à l'aide d'un filtre de 300 kVARs pour résorber les harmoniques des 2^{ème} jusqu'au 20^{ème} harmoniques, a permis de réduite le THD à 4.88% (Tableau 3.19). Ce qui est conforme à la norme IEEE519.

Le facteur de puissance de l'installation a évolué de 0,8 à 1 avec le filtre et la qualité du signal s'en trouve amélioré tel que le démontre en la figure 3.27 et le tableau 3.19.

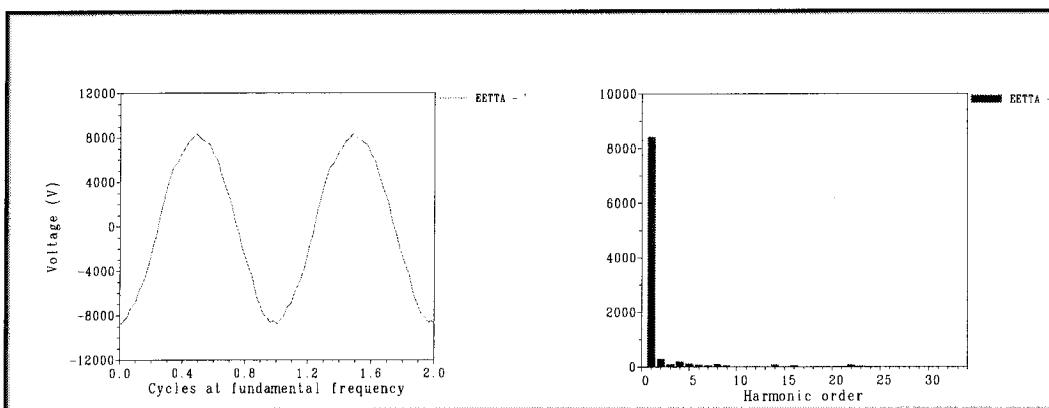


Figure 3.27 : Pire cas possible, déterministe, avec filtrage; forme d'onde et histogramme.

Tableau 3.19 : Pire cas possible, déterministe, avec filtrage; indices de qualité.

1	RMS Fund.	= 5.9468E+03	Dist.	= 2.9040E+02	Total	5.9539E+03
2	THD					4.8832E+00 %
3	THD EVEN					4.5219E+00 %
4	THD ODD					1.8434E+00 %
5	THD balanced					4.6414E+00 %
6	THD residual					1.5177E+00 %
7	K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)					1.0782E+00
8	Total TIF IEEE Std. 519					6.4337E+01
9	Balanced TIF IEEE Std. 519					6.3367E+01
10	Residual TIF IEEE Std. 519					1.1129E+01
11	Total C message index					8.9832E-01
12	Balanced C message index					8.7767E-01
13	Residual C message index					1.9153E-01
14	Total I.T or V.T product IEEE Std. 519					3.8306E+05
15	Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519					3.7728E+05
16	Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519					6.6263E+04
17	Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)					4.8774E+00 %
18	Mean value Vmean					5.3928E+03
19	Peak value Vpeak+ = 8.3138E+03		Vpeak-			-8.7195E+03
20	Crest factor max Vpeak/Vrms					1.4645E+00
21	Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2					2.8414E-01
22	Form factor RMS/Vmean					1.1040E+00

3.2.2. ÉTUDE STOCHASTIQUE DE SENSIBILITE.

3.2.2.1 Variation du nombre de redresseurs

Comme hypothèse de travail on utilise l'hypothèse H1 définie au point 2.1. Pour mettre en évidence le fonctionnement stochastique des sources harmoniques, on laissera fixes, à leur valeur moyenne, tous les éléments qui peuvent varier.

Dans notre cas, on laisse variables :

les sources harmoniques.

On laisse fixes :

- les longueurs des câbles de connexion entre la charge et le transformateur,
- la variation de l'angle ou du rapport du transformateur,
- les puissances de court-circuits monophasé et triphasé,
- la valeur de la charge,
- la longueur de la ligne,
- la composante de séquence négative de la source,

Les filtres seront hors de service.

Le THD totale de la tension dans la barre de 13.8 kV de notre station de transformation reste la valeur plus importante à mesurer.

3.2.2.1.1. Charge symétrique

On étudie le cas d'une charge maximale symétrique, représentée par 300 ordinateurs branchés à chaque enroulement basse tension, (enroulement secondaire et tertiaire).

Le nombre de cas à simuler est de 1000.

Le résultat de la simulation nous donne une valeur moyenne pour le THD de la tension de 4.486%; autour de cette moyenne on place les mille cas. On obtient pour la puissance la valeur maximale de 5.4278%, la figure 3.28 montre la forme d'onde de la tension pour le pire cas qui correspond au THD maximal. On donne aussi une liste avec l'information statistique (moyenne, min, max et écart type) de chacun des 33

harmoniques. Il y a aussi un cadre avec la majorité des indices de qualité décrits dans la norme IEEE 519.

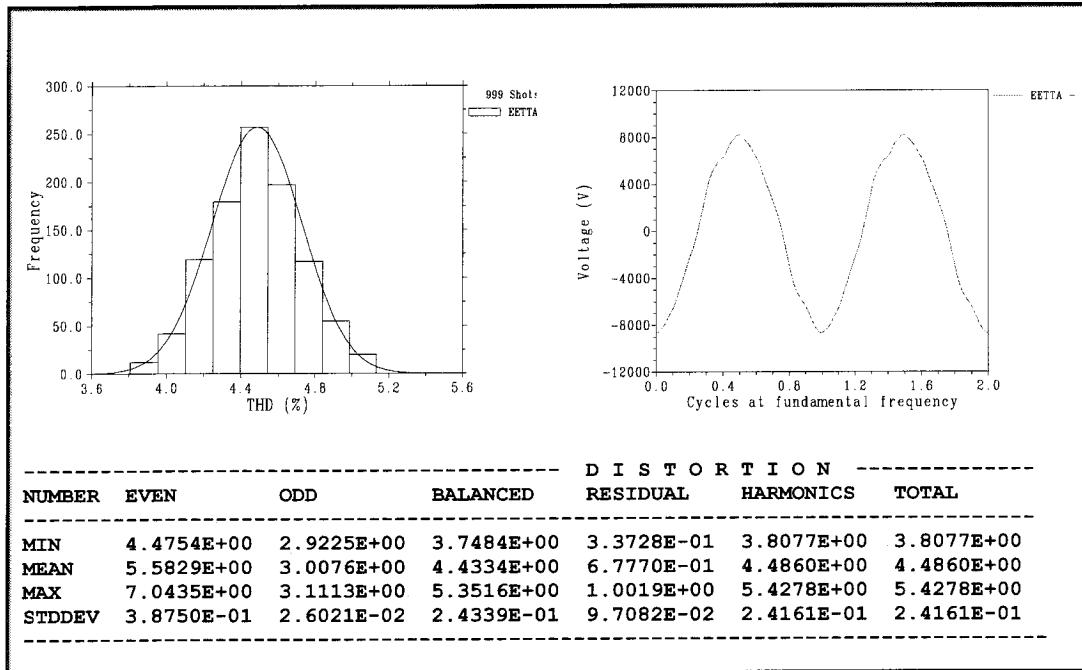


Figure 3.28 : Charge symétrique, pire cas

3.2.2.1.2. Charge asymétrique

Par la suite on étudie cas avec différents pourcentages d'asymétrie de la charge, symétrie des phases et valeur de la charge maximale.

Les cas simulés sont les suivants :

- cas avec variation stochastique du courant des sources et asymétrie de la charge de 10%, ie, entre 90 et 110 ordinateurs par phase.
- cas avec variation stochastique du courant des sources et asymétrie de la charge de 20% ,

- cas avec variation stochastique du courant des sources, asymétrie de la charge de 30%,
- cas avec variation stochastique du courant des sources et asymétrie de la charge de 40%,
- cas avec variation stochastique du courant des sources et asymétrie de la charge de 50%,
- cas avec variation stochastique du courant des sources, asymétrie de la charge de 75%.

1000 simulations avec asymétrie de la charge ont été effectuées.

Le résultat de la simulation nous donne, tel que consigné au Tableau 3.20, une série de valeurs moyennes et maximales pour le THD de la tension. Ces valeurs confirment le résultat trouvé dans l'étude déterministe de sensibilité; le THD augmente avec le pourcentage d'asymétrie. Pour l'asymétrie de 75% une valeur moyenne de 4.67% et une valeur maximale de 5.96% ont été trouvées pour les pires cas.

La figure 3.29 donne la forme d'onde de la tension pour le pire cas correspondant au THD maximal de 5.96% et une asymétrie de 75%. On y retrouve aussi une liste avec l'information statistique de chacun des 33 harmoniques étudiés (moyenne, min, max et écart type) et les indices de qualité décrits à la norme IEEE 519.

Tableau 3.20 : THD fonction du pourcentage d'asymétrie

Asymétrie [%]	thd moy [%]	Thd max [%]
0	4.486	5.4278
10	4.4988	5.4851
20	4.5155	5.5474
30	4.536	5.6140
40	4.5603	5.6852
50	4.5883	5.7606
75	4.6743	5.9647

L'augmentation de l'asymétrie implique une augmentation du THD moyen de 0.28% pour les premiers 10% d'asymétrie et de 0.75% pour les valeurs d'asymétrie plus élevées et proches de 50%.

L'augmentation de l'asymétrie entraîne une augmentation du THD maximal de 1.05% pour les premiers 10% d'asymétrie et de 1.42% pour les valeurs d'asymétrie plus élevées et proches de 50%.

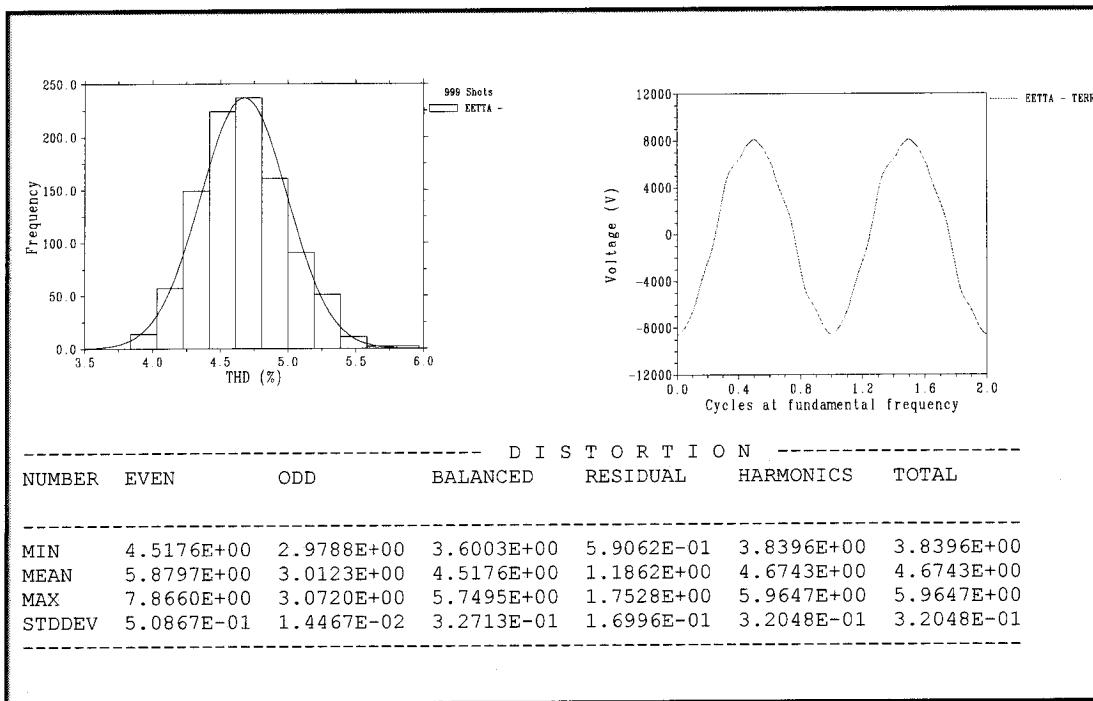


Figure 3.29 : Asymétrie de la charge de 75%

3.2.2.2. Variation de la longueur de câbles de connexion entre le transformateur et les sources d'harmoniques

Comme hypothèse de travail pour mettre en évidence l'effet de la variation stochastique de la longueur des câbles de connexion entre les sources d'harmoniques et le transformateur on laissera fixes, à leurs valeur moyenne, tous les éléments intermédiaires susceptibles de varier.

Dans notre cas on fera varier :

- les sources harmoniques,
- les longueurs des câbles de connexion entre la charge et le transformateur,

On laisse fixes :

- la variation de l'angle ou du rapport de transformation du transformateur,
- les puissances de court-circuits monophasé et triphasé,
- le niveau de la charge,
- la longueur de la ligne,
- la composante de séquence négative de la source.

Les filtres seront hors de service.

Le THD total de la tension à la barre de 13.8kV de notre station de transformation reste le plus important à mesurer.

Verification de l'efficacité de l'approche:

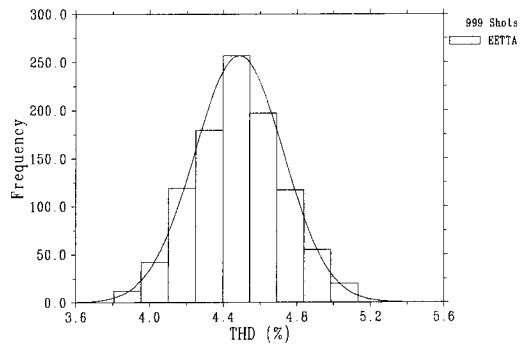
On effectue une première simulation avec variation stochastique de la source harmonique seulement, laissant les autres paramètres constants. Autrement dit, on répète la simulation avec la variation de la longueur des câbles de connexion.

Des deux simulations, on conclut que les différences sont vraiment petites (1.E-4 à E-5). Dans le cas d'une faible différence, le calcul du THD aux bornes haute tension du transformateur n'est pas affecté.

On conclut qu'il *n'est pas significatif de tenir compte de la variation de la longueur des câbles de connexion entre les sources d'harmoniques et le transformateur.*

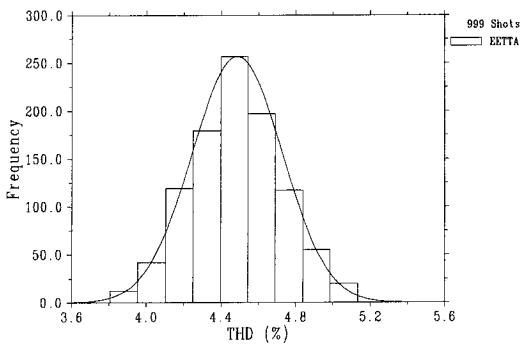
Les résultats de la simulation sont illustrés à la figure 3.30.

Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Couplage Yd1yo



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	4.4754E+00	2.9225E+00	3.7484E+00	3.3728E-01	3.8077E+00	3.8077E+00
MEAN	5.5829E+00	3.0076E+00	4.4334E+00	6.7770E-01	4.4860E+00	4.4860E+00
MAX	7.0435E+00	3.1113E+00	5.3516E+00	1.0019E+00	5.4278E+00	5.4278E+00
STDDEV	3.8750E-01	2.6021E-02	2.4339E-01	9.7082E-02	2.4161E-01	2.4161E-01

Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge. Couplage Yd1yo



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	4.4754E+00	2.9225E+00	3.7484E+00	3.3728E-01	3.8077E+00	3.8077E+00
MEAN	5.5829E+00	3.0076E+00	4.4334E+00	6.7770E-01	4.4860E+00	4.4860E+00
MAX	7.0435E+00	3.1113E+00	5.3516E+00	1.0019E+00	5.4278E+00	5.4278E+00
STDDEV	3.8750E-01	2.6021E-02	2.4339E-01	9.7082E-02	2.4161E-01	2.4161E-01

Figure 3.30 : Variation de la longueur des câbles de connexion entre la charge et le transformateur.

3.2.2.3. Variations de l'angle de déphasage, du rapport du transformateur et autres.

Comme hypothèse de travail on utilise la H1, (voir point 2.1). Pour mettre en évidence le fonctionnement stochastique du transformateur on laisse fixes, à leurs valeur moyenne, tous les éléments liés à la source et susceptibles de varier.

Dans notre cas on varie :

- les sources harmoniques,
- les longueurs des câbles de connexion entre la charge et le transformateur,
- l'angle ou le rapport de transformation du transformateur.

On laissera fixes :

- les puissances de court-circuits monophasé et triphasé,
- le niveau de la charge,
- la longueur de la ligne,
- les composantes de séquence négative de la source.

Les filtres seront hors de service

La valeur importante à mesurer est toujours la même : le THD total de la tension dans la barre de 13.2kV de notre poste de transformation.

Verification de l'efficacité de la méthode :

On effectue une première simulation avec la variation stochastique des sources harmoniques et des longueurs de connexion des transformateurs seulement, laissant les autres paramètres constants.

On répète la simulation avec la variation de l'angle ou du rapport de transformation du transformateur, les autres paramètres étant maintenues constants.

On cherche à modifier légèrement la phase des tensions secondaires par une variation soit du rapport de transformation ou du déphasage du transformateur de couplage Yd1yo.

Des deux simulations, on conclut que différences résultant de ces changements sont autour de 0.1% et clairement très petites pour influencer le calcul du THD_tension.

Avec une différence aussi petite, le calcul du THD aux bornes haute tension du transformateur conduit à une détérioration de 0.13% dans le pire cas. Pour le cas minimal, comme dans le cas moyen, on observe qu'il y a une augmentation d'environ 0.1%.

À l'Annexe 3 on trouve une étude, utilisant un transformateur avec couplage Yd1yo, d'un cas avec variation de rapport et de déphasage qui donne comme résultat général *une diminution du THD lorsque le déphasage augmente et le rapport de transformation diminue*.

Finalement, on a laissé varier tous les paramètres de notre réseau et on a trouvé les valeurs de la THD.

On a simulé un total de quinze simulations, parmi lesquelles les plus importantes sont les suivantes :

- 1 Utilisant l'hypothèse H1, on fait la comparaison entre un cas symétrique avec variation limitée de ses composants (où on a laissé fixes la puissance de court-circuit, la longueur de la ligne et la charge dans leurs valeurs moyennes) et un cas symétrique avec variation de tous ses composants. Ce cas est illustré à la figure 3.31. Les résultats des simulations nous donnent une valeur moyenne du THD de la tension, de 4.48% pour la variation limitée et de 4.49% pour la variation totale de ses composants. Les valeurs maximales correspondantes sont de 5.39% et de 6.04%, respectivement. Ces valeurs maximales s'avèrent supérieurs aux valeurs acceptées par la norme IEEE519 (5%).
- 2 Utilisant l'hypothèse H1, on effectue la comparaison entre deux cas symétriques avec variation totale de leurs composantes, le premier cas étant en couplage Yd5yo et le deuxième en couplage Yd1yo des enroulements du transformateur branchés en triangle. Ce cas est illustré à la figure 3.31. Les résultats des

simulations nous donnent une valeur moyenne pour le THD de la tension de 3.32% pour le couplage Yd5yo et de 4.49% pour le couplage Yd1yo. Les valeurs maximales correspondantes sont de 4.04% et de 6.03%, respectivement. Seule, la valeur maximale pour le couplage Yd5yo respecte les valeurs établies par la norme IEEE519 (5%).

- 3 Pour en arriver à la même valeur de THD du cas avec couplage Yd5yo, on ajoute au cas avec couplage Yd1yo un filtre de 75 kvar pour éliminer les 5^{ème} et 7^{ème} harmoniques. Le résultat des simulations est donné à la figure 3.32. Le cas avec couplage Yd1yo a une valeur moyenne du THD de la tension de 3.32% et une valeur maximale de 3.81%, conforme à la norme IEEE519 (5%).
4. Utilisant l'hypothèse H2 du point 2.1 on fait la comparaison entre le cas avec couplage Yd5yo et le même cas avec variation stochastique de l'angle de phase. Les résultats sont montrés à la figure 3.33, où on peut constater une diminution du THD pour le cas avec simulation stochastique de l'angle de phase. La valeur moyenne est de 3.29% (vs 3.31) et la valeur maximale à 3.80% (vs 4.04%). Ce qui démontre qu'utiliser la phase de la forme d'onde du pire courant nous donne un résultat conservateur.
5. Finalement, on abandonne les hypothèses de simplification utilisées pour faire aux figures 3.33 et 3.34 la comparaison entre le cas présenté ci-dessus, avec couplage Yd5yo et simulation stochastique symétrique de l'angle de phase et le même cas avec simulation stochastique déséquilibrée de l'angle de phase et des modules. Dès lors il est nécessaire de montrer les trois phases de la tension de phase étant donné que le système est déséquilibré (régime déformé). La figure 3.35 montre une diminution du THD pour le cas avec simulation stochastique de l'angle de phase. Il y est évident que dans la phase B, la pire, la valeur moyenne est de 3.25% (inférieur à 3.29) et la valeur maximale à 3.63%

(inférieur à 3.80%). Pour les autres deux phases, les valeurs moyenne et maximale sont plus faibles, respectivement 3.24% et 3.61% pour la phase A et 3.25% et 3.60% pour la phase C.

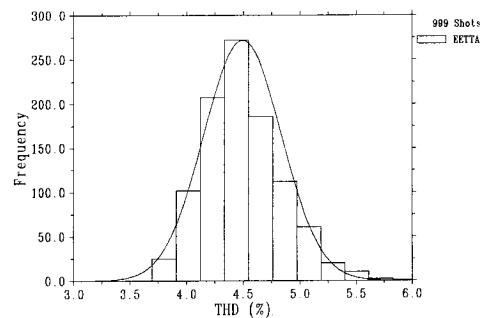
En somme, l'utilisation de la variation stochastique de 5 degrés et 5% des modules des tensions de secondaires en rapport avec la symétrie des trois phases, produit une variation de la valeur moyenne du THD_{phaseA} de 1.25% par rapport à celle du THD obtenue en utilisant l'hypothèse H2. C'est pourquoi les hypothèses (H1 et H2) de travailler, au début, de façon balancée et symétrique sont justifiées.

6. En régime déformé, on effectue la comparaison entre deux cas, le premier cas étant en couplage Yd5yo et le deuxième couplage Dy11y5, figure 3.36. Les résultats des simulations nous donnent une valeur moyenne dans la phase A, la pire, pour le THD de la tension de 3.31% pour le couplage Yd5yo et de 3.09% pour le couplage Dy11y5. Les valeurs maximales correspondantes sont 4.04% et de 3.28%, respectivement.
7. Finalement, avec couplage Dy11y5 et régime déformé, la figure 3.38 montre le THD pour le cas avec simulation stochastique sans asymétrie et avec asymétrie maximale des phases de 25%. Dans la phase A, la pire, la valeur moyenne arrive à 3.08% (proche à 3.09) et la valeur maximale à 3.29% (proche à 3.30%). Pour les autres deux phases, les valeurs moyenne et maximale sont plus faibles, respectivement 3.08% et 3.27% pour la phase B et 3.08% et 3.24% pour la phase C.
8. Avec couplage Dy11y5 et régime déformé, la figure 3.40 montre le THD pour le cas avec simulation stochastique sans asymétrie de charge et asymétrie maximale des phases de 50%. Dans la phase A, la pire, la valeur moyenne arrive à 3.09% (proche à 3.08%) et la valeur maximale à 3.36% (proche à 3.29%). Pour les autres deux phases, les valeurs moyenne et maximale sont plus faibles,

respectivement 3.09% et 3.29% pour la phase B et 3.09% et 3.29% pour la phase C.

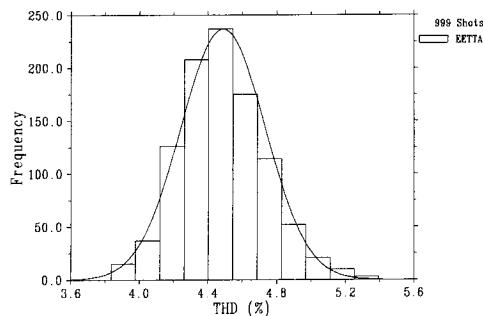
9. Avec couplage Dy11y5 et régime déformé, la figure 3.42 montre une valeur supérieure du THD pour le cas avec simulation stochastique de asymétrie maximale de charge de 25% et asymétrie maximale des phases de 50%. Dans la phase A, la pire, la valeur moyenne arrive à 3.14% (supérieur à 3.09%) et la valeur maximale à 4.17% (supérieur à 3.36%). Pour les autres deux phases, les valeurs moyenne et maximale sont plus faibles, respectivement 3.15% et 3.77% pour la phase B et 3.15% et 3.81% pour la phase C.
10. Avec couplage Dy11y5 et régime déformé. La figure 3.44 montre une valeur supérieur du THD pour le cas avec simulation stochastique de asymétrie maximale de charge de 50% et asymétrie maximale des phases de 50%. Dans la phase A, la pire, la valeur moyenne arrive à 3.3118% (supérieur à 3.1495%) et la valeur maximale à 5.5058% (supérieur à 4.1729%). Pour les autres deux phases, les valeurs moyenne et maximale sont plus faibles, respectivement 3.3145% et 4.9047% pour la phase B et 3.3145% et 5.3411% pour la phase C.

Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur . Variation de la longueur de la ligne, charge et puissance de court circuit. – Sans filtre - Couplage Yd1yo



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	4.2794E+00	2.9340E+00	3.6623E+00	3.6021E-01	3.6965E+00	3.6965E+00
MEAN	5.5935E+00	3.0085E+00	4.4425E+00	6.7359E-01	4.4946E+00	4.4946E+00
MAX	7.9899E+00	3.0993E+00	5.9401E+00	1.0832E+00	6.0381E+00	6.0381E+00
STDDEV	5.4563E-01	2.6451E-02	3.4288E-01	1.0559E-01	3.4281E-01	3.4281E-01

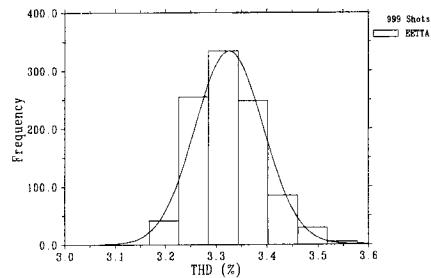
Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Sans filtre - Couplage Yd1yo



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	4.5140E+00	2.9339E+00	3.7954E+00	4.2469E-01	3.8382E+00	3.8382E+00
MEAN	5.5843E+00	3.0086E+00	4.4356E+00	6.7136E-01	4.4872E+00	4.4872E+00
MAX	7.0055E+00	3.0974E+00	5.3372E+00	9.9693E-01	5.3938E+00	5.3938E+00
STDDEV	3.9235E-01	2.5404E-02	2.4757E-01	9.4221E-02	2.4514E-01	2.4514E-01

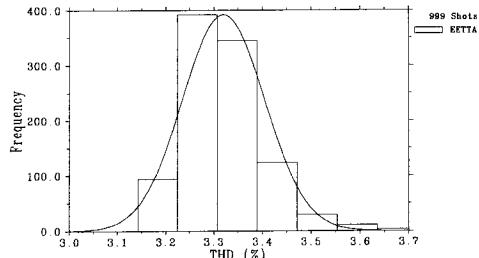
Figure 3.31 : Variation totale avec hypothèse H1

Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur
 Variation de la longueur de la ligne, charge et puissance de court circuit. - Avec filtre 5 et 7- Couplage Yd1yo.



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	3.3283E+00	2.9603E+00	3.1097E+00	3.6928E-01	3.1682E+00	3.1682E+00
MEAN	3.5928E+00	3.0350E+00	3.2490E+00	7.0319E-01	3.3260E+00	3.3260E+00
MAX	4.4750E+00	3.1264E+00	3.7215E+00	1.1469E+00	3.8110E+00	3.8110E+00
STDDEV	1.1631E-01	2.6760E-02	6.2046E-02	1.1151E-01	6.7330E-02	6.7330E-02

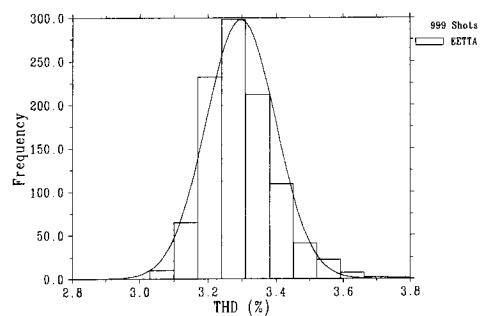
Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur
 Variation de la longueur de la ligne, charge et puissance de court circuit. - Couplage Yd5yo.



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	3.2646E+00	2.9700E+00	3.0745E+00	3.6243E-01	3.1422E+00	3.1422E+00
MEAN	3.5795E+00	3.0363E+00	3.2477E+00	6.7995E-01	3.3197E+00	3.3197E+00
MAX	4.8419E+00	3.1515E+00	3.8962E+00	1.0958E+00	4.0470E+00	4.0470E+00
STDDEV	1.4958E-01	2.2818E-02	7.9567E-02	1.0668E-01	8.4990E-02	8.4990E-02

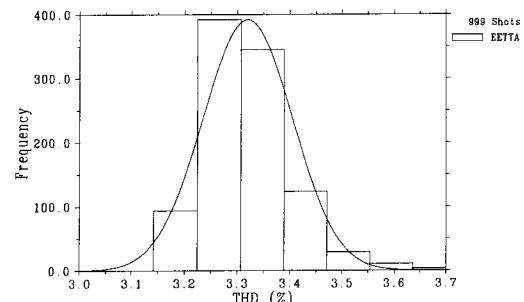
Figure 3.32 : Comparaison entre couplage Yd1yo plus filtre et Yd5yo

Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur
 Variation de la longueur de la ligne, charge et puissance de court circuit. – Couplage Yd5yo
 Variation max. de l'angle de phase stochastique de 5°



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	3.1116E+00	2.8773E+00	2.9836E+00	3.5656E-01	3.0296E+00	3.0296E+00
MEAN	3.5317E+00	3.0416E+00	3.2193E+00	6.9740E-01	3.2966E+00	3.2966E+00
MAX	4.2844E+00	3.2788E+00	3.7117E+00	1.1225E+00	3.8026E+00	3.8026E+00
STDDEV	1.7227E-01	5.2165E-02	9.8423E-02	1.3465E-01	1.0255E-01	1.0255E-01

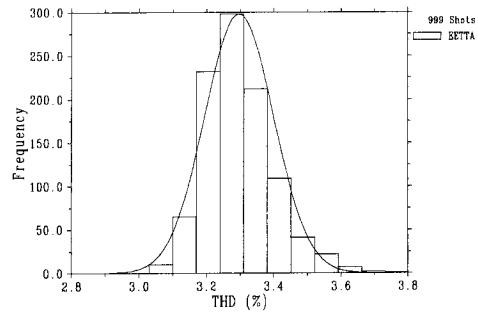
Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur
 Variation de la longueur de la ligne, charge et puissance de court circuit. – Couplage Yd5yo



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	3.2646E+00	2.9700E+00	3.0745E+00	3.6243E-01	3.1422E+00	3.1422E+00
MEAN	3.5795E+00	3.0363E+00	3.2477E+00	6.7995E-01	3.3197E+00	3.3197E+00
MAX	4.8419E+00	3.1515E+00	3.8962E+00	1.0958E+00	4.0470E+00	4.0470E+00
STDDEV	1.4958E-01	2.2818E-02	7.9567E-02	1.0668E-01	8.4990E-02	8.4990E-02

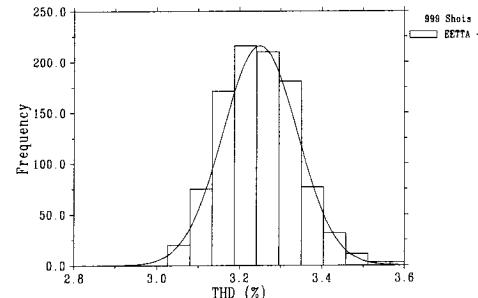
Figure 3.33 : Variation totale avec hypothèse H2

Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur
 Variation de la longueur de la ligne, charge et puissance de court circuit. - Couplage Yd5yo
 Variation max. de l'angle de phase stochastique de 5°



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	3.1116E+00	2.8773E+00	2.9836E+00	3.5656E-01	3.0296E+00	3.0296E+00
MEAN	3.5317E+00	3.0416E+00	3.2193E+00	6.9740E-01	3.2966E+00	3.2966E+00
MAX	4.2844E+00	3.2788E+00	3.7117E+00	1.1225E+00	3.8026E+00	3.8026E+00
STDDEV	1.7227E-01	5.2165E-02	9.8423E-02	1.3465E-01	1.0255E-01	1.0255E-01

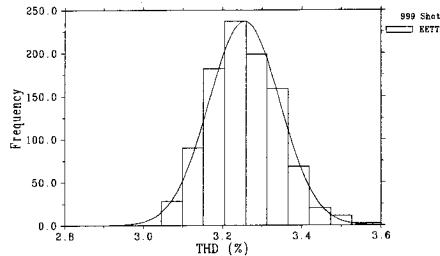
Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur.
 Variation de la longueur de la ligne, charge et puissance de court circuit. - Couplage Yd5yo. Régime déformé : variation max. de l'angle de phase stochastique de 5° et du module de 5%. - Phase a



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	3.1332E+00	2.8865E+00	2.9368E+00	3.0580E-01	3.0256E+00	3.0256E+00
MEAN	3.4640E+00	3.0185E+00	3.1777E+00	6.6730E-01	3.2496E+00	3.2496E+00
MAX	4.1172E+00	3.1255E+00	3.4976E+00	1.2117E+00	3.6198E+00	3.6198E+00
STDDEV	1.5645E-01	3.7007E-02	8.3370E-02	1.3567E-01	9.0057E-02	9.0057E-02

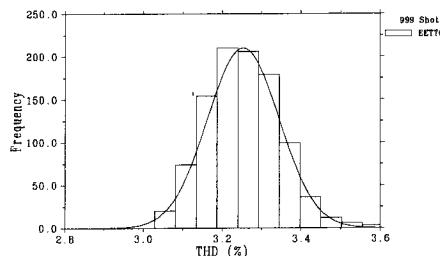
Figure 3.34 : Couplage Yd5yo - Régime Déformé : Asymétrie max. des sources=0%,
 Asymétrie max. des phases=5%, phase A

Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur
 Variation de la longueur de la ligne, charge et puissance de court circuit. - Couplage Yd5yo
 Régime déformé : variation max. de l'angle de phase stochastique de 5° et du module de 5%. Phase b.



NUMBER	DISTORTION					TOTAL
	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	
MIN	3.1361E+00	2.8771E+00	2.9335E+00	3.2737E-01	3.0451E+00	3.0451E+00
MEAN	3.4755E+00	3.0173E+00	3.1775E+00	6.9504E-01	3.2552E+00	3.2552E+00
MAX	4.1399E+00	3.1275E+00	3.4745E+00	1.1960E+00	3.6323E+00	3.6323E+00
STDDEV	1.5482E-01	3.7450E-02	8.3517E-02	1.3347E-01	8.9397E-02	8.9397E-02

Cas avec variation stochastique du courant des sources, symétrie de charge et variation de la longueur des câbles entre les sources et le transformateur. Variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur
 Variation de la longueur de la ligne, charge et puissance de court circuit. - Couplage Yd5yo
 Régime déformé : variation max. de l'angle de phase stochastique de 5° et du module de 5%. Phase c.



NUMBER	DISTORTION					TOTAL
	EVEN	ODD	BALANCED	RESIDUAL	HARMONICS	
MIN	3.1337E+00	2.8786E+00	2.9291E+00	3.3036E-01	3.0292E+00	3.0292E+00
MEAN	3.4717E+00	3.0176E+00	3.1791E+00	6.7879E-01	3.2534E+00	3.2534E+00
MAX	4.0965E+00	3.1265E+00	3.4815E+00	1.1583E+00	3.6076E+00	3.6076E+00
STDDEV	1.5733E-01	3.7241E-02	8.4611E-02	1.3413E-01	9.0669E-02	9.0669E-02

Figure 3.35 : Couplage Yd5yo- Régime Déformé : Asymétrie max. des sources=0%,
 Asymétrie max. des phases=5%, phases B et C.

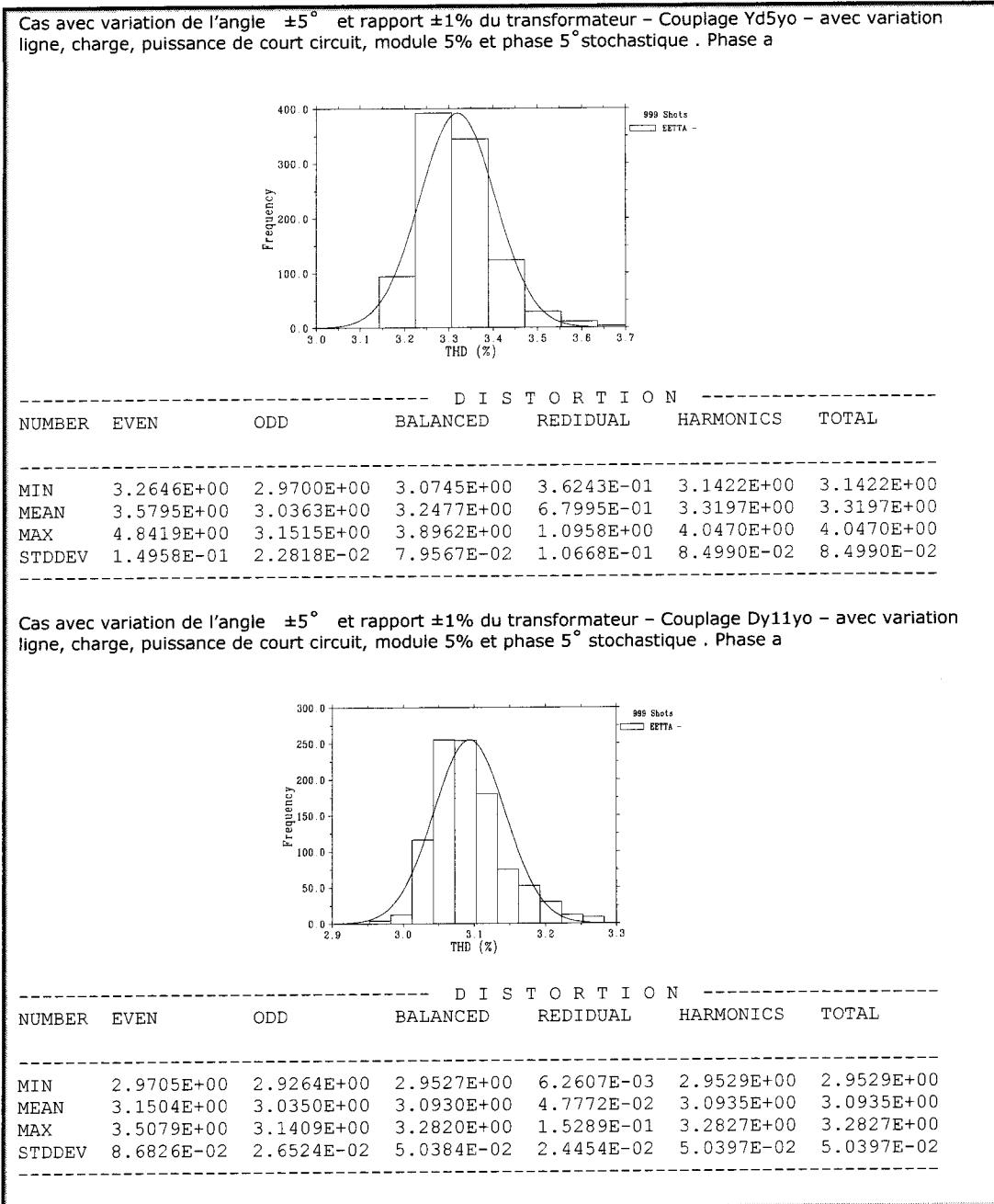
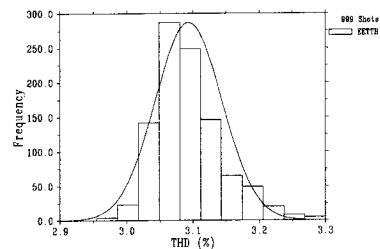


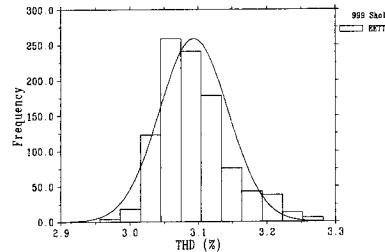
Figure 3.36 : Comparaison entre couplage Yd5yo et Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=5%, phase A

Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 5% et phase 5° stochastique . Phase b



NUMBER	DISTORTION					TOTAL
	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	
MIN	2.9716E+00	2.9263E+00	2.9542E+00	4.8162E-03	2.9546E+00	2.9546E+00
MEAN	3.1504E+00	3.0350E+00	3.0930E+00	4.7056E-02	3.0935E+00	3.0935E+00
MAX	3.5325E+00	3.1397E+00	3.3003E+00	1.6200E-01	3.3003E+00	3.3003E+00
STDDEV	8.7132E-02	2.6523E-02	5.0476E-02	2.4465E-02	5.0524E-02	5.0524E-02

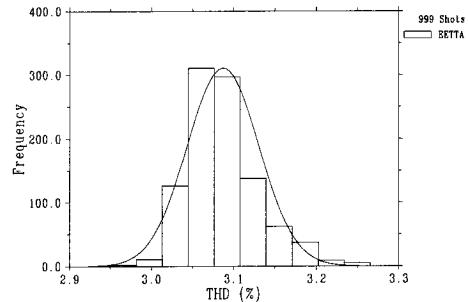
Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 5% et phase 5° stochastique . Phase c



NUMBER	DISTORTION					TOTAL
	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	
MIN	2.9722E+00	2.9259E+00	2.9560E+00	5.2917E-03	2.9562E+00	2.9562E+00
MEAN	3.1504E+00	3.0350E+00	3.0930E+00	4.7201E-02	3.0935E+00	3.0935E+00
MAX	3.5146E+00	3.1420E+00	3.2817E+00	1.3259E-01	3.2819E+00	3.2819E+00
STDDEV	8.6770E-02	2.6438E-02	5.0292E-02	2.4677E-02	5.0309E-02	5.0309E-02

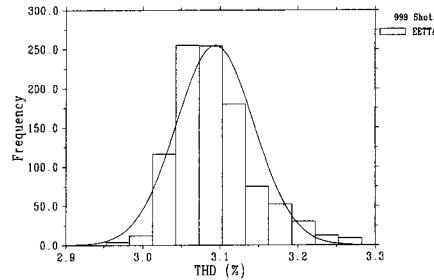
Figure 3.37 : Comparaison entre couplage Yd5yo et Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=5%, phase B et C.

Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 25% et phase 5° stochastique . Phase a



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	2.9603E+00	2.9375E+00	2.9499E+00	1.0394E-02	2.9502E+00	2.9502E+00
MEAN	3.1380E+00	3.0345E+00	3.0836E+00	1.2079E-01	3.0869E+00	3.0869E+00
MAX	3.5730E+00	3.1251E+00	3.2934E+00	4.8838E-01	3.2969E+00	3.2969E+00
STDDEV	7.4508E-02	2.4072E-02	4.3306E-02	7.5149E-02	4.3640E-02	4.3640E-02

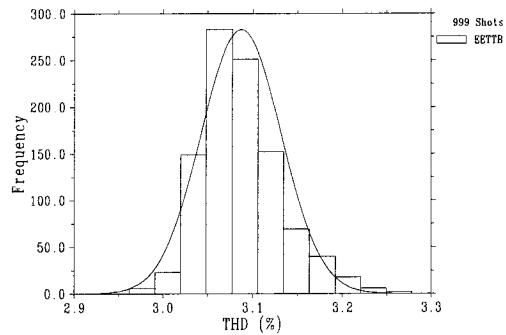
Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 5% et phase 5° stochastique . Phase a



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	2.9705E+00	2.9264E+00	2.9527E+00	6.2607E-03	2.9529E+00	2.9529E+00
MEAN	3.1504E+00	3.0350E+00	3.0930E+00	4.7772E-02	3.0935E+00	3.0935E+00
MAX	3.5079E+00	3.1409E+00	3.2820E+00	1.5289E-01	3.2827E+00	3.2827E+00
STDDEV	8.6826E-02	2.6524E-02	5.0384E-02	2.4454E-02	5.0397E-02	5.0397E-02

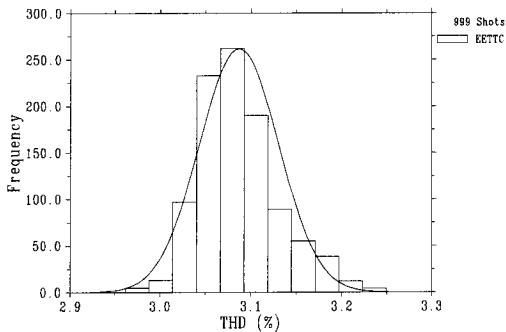
Figure 3.38 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=25%, phase A

Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 25% et phase 5° stochastique . Phase b



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	2.9867E+00	2.9345E+00	2.9601E+00	9.6480E-03	2.9625E+00	2.9625E+00
MEAN	3.1385E+00	3.0345E+00	3.0839E+00	1.1776E-01	3.0871E+00	3.0871E+00
MAX	3.4994E+00	3.1365E+00	3.2694E+00	4.4069E-01	3.2779E+00	3.2779E+00
STDDEV	7.5894E-02	2.4070E-02	4.3749E-02	7.6309E-02	4.4436E-02	4.4436E-02

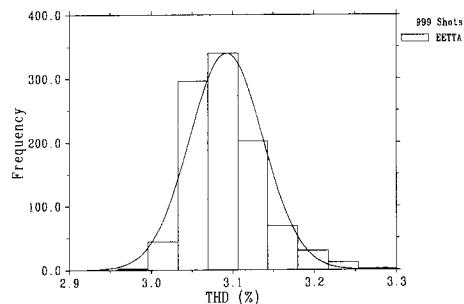
Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 25% et phase 5° stochastique . Phase c



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	2.9834E+00	2.9342E+00	2.9615E+00	9.4650E-03	2.9619E+00	2.9619E+00
MEAN	3.1380E+00	3.0344E+00	3.0837E+00	1.1816E-01	3.0869E+00	3.0869E+00
MAX	3.4359E+00	3.1390E+00	3.2476E+00	4.3600E-01	3.2493E+00	3.2493E+00
STDDEV	7.4281E-02	2.3991E-02	4.3137E-02	7.5366E-02	4.3545E-02	4.3545E-02

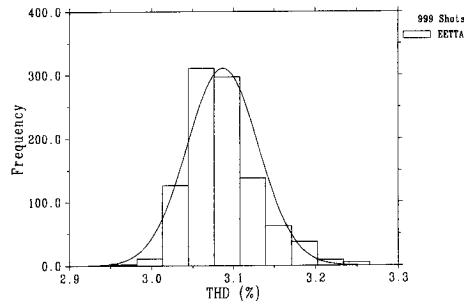
Figure 3.39 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=25%, phase B et C.

Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 50% et phase 5° stochastique . Phase a



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	2.9723E+00	2.9460E+00	2.9583E+00	1.1035E-02	2.9592E+00	2.9592E+00
MEAN	3.1489E+00	3.0341E+00	3.0801E+00	2.2606E-01	3.0923E+00	3.0923E+00
MAX	3.6927E+00	3.1185E+00	3.3505E+00	9.5803E-01	3.3639E+00	3.3639E+00
STDDEV	7.9835E-02	2.1379E-02	4.0952E-02	1.5555E-01	4.5170E-02	4.5170E-02

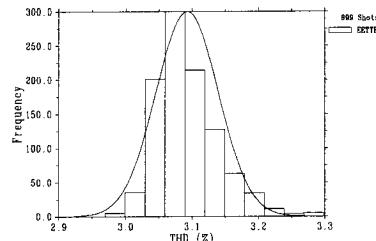
Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 25% et phase 5° stochastique . Phase a



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	2.9603E+00	2.9375E+00	2.9499E+00	1.0394E-02	2.9502E+00	2.9502E+00
MEAN	3.1380E+00	3.0345E+00	3.0836E+00	1.2079E-01	3.0869E+00	3.0869E+00
MAX	3.5730E+00	3.1251E+00	3.2934E+00	4.8838E-01	3.2969E+00	3.2969E+00
STDDEV	7.4508E-02	2.4072E-02	4.3306E-02	7.5149E-02	4.3640E-02	4.3640E-02

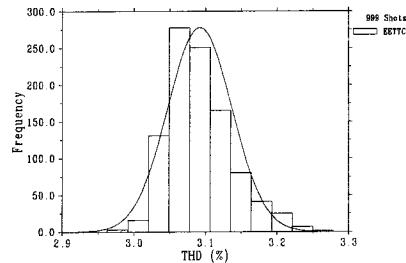
Figure 3.40 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=50%, phase A

Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 50% et phase 5° stochastique . Phase b



NUMBER	DISTRIBUTION						TOTAL
	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS		
MIN	2.9942E+00	2.9448E+00	2.9682E+00	1.1334E-02	2.9696E+00	2.9696E+00	
MEAN	3.1499E+00	3.0339E+00	3.0808E+00	2.2056E-01	3.0927E+00	3.0927E+00	
MAX	3.5549E+00	3.1326E+00	3.2847E+00	8.8152E-01	3.2988E+00	3.2988E+00	
STDDEV	8.2964E-02	2.1365E-02	4.1737E-02	1.5772E-01	4.6969E-02	4.6969E-02	

Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 50% et phase 5° stochastique . Phase c



NUMBER	DISTRIBUTION						TOTAL
	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS		
MIN	2.9942E+00	2.9448E+00	2.9682E+00	1.1334E-02	2.9696E+00	2.9696E+00	
MEAN	3.1499E+00	3.0339E+00	3.0808E+00	2.2056E-01	3.0927E+00	3.0927E+00	
MAX	3.5549E+00	3.1326E+00	3.2847E+00	8.8152E-01	3.2988E+00	3.2988E+00	
STDDEV	8.2964E-02	2.1365E-02	4.1737E-02	1.5772E-01	4.6969E-02	4.6969E-02	

Figure 3.41 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=0%, Asymétrie max. des phases=50%, phase B et C.

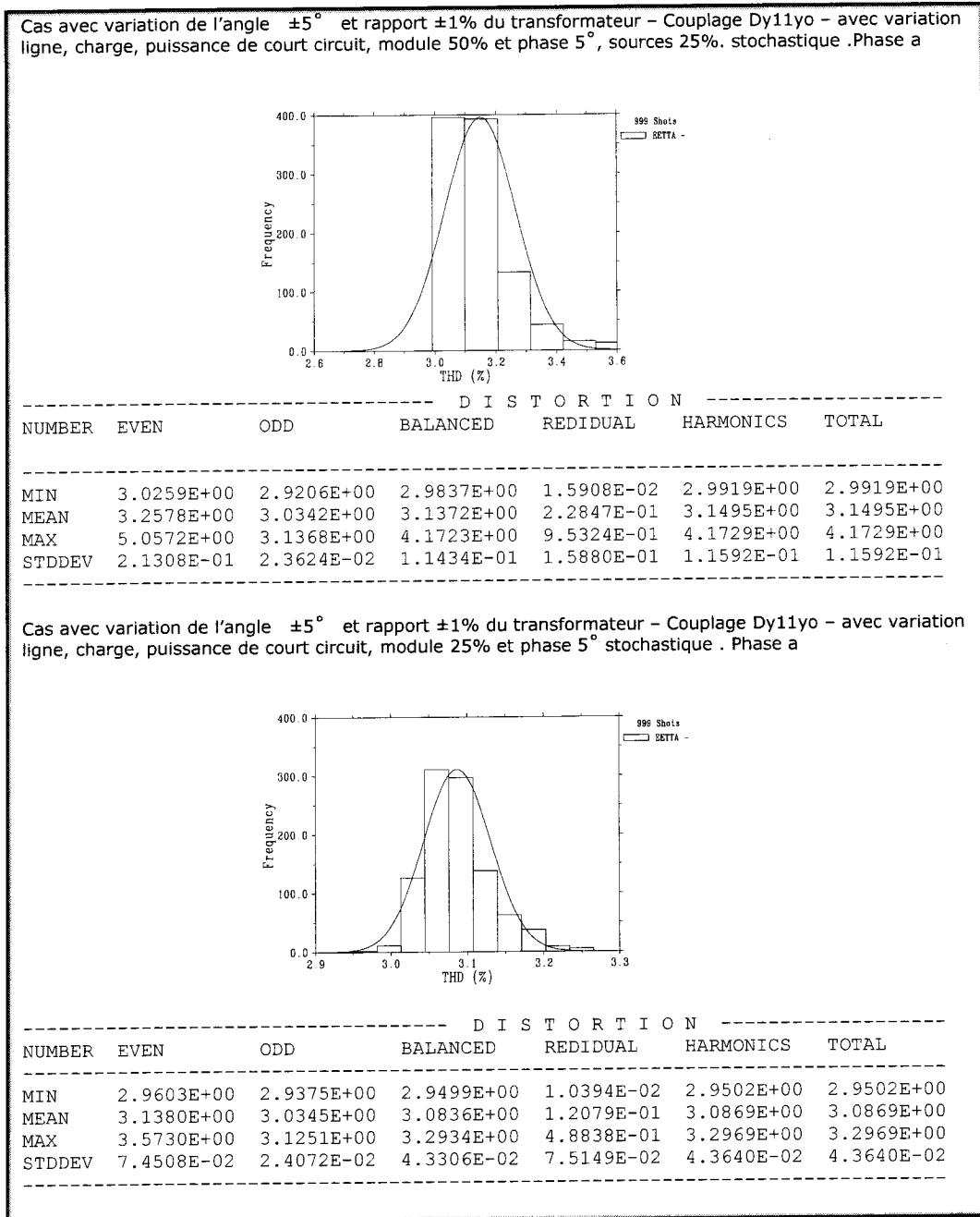
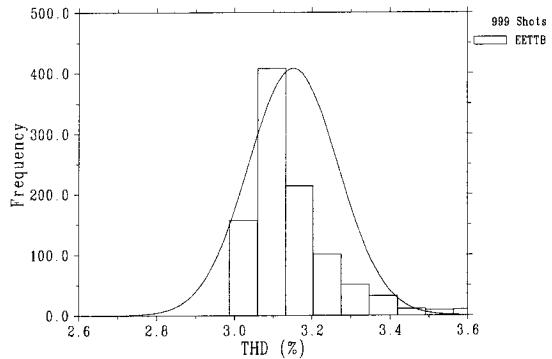


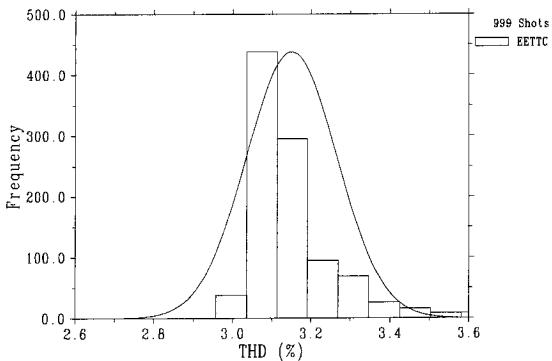
Figure 3.42 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=25%, Asymétrie max. des phases=50%, phase A

Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 50% et phase 5°, sources 25%. stochastique . Phase b



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	3.0057E+00	2.9336E+00	2.9718E+00	9.7161E-03	2.9877E+00	2.9877E+00
MEAN	3.2611E+00	3.0341E+00	3.1390E+00	2.2423E-01	3.1512E+00	3.1512E+00
MAX	4.3960E+00	3.1476E+00	3.7404E+00	8.9851E-01	3.7781E+00	3.7781E+00
STDDEV	2.1314E-01	2.3698E-02	1.1337E-01	1.6370E-01	1.1590E-01	1.1590E-01

Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – Couplage Dy11yo – avec variation ligne, charge, puissance de court circuit, module 50% et phase 5° , sources 25%.stochastique . Phase c



DISTORTION						
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	HARMONICS	TOTAL
MIN	2.9706E+00	2.9355E+00	2.9569E+00	1.4615E-02	2.9579E+00	2.9579E+00
MEAN	3.2589E+00	3.0341E+00	3.1379E+00	2.2633E-01	3.1501E+00	3.1501E+00
MAX	4.4829E+00	3.1608E+00	3.7867E+00	8.7242E-01	3.8135E+00	3.8135E+00
STDDEV	2.1244E-01	2.3678E-02	1.1252E-01	1.6032E-01	1.1519E-01	1.1519E-01

Figure 3.43 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=25%, Asymétrie max. des phases=50%, phase B et C.

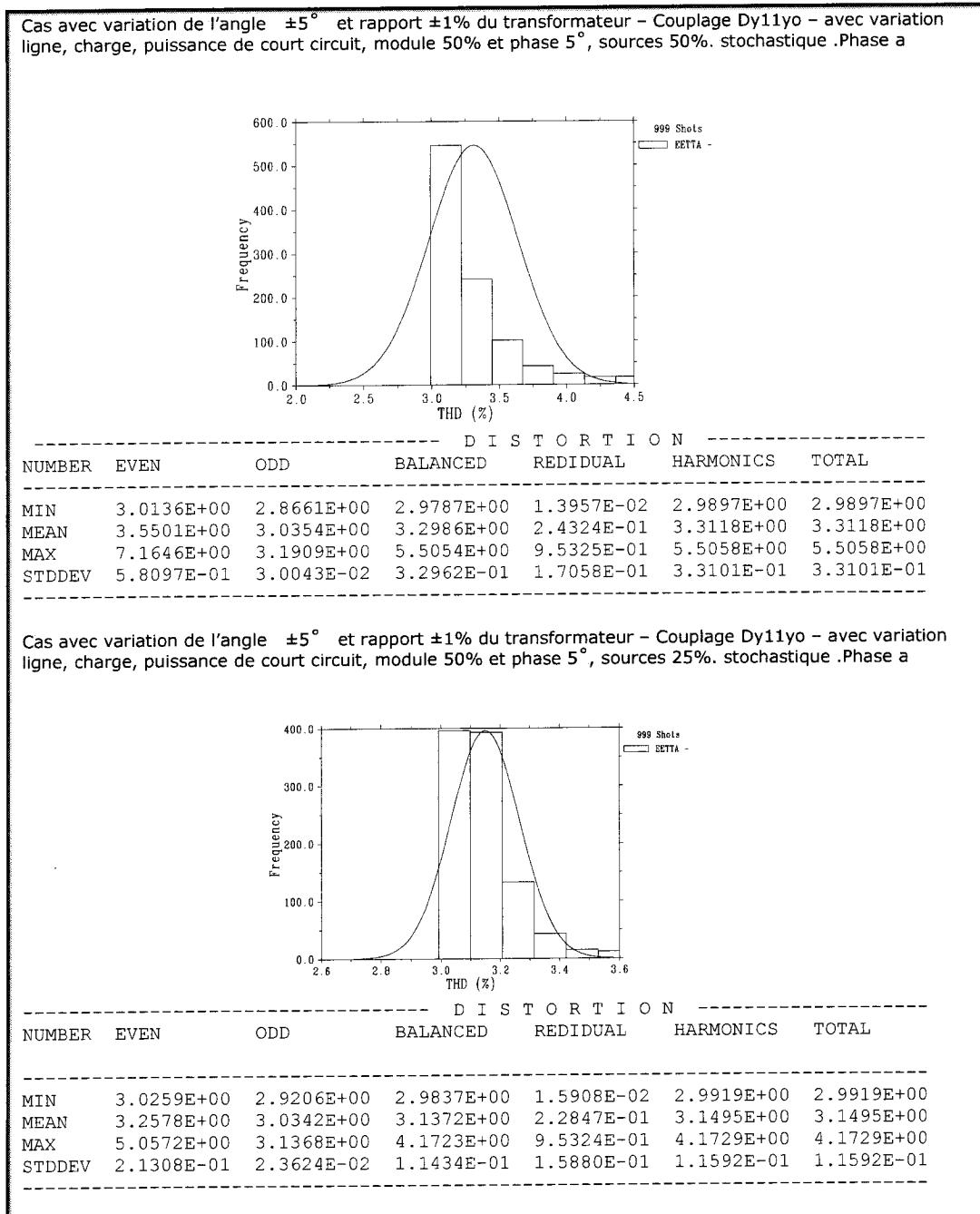


Figure 3.44 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=50%, Asymétrie max. des phases=50%, phase A

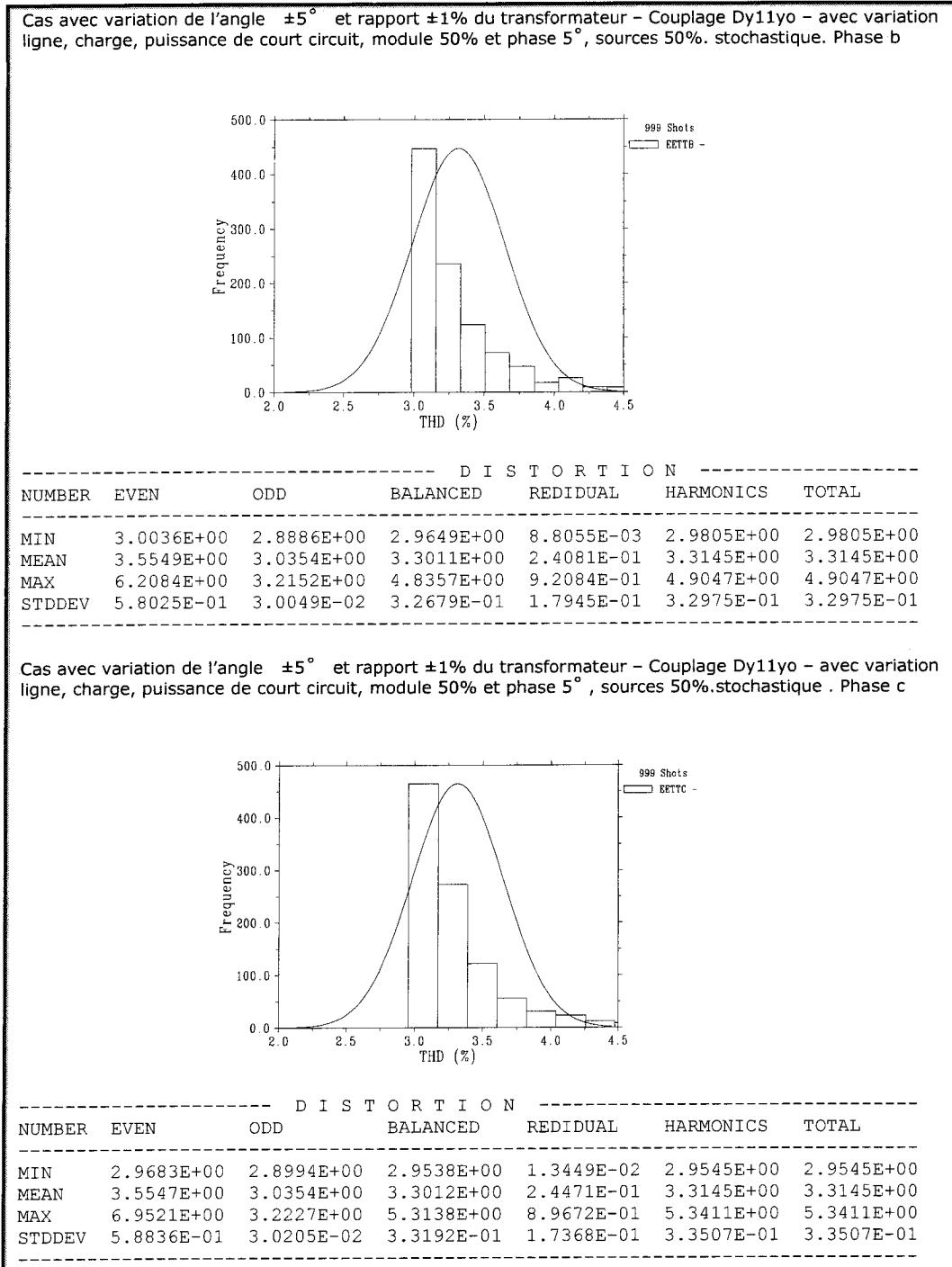


Figure 3.45 : Couplage Dy11y5- Régime Déformé : Asymétrie max. de la charge=50%, Asymétrie max. des phases=50%, phase B et C.

Tableau 3.21 : Distribution de probabilité.

Variable	Normale		Uniforme
	Moyenne – μ	Écart – σ	
Puissance de court-circuit Ncc3ph=95 MVA, X1=1.8 Ω	1.8 Ω	0.18 Ω (10%)	
Ncc1ph=57 MVA, X0=5.5 Ω	5.5 Ω	0.55 Ω	
Longueur de la ligne à 13.8 KV	10 km	2.0 (20%)	
Déphasage du transformateur.			+5°
Rapport du transformateur			1%
Charge Active	2.4 MW	5%	
Longueur de câbles	0.1km	50%	
Source de courant	Module : Tableau 3.10 Phase : Tableau 3.11	Tableau 3.10	
Asymétrie maximale des phases		Tableau 3.11	Module: 5%, 25% et 50%. Phase: 1° et 5°.
Asymétrie maximale de la charge	0%	0%, 25% et 50%	

Le tableau 3.21 montre le reste des comparaisons effectuées. Les figures correspondantes sont données à l'Annexe 5.

Tableau 3.22 : Comparaisons faites

Comparaison 1 :	Cas sans variation de l'angle et rapport du transformateur	Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur
Comparaison 2 :	Cas sans variation de l'angle et rapport du transformateur	Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 10\%$ du transformateur
Comparaison 3 :	Cas sans variation de l'angle et rapport du transformateur	Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $+5 - 15\%$ du transformateur
Comparaison 4 :	Cas sans variation de l'angle et rapport du transformateur	Cas avec variation de l'angle $\pm 50^\circ$ et rapport $+5 - 15\%$ du transformateur
Comparaison 5 :	Cas sans variation de l'angle et rapport du transformateur	Cas avec variation de l'angle de 0 à $+50^\circ$ et rapport $+5 - 15\%$ du transformateur
Comparaison 6 :	Cas sans variation de l'angle et rapport du transformateur	Cas avec variation de l'angle de 0 à $+50^\circ$ et rapport $+5 - 15\%$ du transformateur – avec groupe de connexion Yd5yo
Comparaison 7 :	Cas avec variation de l'angle de $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – avec groupe de connexion Yd5yo	Cas avec variation de l'angle de 0 à $+50^\circ$ et rapport $+5 - 15\%$ du transformateur – avec groupe de connexion Yd5yo
Comparaison 8 :	Cas avec variation de l'angle de $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – avec groupe de connexion Yd5yo	Cas avec variation de l'angle de $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – avec groupe de connexion d5 – variation de la charge, long de la ligne et puissance de court circuit
Comparaison 9 :	Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – connexion d1 – avec variation ligne, charge et puissance de court circuit – sans filtre	Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – connexion d1 – avec variation ligne, charge et puissance de court circuit – sans filtre
Comparaison 10 :	Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – connexion d1 – avec variation ligne, charge et puissance de court circuit – sans filtre	Cas avec variation de l'angle $\pm 5^\circ$ et rapport $\pm 1\%$ du transformateur – connexion d1 – avec variation ligne, charge et puissance de court circuit – avec filtre 5 et 7.

3.2.2.4. Variation de la composant de séquence négative de la tension fondamentale.

Comme hypothèse de travail en vue de mettre en évidence l'effet de la composante de séquence négative de la tension de la source, on ne laissera aucun élément fixe. De cette façon, tous les éléments peuvent varier.

Dans notre cas on laisse varier :

- les sources harmoniques,
- les longueurs des câbles de connexion entre la charge et le transformateur,
- l'angle ou le rapport de transformation du transformateur,
- les puissances de court-circuits monophasé et triphasé,
- le niveau de la charge,
- la longueur de la ligne,
- la composante de séquence négative de la source.

Les filtres seront hors service.

La valeur importante est toujours la même : le THD total de la tension dans la barre de 13.2kV de notre station de transformation est le plus importante à mesurer.

Conclusions : Afin de représenter les effets d'un pont redresseur monophasé, l'on considère un modèle de source tel que les courants sont indépendants de la tension. Ce qui n'est pas exactement réel. Cependant, cela nous permet d'en arriver à la même valeur de THD du courant maximal, pour les séquences négatives associées aux trois phases.

L'on remarquera que, selon ce modèle, le niveau de séquence négative n'a d'influence remarquable que sur le THD de tension maximale. L'analyse détaillée du modèle et son comportement devra faire l'objet d'une recherche future.

On peut dire que, si bien le pire cas enregistré a été celui qui a eu un pourcentage de 3% tel qu'illustré en figure 3.36, la variation du pourcentage de séquence négative de 1 à 3% a eu une influence de seulement 0.708% dans le THD_tension.

Toutes les valeurs maximales obtenues ne sont pas conformes à la norme IEEE 519 qui établit une limite de 5%.

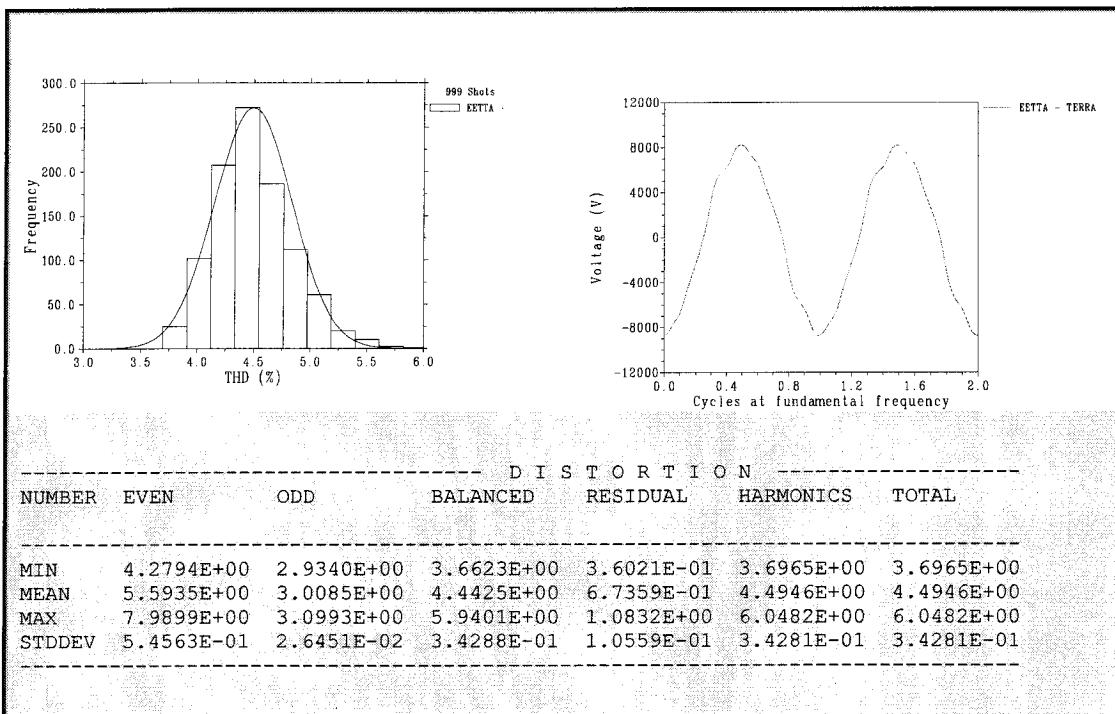


Figure 3.46 : Influence du composant de la séquence inverse

3.2.3. FREQUENCE DE BALAYAGE ET DESIGN DU FILTRE.

Les études de pénétration harmonique sont faites pour évaluer l'impact d'un dispositif non linéaire et analyser certaines situations de résonance entre le réseau et un harmonique donné. Comme résultat de cette analyse, on obtient *le calcul des indices de distorsion harmonique totale et les fréquences de résonance possibles*.

A fin d'observer les fréquences de résonance du réseau, on détermine le graphique des impédances. Dans ce graphique on observe le module de l'impédance non branchée à la barre d'intérêt versus la fréquence.

A la barre d'intérêt on injecte un courant sinusoïdal unitaire dont la fréquence se situe dans la plage de fréquences d'intérêt et on relève la réponse de la tension mesurée en volts.

Ce type de graphique est très utile pour identifier les conditions de résonance et le design du filtre.

Lorsque le module de l'impédance tombe à sa valeur minimale, on obtient une fréquence de résonance série. Ce type de résonance a lieu dans un circuit RLC série où, à la fréquence de résonance, les réactances inductive et capacitive sont égales et le module de l'impédance est minimal. C'est ainsi que, en face d'une faible tension, il résulte un grand courant.

Lorsque le module de l'impédance augmente à sa valeur maximale, il y a de résonance parallèle. Les résonances parallèles ont lieu dans un circuit RLC parallèle où, à la fréquence de résonance, l'admittance est minimale ; donc, avec un faible courant d'excitation on développe une grande tension.

On peut effectuer une série d'études pour différentes configurations du réseau, avec et sans filtrage, pour évaluer les variations des fréquences de résonances.

Calcul du filtre (5 et 7 harmoniques) :

Diverses alternatives de filtrage sont possibles en évaluant pour chacune d'elles la plus convenable du point de vue de la minimisation du THD de tension dans la barre côté haute tension du transformateur.

Le THD de la tension étant directement influencé par les modules les plus élevés d'harmoniques de courant, on essaie d'en filtrer un ou les deux ensembles, selon le cas.

Un filtre syntonisé série consiste en une combinaison de condensateurs et inductances qui sont syntonisés à une basse fréquence. À la fréquence de résonance, les réactances inductive et capacitive sont égales ; dès lors, l'impédance du filtre est seulement définie par sa résistance.

Le filtre est vu comme étant globalement capacitif par les harmoniques de fréquence inférieur à la fréquence de résonance et, globalement inductif par les harmoniques de fréquence supérieure à la fréquence de résonance. La figure 3.47, pour le 5^{ème} harmonique, et la figure 3.48, pour le 7^{ème}, en donnent un aperçu.

Le processus de calcul est détaillé à l'Annexe 7.

Avec une $Q_c=50\text{kvar}$ pour le 5^{ème} harmonique et un facteur de qualité de 60, on obtient :
 $R_5=11.62\Omega$; $XL_5=139.39\Omega$; $C_5=0.7612\mu\text{F}$

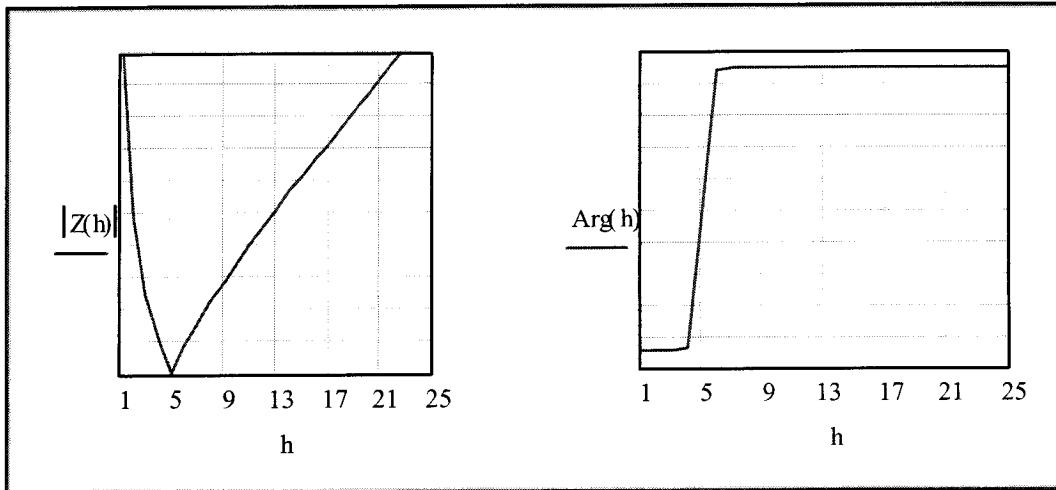


Figure 3.47 : Filtre de 5^{ème} harmonique

Avec une $Q_c=25\text{kvar}$ pour le 7^{ème} harmonique et un facteur de qualité de 60, on obtient :
 $R_7=16.59\Omega$; $XL_7=142.24\Omega$; $C_7=0.3806\mu\text{F}$

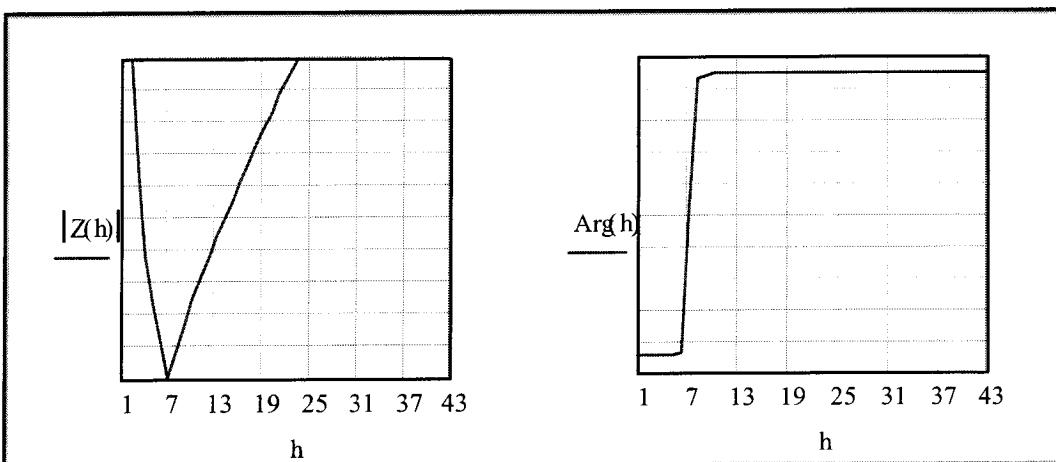


Figure 3.48 : Filtre de 7^{ème} harmonique

Les valeurs de 50 et 25kvar sont celles requises pour en arriver à une compensation capacitive totale à 60 Hz de 75kvar, laquelle est suffisante pour améliorer le facteur de puissance de l'installation de 0.8 à 0.9 inductif.

On divise la valeur totale de la compensation en 2/3 pour le filtre du 5^{ème} harmonique et 1/3 pour le filtre du 7^{ème} harmonique.

3.2.3.1. Étude de la réponse en fréquence du réseau avec et sans filtrage

La méthode utilisée pour mesurer la réponse en fréquence du réseau est la suivante :

1. court-circuiter toutes les sources de tension et ouvrir toutes les sources de courant,
2. sélectionner le point de mesure (barre) d'intérêt dans notre réseau déjà modifié,
3. brancher à ce point une source de courant unitaire et de fréquence variable,
4. mesurer la tension aux bornes de la source de courant.

L'indication de la tension aux bornes de la source de courant sera directement égale à la valeur de l'impédance sur la plage de variation de la fréquence de la source (0 à 3500 Hz).

$$\mathbf{U} = \mathbf{I} \cdot \mathbf{Z} \quad (45)$$

Vu que $I=1$, donc $U=Z$

Sur un fichier ATP/EMTP, on développe la méthode qui permet de simuler la réponse en fréquence de notre réseau. Le fichier ATP/EMTP en question est présenté à l'Annexe 1. On étudie les différentes configurations parce l'impédance en fonction de la fréquence est influencé par la connexion du filtre.

On effectue les mesures du côté haute tension et du côté basse tension. Les deux mesures seront faites avec et sans filtrage pour les impédances de séquence directe et homopolaire.

Pour la séquence homopolaire sans filtre:

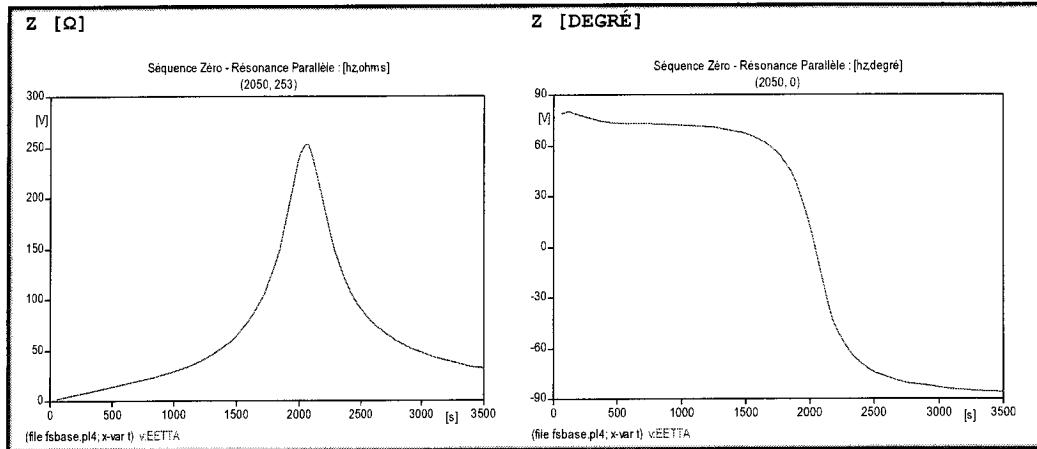


Figure 3.49 : Impédance homopolaire côté haute tension – Sans filtre

Pour la séquence directe:

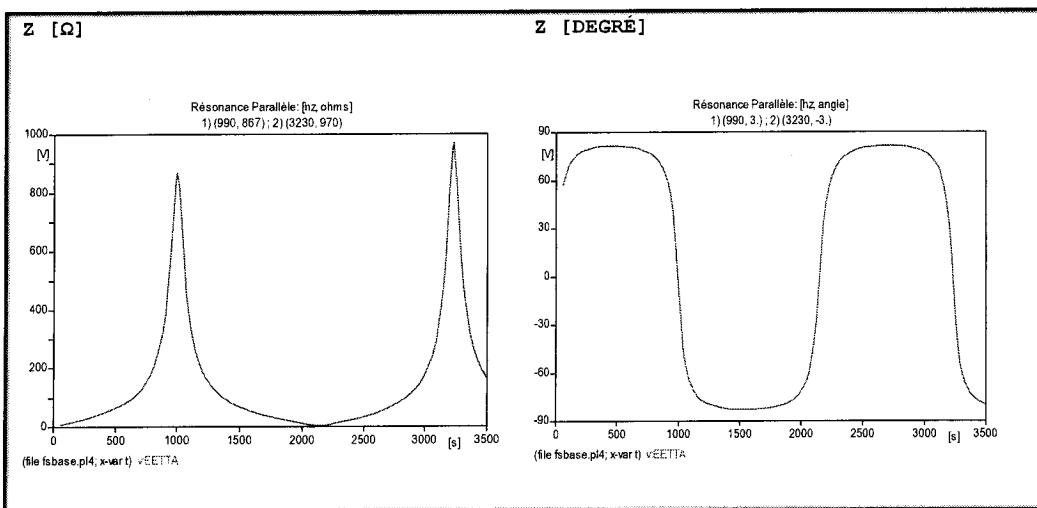


Figure 3.50 : Impédance directe côté haute tension – Sans filtre

Pour évaluer l'importance d'une possible fréquence de résonance, on doit évaluer la grandeur de la crête du module de l'impédance et la crête du courant harmonique.

Les figures 3.49 et 3.50 montrent la plus grande valeur de l'impédance directe et son importance pour évaluer les possibles résonances, à cause de la crête plus haute associée à l'ordre harmonique plus bas (17^{ème} pour l'impédance directe et 34^{ème} pour l'impédance homopolaire).

Les figures 3.50 et 3.51 montrent le module et la phase de l'impédance vus du côté haute tension avec et sans filtre.

Les crêtes qui correspondent à la résonance parallèle se retrouvent autour de l'harmonique 17^{ème} et de l'harmonique 54^{ème} pour la séquence directe et 34^{ème} pour la séquence homopolaire.

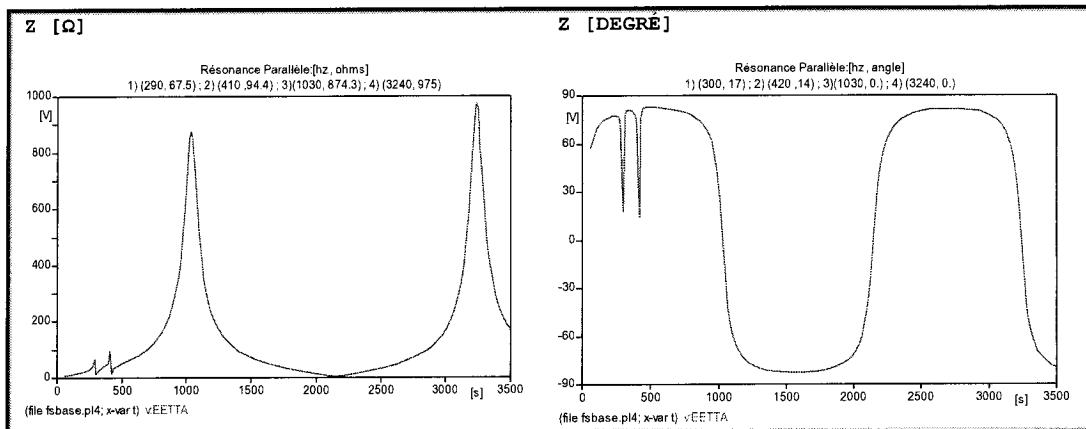


Figure 3.51 : Impédance directe côté haute – Avec filtre

Pour les deux cas avec séquence directe les valeurs en ohms atteignaient environ 1000 ohms et 250 ohms pour la séquence homopolaire.

Avec l'addition de filtres des 5^{ème} et 7^{ème} harmoniques, on obtient un léger glissement pour les hautes fréquences de la caractéristique d'impédance et l'apparition de deux petites crêtes autour du 5^{ème} et du 7^{ème} harmoniques.

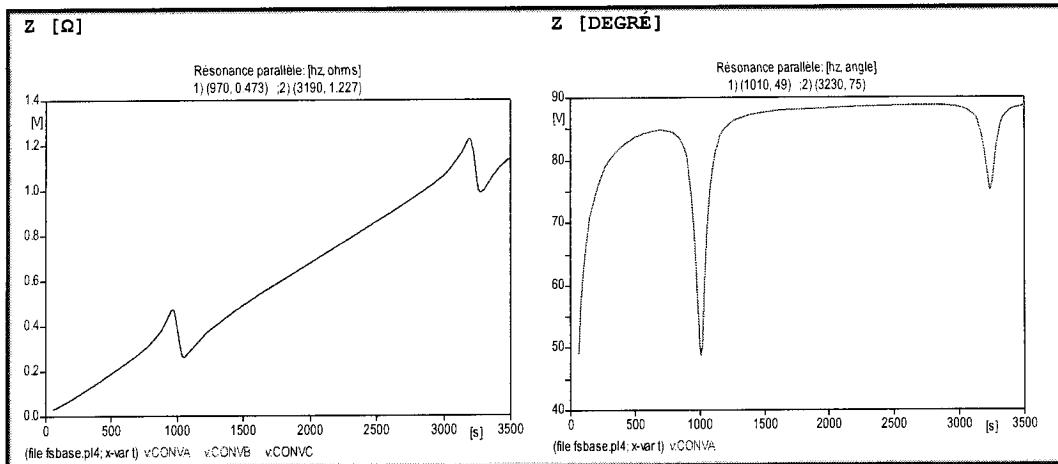


Figure 3.52 : Impédance directe côté basse – Sans filtre

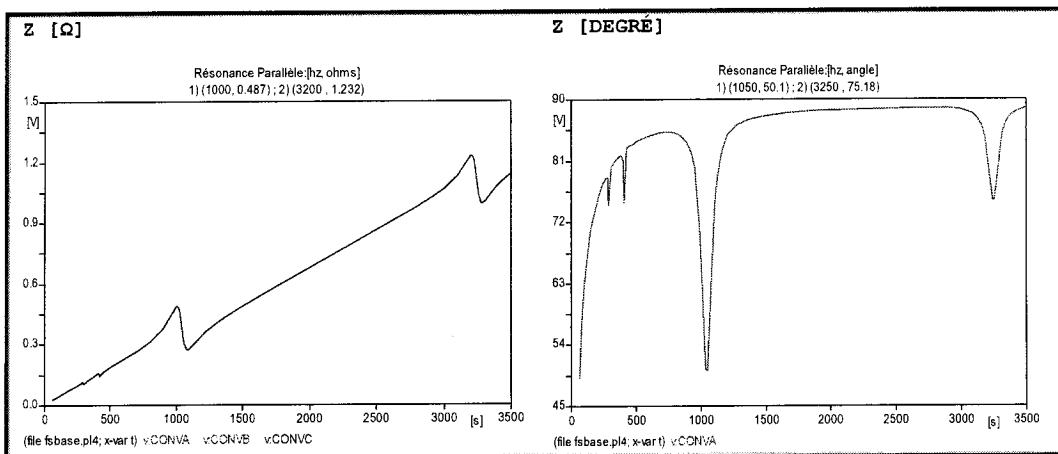


Figure 3.53 : Impédance directe côté basse – Avec filtre

Les figures 3.52 et 3.53 montrent le module et la phase de l'impédance vus du côté basse tension avec et sans filtre.

Les crêtes qui correspondent à la résonance parallèle se retrouvent se trouver près de l'harmonique 17^{ème} et de l'harmonique 54^{ème}.

Dans les deux cas, les valeurs en ohms sont très petites ; environ 1 ohm.

Avec l'addition de filtres des 5^{ème} et 7^{ème} harmoniques, on montre un léger glissement vers les hautes fréquences de la caractéristique d'impédance, mais sans l'apparition des crêtes autour du 5^{ème} et du 7^{ème} harmoniques.

L'amplitude de l'harmonique 17^{ème} en rapport avec le fondamental est de 3.4% et le courant nominal d'un pont est de 3.97A en considérant le nombre maximal de ponts par phase égal à 200.

Le courant fondamental maximal est autour de $3.97A * 200 * 0.23kV / 13.2kV = 13.83$ A, mesuré du côté haute tension. Ainsi donc, la surtension générée pour l'harmonique 17^{ème} du côté haute tension sera égale à $13.83A * 3.4\% * 1000\Omega = 470$ V, soit 3.6% par rapport au 13.2kV.

On conclut que :

La crête d'impédance homopolaire du côté haute tension est plus basse que la crête de l'impédance de séquence directe. L'impédance directe est la plus dangereuse parce qu'elle peut provoquer les plus grandes surtensions à cause de la combinaison de grandeurs crêtes d'impédance et de courant harmonique.

En raison du faible courant du 17^{ème} harmonique, l'isolation n'a aucun problème à supporter un tel stress de tension.

L'étude indique que dans le cas où il s'avère nécessaire de réduire le THD de la tension avec une méthode directe, on peut utiliser les filtres des 5^{ème} et 7^{ème} harmoniques déjà calculés, sans risque de rentrer en résonance avec le réseau.

CHAPITRE 4

CONCLUSIONS

4.1. LES QUESTIONS

Lequel des paramètres variables a-t-il produit un effet significatif sur la distorsion harmonique (THD).

La réponse à une telle question ne saurait être explicite du fait de la non linéarité du problème. Ainsi, si l'on définit un point de fonctionnement pour notre réseau, déterminé par la charge, la génération et les valeurs moyennes des paramètres variables, on peut établir une échelle de priorités ou classement autour du dit point de fonctionnement.

Seulement dans le cas du courant de la charge, on peut être sûr qu'il est le premier paramètre à contrôler à cause de son importante incidence sur le THD de la tension.

Pour les autres paramètres, l'ordre d'impact est le suivant :

- 1° longueur de la ligne,
- 2° rapport de transformation,
- 3° déphasage,
- 4° puissance de court-circuit.

En ce qui concerne l'erreur de construction des transformateurs, on peut relever que, pour un couplage donné des enroulements, la petite diminution du rapport de transformation a un effet plus bénéfique que le changement de l'angle de phase.

Méthode preventive : Mesurer les effets et comparer avec le filtrage traditionnel.

On peut dire, par exemple, que le changement du couplage des enroulements des transformateurs a été l'outil le plus efficace, entre les méthodes préventives essayées pour réduire le THD de la tension, sans besoin du filtrage traditionnel.

On effectue la comparaison entre les couplages des transformateurs triphasés à trois enroulements, avec les bobines tertiaires couplés en Yd1y0 ou Yd5y0.

L'amélioration obtenue avec le couplage tertiaire en Yd5yo produit une diminution de 1% dans le THD de la tension.

Afin de quantifier l'amélioration obtenue avec le couplage tertiaire Yd5yo, il faut ajouter dans le pire cas (couplage Yd1yo) un filtrage des 5^{eme} et 7^{eme} harmoniques, où la puissance réactive à 60 Hz des condensateurs peut améliorer le facteur de puissance de 0.8 a 0.9 inductif, (75 kvar).

On a aussi effectué une deuxième comparaison entre les couplages des transformateurs triphasés à trois enroulements, avec les bobines tertiaires couplés en Yd5y0 ou Dy11y5.

L'amélioration obtenue avec le couplage tertiaire en Dy11y5 produit une diminution de 0.764% dans le THD de la tension.

Pour le couplage Dyy0 du transformateur, l'amélioration dans le THD de la tension est notable si l'ensemble des charges monophasées doit se diviser exactement en six groupes égaux. Difficile d'assurer avec régime déformée et stochastique de la charge.

L'amélioration dans le THD de la tension avec le couplage du transformateur est produite si les tensions qui alimentent les charges triphasées secondaire et tertiaire sont déphasées de près 180 degrés. Ce déphasage fait en sorte que les courants de phase correspondant se retrouvent en opposition et s'annulent dans le côté haute tension.

On peut établir une échelle de priorités ou classement de couplage des transformateurs.

Pour les couplages, l'ordre d'impact est le suivant :

- 1° Dy11y5,
- 2° Yd5y0,
- 3° Yd1y0.

4.2. CONCLUSIONS DE L'ÉTUDE.

1- L'intégration d'un programme de calcul stochastique HRED à l'actuel logiciel de calcul harmonique basé sur la version ATP/EMTP fait de l'ensemble un outil efficace pour la résolution de problèmes des harmoniques sur le réseau.

En utilisant différents modèles des composants électriques, on peut bâtir un réseau équivalent avec lequel on étudie certaines configurations ou scénarios de la charge, des sources perturbatrices, et de variations stochastiques ou non d'un composant électrique donné.

2 - L'utilité des simulations avec la variation de certains paramètres est évidente lorsque les simulations sont faites avec des valeurs inexactes des paramètres.

3 - Dans tout le projet on s'emploie à déterminer l'influence d'un paramètre sur le THD de la tension, moyennant sa variation. L'étude déterministe de sensibilité d'une part et l'étude stochastique de sensibilité au moyen de la simulation Monte Carlo d'autre part ont été utilisées. Les résultats et conclusions, obtenus avec la méthode déterministe de sensibilité, ont été confirmés par la méthode stochastique de sensibilité, en utilisant la valeur moyenne et la valeur maximale.

4 - La valeur maximale de la population a été le paramètre utilisé pour évaluer les limites imposées par la norme IEEE519, on fait recours aux valeurs maximales du THD.

5 - Si l'on introduit un concept de planification, on peut se fonder par exemple sur les histogrammes pour modéliser un système de filtrage efficace pour les 95% des cas probables. En réalité, pour le 5% des cas dont on n'a pas tenu compte dans le design du système de filtrage, il y a des valeurs maximales qui ne sont pas connues exactement et elles sont exprimées de façon stochastique. Donc, le filtre est bâti par rapport à un THD qui a une probabilité de 5% d'être surpassé; ce qui revient à dire que le filtre est efficace à 95%.

$$THD_{5\%} \cong \overline{THD} + 2.\sigma_{THD} \quad (46)$$

Si l'on utilise les valeurs maximales trouvées dans les simulations stochastiques, elles sont également plus petites que les valeurs que l'on trouve dans les études déterministes.

6 - Les études traditionnelles de pénétration harmonique, dénommées déterministes, font les calculs de la façon la plus pessimiste possible pour obtenir un résultat au plus sûr mais elles ont pour conséquence de surdimensionner le système de filtrage. D'autre part, on peut arriver à un résultat associé à la probabilité d'occurrence des harmoniques et, par conséquent, également efficace et certainement plus économique. Dans la comparaison entre les deux études, une différence approximative de 300 kvar en filtres peut être épargnée.

7 - Si les caractéristiques de la charge et réseau sont connues, avec une étude stochastique de pénétration harmonique, on peut déterminer le couplage du transformateur pour une économie maximale de kvar en filtres.

4.3. RECHERCHE FUTURE

- Étudier la façon de tenir compte de la distorsion de la tension dans les sources de courant et la possibilité d'implantation dans l'ATP/EMTP.
- Réaliser une interface graphique en Java pour introduire les données dans chaque simulation.

RÉFÉRENCES OU BIBLIOGRAPHIE

- [1] Jos Arrillaga , *High Voltage Direct Current Transmission* , Chichester, Toronto: 1985, pp. 137-287.
- [2] Jos Arrillaga et Neville R. Watson, *Power system harmonics – Second Edition*, West Sussex, England: Wiley & Sons, 2003, pp. 99-100.
- [3] George J. Wakileh, *Power System harmonics. Fundamentals, Analysis and Filter Design.*, Berlin: Springer, 2000, pp. 11-32.
- [4] Ned Mohan, *Power Electronics-Converters, Applications, and Design*, New York : Wiley, 1989, pp. 79-120.
- [5] Scott Meyer, *ATP – Rule Book*, Oregon: 1995, pp. 19A1-19A3.
- [6] Sheldon Ross, *Introduction to Probability Models*, New York: Academic Pres, 1980, pp. 174-200.
- [7] George J. Anders, *Probability Concepts in Electric Power Systems*, Chichester, Toronto: Wiley & Sons, 1990, pp. 583-645.
- [8] Bouchard R. et Olivier G., *Électrotechnique*, Montréal : Presses Internationales Polytechnique, 1999, pp 360-410.
- [9] *Norm IEEE C57.135-2001*, pp. 4-11.
- [10] Orlando Hevia, *Manual GTPPLOT*, Santa Fe, Argentina, 2002, pp. 1-20.
- [11] *Norm IEEE 519-1992*, pp. 22-54.

Manuels des logiciel de calcul d'harmoniques:

- [12] NEPLAN - Harmonic analysis.
- [13] GTPPLOT.
- [14] GNU FORTRAN Compiler.

[15] Matlab.

[16] Mathcad.

[17] ATP/EMTP – Alternative Transient Program.

ANNEXE 1**FICHIERS ATP/EMTP ET SOURCES FORTRAN**

1-Fichier atp/emtp écrit pour valider le réseau du pont monophasé

2-Source fortran écrit pour l'étude stochastique du pont monophasé et fichier atp/emtp

3-Source fortran écrit pour l'étude stochastique du réseau étudie et fichier atp/emtp

4-Source fortran du programme hred

5-Fichier atp/emtp écrit pour l'étude de réponse en fréquence du réseau étudie

1- FICHIER ATP/EMTP FAIT POUR VALIDER LE RESEAU DU PONT

MONOPHASE

2 - SOURCE FORTRAN FAIT POUR L'ETUDE STOCHASTIQUE DU PONT
MONOPHASE ET FICHIER ATP/EMTP

```

CHARACTER*8 FILE
CALL UNLINK('PONT.LIS')
DO I=0,99
OPEN(UNIT=98,FILE='INSERT2.TXT')
X1=GASDEV(0)*0.050+0.60
X5=GASDEV(0)*6.0+66.70
X7=GASDEV(0)*50.0+1000.0
X11=GASDEV(0)*17.0+170.0
X2=GASDEV(0)*0.10+0.50
WRITE(98,200)X1,X5,X7,X11,X2
200 FORMAT('VALIN1=',F10.4,/
1      'VALIN2=',F10.4,/
1      'VALIN3=',F10.4,/
1      'VALIN4=',F10.4,/
1      'VALIN5=',F10.4)
CLOSE(98)
CALL SYSTEM('TPBIG PONT. > NUL')
WRITE(FILE,100)I
100 FORMAT('LUIS.',I3.3)
CALL SYSTEM('COPY PONT.PL4 //FILE')
ENDDO
STOP
END
FUNCTION GASDEV(IDUM)
INTEGER IDUM
REAL GASDEV
INTEGER ISET
REAL FAC,GSET,RSQ,V1,V2,RAND
SAVE ISET,GSET
DATA ISET/0/
IF (IDUM.LT.0) ISET=0
IF (ISET.EQ.0) THEN
1   V1=2.*RAND(IDUM)-1.
V2=2.*RAND(IDUM)-1.
RSQ=V1**2+V2**2
IF(RSQ.GE.1..OR.RSQ.EQ.0.)GOTO 1
FAC=SQRT(-2.*LOG(RSQ)/RSQ)
GSET=V1*FAC
GASDEV=V2*FAC
ISET=1
ELSE
GASDEV=GSET
ISET=0
ENDIF
RETURN
END
END

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C File:Pont.dat
C Description: Puente rectificateur Monophasé de 400W
C           Simulation stochastique - VGAMMA de la diodo
C           - Résistance de charge

```

```

C           - Capacitance de charge
C           - Module de la tension d'alimentation
C           - Inductance de la source
C
C Date:21 Juin 2004
C Autour:Luis Daniel Bellomo
C -----
C POCKET CALCULATOR VARIES PARAMETERS      3      1
C
C
POWER FREQUENCY          60.
C   dT >< Tmax >< Xopt >< Copt >
25.E-6  0.100
      500     1     1     1     1     0     0     1     0
C
$PARAMETER
$INCLUDE, INSERT2.TXT
BLANK PARAMETER
C
C
C BLANK card ends $PARAMETER definitions that are processed just b4 branch card
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>
VA    XX0034        1000.      0.1          0
      XX0034        1000.      0.1          0
XX0036VA        1000.      0.1          0
XX0036        1000.      0.1          0
XX0034POS       1.E-6          1
POS   XX0036        VALIN3        3
XX0036POS       VALIN2        3
XX0054VS         VALIN5        0
XX0056XX0028     .001          0
XX0056XX0054     .5            0
/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><vf/CLOP >< type >
/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><VF/CLOP >< type >
11VA  XX0034VALIN1          0
11     XX0034VALIN1          0
11XX0036VA    VALIN1          0
11XX0036    VALIN1          0
XX0028VA          MEASURING      1
/SOURCE
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
14VS    OVALIN4        60.      -90.      -1.      1.
/INITIAL
2POS        70.
2XX0036      -70.
3POS   XX0036        140.
/OUTPUT
VS    XX0054POS
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
BLANK INITIAL
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```

3. SOURCE FORTRAN FAIT POUR L'ETUDE STOCHASTIQUE DU RESEAU
ETUDIE ET FICHIER ATP/EMTP

```

C
C     FILE:BASE5.dat
C     DESCRIPTION:LES AMPLITUDE DES HARMONIQUE D'ACCORD AUX EQUATIONS DE BOX-MULLER
C     RESEAU: LIGNE DE 10KM , CHARGE DE 600x400W
C     DATE:2004
C     AUTOUR:LUIS DANIEL BELLOMO
C
BEGIN NEW DATA CASE
POWER FREQUENCY, 60.0
HARMONIC FREQUENCY SCAN
C deltat    tmax      xopt      copt      epsilon      tolmat      tstart
      1          1        60.
C iout      iplot      idoubl      kssout      maxout      ipun      memsav      icat      nenerg      iprsup
      1          1                  1
C
C
$PARAMETER
$INCLUDE, INSERT1.TXT
$INCLUDE, INSERT2.TXT
$INCLUDE, INSERT3.TXT
$INCLUDE, INSERT4.TXT
$INCLUDE, INSERT5.TXT
$INCLUDE, INSERT6.TXT
$INCLUDE, INSERT7.TXT
$INCLUDE, INSERT8.TXT
$INCLUDE, INSERT9.TXT
$INCLUDE, INSER10.TXT
$INCLUDE, INSER11.TXT
$INCLUDE, INSER12.TXT
$INCLUDE, INSER13.TXT
$INCLUDE, INSER14.TXT
$INCLUDE, INSER15.TXT
$INCLUDE, INSER16.TXT
$INCLUDE, INSER17.TXT
BLANK PARAMETER
C
C
C   ****
C   Source bus 13.2 kV   S3F=95 MVA - S1F=57MVA
C   ****
C -----
51SRCA  BSM A           .05500      VALIN1
52SRCB  BSM B           .01800      VALIN2
53SRCC  BSM C
C
C   ****
C   BSA to BSMA is a measuring switch
C   13.2 kV cable equivalent to plant bus 10.0 km
C -----
-1BSMA  ETTA             0.38 0.410  0.30VALIN3
-2BSMB  ETTB             0.38 0.410  0.30VALIN3
-3BSMC  EETTC
C
C   to the load
C -----
BSMA  LODA              0.001
BSMB  LODB              0.001
BSMC  LODC              0.001
C
C   next the load 60 ohm = APROX 3,3MW
C -----
C  LODA                   60.0
C  LODB                   60.0
C  LODC                   60.0
C
C -----
CON_A CONVA0              0.001
CON_B CONVB0              0.001
CON_C CONVC0              0.001
C
C -----
CON_A CONVA1              0.001
CON_B CONVB1              0.001
CON_C CONVC1              0.001
C
C -----
CON_A CONVA2              0.001
CON_B CONVB2              0.001
CON_C CONVC2              0.001
C
C -----

```



```

C
$UNITS,      60.0000,    0.0000
C TRANSFORMER           111111222222AAAAAA333333
   TRANSFORMER          5.0 40. HVBUTA
C 111111111111112222222222222222
   9999

C
C -----
C CONEXION DYY
C -----
C
C AAAAAABBBBBB      111111222222333333
1HVBUSAHVUSB      RTRNSFXTRNSF13.800
2LVBUSA            .00083-.0036VALIN4
3      TVBUSA        .01747.01797VALIN5
C
   TRANSFORMER HVBUTA          HVBUTB
1HVBUSBHVBUSC
2LVBUSB
3      TVBUSB
C
C AAAAAABBBBBB      111111222222333333
   TRANSFORMER HVBUTA          HVBUTC
1HVBUSCHVBUA
2LVBUSC
3      TVBUSC
C
C RESISTENCES TO GROUND FOR THE TRIANGLE
C HVBUSA           1.0E4
C HVBUSB           1.0E4
C HVBUSC           1.0E4
C -----
$UNITS,      -1.0000,   -1.0000
C
BLANK end of BRANCH data -----
C
C SWITCHES
C ^      ^      ^      ^      ^
BLANK end of SWITCH data
POLAR OUTPUT VARIABLES
C all frequencies in Hz
C   amplitude   Hz or h   angle
C --- -- -----
14SRCRA     8150.00    60.      0.
14SRCRB     8150.00    60.     240.
14SRCRC     8150.00    60.     120.
C
C assume 3% negative sequence voltage at source(245,163,82)
14SRCRA     245.00    120.     10.
14SRCRB     245.00    120.     130.
14SRCRC     245.00    120.     250.
C
C harmonic sources
C
C   amplitude   Hz or h   angle
C --- -- -----
C
C
14CON_A0-1AM01DAH    60.A01DAH
14CON_B0-1AM01DAH    60.A01DAH
14CON_C0-1AM01DAH    60.A01DAH
14CON_A1-1AM01DAD    60.A01DAD
14CON_B1-1AM01DAD    60.A01DBD
14CON_C1-1AM01DAD    60.A01DCD
14CON_A2-1AM01DAI    60.A01DAI
14CON_B2-1AM01DAI    60.A01DBI
14CON_C2-1AM01DAI    60.A01DCI
C
14CON_A0-1AM02DAH    120.A02DAH
14CON_B0-1AM02DAH    120.A02DAH
14CON_C0-1AM02DAH    120.A02DAH
14CON_A1-1AM02DAD    120.A02DAD
14CON_B1-1AM02DAD    120.A02DBD
14CON_C1-1AM02DAD    120.A02DCD
14CON_A2-1AM02DAI    120.A02DAI
14CON_B2-1AM02DAI    120.A02DBI
14CON_C2-1AM02DAI    120.A02DCI
C
14CON_A0-1AM03DAH    180.A03DAH
14CON_B0-1AM03DAH    180.A03DAH
14CON_C0-1AM03DAH    180.A03DAH
14CON_A1-1AM03DAD    180.A03DAD
14CON_B1-1AM03DAD    180.A03DBD
14CON_C1-1AM03DAD    180.A03DCD
14CON_A2-1AM03DAI    180.A03DAI
14CON_B2-1AM03DAI    180.A03DBI
14CON_C2-1AM03DAI    180.A03DCI
C

```

14CON_A0-1AM04DAH	240.A04DAH
14CON_B0-1AM04DAH	240.A04DAH
14CON_C0-1AM04DAH	240.A04DAH
14CON_A1-1AM04DAD	240.A04DAD
14CON_B1-1AM04DAD	240.A04DBD
14CON_C1-1AM04DAD	240.A04DCD
14CON_A2-1AM04DAI	240.A04DAI
14CON_B2-1AM04DAI	240.A04DBI
14CON_C2-1AM04DAI	240.A04DCI
C	
14CON_A0-1AM05DAH	300.A05DAH
14CON_B0-1AM05DAH	300.A05DAH
14CON_C0-1AM05DAH	300.A05DAH
14CON_A1-1AM05DAD	300.A05DAD
14CON_B1-1AM05DAD	300.A05DBD
14CON_C1-1AM05DAD	300.A05DCD
14CON_A2-1AM05DAI	300.A05DAI
14CON_B2-1AM05DAI	300.A05DBI
14CON_C2-1AM05DAI	300.A05DCI
C	
14CON_A0-1AM06DAH	360.A06DAH
14CON_B0-1AM06DAH	360.A06DAH
14CON_C0-1AM06DAH	360.A06DAH
14CON_A1-1AM06DAD	360.A06DAD
14CON_B1-1AM06DAD	360.A06DBD
14CON_C1-1AM06DAD	360.A06DCD
14CON_A2-1AM06DAI	360.A06DAI
14CON_B2-1AM06DAI	360.A06DBI
14CON_C2-1AM06DAI	360.A06DCI
C	
14CON_A0-1AM07DAH	420.A07DAH
14CON_B0-1AM07DAH	420.A07DAH
14CON_C0-1AM07DAH	420.A07DAH
14CON_A1-1AM07DAD	420.A07DAD
14CON_B1-1AM07DAD	420.A07DBD
14CON_C1-1AM07DAD	420.A07DCD
14CON_A2-1AM07DAI	420.A07DAI
14CON_B2-1AM07DAI	420.A07DBI
14CON_C2-1AM07DAI	420.A07DCI
C	
14CON_A0-1AM08DAH	480.A08DAH
14CON_B0-1AM08DAH	480.A08DAH
14CON_C0-1AM08DAH	480.A08DAH
14CON_A1-1AM08DAD	480.A08DAD
14CON_B1-1AM08DAD	480.A08DBD
14CON_C1-1AM08DAD	480.A08DCD
14CON_A2-1AM08DAI	480.A08DAI
14CON_B2-1AM08DAI	480.A08DBI
14CON_C2-1AM08DAI	480.A08DCI
C	
14CON_A0-1AM09DAH	540.A09DAH
14CON_B0-1AM09DAH	540.A09DAH
14CON_C0-1AM09DAH	540.A09DAH
14CON_A1-1AM09DAD	540.A09DAD
14CON_B1-1AM09DAD	540.A09DBD
14CON_C1-1AM09DAD	540.A09DCD
14CON_A2-1AM09DAI	540.A09DAI
14CON_B2-1AM09DAI	540.A09DBI
14CON_C2-1AM09DAI	540.A09DCI
C	
14CON_A0-1AM10DAH	600.A10DAH
14CON_B0-1AM10DAH	600.A10DAH
14CON_C0-1AM10DAH	600.A10DAH
14CON_A1-1AM10DAD	600.A10DAD
14CON_B1-1AM10DAD	600.A10DBD
14CON_C1-1AM10DAD	600.A10DCD
14CON_A2-1AM10DAI	600.A10DAI
14CON_B2-1AM10DAI	600.A10DBI
14CON_C2-1AM10DAI	600.A10DCI
C	
14CONVA -1.00001	60. 0.000
14CONVB -1.00001	60. 240.0
14CONVC -1.00001	60. 120.0
C	
14CON_A0-1AM11DAH	660.A11DAH
14CON_B0-1AM11DAH	660.A11DAH
14CON_C0-1AM11DAH	660.A11DAH
14CON_A1-1AM11DAD	660.A11DAD
14CON_B1-1AM11DAD	660.A11DBD
14CON_C1-1AM11DAD	660.A11DCD
14CON_A2-1AM11DAI	660.A11DAI
14CON_B2-1AM11DAI	660.A11DBI
14CON_C2-1AM11DAI	660.A11DCI
C	
14CON_A0-1AM12DAH	720.A12DAH
14CON_B0-1AM12DAH	720.A12DAH
14CON_C0-1AM12DAH	720.A12DAH
14CON_A1-1AM12DAD	720.A12DAD
14CON_B1-1AM12DAD	720.A12DBD

14CON_C1-1AM12DAD	720.A12DCD
14CON_A2-1AM12DAI	720.A12DAI
14CON_B2-1AM12DAI	720.A12DBI
14CON_C2-1AM12DAI	720.A12DCI
C	
14CON_A0-1AM13DAH	780.A13DAH
14CON_B0-1AM13DAH	780.A13DAH
14CON_C0-1AM13DAH	780.A13DAH
14CON_A1-1AM13DAD	780.A13DAD
14CON_B1-1AM13DAD	780.A13DBD
14CON_C1-1AM13DAD	780.A13DCD
14CON_A2-1AM13DAI	780.A13DAI
14CON_B2-1AM13DAI	780.A13DBI
14CON_C2-1AM13DAI	780.A13DCI
C	
14CON_A0-1AM14DAH	840.A14DAH
14CON_B0-1AM14DAH	840.A14DAH
14CON_C0-1AM14DAH	840.A14DAH
14CON_A1-1AM14DAD	840.A14DAD
14CON_B1-1AM14DAD	840.A14DBD
14CON_C1-1AM14DAD	840.A14DCD
14CON_A2-1AM14DAI	840.A14DAI
14CON_B2-1AM14DAI	840.A14DBI
14CON_C2-1AM14DAI	840.A14DCI
C	
14CON_A0-1AM15DAH	900.A15DAH
14CON_B0-1AM15DAH	900.A15DAH
14CON_C0-1AM15DAH	900.A15DAH
14CON_A1-1AM15DAD	900.A15DAD
14CON_B1-1AM15DAD	900.A15DBD
14CON_C1-1AM15DAD	900.A15DCD
14CON_A2-1AM15DAI	900.A15DAI
14CON_B2-1AM15DAI	900.A15DBI
14CON_C2-1AM15DAI	900.A15DCI
C	
14CON_A0-1AM16DAH	960.A16DAH
14CON_B0-1AM16DAH	960.A16DAH
14CON_C0-1AM16DAH	960.A16DAH
C	
14CON_A1-1AM16DAD	960.A16DAD
14CON_B1-1AM16DAD	960.A16DBD
14CON_C1-1AM16DAD	960.A16DCD
C	
14CON_A2-1AM16DAI	960.A16DAI
14CON_B2-1AM16DAI	960.A16DBI
14CON_C2-1AM16DAI	960.A16DCI
C	
14CON_A0-1AM17DAH	1020.A17DAH
14CON_B0-1AM17DAH	1020.A17DAH
14CON_C0-1AM17DAH	1020.A17DAH
14CON_A1-1AM17DAD	1020.A17DAD
14CON_B1-1AM17DAD	1020.A17DBD
14CON_C1-1AM17DAD	1020.A17DCD
14CON_A2-1AM17DAI	1020.A17DAI
14CON_B2-1AM17DAI	1020.A17DBI
14CON_C2-1AM17DAI	1020.A17DCI
C	
14CON_A0-1AM18DAH	1080.A18DAH
14CON_B0-1AM18DAH	1080.A18DAH
14CON_C0-1AM18DAH	1080.A18DAH
14CON_A1-1AM18DAD	1080.A18DAD
14CON_B1-1AM18DAD	1080.A18DBD
14CON_C1-1AM18DAD	1080.A18DCD
14CON_A2-1AM18DAI	1080.A18DAI
14CON_B2-1AM18DAI	1080.A18DBI
14CON_C2-1AM18DAI	1080.A18DCI
C	
14CON_A0-1AM19DAH	1140.A19DAH
14CON_B0-1AM19DAH	1140.A19DAH
14CON_C0-1AM19DAH	1140.A19DAH
14CON_A1-1AM19DAD	1140.A19DAD
14CON_B1-1AM19DAD	1140.A19DBD
14CON_C1-1AM19DAD	1140.A19DCD
14CON_A2-1AM19DAI	1140.A19DAI
14CON_B2-1AM19DAI	1140.A19DBI
14CON_C2-1AM19DAI	1140.A19DCI
C	
14CON_A0-1AM20DAH	1200.A20DAH
14CON_B0-1AM20DAH	1200.A20DAH
14CON_C0-1AM20DAH	1200.A20DAH
14CON_A1-1AM20DAD	1200.A20DAD
14CON_B1-1AM20DAD	1200.A20DBD
14CON_C1-1AM20DAD	1200.A20DCD
14CON_A2-1AM20DAI	1200.A20DAI
14CON_B2-1AM20DAI	1200.A20DBI
14CON_C2-1AM20DAI	1200.A20DCI
C	
14CONVA -1AM21DA	1260.SRC21A
14CONVB -1AM21DB	1260.SRC21B

```

14CONVC -1AM21DC      1260.SRC21C
C
14CONVA -1AM22DA      1320.SRC22A
14CONVB -1AM22DB      1320.SRC22B
14CONVC -1AM22DC      1320.SRC22C
C
14CONVA -1AM23DA      1380.SRC23A
14CONVB -1AM23DB      1380.SRC23B
14CONVC -1AM23DC      1380.SRC23C
C
14CONVA -1AM24DA      1440.SRC24A
14CONVB -1AM24DB      1440.SRC24B
14CONVC -1AM24DC      1440.SRC24C
C
14CONVA -1AM25DA      1500.SRC25A
14CONVB -1AM25DB      1500.SRC25B
14CONVC -1AM25DC      1500.SRC25C
C
14CONVA -1AM26DA      1560.SRC26A
14CONVB -1AM26DB      1560.SRC26B
14CONVC -1AM26DC      1560.SRC26C
C
14CONVA -1AM27DA      1620.SRC27A
14CONVB -1AM27DB      1620.SRC27B
14CONVC -1AM27DC      1620.SRC27C
C
14CONVA -1AM28DA      1680.SRC28A
14CONVB -1AM28DB      1680.SRC28B
14CONVC -1AM28DC      1680.SRC28C
C
14CONVA -1AM29DA      1740.SRC29A
14CONVB -1AM29DB      1740.SRC29B
14CONVC -1AM29DC      1740.SRC29C
C
14CONVA -1AM30DA      1800.SRC30A
14CONVB -1AM30DB      1800.SRC30B
14CONVC -1AM30DC      1800.SRC30C
C
14CONVA -1AM31DA      1860.SRC31A
14CONVB -1AM31DB      1860.SRC31B
14CONVC -1AM31DC      1860.SRC31C
C
14CONVA -1AM32DA      1920.SRC32A
14CONVB -1AM32DB      1920.SRC32B
14CONVC -1AM32DC      1920.SRC32C
C
14CONVA -1AM33DA      1980.SRC33A
14CONVB -1AM33DB      1980.SRC33B
14CONVC -1AM33DC      1980.SRC33C
C
C      harmonic sources          angle
C
C      amplitude   Hz or h    angle
C ---_-- _-----_-----
C
14CONVA0-1AM01GAH      60.A01GAH
14CONVB0-1AM01GAH      60.A01GAH
14CONVC0-1AM01GAH      60.A01GAH
14CONVA1-1AM01GAD      60.A01GAD
14CONVB1-1AM01GAD      60.A01GBD
14CONVC1-1AM01GAD      60.A01GCD
14CONVA2-1AM01GAI      60.A01GAI
14CONVB2-1AM01GAI      60.A01GBI
14CONVC2-1AM01GAI      60.A01GCI
C
14CONVA0-1AM02GAH      120.A02GAH
14CONVB0-1AM02GAH      120.A02GAH
14CONVC0-1AM02GAH      120.A02GAH
14CONVA1-1AM02GAD      120.A02GAD
14CONVB1-1AM02GAD      120.A02GBD
14CONVC1-1AM02GAD      120.A02GCD
14CONVA2-1AM02GAI      120.A02GAI
14CONVB2-1AM02GAI      120.A02GBI
14CONVC2-1AM02GAI      120.A02GCI
C
14CONVA0-1AM03GAH      180.A03GAH
14CONVB0-1AM03GAH      180.A03GAH
14CONVC0-1AM03GAH      180.A03GAH
14CONVA1-1AM03GAD      180.A03GAD
14CONVB1-1AM03GAD      180.A03GBD
14CONVC1-1AM03GAD      180.A03GCD
14CONVA2-1AM03GAI      180.A03GAI
14CONVB2-1AM03GAI      180.A03GBI
14CONVC2-1AM03GAI      180.A03GCI
C
14CONVA0-1AM04GAH      240.A04GAH
14CONVB0-1AM04GAH      240.A04GAH
14CONVC0-1AM04GAH      240.A04GAH

```

14CONVA1-1AM04GAD	240.A04GAD
14CONVB1-1AM04GAD	240.A04GBD
14CONVC1-1AM04GAD	240.A04GCD
14CONVA2-1AM04GAI	240.A04GAI
14CONVB2-1AM04GAI	240.A04GBI
14CONVC2-1AM04GAI	240.A04GCI
C	
14CONVA0-1AM05GAH	300.A05GAH
14CONVB0-1AM05GAH	300.A05GAH
14CONVC0-1AM05GAH	300.A05GAH
14CONVA1-1AM05GAD	300.A05GAD
14CONVB1-1AM05GAD	300.A05GBD
14CONVC1-1AM05GAD	300.A05GCD
14CONVA2-1AM05GAI	300.A05GAI
14CONVB2-1AM05GAI	300.A05GBI
14CONVC2-1AM05GAI	300.A05GCI
C	
14CONVA0-1AM06GAH	360.A06GAH
14CONVB0-1AM06GAH	360.A06GAH
14CONVC0-1AM06GAH	360.A06GAH
14CONVA1-1AM06GAD	360.A06GAD
14CONVB1-1AM06GAD	360.A06GBD
14CONVC1-1AM06GAD	360.A06GCD
14CONVA2-1AM06GAI	360.A06GAI
14CONVB2-1AM06GAI	360.A06GBI
14CONVC2-1AM06GAI	360.A06GCI
C	
14CONVA0-1AM07GAH	420.A07GAH
14CONVB0-1AM07GAH	420.A07GAH
14CONVC0-1AM07GAH	420.A07GAH
14CONVA1-1AM07GAD	420.A07GAD
14CONVB1-1AM07GAD	420.A07GBD
14CONVC1-1AM07GAD	420.A07GCD
14CONVA2-1AM07GAI	420.A07GAI
14CONVB2-1AM07GAI	420.A07GBI
14CONVC2-1AM07GAI	420.A07GCI
C	
14CONVA0-1AM08GAH	480.A08GAH
14CONVB0-1AM08GAH	480.A08GAH
14CONVC0-1AM08GAH	480.A08GAH
14CONVA1-1AM08GAD	480.A08GAD
14CONVB1-1AM08GAD	480.A08GBD
14CONVC1-1AM08GAD	480.A08GCD
14CONVA2-1AM08GAI	480.A08GAI
14CONVB2-1AM08GAI	480.A08GBI
14CONVC2-1AM08GAI	480.A08GCI
C	
14CONVA0-1AM09GAH	540.A09GAH
14CONVB0-1AM09GAH	540.A09GAH
14CONVC0-1AM09GAH	540.A09GAH
14CONVA1-1AM09GAD	540.A09GAD
14CONVB1-1AM09GAD	540.A09GBD
14CONVC1-1AM09GAD	540.A09GCD
14CONVA2-1AM09GAI	540.A09GAI
14CONVB2-1AM09GAI	540.A09GBI
14CONVC2-1AM09GAI	540.A09GCI
C	
14CONVA0-1AM10GAH	600.A10GAH
14CONVB0-1AM10GAH	600.A10GAH
14CONVC0-1AM10GAH	600.A10GAH
14CONVA1-1AM10GAD	600.A10GAD
14CONVB1-1AM10GAD	600.A10GBD
14CONVC1-1AM10GAD	600.A10GCD
14CONVA2-1AM10GAI	600.A10GAI
14CONVB2-1AM10GAI	600.A10GBI
14CONVC2-1AM10GAI	600.A10GCI
C	
14CON_A -1.00001	60. 0.000
14CON_B -1.00001	60. 240.0
14CON_C -1.00001	60. 120.0
C	
14CONVA0-1AM11GAH	660.A11GAH
14CONVB0-1AM11GAH	660.A11GAH
14CONVC0-1AM11GAH	660.A11GAH
14CONVA1-1AM11GAD	660.A11GAD
14CONVB1-1AM11GAD	660.A11GBD
14CONVC1-1AM11GAD	660.A11GCD
14CONVA2-1AM11GAI	660.A11GAI
14CONVB2-1AM11GAI	660.A11GBI
14CONVC2-1AM11GAI	660.A11GCI
C	
14CONVA0-1AM12GAH	720.A12GAH
14CONVB0-1AM12GAH	720.A12GAH
14CONVC0-1AM12GAH	720.A12GAH
14CONVA1-1AM12GAD	720.A12GAD
14CONVB1-1AM12GAD	720.A12GBD
14CONVC1-1AM12GAD	720.A12GCD
14CONVA2-1AM12GAI	720.A12GAI
14CONVB2-1AM12GAI	720.A12GBI

14CONVC2-1AM12GAI	720.A12GCI
C	
14CONVA0-1AM13GAH	780.A13GAH
14CONVB0-1AM13GAH	780.A13GAH
14CONVC0-1AM13GAH	780.A13GAH
14CONVA1-1AM13GAD	780.A13GAD
14CONVB1-1AM13GAD	780.A13GBD
14CONVC1-1AM13GAD	780.A13GCD
14CONVA2-1AM13GAI	780.A13GAI
14CONVB2-1AM13GAI	780.A13GBI
14CONVC2-1AM13GAI	780.A13GCI
C	
14CONVA0-1AM14GAH	840.A14GAH
14CONVB0-1AM14GAH	840.A14GAH
14CONVC0-1AM14GAH	840.A14GAH
14CONVA1-1AM14GAD	840.A14GAD
14CONVB1-1AM14GAD	840.A14GBD
14CONVC1-1AM14GAD	840.A14GCD
14CONVA2-1AM14GAI	840.A14GAI
14CONVB2-1AM14GAI	840.A14GBI
14CONVC2-1AM14GAI	840.A14GCI
C	
14CONVA0-1AM15GAH	900.A15GAH
14CONVB0-1AM15GAH	900.A15GAH
14CONVC0-1AM15GAH	900.A15GAH
14CONVA1-1AM15GAD	900.A15GAD
14CONVB1-1AM15GAD	900.A15GBD
14CONVC1-1AM15GAD	900.A15GCD
14CONVA2-1AM15GAI	900.A15GAI
14CONVB2-1AM15GAI	900.A15GBI
14CONVC2-1AM15GAI	900.A15GCI
C	
14CONVA0-1AM16GAH	960.A16GAH
14CONVB0-1AM16GAH	960.A16GAH
14CONVC0-1AM16GAH	960.A16GAH
14CONVA1-1AM16GAD	960.A16GAD
14CONVB1-1AM16GAD	960.A16GBD
14CONVC1-1AM16GAD	960.A16GCD
14CONVA2-1AM16GAI	960.A16GAI
14CONVB2-1AM16GAI	960.A16GBI
14CONVC2-1AM16GAI	960.A16GCI
C	
14CONVA0-1AM17GAH	1020.A17GAH
14CONVB0-1AM17GAH	1020.A17GAH
14CONVC0-1AM17GAH	1020.A17GAH
14CONVA1-1AM17GAD	1020.A17GAD
14CONVB1-1AM17GAD	1020.A17GBD
14CONVC1-1AM17GAD	1020.A17GCD
14CONVA2-1AM17GAI	1020.A17GAI
14CONVB2-1AM17GAI	1020.A17GBI
14CONVC2-1AM17GAI	1020.A17GCI
C	
14CONVA0-1AM18GAH	1080.A18GAH
14CONVB0-1AM18GAH	1080.A18GAH
14CONVC0-1AM18GAH	1080.A18GAH
14CONVA1-1AM18GAD	1080.A18GAD
14CONVB1-1AM18GAD	1080.A18GBD
14CONVC1-1AM18GAD	1080.A18GCD
14CONVA2-1AM18GAI	1080.A18GAI
14CONVB2-1AM18GAI	1080.A18GBI
14CONVC2-1AM18GAI	1080.A18GCI
C	
14CONVA0-1AM19GAH	1140.A19GAH
14CONVB0-1AM19GAH	1140.A19GAH
14CONVC0-1AM19GAH	1140.A19GAH
14CONVA1-1AM19GAD	1140.A19GAD
14CONVB1-1AM19GAD	1140.A19GBD
14CONVC1-1AM19GAD	1140.A19GCD
14CONVA2-1AM19GAI	1140.A19GAI
14CONVB2-1AM19GAI	1140.A19GBI
14CONVC2-1AM19GAI	1140.A19GCI
C	
14CONVA0-1AM20GAH	1200.A20GAH
14CONVB0-1AM20GAH	1200.A20GAH
14CONVC0-1AM20GAH	1200.A20GAH
14CONVA1-1AM20GAD	1200.A20GAD
14CONVB1-1AM20GAD	1200.A20GBD
14CONVC1-1AM20GAD	1200.A20GCD
14CONVA2-1AM20GAI	1200.A20GAI
14CONVB2-1AM20GAI	1200.A20GBI
14CONVC2-1AM20GAI	1200.A20GCI
C	
14CON_A -1AM21GA	1260.SRD21A
14CON_B -1AM21GB	1260.SRD21B
14CON_C -1AM21GC	1260.SRD21C
C	
14CON_A -1AM22GA	1320.SRD22A
14CON_B -1AM22GB	1320.SRD22B
14CON_C -1AM22GC	1320.SRD22C

```

C
14CON_A -1AM23GA      1380.SRD23A
14CON_B -1AM23GB      1380.SRD23B
14CON_C -1AM23GC      1380.SRD23C
C
14CON_A -1AM24GA      1440.SRD24A
14CON_B -1AM24GB      1440.SRD24B
14CON_C -1AM24GC      1440.SRD24C
C
14CON_A -1AM25GA      1500.SRD25A
14CON_B -1AM25GB      1500.SRD25B
14CON_C -1AM25GC      1500.SRD25C
C
14CON_A -1AM26GA      1560.SRD26A
14CON_B -1AM26GB      1560.SRD26B
14CON_C -1AM26GC      1560.SRD26C
C
14CON_A -1AM27GA      1620.SRD27A
14CON_B -1AM27GB      1620.SRD27B
14CON_C -1AM27GC      1620.SRD27C
C
14CON_A -1AM28GA      1680.SRD28A
14CON_B -1AM28GB      1680.SRD28B
14CON_C -1AM28GC      1680.SRD28C
C
14CON_A -1AM29GA      1740.SRD29A
14CON_B -1AM29GB      1740.SRD29B
14CON_C -1AM29GC      1740.SRD29C
C
14CON_A -1AM30GA      1800.SRD30A
14CON_B -1AM30GB      1800.SRD30B
14CON_C -1AM30GC      1800.SRD30C
C
14CON_A -1AM31GA      1860.SRD31A
14CON_B -1AM31GB      1860.SRD31B
14CON_C -1AM31GC      1860.SRD31C
C
14CON_A -1AM32GA      1920.SRD32A
14CON_B -1AM32GB      1920.SRD32B
14CON_C -1AM32GC      1920.SRD32C
C
14CON_A -1AM33GA      1980.SRD33A
14CON_B -1AM33GB      1980.SRD33B
14CON_C -1AM33GC      1980.SRD33C
C
BLANK ening SOURCES
BLANK card ending F-dependent series R-L-C branches (none, for this subcase)
    EETTA EETTB EETTC
    TVBUSATVBU$BTVBUSC
BLANK End of OUTPUT data -----
BLANK End of PLOT data -----
C SCLOSE, UNIT=LUNIT4 STATUS=KEEP
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK End of all cases -----

```

4 - SOURCE FORTRAN DU PROGRAMME HRED

```

C
C
C
CHARACTER*8 FILE
CALL UNLINK('BASE2.LIS')
DO I=0,999
OPEN(UNIT=99,FILE='INSERT6.TXT')
OPEN(UNIT=98,FILE='INSERT5.TXT')
OPEN(UNIT=97,FILE='INSERT4.TXT')
OPEN(UNIT=96,FILE='INSERT3.TXT')
OPEN(UNIT=95,FILE='INSERT2.TXT')
OPEN(UNIT=94,FILE='INSERT1.TXT')
OPEN(UNIT=93,FILE='INSERT9.TXT')
OPEN(UNIT=92,FILE='INSERT8.TXT')
OPEN(UNIT=91,FILE='INSERT7.TXT')
OPEN(UNIT=90,FILE='INSER10.TXT')
OPEN(UNIT=89,FILE='INSER11.TXT')
OPEN(UNIT=88,FILE='INSER12.TXT')
OPEN(UNIT=87,FILE='INSER13.TXT')
OPEN(UNIT=86,FILE='INSER14.TXT')
OPEN(UNIT=85,FILE='INSER15.TXT')
OPEN(UNIT=84,FILE='INSER16.TXT')
OPEN(UNIT=83,FILE='INSER17.TXT')
C
ALEAT=RAND(0)
IF (ALEAT.GT.0.4) THEN

```

```

VALIN4=RELATI(0)*0.1328
VALIN5=RELATI(0)*0.1328
PHASE=0.0
VALIN6=PHASE
ELSE
  VALIN4=0.1328
  VALIN5=0.1328
  PHASE=PHASES(0)
  VALIN6=PHASE
ENDIF
C
C      1-PHASES DES HARMONIQUES
C      MOYENNE DE L'ANGLE
C
ANGH01I = -7.076
ANGH02I = -100.21
ANGH03I = -20.387
ANGH04I = -112.324
ANGH05I = -31.976
ANGH06I = -123.717
ANGH07I = -38.44
ANGH08I = -118.105
ANGH09I = -28.511
ANGH10I = -116.833
ANGH11I = 21.43
ANGH12I = -91.806
ANGH13I = 53.186
ANGH14I = -65.886
ANGH15I = 13.591
ANGH16I = -105.048
ANGH17I = -142.425
ANGH18I = -96.327
ANGH19I = -204.854
ANGH20I = -124.342
ANGH21I = -188.721
ANGH22I = -155.98
ANGH23I = -155.443
ANGH24I = -135.372
ANGH25I = -117.013
ANGH26I = -117.691
ANGH27I = -90.521
ANGH28I = -77.477
ANGH29I = -60.863
ANGH30I = -42.76
ANGH31I = -24.522
ANGH32I = -21.52
ANGH33I = -5.428
C
C      ÉCART TYPE DE L'ANGLE
C
SANG01I = 0.766
SANG02I = 92.261
SANG03I = 2.291
SANG04I = 99.101
SANG05I = 3.903
SANG06I = 92.604
SANG07I = 6.201
SANG08I = 90.115
SANG09I = 12.466
SANG10I = 109.473
SANG11I = 19.696
SANG12I = 106.65
SANG13I = 15.416
SANG14I = 97.998
SANG15I = 120.1
SANG16I = 91.336
SANG17I = 142.502
SANG18I = 101.337
SANG19I = 48.411
SANG20I = 120.307
SANG21I = 28.101
SANG22I = 85.007
SANG23I = 36.574
SANG24I = 71.958
SANG25I = 35.45
SANG26I = 56.55
SANG27I = 35.294
SANG28I = 60.412
SANG29I = 44.207
SANG30I = 67.011
SANG31I = 47.075
SANG32I = 75.111
SANG33I = 61.292
C
C      2-MOYENNE DE L'AMPLITUDE
C
MOYH01I = 4.878

```

```

MOYH02I = 0.227
MOYH03I = 4.161
MOYH04I = 0.157
MOYH05I = 2.981
MOYH06I = 0.075
MOYH07I = 1.704
MOYH08I = 0.028
MOYH09I = 0.725
MOYH10I = 0.034
MOYH11I = 0.38
MOYH12I = 0.032
MOYH13I = 0.368
MOYH14I = 0.019
MOYH15I = 0.26
MOYH16I = 0.015
MOYH17I = 0.166
MOYH18I = 0.015
MOYH19I = 0.156
MOYH20I = 0.0095
MOYH21I = 0.132
MOYH22I = 0.0068
MOYH23I = 0.096
MOYH24I = 0.0077
MOYH25I = 0.086
MOYH26I = 0.0082
MOYH27I = 0.077
MOYH28I = 0.0088
MOYH29I = 0.06
MOYH30I = 0.0093
MOYH31I = 0.053
MOYH32I = 0.0086
MOYH33I = 0.051

C 2-ÉCART DE L'AMPLITUDE
C
ECAH01I=0.7180
ECAH02I=0.170
ECAH03I=0.590
ECAH04I=0.1150
ECAH05I=0.3990
ECAH06I=0.055
ECAH07I=0.2280
ECAH08I=0.016
ECAH09I=0.1160
ECAH10I=0.017
ECAH11I=0.052
ECAH12I=0.018
ECAH13I=0.046
ECAH14I=0.012
ECAH15I=0.036
ECAH16I=0.0083
ECAH17I=0.023
ECAH18I=0.0097
ECAH19I=0.021
ECAH20I=0.007
ECAH21I=0.018
ECAH22I=0.0036
ECAH23I=0.015
ECAH24I=0.0036
ECAH25I=0.013
ECAH26I=0.004
ECAH27I=0.011
ECAH28I=0.0042
ECAH29I=0.0092
ECAH30I=0.0044
ECAH31I=0.0077
ECAH32I=0.005
ECAH33I=0.0069

C -----
C ASYMETRIA DE LA CHARGE
C -----
AMAX=0.0
AL=AMAX*GASDEV(0)
ND=100.0+AL
NG=100.0-AL

C -----
C CALCULE DES ANGLES DE PHASE
C -----
ENROULEMENT 3
C -----
C CALCUL DES ANGLES DES SOURCES - E3
C -----
ANGH01S=GASDEV(0)*SANG01I+ANGH01I
ANGH02S=GASDEV(0)*SANG02I+ANGH02I
ANGH03S=GASDEV(0)*SANG03I+ANGH03I
ANGH04S=GASDEV(0)*SANG04I+ANGH04I
ANGH05S=GASDEV(0)*SANG05I+ANGH05I

```

```

ANGH06S=GASDEV (0) *SANG06I+ANGH06I
ANGH07S=GASDEV (0) *SANG07I+ANGH07I
ANGH08S=GASDEV (0) *SANG08I+ANGH08I
ANGH09S=GASDEV (0) *SANG09I+ANGH09I
ANGH10S=GASDEV (0) *SANG10I+ANGH10I
ANGH11S=GASDEV (0) *SANG11I+ANGH11I
ANGH12S=GASDEV (0) *SANG12I+ANGH12I
ANGH13S=GASDEV (0) *SANG13I+ANGH13I
ANGH14S=GASDEV (0) *SANG14I+ANGH14I
ANGH15S=GASDEV (0) *SANG15I+ANGH15I
ANGH16S=GASDEV (0) *SANG16I+ANGH16I
ANGH17S=GASDEV (0) *SANG17I+ANGH17I
ANGH18S=GASDEV (0) *SANG18I+ANGH18I
ANGH19S=GASDEV (0) *SANG19I+ANGH19I
ANGH20S=GASDEV (0) *SANG20I+ANGH20I
ANGH21S=GASDEV (0) *SANG21I+ANGH21I
ANGH22S=GASDEV (0) *SANG22I+ANGH22I
ANGH23S=GASDEV (0) *SANG23I+ANGH23I
ANGH24S=GASDEV (0) *SANG24I+ANGH24I
ANGH25S=GASDEV (0) *SANG25I+ANGH25I
ANGH26S=GASDEV (0) *SANG26I+ANGH26I
ANGH27S=GASDEV (0) *SANG27I+ANGH27I
ANGH28S=GASDEV (0) *SANG28I+ANGH28I
ANGH29S=GASDEV (0) *SANG29I+ANGH29I
ANGH30S=GASDEV (0) *SANG30I+ANGH30I
ANGH31S=GASDEV (0) *SANG31I+ANGH31I
ANGH32S=GASDEV (0) *SANG32I+ANGH32I
ANGH33S=GASDEV (0) *SANG33I+ANGH33I

C
    ANG=5.0
C
    ANHH01A=ANGH01S+RAND (0) *ANG
    ANHH01B=ANGH01S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH01C=ANGH01S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH02A=ANGH02S+RAND (0) *ANG
    ANHH02B=ANGH02S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH02C=ANGH02S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH03A=ANGH03S+RAND (0) *ANG
    ANHH03B=ANGH03S+0.0-RAND (0) *ANG
    ANHH03C=ANGH03S+0.0+RAND (0) *ANG
    ANHH04A=ANGH04S+RAND (0) *ANG
    ANHH04B=ANGH04S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH04C=ANGH04S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH05A=ANGH05S+RAND (0) *ANG
    ANHH05B=ANGH05S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH05C=ANGH05S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH06A=ANGH06S+RAND (0) *ANG
    ANHH06B=ANGH06S+0.0-RAND (0) *ANG
    ANHH06C=ANGH06S+0.0+RAND (0) *ANG
    ANHH07A=ANGH07S+RAND (0) *ANG
    ANHH07B=ANGH07S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH07C=ANGH07S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH08A=ANGH08S+RAND (0) *ANG
    ANHH08B=ANGH08S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH08C=ANGH08S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH09A=ANGH09S+RAND (0) *ANG
    ANHH09B=ANGH09S+0.0+RAND (0) *ANG
    ANHH09C=ANGH09S+0.0+RAND (0) *ANG
    ANHH10A=ANGH10S+RAND (0) *ANG
    ANHH10B=ANGH10S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH10C=ANGH10S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH11A=ANGH11S+RAND (0) *ANG
    ANHH11B=ANGH11S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH11C=ANGH11S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH12A=ANGH12S+RAND (0) *ANG
    ANHH12B=ANGH12S+0.0+RAND (0) *ANG
    ANHH12C=ANGH12S+0.0+RAND (0) *ANG
    ANHH13A=ANGH13S+RAND (0) *ANG
    ANHH13B=ANGH13S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH13C=ANGH13S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH14A=ANGH14S+RAND (0) *ANG
    ANHH14B=ANGH14S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH14C=ANGH14S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH15A=ANGH15S+RAND (0) *ANG
    ANHH15B=ANGH15S+0.0+RAND (0) *ANG
    ANHH15C=ANGH15S+0.0+RAND (0) *ANG
    ANHH16A=ANGH16S+RAND (0) *ANG
    ANHH16B=ANGH16S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH16C=ANGH16S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH17A=ANGH17S+RAND (0) *ANG
    ANHH17B=ANGH17S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH17C=ANGH17S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH18A=ANGH18S+RAND (0) *ANG
    ANHH18B=ANGH18S+0.0+RAND (0) *ANG
    ANHH18C=ANGH18S+0.0+RAND (0) *ANG
    ANHH19A=ANGH19S+RAND (0) *ANG
    ANHH19B=ANGH19S+240.0+RAND (0) *ANG
    ANHH19C=ANGH19S+120.0+RAND (0) *ANG
    ANHH20A=ANGH20S+RAND (0) *ANG

```

```

ANHH20B=ANGH20S+120 .0+RAND (0) *ANG
ANHH20C=ANGH20S+240 .0+RAND (0) *ANG
ANHH21A=ANGH21S+RAND (0) *ANG
ANHH21B=ANGH21S+0 .0-RAND (0) *ANG
ANHH21C=ANGH21S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANHH22A=ANGH22S+RAND (0) *ANG
ANHH22B=ANGH22S+240 .0+RAND (0) *ANG
ANHH22C=ANGH22S+120 .0+RAND (0) *ANG
ANHH23A=ANGH23S+RAND (0) *ANG
ANHH23B=ANGH23S+120 .0+RAND (0) *ANG
ANHH23C=ANGH23S+240 .0+RAND (0) *ANG
ANHH24A=ANGH24S+RAND (0) *ANG
ANHH24B=ANGH24S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANHH24C=ANGH24S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANHH25A=ANGH25S+RAND (0) *ANG
ANHH25B=ANGH25S+240 .0+RAND (0) *ANG
ANHH25C=ANGH25S+120 .0+RAND (0) *ANG
ANHH26A=ANGH26S+RAND (0) *ANG
ANHH26B=ANGH26S+120 .0+RAND (0) *ANG
ANHH26C=ANGH26S+240 .0+RAND (0) *ANG
ANHH27A=ANGH27S+RAND (0) *ANG
ANHH27B=ANGH27S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANHH27C=ANGH27S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANHH28A=ANGH28S+RAND (0) *ANG
ANHH28B=ANGH28S+240 .0+RAND (0) *ANG
ANHH28C=ANGH28S+120 .0+RAND (0) *ANG
ANHH29A=ANGH29S+RAND (0) *ANG
ANHH29B=ANGH29S+120 .0+RAND (0) *ANG
ANHH29C=ANGH29S+240 .0+RAND (0) *ANG
ANHH30A=ANGH30S+RAND (0) *ANG
ANHH30B=ANGH30S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANHH30C=ANGH30S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANHH31A=ANGH31S+RAND (0) *ANG
ANHH31B=ANGH31S+240 .0+RAND (0) *ANG
ANHH31C=ANGH31S+120 .0+RAND (0) *ANG
ANHH32A=ANGH32S+RAND (0) *ANG
ANHH32B=ANGH32S+120 .0+RAND (0) *ANG
ANHH32C=ANGH32S+240 .0+RAND (0) *ANG
ANHH33A=ANGH33S+RAND (0) *ANG
ANHH33B=ANGH33S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANHH33C=ANGH33S+0 .0+RAND (0) *ANG
C -----
C ENROULEMENT 2
C -----
ANGH01A=ANGH01S+PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH01B=ANGH01S+PHASE+240 .0+RAND (0) *ANG
ANGH01C=ANGH01S+PHASE+120 .0+RAND (0) *ANG
ANGH02A=ANGH02S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH02B=ANGH02S-PHASE+120 .0+RAND (0) *ANG
ANGH02C=ANGH02S-PHASE+240 .0+RAND (0) *ANG
ANGH03A=ANGH03S+RAND (0) *ANG
ANGH03B=ANGH03S+RAND (0) *ANG
ANGH03C=ANGH03S+RAND (0) *ANG
ANGH04A=ANGH04S+PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH04B=ANGH04S+PHASE+240 .0+RAND (0) *ANG
ANGH04C=ANGH04S+PHASE+120 .0+RAND (0) *ANG
ANGH05A=ANGH05S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH05B=ANGH05S-PHASE+120 .0+RAND (0) *ANG
ANGH05C=ANGH05S-PHASE+240 .0+RAND (0) *ANG
ANGH06A=ANGH06S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH06B=ANGH06S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH06C=ANGH06S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH07A=ANGH07S+PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH07B=ANGH07S+PHASE+240 .0+RAND (0) *ANG
ANGH07C=ANGH07S+PHASE+120 .0+RAND (0) *ANG
ANGH08A=ANGH08S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH08B=ANGH08S-PHASE+120 .0+RAND (0) *ANG
ANGH08C=ANGH08S-PHASE+240 .0+RAND (0) *ANG
ANGH09A=ANGH09S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH09B=ANGH09S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH09C=ANGH09S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH10A=ANGH10S+PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH10B=ANGH10S+PHASE+240 .0+RAND (0) *ANG
ANGH10C=ANGH10S+PHASE+120 .0+RAND (0) *ANG
ANGH11A=ANGH11S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH11B=ANGH11S-PHASE+120 .0+RAND (0) *ANG
ANGH11C=ANGH11S-PHASE+240 .0+RAND (0) *ANG
ANGH12A=ANGH12S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH12B=ANGH12S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH12C=ANGH12S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH13A=ANGH13S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH13B=ANGH13S-PHASE+240 .0+RAND (0) *ANG
ANGH13C=ANGH13S-PHASE+120 .0+RAND (0) *ANG
ANGH14A=ANGH14S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH14B=ANGH14S-PHASE+120 .0+RAND (0) *ANG
ANGH14C=ANGH14S-PHASE+240 .0+RAND (0) *ANG
ANGH15A=ANGH15S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH15B=ANGH15S+0 .0+RAND (0) *ANG
ANGH15C=ANGH15S+0 .0+RAND (0) *ANG

```

```

ANGH16A=ANGH16S+PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH16B=ANGH16S+PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH16C=ANGH16S+PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH17A=ANGH17S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH17B=ANGH17S-PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH17C=ANGH17S-PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH18A=ANGH18S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH18B=ANGH18S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH18C=ANGH18S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH19A=ANGH19S+PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH19B=ANGH19S+PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH19C=ANGH19S+PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH20A=ANGH20S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH20B=ANGH20S-PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH20C=ANGH20S-PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH21A=ANGH21S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH21B=ANGH21S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH21C=ANGH21S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH22A=ANGH22S+PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH22B=ANGH22S+PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH22C=ANGH22S+PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH23A=ANGH23S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH23B=ANGH23S-PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH23C=ANGH23S-PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH24A=ANGH24S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH24B=ANGH24S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH24C=ANGH24S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH25A=ANGH25S+PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH25B=ANGH25S+PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH25C=ANGH25S+PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH26A=ANGH26S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH26B=ANGH26S-PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH26C=ANGH26S-PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH27A=ANGH27S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH27B=ANGH27S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH27C=ANGH27S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH28A=ANGH28S+PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH28B=ANGH28S+PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH28C=ANGH28S+PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH29A=ANGH29S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH29B=ANGH29S-PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH29C=ANGH29S-PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH30A=ANGH30S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH30B=ANGH30S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH30C=ANGH30S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH31A=ANGH31S+PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH31B=ANGH31S+PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH31C=ANGH31S+PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH32A=ANGH32S-PHASE+RAND (0) *ANG
ANGH32B=ANGH32S-PHASE+120.0+RAND (0) *ANG
ANGH32C=ANGH32S-PHASE+240.0+RAND (0) *ANG
ANGH33A=ANGH33S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH33B=ANGH33S+0.0+RAND (0) *ANG
ANGH33C=ANGH33S+0.0+RAND (0) *ANG

C -----
C CALCULE DES AMPLITUDES DES SOURCES
C -----
C -----
C ASYMETRIE DES PHASES
C -----
A=0.05
T=1-A
ASYMDA=T+A*RAND (0)
ASYMDB=T+A*RAND (0)
ASYMDC=T+A*RAND (0)
ASYMGA=T+A*RAND (0)
ASYMGB=T+A*RAND (0)
ASYMGC=T+A*RAND (0)
-----1
AMD01D=ABS (GASDEV (0) *ECAH01I+MOYH01I) *ND
AM01DA=ASYMDA*AMD01D
AM01DB=ASYMDB*AMD01D
AM01DC=ASYMDC*AMD01D
AMD01G=ABS (GASDEV (0) *ECAH01I+MOYH01I) *NG
AM01GA=ASYMGA*AMD01G
AM01GB=ASYMGB*AMD01G
AM01GC=ASYMGC*AMD01G
-----2
AMD02D=ABS (GASDEV (0) *ECAH02I+MOYH02I) *ND
AM02DA=ASYMDA*AMD02D
AM02DB=ASYMDB*AMD02D
AM02DC=ASYMDC*AMD02D
AMD02G=ABS (GASDEV (0) *ECAH02I+MOYH02I) *NG
AM02GA=ASYMGA*AMD02G
AM02GB=ASYMGB*AMD02G
AM02GC=ASYMGC*AMD02G
-----3
AMD03D=ABS (GASDEV (0) *ECAH03I+MOYH03I) *ND

```

```

AM03DA=ASYMDA*AMD03D
AM03DB=ASYMDB*AMD03D
AM03DC=ASYMDC*AMD03D
AMD03G=ABS (GASDEV (0) *ECAH03I+MOYH03I) *NG
AM03GA=ASYMGA*AMD03G
AM03GB=ASYMGB*AMD03G
AM03GC=ASYMGC*AMD03G
C -----4
AMD04D=ABS (GASDEV (0) *ECAH04I+MOYH04I) *ND
AM04DA=ASYMDA*AMD04D
AM04DB=ASYMDB*AMD04D
AM04DC=ASYMDC*AMD04D
AMD04G=ABS (GASDEV (0) *ECAH04I+MOYH04I) *NG
AM04GA=ASYMGA*AMD04G
AM04GB=ASYMGB*AMD04G
AM04GC=ASYMGC*AMD04G
C -----5
AMD05D=ABS (GASDEV (0) *ECAH05I+MOYH05I) *ND
AM05DA=ASYMDA*AMD05D
AM05DB=ASYMDB*AMD05D
AM05DC=ASYMDC*AMD05D
AMD05G=ABS (GASDEV (0) *ECAH05I+MOYH05I) *NG
AM05GA=ASYMGA*AMD05G
AM05GB=ASYMGB*AMD05G
AM05GC=ASYMGC*AMD05G
C -----6
AMD06D=ABS (GASDEV (0) *ECAH06I+MOYH06I) *ND
AM06DA=ASYMDA*AMD06D
AM06DB=ASYMDB*AMD06D
AM06DC=ASYMDC*AMD06D
AMD06G=ABS (GASDEV (0) *ECAH06I+MOYH06I) *NG
AM06GA=ASYMGA*AMD06G
AM06GB=ASYMGB*AMD06G
AM06GC=ASYMGC*AMD06G
C -----7
AMD07D=ABS (GASDEV (0) *ECAH07I+MOYH07I) *ND
AM07DA=ASYMDA*AMD07D
AM07DB=ASYMDB*AMD07D
AM07DC=ASYMDC*AMD07D
AMD07G=ABS (GASDEV (0) *ECAH07I+MOYH07I) *NG
AM07GA=ASYMGA*AMD07G
AM07GB=ASYMGB*AMD07G
AM07GC=ASYMGC*AMD07G
C -----8
AMD08D=ABS (GASDEV (0) *ECAH08I+MOYH08I) *ND
AM08DA=ASYMDA*AMD08D
AM08DB=ASYMDB*AMD08D
AM08DC=ASYMDC*AMD08D
AMD08G=ABS (GASDEV (0) *ECAH08I+MOYH08I) *NG
AM08GA=ASYMGA*AMD08G
AM08GB=ASYMGB*AMD08G
AM08GC=ASYMGC*AMD08G
C -----9
AMD09D=ABS (GASDEV (0) *ECAH09I+MOYH09I) *ND
AM09DA=ASYMDA*AMD09D
AM09DB=ASYMDB*AMD09D
AM09DC=ASYMDC*AMD09D
AMD09G=ABS (GASDEV (0) *ECAH09I+MOYH09I) *NG
AM09GA=ASYMGA*AMD09G
AM09GB=ASYMGB*AMD09G
AM09GC=ASYMGC*AMD09G
C -----10
AMD10D=ABS (GASDEV (0) *ECAH10I+MOYH10I) *ND
AM10DA=ASYMDA*AMD10D
AM10DB=ASYMDB*AMD10D
AM10DC=ASYMDC*AMD10D
AMD10G=ABS (GASDEV (0) *ECAH10I+MOYH10I) *NG
AM10GA=ASYMGA*AMD10G
AM10GB=ASYMGB*AMD10G
AM10GC=ASYMGC*AMD10G
C -----11
AMD11D=ABS (GASDEV (0) *ECAH11I+MOYH11I) *ND
AM11DA=ASYMDA*AMD11D
AM11DB=ASYMDB*AMD11D
AM11DC=ASYMDC*AMD11D
AMD11G=ABS (GASDEV (0) *ECAH11I+MOYH11I) *NG
AM11GA=ASYMGA*AMD11G
AM11GB=ASYMGB*AMD11G
AM11GC=ASYMGC*AMD11G
C -----12
AMD12D=ABS (GASDEV (0) *ECAH12I+MOYH12I) *ND
AM12DA=ASYMDA*AMD12D
AM12DB=ASYMDB*AMD12D
AM12DC=ASYMDC*AMD12D
AMD12G=ABS (GASDEV (0) *ECAH12I+MOYH12I) *NG
AM12GA=ASYMGA*AMD12G
AM12GB=ASYMGB*AMD12G
AM12GC=ASYMGC*AMD12G

```

```

C -----13
AMD13D=ABS (GASDEV (0) *ECAH13I+MOYH13I) *ND
AM13DA=ASYMDA*AMD13D
AM13DB=ASYMDB*AMD13D
AM13DC=ASYMDC*AMD13D
AMD13G=ABS (GASDEV (0) *ECAH13I+MOYH13I) *NG
AM13GA=ASYMGA*AMD13G
AM13GB=ASYMGB*AMD13G
AM13GC=ASYMGC*AMD13G

C -----14
AMD14D=ABS (GASDEV (0) *ECAH14I+MOYH14I) *ND
AM14DA=ASYMDA*AMD14D
AM14DB=ASYMDB*AMD14D
AM14DC=ASYMDC*AMD14D
AMD14G=ABS (GASDEV (0) *ECAH14I+MOYH14I) *NG
AM14GA=ASYMGA*AMD14G
AM14GB=ASYMGB*AMD14G
AM14GC=ASYMGC*AMD14G

C -----15
AMD15D=ABS (GASDEV (0) *ECAH15I+MOYH15I) *ND
AM15DA=ASYMDA*AMD15D
AM15DB=ASYMDB*AMD15D
AM15DC=ASYMDC*AMD15D
AMD15G=ABS (GASDEV (0) *ECAH15I+MOYH15I) *NG
AM15GA=ASYMGA*AMD15G
AM15GB=ASYMGB*AMD15G
AM15GC=ASYMGC*AMD15G

C -----16
AMD16D=ABS (GASDEV (0) *ECAH16I+MOYH16I) *ND
AM16DA=ASYMDA*AMD16D
AM16DB=ASYMDB*AMD16D
AM16DC=ASYMDC*AMD16D
AMD16G=ABS (GASDEV (0) *ECAH16I+MOYH16I) *NG
AM16GA=ASYMGA*AMD16G
AM16GB=ASYMGB*AMD16G
AM16GC=ASYMGC*AMD16G

C -----17
AMD17D=ABS (GASDEV (0) *ECAH17I+MOYH17I) *ND
AM17DA=ASYMDA*AMD17D
AM17DB=ASYMDB*AMD17D
AM17DC=ASYMDC*AMD17D
AMD17G=ABS (GASDEV (0) *ECAH17I+MOYH17I) *NG
AM17GA=ASYMGA*AMD17G
AM17GB=ASYMGB*AMD17G
AM17GC=ASYMGC*AMD17G

C -----18
AMD18D=ABS (GASDEV (0) *ECAH18I+MOYH18I) *ND
AM18DA=ASYMDA*AMD18D
AM18DB=ASYMDB*AMD18D
AM18DC=ASYMDC*AMD18D
AMD18G=ABS (GASDEV (0) *ECAH18I+MOYH18I) *NG
AM18GA=ASYMGA*AMD18G
AM18GB=ASYMGB*AMD18G
AM18GC=ASYMGC*AMD18G

C -----19
AMD19D=ABS (GASDEV (0) *ECAH19I+MOYH19I) *ND
AM19DA=ASYMDA*AMD19D
AM19DB=ASYMDB*AMD19D
AM19DC=ASYMDC*AMD19D
AMD19G=ABS (GASDEV (0) *ECAH19I+MOYH19I) *NG
AM19GA=ASYMGA*AMD19G
AM19GB=ASYMGB*AMD19G
AM19GC=ASYMGC*AMD19G

C -----20
AMD20D=ABS (GASDEV (0) *ECAH20I+MOYH20I) *ND
AM20DA=ASYMDA*AMD20D
AM20DB=ASYMDB*AMD20D
AM20DC=ASYMDC*AMD20D
AMD20G=ABS (GASDEV (0) *ECAH20I+MOYH20I) *NG
AM20GA=ASYMGA*AMD20G
AM20GB=ASYMGB*AMD20G
AM20GC=ASYMGC*AMD20G

C -----21
AMD21D=ABS (GASDEV (0) *ECAH21I+MOYH21I) *ND
AM21DA=ASYMDA*AMD21D
AM21DB=ASYMDB*AMD21D
AM21DC=ASYMDC*AMD21D
AMD21G=ABS (GASDEV (0) *ECAH21I+MOYH21I) *NG
AM21GA=ASYMGA*AMD21G
AM21GB=ASYMGB*AMD21G
AM21GC=ASYMGC*AMD21G

C -----22
AMD22D=ABS (GASDEV (0) *ECAH22I+MOYH22I) *ND
AM22DA=ASYMDA*AMD22D
AM22DB=ASYMDB*AMD22D
AM22DC=ASYMDC*AMD22D
AMD22G=ABS (GASDEV (0) *ECAH22I+MOYH22I) *NG
AM22GA=ASYMGA*AMD22G
AM22GB=ASYMGB*AMD22G

```

```

C -----23
AM22GC=ASYMGC*AMD22G
-----23
AMD23D=ABS (GASDEV (0) *ECAH23I+MOYH23I) *ND
AM23DA=ASYMDA*AMD23D
AM23DB=ASYMDB*AMD23D
AM23DC=ASYMDC*AMD23D
AMD23G=ABS (GASDEV (0) *ECAH23I+MOYH23I) *NG
AM23GA=ASYMGA*AMD23G
AM23GB=ASYMGB*AMD23G
AM23GC=ASYMGC*AMD23G

C -----24
AMD24D=ABS (GASDEV (0) *ECAH24I+MOYH24I) *ND
AM24DA=ASYMDA*AMD24D
AM24DB=ASYMDB*AMD24D
AM24DC=ASYMDC*AMD24D
AMD24G=ABS (GASDEV (0) *ECAH24I+MOYH24I) *NG
AM24GA=ASYMGA*AMD24G
AM24GB=ASYMGB*AMD24G
AM24GC=ASYMGC*AMD24G

C -----25
AMD25D=ABS (GASDEV (0) *ECAH25I+MOYH25I) *ND
AM25DA=ASYMDA*AMD25D
AM25DB=ASYMDB*AMD25D
AM25DC=ASYMDC*AMD25D
AMD25G=ABS (GASDEV (0) *ECAH25I+MOYH25I) *NG
AM25GA=ASYMGA*AMD25G
AM25GB=ASYMGB*AMD25G
AM25GC=ASYMGC*AMD25G

C -----26
AMD26D=ABS (GASDEV (0) *ECAH26I+MOYH26I) *ND
AM26DA=ASYMDA*AMD26D
AM26DB=ASYMDB*AMD26D
AM26DC=ASYMDC*AMD26D
AMD26G=ABS (GASDEV (0) *ECAH26I+MOYH26I) *NG
AM26GA=ASYMGA*AMD26G
AM26GB=ASYMGB*AMD26G
AM26GC=ASYMGC*AMD26G

C -----27
AMD27D=ABS (GASDEV (0) *ECAH27I+MOYH27I) *ND
AM27DA=ASYMDA*AMD27D
AM27DB=ASYMDB*AMD27D
AM27DC=ASYMDC*AMD27D
AMD27G=ABS (GASDEV (0) *ECAH27I+MOYH27I) *NG
AM27GA=ASYMGA*AMD27G
AM27GB=ASYMGB*AMD27G
AM27GC=ASYMGC*AMD27G

C -----28
AMD28D=ABS (GASDEV (0) *ECAH28I+MOYH28I) *ND
AM28DA=ASYMDA*AMD28D
AM28DB=ASYMDB*AMD28D
AM28DC=ASYMDC*AMD28D
AMD28G=ABS (GASDEV (0) *ECAH28I+MOYH28I) *NG
AM28GA=ASYMGA*AMD28G
AM28GB=ASYMGB*AMD28G
AM28GC=ASYMGC*AMD28G

C -----29
AMD29D=ABS (GASDEV (0) *ECAH29I+MOYH29I) *ND
AM29DA=ASYMDA*AMD29D
AM29DB=ASYMDB*AMD29D
AM29DC=ASYMDC*AMD29D
AMD29G=ABS (GASDEV (0) *ECAH29I+MOYH29I) *NG
AM29GA=ASYMGA*AMD29G
AM29GB=ASYMGB*AMD29G
AM29GC=ASYMGC*AMD29G

C -----30
AMD30D=ABS (GASDEV (0) *ECAH30I+MOYH30I) *ND
AM30DA=ASYMDA*AMD30D
AM30DB=ASYMDB*AMD30D
AM30DC=ASYMDC*AMD30D
AMD30G=ABS (GASDEV (0) *ECAH30I+MOYH30I) *NG
AM30GA=ASYMGA*AMD30G
AM30GB=ASYMGB*AMD30G
AM30GC=ASYMGC*AMD30G

C -----31
AMD31D=ABS (GASDEV (0) *ECAH31I+MOYH31I) *ND
AM31DA=ASYMDA*AMD31D
AM31DB=ASYMDB*AMD31D
AM31DC=ASYMDC*AMD31D
AMD31G=ABS (GASDEV (0) *ECAH31I+MOYH31I) *NG
AM31GA=ASYMGA*AMD31G
AM31GB=ASYMGB*AMD31G
AM31GC=ASYMGC*AMD31G

C -----32
AMD32D=ABS (GASDEV (0) *ECAH32I+MOYH32I) *ND
AM32DA=ASYMDA*AMD32D
AM32DB=ASYMDB*AMD32D
AM32DC=ASYMDC*AMD32D
AMD32G=ABS (GASDEV (0) *ECAH32I+MOYH32I) *NG
AM32GA=ASYMGA*AMD32G

```

```

AM32GB=ASYMGB*AMD32G
AM32GC=ASYMGC*AMD32G
C -----33
AMD33D=ABS(GASDEV(0)*ECAH33I+MOYH33I)*ND
AM33DA=ASYMDA*AMD33D
AM33DB=ASYMDB*AMD33D
AM33DC=ASYMDC*AMD33D
AMD33G=ABS(GASDEV(0)*ECAH33I+MOYH33I)*NG
AM33GA=ASYMGA*AMD33G
AM33GB=ASYMGB*AMD33G
AM33GC=ASYMGC*AMD33G

C
C -----
C CALCUL DE SOURCE DE COURANT DE SEQUENCES
C DIRECTE, INVERSE ET HOMOPOLAIRE
C SOURCES GAUCHE
C -----
C ENROULEMENT 3
C -----
---1---
C
PR01GH=(AM01GA*COS(ANGH01A*3.1416/180.0)+AM01GB*COS(ANGH01B*3.1416/180.0)+AM01GC*COS(ANGH01C*3.1416/180.0))/3.0
PI01GH=(AM01GA*SIN(ANGH01A*3.1416/180.0)+AM01GB*SIN(ANGH01B*3.1416/180.0)+AM01GC*SIN(ANGH01C*3.1416/180.0))/3.0
AM01GAH=SQRT(PR01GH**2.0+PI01GH**2.0)
AUX_A01GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI01GH/PR01GH)
IF (PR01GH.GE.0.0) THEN
    A01GAH=AUX_A01GAH
ELSE
    A01GAH=AUX_A01GAH+180.0
ENDIF
C
PR01GD=(AM01GA*COS((ANGH01A)*3.1416/180.0)+AM01GB*COS((ANGH01B+120.0)*3.1416/180.0)+AM01GC*COS((ANGH01C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI01GI=(AM01GA*SIN((ANGH01A)*3.1416/180.0)+AM01GB*SIN((ANGH01B+120.0)*3.1416/180.0)+AM01GC*SIN((ANGH01C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM01GAD=SQRT(PR01GD**2.0+PI01GD**2.0)
AUX_A01GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI01GD/PR01GD)
IF (PR01GD.GE.0.0) THEN
    A01GAD=AUX_A01GAD
ELSE
    A01GAD=AUX_A01GAD+180.0
ENDIF
C
PR01GI=(AM01GA*COS((ANGH01A)*3.1416/180.0)+AM01GB*COS((ANGH01B+240.0)*3.1416/180.0)+AM01GC*COS((ANGH01C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI01GI=(AM01GA*SIN((ANGH01A)*3.1416/180.0)+AM01GB*SIN((ANGH01B+240.0)*3.1416/180.0)+AM01GC*SIN((ANGH01C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM01GAI=SQRT(PR01GI**2.0+PI01GI**2.0)
AUX_A01GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI01GI/PR01GI)
IF (PR01GI.GE.0.0) THEN
    A01GAI=AUX_A01GAI
ELSE
    A01GAI=AUX_A01GAI+180.0
ENDIF
C
A01GBD=A01GAD+240.0
A01GCD=A01GAD+120.0
C
A01GBI=A01GAI+120.0
A01GCI=A01GAI+240.0
C -----
//-----
C -----
---2---
C
PR02GH=(AM02GA*COS(ANGH02A*3.1416/180.0)+AM02GB*COS(ANGH02B*3.1416/180.0)+AM02GC*COS(ANGH02C*3.1416/180.0))/3.0
PI02GH=(AM02GA*SIN(ANGH02A*3.1416/180.0)+AM02GB*SIN(ANGH02B*3.1416/180.0)+AM02GC*SIN(ANGH02C*3.1416/180.0))/3.0
AM02GAH=SQRT(PR02GH**2.0+PI02GH**2.0)
AUX_A02GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI02GH/PR02GH)
IF (PR02GH.GE.0.0) THEN
    A02GAH=AUX_A02GAH
ELSE
    A02GAH=AUX_A02GAH+180.0
ENDIF
C
PR02GD=(AM02GA*COS((ANGH02A)*3.1416/180.0)+AM02GB*COS((ANGH02B+120.0)*3.1416/180.0)+AM02GC*COS((ANGH02C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI02GD=(AM02GA*SIN((ANGH02A)*3.1416/180.0)+AM02GB*SIN((ANGH02B+120.0)*3.1416/180.0)+AM02GC*SIN((ANGH02C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM02GAD=SQRT(PR02GD**2.0+PI02GD**2.0)
AUX_A02GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI02GD/PR02GD)
IF (PR02GD.GE.0.0) THEN
    A02GAD=AUX_A02GAD

```

```

        ELSE
            A02GAD=AUX_A02GAD+180.0
        ENDIF
C
        PR02GI=(AM02GA*COS((ANGH02A)*3.1416/180.0)+AM02GB*COS((ANGH02B+240.0)*3.1416/180.0)+AM02GC*COS((ANGH02C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
        PI02GI=(AM02GA*SIN((ANGH02A)*3.1416/180.0)+AM02GB*SIN((ANGH02B+240.0)*3.1416/180.0)+AM02GC*SIN((ANGH02C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
        AM02GAI=SQRT(PR02GI**2.0+PI02GI**2.0)
        AUX_A02GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI02GI/PR02GI)
        IF (PR02GI.GE.0.0) THEN
            A02GAI=AUX_A02GAI
        ELSE
            A02GAI=AUX_A02GAI+180.0
        ENDIF
C
        A02GBD=A02GAD+240.0
        A02GCD=A02GAD+120.0
C
        A02GBI=A02GAI+120.0
        A02GCI=A02GAI+240.0
C
//-----
C
---3---
C
        PR03GH=(AM03GA*COS(ANGH03A*3.1416/180.0)+AM03GB*COS(ANGH03B*3.1416/180.0)+AM03GC*COS(ANGH03C*3.1416/180.0))/3.0
        PI03GH=(AM03GA*SIN(ANGH03A*3.1416/180.0)+AM03GB*SIN(ANGH03B*3.1416/180.0)+AM03GC*SIN(ANGH03C*3.1416/180.0))/3.0
        AM03GAH=SQRT(PR03GH**2.0+PI03GH**2.0)
        AUX_A03GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI03GH/PR03GH)
        IF (PR03GH.GE.0.0) THEN
            A03GAH=AUX_A03GAH
        ELSE
            A03GAH=AUX_A03GAH+180.0
        ENDIF
C
        PR03GD=(AM03GA*COS((ANGH03A)*3.1416/180.0)+AM03GB*COS((ANGH03B+120.0)*3.1416/180.0)+AM03GC*COS((ANGH03C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
        PI03GD=(AM03GA*SIN((ANGH03A)*3.1416/180.0)+AM03GB*SIN((ANGH03B+120.0)*3.1416/180.0)+AM03GC*SIN((ANGH03C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
        AM03GAD=SQRT(PR03GD**2.0+PI03GD**2.0)
        AUX_A03GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI03GD/PR03GD)
        IF (PR03GD.GE.0.0) THEN
            A03GAD=AUX_A03GAD
        ELSE
            A03GAD=AUX_A03GAD+180.0
        ENDIF
C
        PR03GI=(AM03GA*COS((ANGH03A)*3.1416/180.0)+AM03GB*COS((ANGH03B+240.0)*3.1416/180.0)+AM03GC*COS((ANGH03C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
        PI03GI=(AM03GA*SIN((ANGH03A)*3.1416/180.0)+AM03GB*SIN((ANGH03B+240.0)*3.1416/180.0)+AM03GC*SIN((ANGH03C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
        AM03GAI=SQRT(PR03GI**2.0+PI03GI**2.0)
        AUX_A03GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI03GI/PR03GI)
        IF (PR03GI.GE.0.0) THEN
            A03GAI=AUX_A03GAI
        ELSE
            A03GAI=AUX_A03GAI+180.0
        ENDIF
C
        A03GBD=A03GAD+240.0
        A03GCD=A03GAD+120.0
C
        A03GBI=A03GAI+120.0
        A03GCI=A03GAI+240.0
C
//-----
C
---4---
C
        PR04GH=(AM04GA*COS(ANGH04A*3.1416/180.0)+AM04GB*COS(ANGH04B*3.1416/180.0)+AM04GC*COS(ANGH04C*3.1416/180.0))/3.0
        PI04GH=(AM04GA*SIN(ANGH04A*3.1416/180.0)+AM04GB*SIN(ANGH04B*3.1416/180.0)+AM04GC*SIN(ANGH04C*3.1416/180.0))/3.0
        AM04GAH=SQRT(PR04GH**2.0+PI04GH**2.0)
        AUX_A04GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI04GH/PR04GH)
        IF (PR04GH.GE.0.0) THEN
            A04GAH=AUX_A04GAH
        ELSE
            A04GAH=AUX_A04GAH+180.0
        ENDIF
C
        PR04GD=(AM04GA*COS((ANGH04A)*3.1416/180.0)+AM04GB*COS((ANGH04B+120.0)*3.1416/180.0)+AM04GC*COS((ANGH04C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0

```

```

PI04GD=(AM04GA*SIN((ANGH04A)*3.1416/180.0)+AM04GB*SIN((ANGH04B+120.0)*3.1416/180.0)+AM04GC*SIN((ANGH04C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM04GA=SQRT(PR04GD**2.0+PI04GD**2.0)
    AUX_A04GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI04GD/PR04GD)
    IF (PR04GD.GE.0.0) THEN
        A04GAD=AUX_A04GAD
    ELSE
        A04GAD=AUX_A04GAD+180.0
    ENDIF
C
    PR04GI=(AM04GA*COS((ANGH04A)*3.1416/180.0)+AM04GB*COS((ANGH04B+240.0)*3.1416/180.0)+AM04GC*COS((ANGH04C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI04GI=(AM04GA*SIN((ANGH04A)*3.1416/180.0)+AM04GB*SIN((ANGH04B+240.0)*3.1416/180.0)+AM04GC*SIN((ANGH04C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM04GAI=SQRT(PR04GI**2.0+PI04GI**2.0)
    AUX_A04GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI04GI/PR04GI)
    IF (PR04GI.GE.0.0) THEN
        A04GAI=AUX_A04GAI
    ELSE
        A04GAI=AUX_A04GAI+180.0
    ENDIF
C
    A04GBD=A04GAD+240.0
    A04GCD=A04GAD+120.0
C
    A04GBI=A04GAI+120.0
    A04GCI=A04GAI+240.0
C
//-----
C
--5---
C
    PR05GH=(AM05GA*COS(ANGH05A*3.1416/180.0)+AM05GB*COS(ANGH05B*3.1416/180.0)+AM05GC*COS(ANGH05C*3.1416/180.0))/3.0
    PI05GH=(AM05GA*SIN(ANGH05A*3.1416/180.0)+AM05GB*SIN(ANGH05B*3.1416/180.0)+AM05GC*SIN(ANGH05C*3.1416/180.0))/3.0
    AM05GAH=SQRT(PR05GH**2.0+PI05GH**2.0)
    AUX_A05GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI05GH/PR05GH)
    IF (PR05GH.GE.0.0) THEN
        A05GAH=AUX_A05GAH
    ELSE
        A05GAH=AUX_A05GAH+180.0
    ENDIF
C
    PR05GD=(AM05GA*COS((ANGH05A)*3.1416/180.0)+AM05GB*COS((ANGH05B+120.0)*3.1416/180.0)+AM05GC*COS((ANGH05C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI05GD=(AM05GA*SIN((ANGH05A)*3.1416/180.0)+AM05GB*SIN((ANGH05B+120.0)*3.1416/180.0)+AM05GC*SIN((ANGH05C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM05GAD=SQRT(PR05GD**2.0+PI05GD**2.0)
    AUX_A05GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI05GD/PR05GD)
    IF (PR05GD.GE.0.0) THEN
        A05GAD=AUX_A05GAD
    ELSE
        A05GAD=AUX_A05GAD+180.0
    ENDIF
C
    PR05GI=(AM05GA*COS((ANGH05A)*3.1416/180.0)+AM05GB*COS((ANGH05B+240.0)*3.1416/180.0)+AM05GC*COS((ANGH05C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI05GI=(AM05GA*SIN((ANGH05A)*3.1416/180.0)+AM05GB*SIN((ANGH05B+240.0)*3.1416/180.0)+AM05GC*SIN((ANGH05C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM05GAI=SQRT(PR05GI**2.0+PI05GI**2.0)
    AUX_A05GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI05GI/PR05GI)
    IF (PR05GI.GE.0.0) THEN
        A05GAI=AUX_A05GAI
    ELSE
        A05GAI=AUX_A05GAI+180.0
    ENDIF
C
    A05GBD=A05GAD+240.0
    A05GCD=A05GAD+120.0
C
    A05GBI=A05GAI+120.0
    A05GCI=A05GAI+240.0
C
--//---
C
--6---
C
    PR06GH=(AM06GA*COS(ANGH06A*3.1416/180.0)+AM06GB*COS(ANGH06B*3.1416/180.0)+AM06GC*COS(ANGH06C*3.1416/180.0))/3.0
    PI06GH=(AM06GA*SIN(ANGH06A*3.1416/180.0)+AM06GB*SIN(ANGH06B*3.1416/180.0)+AM06GC*SIN(ANGH06C*3.1416/180.0))/3.0
    AM06GAH=SQRT(PR06GH**2.0+PI06GH**2.0)
    AUX_A06GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI06GH/PR06GH)
    IF (PR06GH.GE.0.0) THEN
        A06GAH=AUX_A06GAH
    ELSE

```

```

        A06GAH=AUX_A06GAH+180.0
    ENDIF
C
    PR06GD=(AM06GA*COS((ANGH06A)*3.1416/180.0)+AM06GB*COS((ANGH06B+120.0)*3.1416/180.0)+AM06GC*COS((ANGH06C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI06GD=(AM06GA*SIN((ANGH06A)*3.1416/180.0)+AM06GB*SIN((ANGH06B+120.0)*3.1416/180.0)+AM06GC*SIN((ANGH06C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM06GAD=SQRT(PR06GD**2.0+PI06GD**2.0)
    AUX_A06GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI06GD/PR06GD)
    IF (PR06GD.GE.0.0) THEN
        A06GAD=AUX_A06GAD
    ELSE
        A06GAD=AUX_A06GAD+180.0
    ENDIF
C
    PR06GI=(AM06GA*COS((ANGH06A)*3.1416/180.0)+AM06GB*COS((ANGH06B+240.0)*3.1416/180.0)+AM06GC*COS((ANGH06C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI06GI=(AM06GA*SIN((ANGH06A)*3.1416/180.0)+AM06GB*SIN((ANGH06B+240.0)*3.1416/180.0)+AM06GC*SIN((ANGH06C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM06GAI=SQRT(PR06GI**2.0+PI06GI**2.0)
    AUX_A06GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI06GI/PR06GI)
    IF (PR06GI.GE.0.0) THEN
        A06GAI=AUX_A06GAI
    ELSE
        A06GAI=AUX_A06GAI+180.0
    ENDIF
C
    A06GBD=A06GAD+240.0
    A06GCD=A06GAD+120.0
C
    A06GBI=A06GAI+120.0
    A06GCI=A06GAI+240.0
C
----//---
C
----7----
C
    PR07GH=(AM07GA*COS(ANGH07A*3.1416/180.0)+AM07GB*COS(ANGH07B*3.1416/180.0)+AM07GC*COS(ANGH07C*3.1416/180.0))/3.0
    PI07GH=(AM07GA*SIN(ANGH07A*3.1416/180.0)+AM07GB*SIN(ANGH07B*3.1416/180.0)+AM07GC*SIN(ANGH07C*3.1416/180.0))/3.0
    AM07GAH=SQRT(PR07GH**2.0+PI07GH**2.0)
    AUX_A07GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI07GH/PR07GH)
    IF (PR07GH.GE.0.0) THEN
        A07GAH=AUX_A07GAH
    ELSE
        A07GAH=AUX_A07GAH+180.0
    ENDIF
C
    PR07GD=(AM07GA*COS((ANGH07A)*3.1416/180.0)+AM07GB*COS((ANGH07B+120.0)*3.1416/180.0)+AM07GC*COS((ANGH07C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI07GD=(AM07GA*SIN((ANGH07A)*3.1416/180.0)+AM07GB*SIN((ANGH07B+120.0)*3.1416/180.0)+AM07GC*SIN((ANGH07C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM07GAD=SQRT(PR07GD**2.0+PI07GD**2.0)
    AUX_A07GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI07GD/PR07GD)
    IF (PR07GD.GE.0.0) THEN
        A07GAD=AUX_A07GAD
    ELSE
        A07GAD=AUX_A07GAD+180.0
    ENDIF
C
    PR07GI=(AM07GA*COS((ANGH07A)*3.1416/180.0)+AM07GB*COS((ANGH07B+240.0)*3.1416/180.0)+AM07GC*COS((ANGH07C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI07GI=(AM07GA*SIN((ANGH07A)*3.1416/180.0)+AM07GB*SIN((ANGH07B+240.0)*3.1416/180.0)+AM07GC*SIN((ANGH07C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM07GAI=SQRT(PR07GI**2.0+PI07GI**2.0)
    AUX_A07GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI07GI/PR07GI)
    IF (PR07GI.GE.0.0) THEN
        A07GAI=AUX_A07GAI
    ELSE
        A07GAI=AUX_A07GAI+180.0
    ENDIF
C
    A07GBD=A07GAD+240.0
    A07GCD=A07GAD+120.0
C
    A07GBI=A07GAI+120.0
    A07GCI=A07GAI+240.0
C
----//---
C
----8----
C
    PR08GH=(AM08GA*COS(ANGH08A*3.1416/180.0)+AM08GB*COS(ANGH08B*3.1416/180.0)+AM08GC*COS(ANGH08C*3.1416/180.0))/3.0
    PI08GH=(AM08GA*SIN(ANGH08A*3.1416/180.0)+AM08GB*SIN(ANGH08B*3.1416/180.0)+AM08GC*SIN(ANGH08C*3.1416/180.0))/3.0

```

```

AM08GAH=SQRT(PR08GH**2.0+PI08GH**2.0)
AUX_A08GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI08GH/PR08GH)
IF (PR08GH.GE.0.0) THEN
    A08GAH=AUX_A08GAH
ELSE
    A08GAH=AUX_A08GAH+180.0
ENDIF
C
PR08GD=(AM08GA*COS((ANGH08A)*3.1416/180.0)+AM08GB*COS((ANGH08B+120.0)*3.1416/180.0)+AM08GC*COS((ANGH08C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
PI08GD=(AM08GA*SIN((ANGH08A)*3.1416/180.0)+AM08GB*SIN((ANGH08B+120.0)*3.1416/180.0)+AM08GC*SIN((ANGH08C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
AM08GAD=SQRT(PR08GD**2.0+PI08GD**2.0)
AUX_A08GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI08GD/PR08GD)
IF (PR08GD.GE.0.0) THEN
    A08GAD=AUX_A08GAD
ELSE
    A08GAD=AUX_A08GAD+180.0
ENDIF
C
PR08GI=(AM08GA*COS((ANGH08A)*3.1416/180.0)+AM08GB*COS((ANGH08B+240.0)*3.1416/180.0)+AM08GC*COS((ANGH08C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
PI08GI=(AM08GA*SIN((ANGH08A)*3.1416/180.0)+AM08GB*SIN((ANGH08B+240.0)*3.1416/180.0)+AM08GC*SIN((ANGH08C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
AM08GAI=SQRT(PR08GI**2.0+PI08GI**2.0)
AUX_A08GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI08GI/PR08GI)
IF (PR08GI.GE.0.0) THEN
    A08GAI=AUX_A08GAI
ELSE
    A08GAI=AUX_A08GAI+180.0
ENDIF
C
A08GBD=A08GAD+240.0
A08GCD=A08GAD+120.0
C
A08GBI=A08GAI+120.0
A08GCI=A08GAI+240.0
C
-----//-----
C
--9---
C
PR09GH=(AM09GA*COS(ANGH09A*3.1416/180.0)+AM09GB*COS(ANGH09B*3.1416/180.0)+AM09GC*COS(ANGH09C*3.1416/180.0))/
3.0
PI09GH=(AM09GA*SIN(ANGH09A*3.1416/180.0)+AM09GB*SIN(ANGH09B*3.1416/180.0)+AM09GC*SIN(ANGH09C*3.1416/180.0))/
3.0
AM09GAH=SQRT(PR09GH**2.0+PI09GH**2.0)
AUX_A09GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI09GH/PR09GH)
IF (PR09GH.GE.0.0) THEN
    A09GAH=AUX_A09GAH
ELSE
    A09GAH=AUX_A09GAH+180.0
ENDIF
C
PR09GD=(AM09GA*COS((ANGH09A)*3.1416/180.0)+AM09GB*COS((ANGH09B+120.0)*3.1416/180.0)+AM09GC*COS((ANGH09C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
PI09GD=(AM09GA*SIN((ANGH09A)*3.1416/180.0)+AM09GB*SIN((ANGH09B+120.0)*3.1416/180.0)+AM09GC*SIN((ANGH09C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
AM09GAD=SQRT(PR09GD**2.0+PI09GD**2.0)
AUX_A09GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI09GD/PR09GD)
IF (PR09GD.GE.0.0) THEN
    A09GAD=AUX_A09GAD
ELSE
    A09GAD=AUX_A09GAD+180.0
ENDIF
C
PR09GI=(AM09GA*COS((ANGH09A)*3.1416/180.0)+AM09GB*COS((ANGH09B+240.0)*3.1416/180.0)+AM09GC*COS((ANGH09C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
PI09GI=(AM09GA*SIN((ANGH09A)*3.1416/180.0)+AM09GB*SIN((ANGH09B+240.0)*3.1416/180.0)+AM09GC*SIN((ANGH09C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
AM09GAI=SQRT(PR09GI**2.0+PI09GI**2.0)
AUX_A09GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI09GI/PR09GI)
IF (PR09GI.GE.0.0) THEN
    A09GAI=AUX_A09GAI
ELSE
    A09GAI=AUX_A09GAI+180.0
ENDIF
C
A09GBD=A09GAD+240.0
A09GCD=A09GAD+120.0
C
A09GBI=A09GAI+120.0
A09GCI=A09GAI+240.0
C
-----//-----
C
--10---
C

```

```

PR10GH= (AM10GA*COS (ANGH10A*3.1416/180.0)+AM10GB*COS (ANGH10B*3.1416/180.0)+AM10GC*COS (ANGH10C*3.1416/180.0))/
3.0
PI10GH= (AM10GA*SIN (ANGH10A*3.1416/180.0)+AM10GB*SIN (ANGH10B*3.1416/180.0)+AM10GC*SIN (ANGH10C*3.1416/180.0))/
3.0
AM10GAH=SQRT(PR10GH**2.0+PI10GH**2.0)
AUX_A10GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI10GH/PR10GH)
IF (PR10GH.GE.0.0) THEN
  A10GAH=AUX_A10GAH
ELSE
  A10GAH=AUX_A10GAH+180.0
ENDIF
C
PR10GD=(AM10GA*COS ((ANGH10A)*3.1416/180.0)+AM10GB*COS ((ANGH10B+120.0)*3.1416/180.0)+AM10GC*COS ((ANGH10C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
PI10GD=(AM10GA*SIN ((ANGH10A)*3.1416/180.0)+AM10GB*SIN ((ANGH10B+120.0)*3.1416/180.0)+AM10GC*SIN ((ANGH10C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
AM10GAD=SQRT(PR10GD**2.0+PI10GD**2.0)
AUX_A10GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI10GD/PR10GD)
IF (PR10GD.GE.0.0) THEN
  A10GAD=AUX_A10GAD
ELSE
  A10GAD=AUX_A10GAD+180.0
ENDIF
C
PR10GI=(AM10GA*COS ((ANGH10A)*3.1416/180.0)+AM10GB*COS ((ANGH10B+240.0)*3.1416/180.0)+AM10GC*COS ((ANGH10C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
PI10GI=(AM10GA*SIN ((ANGH10A)*3.1416/180.0)+AM10GB*SIN ((ANGH10B+240.0)*3.1416/180.0)+AM10GC*SIN ((ANGH10C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
AM10GAI=SQRT(PR10GI**2.0+PI10GI**2.0)
AUX_A10GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI10GI/PR10GI)
IF (PR10GI.GE.0.0) THEN
  A10GAI=AUX_A10GAI
ELSE
  A10GAI=AUX_A10GAI+180.0
ENDIF
C
A10GBD=A10GAD+240.0
A10GCD=A10GAD+120.0
C
A10GBI=A10GAI+120.0
A10GCI=A10GAI+240.0
C
-----//-----
C
--11--
C
PR11GH=(AM11GA*COS (ANGH11A*3.1416/180.0)+AM11GB*COS (ANGH11B*3.1416/180.0)+AM11GC*COS (ANGH11C*3.1416/180.0))/
3.0
PI11GH=(AM11GA*SIN (ANGH11A*3.1416/180.0)+AM11GB*SIN (ANGH11B*3.1416/180.0)+AM11GC*SIN (ANGH11C*3.1416/180.0))/
3.0
AM11GAH=SQRT(PR11GH**2.0+PI11GH**2.0)
AUX_A11GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI11GH/PR11GH)
IF (PR11GH.GE.0.0) THEN
  A11GAH=AUX_A11GAH
ELSE
  A11GAH=AUX_A11GAH+180.0
ENDIF
C
PR11GD=(AM11GA*COS ((ANGH11A)*3.1416/180.0)+AM11GB*COS ((ANGH11B+120.0)*3.1416/180.0)+AM11GC*COS ((ANGH11C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
PI11GD=(AM11GA*SIN ((ANGH11A)*3.1416/180.0)+AM11GB*SIN ((ANGH11B+120.0)*3.1416/180.0)+AM11GC*SIN ((ANGH11C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
AM11GAD=SQRT(PR11GD**2.0+PI11GD**2.0)
AUX_A11GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI11GD/PR11GD)
IF (PR11GD.GE.0.0) THEN
  A11GAD=AUX_A11GAD
ELSE
  A11GAD=AUX_A11GAD+180.0
ENDIF
C
PR11GI=(AM11GA*COS ((ANGH11A)*3.1416/180.0)+AM11GB*COS ((ANGH11B+240.0)*3.1416/180.0)+AM11GC*COS ((ANGH11C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
PI11GI=(AM11GA*SIN ((ANGH11A)*3.1416/180.0)+AM11GB*SIN ((ANGH11B+240.0)*3.1416/180.0)+AM11GC*SIN ((ANGH11C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
AM11GAI=SQRT(PR11GI**2.0+PI11GI**2.0)
AUX_A11GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI11GI/PR11GI)
IF (PR11GI.GE.0.0) THEN
  A11GAI=AUX_A11GAI
ELSE
  A11GAI=AUX_A11GAI+180.0
ENDIF
C
A11GBD=A11GAD+240.0
A11GCD=A11GAD+120.0
C
A11GBI=A11GAI+120.0
A11GCI=A11GAI+240.0

```

```

C -----
C -----
--12---
C
PR12GH=(AM12GA*COS(ANGH12A*3.1416/180.0)+AM12GB*COS(ANGH12B*3.1416/180.0)+AM12GC*COS(ANGH12C*3.1416/180.0))/3.0
PI12GH=(AM12GA*SIN(ANGH12A*3.1416/180.0)+AM12GB*SIN(ANGH12B*3.1416/180.0)+AM12GC*SIN(ANGH12C*3.1416/180.0))/3.0
AM12GAH=SQRT(PR12GH**2.0+PI12GH**2.0)
AUX_A12GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI12GH/PR12GH)
IF (PR12GH.GE.0.0) THEN
    A12GAH=AUX_A12GAH
ELSE
    A12GAH=AUX_A12GAH+180.0
ENDIF
C
PR12GD=(AM12GA*COS((ANGH12A)*3.1416/180.0)+AM12GB*COS((ANGH12B+120.0)*3.1416/180.0)+AM12GC*COS((ANGH12C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI12GD=(AM12GA*SIN((ANGH12A)*3.1416/180.0)+AM12GB*SIN((ANGH12B+120.0)*3.1416/180.0)+AM12GC*SIN((ANGH12C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM12GAD=SQRT(PR12GD**2.0+PI12GD**2.0)
AUX_A12GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI12GD/PR12GD)
IF (PR12GD.GE.0.0) THEN
    A12GAD=AUX_A12GAD
ELSE
    A12GAD=AUX_A12GAD+180.0
ENDIF
C
PR12GI=(AM12GA*COS((ANGH12A)*3.1416/180.0)+AM12GB*COS((ANGH12B+240.0)*3.1416/180.0)+AM12GC*COS((ANGH12C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI12GI=(AM12GA*SIN((ANGH12A)*3.1416/180.0)+AM12GB*SIN((ANGH12B+240.0)*3.1416/180.0)+AM12GC*SIN((ANGH12C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM12GAI=SQRT(PR12GI**2.0+PI12GI**2.0)
AUX_A12GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI12GI/PR12GI)
IF (PR12GI.GE.0.0) THEN
    A12GAI=AUX_A12GAI
ELSE
    A12GAI=AUX_A12GAI+180.0
ENDIF
C
A12GBD=A12GAD+240.0
A12GCD=A12GAD+120.0
C
A12GBI=A12GAI+120.0
A12GCI=A12GAI+240.0
C -----
C -----
--13---
C
PR13GH=(AM13GA*COS(ANGH13A*3.1416/180.0)+AM13GB*COS(ANGH13B*3.1416/180.0)+AM13GC*COS(ANGH13C*3.1416/180.0))/3.0
PI13GH=(AM13GA*SIN(ANGH13A*3.1416/180.0)+AM13GB*SIN(ANGH13B*3.1416/180.0)+AM13GC*SIN(ANGH13C*3.1416/180.0))/3.0
AM13GAH=SQRT(PR13GH**2.0+PI13GH**2.0)
AUX_A13GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI13GH/PR13GH)
IF (PR13GH.GE.0.0) THEN
    A13GAH=AUX_A13GAH
ELSE
    A13GAH=AUX_A13GAH+180.0
ENDIF
C
PR13GD=(AM13GA*COS((ANGH13A)*3.1416/180.0)+AM13GB*COS((ANGH13B+120.0)*3.1416/180.0)+AM13GC*COS((ANGH13C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI13GD=(AM13GA*SIN((ANGH13A)*3.1416/180.0)+AM13GB*SIN((ANGH13B+120.0)*3.1416/180.0)+AM13GC*SIN((ANGH13C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM13GAD=SQRT(PR13GD**2.0+PI13GD**2.0)
AUX_A13GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI13GD/PR13GD)
IF (PR13GD.GE.0.0) THEN
    A13GAD=AUX_A13GAD
ELSE
    A13GAD=AUX_A13GAD+180.0
ENDIF
C
PR13GI=(AM13GA*COS((ANGH13A)*3.1416/180.0)+AM13GB*COS((ANGH13B+240.0)*3.1416/180.0)+AM13GC*COS((ANGH13C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI13GI=(AM13GA*SIN((ANGH13A)*3.1416/180.0)+AM13GB*SIN((ANGH13B+240.0)*3.1416/180.0)+AM13GC*SIN((ANGH13C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM13GAI=SQRT(PR13GI**2.0+PI13GI**2.0)
AUX_A13GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI13GI/PR13GI)
IF (PR13GI.GE.0.0) THEN
    A13GAI=AUX_A13GAI
ELSE
    A13GAI=AUX_A13GAI+180.0
ENDIF
C
A13GBD=A13GAD+240.0
A13GCD=A13GAD+120.0

```

```

C
A13GBI=A13GAI+120.0
A13GCI=A13GAI+240.0
C -----
//-----
C -----
--14---
C
PR14GH=(AM14GA*COS(ANGH14A*3.1416/180.0)+AM14GB*COS(ANGH14B*3.1416/180.0)+AM14GC*COS(ANGH14C*3.1416/180.0))/3.0
PI14GH=(AM14GA*SIN(ANGH14A*3.1416/180.0)+AM14GB*SIN(ANGH14B*3.1416/180.0)+AM14GC*SIN(ANGH14C*3.1416/180.0))/3.0
AM14GAH=SQRT(PR14GH**2.0+PI14GH**2.0)
AUX_A14GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI14GH/PR14GH)
IF (PR14GH.GE.0.0) THEN
    A14GAH=AUX_A14GAH
ELSE
    A14GAH=AUX_A14GAH+180.0
ENDIF
C
PR14GD=(AM14GA*COS((ANGH14A)*3.1416/180.0)+AM14GB*COS((ANGH14B+120.0)*3.1416/180.0)+AM14GC*COS((ANGH14C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI14GD=(AM14GA*SIN((ANGH14A)*3.1416/180.0)+AM14GB*SIN((ANGH14B+120.0)*3.1416/180.0)+AM14GC*SIN((ANGH14C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM14GAD=SQRT(PR14GD**2.0+PI14GD**2.0)
AUX_A14GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI14GD/PR14GD)
IF (PR14GD.GE.0.0) THEN
    A14GAD=AUX_A14GAD
ELSE
    A14GAD=AUX_A14GAD+180.0
ENDIF
C
PR14GI=(AM14GA*COS((ANGH14A)*3.1416/180.0)+AM14GB*COS((ANGH14B+240.0)*3.1416/180.0)+AM14GC*COS((ANGH14C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI14GI=(AM14GA*SIN((ANGH14A)*3.1416/180.0)+AM14GB*SIN((ANGH14B+240.0)*3.1416/180.0)+AM14GC*SIN((ANGH14C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM14GAI=SQRT(PR14GI**2.0+PI14GI**2.0)
AUX_A14GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI14GI/PR14GI)
IF (PR14GI.GE.0.0) THEN
    A14GAI=AUX_A14GAI
ELSE
    A14GAI=AUX_A14GAI+180.0
ENDIF
C
A14GBD=A14GAD+240.0
A14GCD=A14GAD+120.0
C
A14GBI=A14GAI+120.0
A14GCI=A14GAI+240.0
C -----
//-----
C -----
-15---
C
PR15GH=(AM15GA*COS(ANGH15A*3.1416/180.0)+AM15GB*COS(ANGH15B*3.1416/180.0)+AM15GC*COS(ANGH15C*3.1416/180.0))/3.0
PI15GH=(AM15GA*SIN(ANGH15A*3.1416/180.0)+AM15GB*SIN(ANGH15B*3.1416/180.0)+AM15GC*SIN(ANGH15C*3.1416/180.0))/3.0
AM15GAH=SQRT(PR15GH**2.0+PI15GH**2.0)
AUX_A15GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI15GH/PR15GH)
IF (PR15GH.GE.0.0) THEN
    A15GAH=AUX_A15GAH
ELSE
    A15GAH=AUX_A15GAH+180.0
ENDIF
C
PR15GD=(AM15GA*COS((ANGH15A)*3.1416/180.0)+AM15GB*COS((ANGH15B+120.0)*3.1416/180.0)+AM15GC*COS((ANGH15C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI15GD=(AM15GA*SIN((ANGH15A)*3.1416/180.0)+AM15GB*SIN((ANGH15B+120.0)*3.1416/180.0)+AM15GC*SIN((ANGH15C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM15GAD=SQRT(PR15GD**2.0+PI15GD**2.0)
AUX_A15GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI15GD/PR15GD)
IF (PR15GD.GE.0.0) THEN
    A15GAD=AUX_A15GAD
ELSE
    A15GAD=AUX_A15GAD+180.0
ENDIF
C
PR15GI=(AM15GA*COS((ANGH15A)*3.1416/180.0)+AM15GB*COS((ANGH15B+240.0)*3.1416/180.0)+AM15GC*COS((ANGH15C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI15GI=(AM15GA*SIN((ANGH15A)*3.1416/180.0)+AM15GB*SIN((ANGH15B+240.0)*3.1416/180.0)+AM15GC*SIN((ANGH15C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM15GAI=SQRT(PR15GI**2.0+PI15GI**2.0)
AUX_A15GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI15GI/PR15GI)
IF (PR15GI.GE.0.0) THEN
    A15GAI=AUX_A15GAI
ELSE
    A15GAI=AUX_A15GAI+180.0
ENDIF

```

```

C
A15GBD=A15GAD+240.0
A15GCD=A15GAD+120.0
C
A15GBI=A15GAI+120.0
A15GCI=A15GAI+240.0
C
-----
C
-16-----
C
PR16GH=(AM16GA*COS(ANGH16A*3.1416/180.0)+AM16GB*COS(ANGH16B*3.1416/180.0)+AM16GC*COS(ANGH16C*3.1416/180.0))/3.0
PI16GH=(AM16GA*SIN(ANGH16A*3.1416/180.0)+AM16GB*SIN(ANGH16B*3.1416/180.0)+AM16GC*SIN(ANGH16C*3.1416/180.0))/3.0
AM16GAH=SQRT(PR16GH**2.0+PI16GH**2.0)
AUX_A16GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI16GH/PR16GH)
IF (PR16GH.GE.0.0) THEN
    A16GAH=AUX_A16GAH
ELSE
    A16GAH=AUX_A16GAH+180.0
ENDIF
C
PR16GD=(AM16GA*COS((ANGH16A)*3.1416/180.0)+AM16GB*COS((ANGH16B+120.0)*3.1416/180.0)+AM16GC*COS((ANGH16C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI16GD=(AM16GA*SIN((ANGH16A)*3.1416/180.0)+AM16GB*SIN((ANGH16B+120.0)*3.1416/180.0)+AM16GC*SIN((ANGH16C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM16GAD=SQRT(PR16GD**2.0+PI16GD**2.0)
AUX_A16GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI16GD/PR16GD)
IF (PR16GD.GE.0.0) THEN
    A16GAD=AUX_A16GAD
ELSE
    A16GAD=AUX_A16GAD+180.0
ENDIF
C
PR16GI=(AM16GA*COS((ANGH16A)*3.1416/180.0)+AM16GB*COS((ANGH16B+240.0)*3.1416/180.0)+AM16GC*COS((ANGH16C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI16GI=(AM16GA*SIN((ANGH16A)*3.1416/180.0)+AM16GB*SIN((ANGH16B+240.0)*3.1416/180.0)+AM16GC*SIN((ANGH16C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM16GAI=SQRT(PR16GI**2.0+PI16GI**2.0)
AUX_A16GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI16GI/PR16GI)
IF (PR16GI.GE.0.0) THEN
    A16GAI=AUX_A16GAI
ELSE
    A16GAI=AUX_A16GAI+180.0
ENDIF
C
A16GBD=A16GAD+240.0
A16GCD=A16GAD+120.0
C
A16GBI=A16GAI+120.0
A16GCI=A16GAI+240.0
C
-----
C
-17-----
C
PR17GH=(AM17GA*COS(ANGH17A*3.1416/180.0)+AM17GB*COS(ANGH17B*3.1416/180.0)+AM17GC*COS(ANGH17C*3.1416/180.0))/3.0
PI17GH=(AM17GA*SIN(ANGH17A*3.1416/180.0)+AM17GB*SIN(ANGH17B*3.1416/180.0)+AM17GC*SIN(ANGH17C*3.1416/180.0))/3.0
AM17GAH=SQRT(PR17GH**2.0+PI17GH**2.0)
AUX_A17GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI17GH/PR17GH)
IF (PR17GH.GE.0.0) THEN
    A17GAH=AUX_A17GAH
ELSE
    A17GAH=AUX_A17GAH+180.0
ENDIF
C
PR17GD=(AM17GA*COS((ANGH17A)*3.1416/180.0)+AM17GB*COS((ANGH17B+120.0)*3.1416/180.0)+AM17GC*COS((ANGH17C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI17GD=(AM17GA*SIN((ANGH17A)*3.1416/180.0)+AM17GB*SIN((ANGH17B+120.0)*3.1416/180.0)+AM17GC*SIN((ANGH17C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM17GAD=SQRT(PR17GD**2.0+PI17GD**2.0)
AUX_A17GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI17GD/PR17GD)
IF (PR17GD.GE.0.0) THEN
    A17GAD=AUX_A17GAD
ELSE
    A17GAD=AUX_A17GAD+180.0
ENDIF
C
PR17GI=(AM17GA*COS((ANGH17A)*3.1416/180.0)+AM17GB*COS((ANGH17B+240.0)*3.1416/180.0)+AM17GC*COS((ANGH17C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI17GI=(AM17GA*SIN((ANGH17A)*3.1416/180.0)+AM17GB*SIN((ANGH17B+240.0)*3.1416/180.0)+AM17GC*SIN((ANGH17C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM17GAI=SQRT(PR17GI**2.0+PI17GI**2.0)
AUX_A17GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI17GI/PR17GI)
IF (PR17GI.GE.0.0) THEN
    A17GAI=AUX_A17GAI

```

```

        ELSE
            A17GAI=AUX_A17GAI+180.0
        ENDIF
C
        A17GBD=A17GAD+240.0
        A17GCD=A17GAD+120.0
C
        A17GB1=A17GAI+120.0
        A17GCI=A17GAI+240.0
C -----
C -----
-18-----
C
        PR18GH=(AM18GA*COS(ANGH18A*3.1416/180.0)+AM18GB*COS(ANGH18B*3.1416/180.0)+AM18GC*COS(ANGH18C*3.1416/180.0))/3.0
        PI18GH=(AM18GA*SIN(ANGH18A*3.1416/180.0)+AM18GB*SIN(ANGH18B*3.1416/180.0)+AM18GC*SIN(ANGH18C*3.1416/180.0))/3.0
        AM18GAH=SQRT(PR18GH**2.0+PI18GH**2.0)
        AUX_A18GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI18GH/PR18GH)
        IF (PR18GH.GE.0.0) THEN
            A18GAH=AUX_A18GAH
        ELSE
            A18GAH=AUX_A18GAH+180.0
        ENDIF
C
        PR18GD=(AM18GA*COS((ANGH18A)*3.1416/180.0)+AM18GB*COS((ANGH18B+120.0)*3.1416/180.0)+AM18GC*COS((ANGH18C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
        PI18GD=(AM18GA*SIN((ANGH18A)*3.1416/180.0)+AM18GB*SIN((ANGH18B+120.0)*3.1416/180.0)+AM18GC*SIN((ANGH18C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
        AM18GAD=SQRT(PR18GD**2.0+PI18GD**2.0)
        AUX_A18GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI18GD/PR18GD)
        IF (PR18GD.GE.0.0) THEN
            A18GAD=AUX_A18GAD
        ELSE
            A18GAD=AUX_A18GAD+180.0
        ENDIF
C
        PR18GI=(AM18GA*COS((ANGH18A)*3.1416/180.0)+AM18GB*COS((ANGH18B+240.0)*3.1416/180.0)+AM18GC*COS((ANGH18C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
        PI18GI=(AM18GA*SIN((ANGH18A)*3.1416/180.0)+AM18GB*SIN((ANGH18B+240.0)*3.1416/180.0)+AM18GC*SIN((ANGH18C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
        AM18GAI=SQRT(PR18GI**2.0+PI18GI**2.0)
        AUX_A18GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI18GI/PR18GI)
        IF (PR18GI.GE.0.0) THEN
            A18GAI=AUX_A18GAI
        ELSE
            A18GAI=AUX_A18GAI+180.0
        ENDIF
C
        A18GBD=A18GAD+240.0
        A18GCD=A18GAD+120.0
C
        A18GB1=A18GAI+120.0
        A18GCI=A18GAI+240.0
C -----
C -----
-19-----
C
        PR19GH=(AM19GA*COS(ANGH19A*3.1416/180.0)+AM19GB*COS(ANGH19B*3.1416/180.0)+AM19GC*COS(ANGH19C*3.1416/180.0))/3.0
        PI19GH=(AM19GA*SIN(ANGH19A*3.1416/180.0)+AM19GB*SIN(ANGH19B*3.1416/180.0)+AM19GC*SIN(ANGH19C*3.1416/180.0))/3.0
        AM19GAH=SQRT(PR19GH**2.0+PI19GH**2.0)
        AUX_A19GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI19GH/PR19GH)
        IF (PR19GH.GE.0.0) THEN
            A19GAH=AUX_A19GAH
        ELSE
            A19GAH=AUX_A19GAH+180.0
        ENDIF
C
        PR19GD=(AM19GA*COS((ANGH19A)*3.1416/180.0)+AM19GB*COS((ANGH19B+120.0)*3.1416/180.0)+AM19GC*COS((ANGH19C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
        PI19GD=(AM19GA*SIN((ANGH19A)*3.1416/180.0)+AM19GB*SIN((ANGH19B+120.0)*3.1416/180.0)+AM19GC*SIN((ANGH19C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
        AM19GAD=SQRT(PR19GD**2.0+PI19GD**2.0)
        AUX_A19GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI19GD/PR19GD)
        IF (PR19GD.GE.0.0) THEN
            A19GAD=AUX_A19GAD
        ELSE
            A19GAD=AUX_A19GAD+180.0
        ENDIF
C
        PR19GI=(AM19GA*COS((ANGH19A)*3.1416/180.0)+AM19GB*COS((ANGH19B+240.0)*3.1416/180.0)+AM19GC*COS((ANGH19C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
        PI19GI=(AM19GA*SIN((ANGH19A)*3.1416/180.0)+AM19GB*SIN((ANGH19B+240.0)*3.1416/180.0)+AM19GC*SIN((ANGH19C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
        AM19GAI=SQRT(PR19GI**2.0+PI19GI**2.0)
    
```

```

AUX_A19GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI19GI/PR19GI)
  IF (PR19GI.GE.0.0) THEN
    A19GAI=AUX_A19GAI
  ELSE
    A19GAI=AUX_A19GAI+180.0
  ENDIF
C
  A19GBD=A19GAD+240.0
  A19GCD=A19GAD+120.0
C
  A19GBI=A19GAI+120.0
  A19GCI=A19GAI+240.0
C
-----/-----
C
-----/-----
-20-----
C
  PR20GH=(AM20GA*COS(ANGH20A*3.1416/180.0)+AM20GB*COS(ANGH20B*3.1416/180.0)+AM20GC*COS(ANGH20C*3.1416/180.0))/3.0
  PI20GH=(AM20GA*SIN(ANGH20A*3.1416/180.0)+AM20GB*SIN(ANGH20B*3.1416/180.0)+AM20GC*SIN(ANGH20C*3.1416/180.0))/3.0
  AM20GAH=SQRT(PR20GH**2.0+PI20GH**2.0)
  AUX_A20GAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI20GH/PR20GH)
  IF (PR20GH.GE.0.0) THEN
    A20GAH=AUX_A20GAH
  ELSE
    A20GAH=AUX_A20GAH+180.0
  ENDIF
C
  PR20GD=(AM20GA*COS((ANGH20A)*3.1416/180.0)+AM20GB*COS((ANGH20B+120.0)*3.1416/180.0)+AM20GC*COS((ANGH20C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
  PI20GD=(AM20GA*SIN((ANGH20A)*3.1416/180.0)+AM20GB*SIN((ANGH20B+120.0)*3.1416/180.0)+AM20GC*SIN((ANGH20C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
  AM20GAD=SQRT(PR20GD**2.0+PI20GD**2.0)
  AUX_A20GAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI20GD/PR20GD)
  IF (PR20GD.GE.0.0) THEN
    A20GAD=AUX_A20GAD
  ELSE
    A20GAD=AUX_A20GAD+180.0
  ENDIF
C
  PR20GI=(AM20GA*COS((ANGH20A)*3.1416/180.0)+AM20GB*COS((ANGH20B+240.0)*3.1416/180.0)+AM20GC*COS((ANGH20C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
  PI20GI=(AM20GA*SIN((ANGH20A)*3.1416/180.0)+AM20GB*SIN((ANGH20B+240.0)*3.1416/180.0)+AM20GC*SIN((ANGH20C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
  AM20GAI=SQRT(PR20GI**2.0+PI20GI**2.0)
  AUX_A20GAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI20GI/PR20GI)
  IF (PR20GI.GE.0.0) THEN
    A20GAI=AUX_A20GAI
  ELSE
    A20GAI=AUX_A20GAI+180.0
  ENDIF
C
  A20GBD=A20GAD+240.0
  A20GCD=A20GAD+120.0
C
  A20GBI=A20GAI+120.0
  A20GCI=A20GAI+240.0
C
-----/-----
C
ENROULEMENT 2
C
-----/-----
-----1--
  PR01DH=(AM01DA*COS(ANHH01A*3.1416/180.0)+AM01DB*COS(ANHH01B*3.1416/180.0)+AM01DC*COS(ANHH01C*3.1416/180.0))/3.0
  PI01DH=(AM01DA*SIN(ANHH01A*3.1416/180.0)+AM01DB*SIN(ANHH01B*3.1416/180.0)+AM01DC*SIN(ANHH01C*3.1416/180.0))/3.0
  AM01DAH=SQRT(PR01DH**2.0+PI01DH**2.0)
  AUX_A01DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI01DH/PR01DH)
  IF (PR01DH.GE.0.0) THEN
    A01DAH=AUX_A01DAH
  ELSE
    A01DAH=AUX_A01DAH+180.0
  ENDIF
C
  PR01DD=(AM01DA*COS((ANHH01A)*3.1416/180.0)+AM01DB*COS((ANHH01B+120.0)*3.1416/180.0)+AM01DC*COS((ANHH01C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
  PI01DD=(AM01DA*SIN((ANHH01A)*3.1416/180.0)+AM01DB*SIN((ANHH01B+120.0)*3.1416/180.0)+AM01DC*SIN((ANHH01C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
  AM01DAD=SQRT(PR01DD**2.0+PI01DD**2.0)
  AUX_A01DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI01DD/PR01DD)
  IF (PR01DD.GE.0.0) THEN
    A01DAD=AUX_A01DAD
  ELSE
    A01DAD=AUX_A01DAD+180.0
  ENDIF
C

```

```

PR01DI=(AM01DA*COS((ANHH01A)*3.1416/180.0)+AM01DB*COS((ANHH01B+240.0)*3.1416/180.0)+AM01DC*COS((ANHH01C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI01DI=(AM01DA*SIN((ANHH01A)*3.1416/180.0)+AM01DB*SIN((ANHH01B+240.0)*3.1416/180.0)+AM01DC*SIN((ANHH01C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM01DAI=SQRT(PR01DI**2.0+PI01DI**2.0)
AUX_A01DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI01DI/PR01DI)
IF (PR01DI.GE.0.0) THEN
    A01DAI=AUX_A01DAI
ELSE
    A01DAI=AUX_A01DAI+180.0
ENDIF
C
A01DBD=A01DAD+240.0
A01DCD=A01DAD+120.0
C
A01DBI=A01DAI+120.0
A01DCI=A01DAI+240.0
C
-----//-
C
-----2--
PR02DH=(AM02DA*COS(ANHH02A*3.1416/180.0)+AM02DB*COS(ANHH02B*3.1416/180.0)+AM02DC*COS(ANHH02C*3.1416/180.0))/3.0
PI02DH=(AM02DA*SIN(ANHH02A*3.1416/180.0)+AM02DB*SIN(ANHH02B*3.1416/180.0)+AM02DC*SIN(ANHH02C*3.1416/180.0))/3.0
AM02DAH=SQRT(PR02DH**2.0+PI02DH**2.0)
AUX_A02DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI02DH/PR02DH)
IF (PR02DH.GE.0.0) THEN
    A02DAH=AUX_A02DAH
ELSE
    A02DAH=AUX_A02DAH+180.0
ENDIF
C
PR02DD=(AM02DA*COS((ANHH02A)*3.1416/180.0)+AM02DB*COS((ANHH02B+120.0)*3.1416/180.0)+AM02DC*COS((ANHH02C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI02DD=(AM02DA*SIN((ANHH02A)*3.1416/180.0)+AM02DB*SIN((ANHH02B+120.0)*3.1416/180.0)+AM02DC*SIN((ANHH02C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM02DAD=SQRT(PR02DD**2.0+PI02DD**2.0)
AUX_A02DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI02DD/PR02DD)
IF (PR02DD.GE.0.0) THEN
    A02DAD=AUX_A02DAD
ELSE
    A02DAD=AUX_A02DAD+180.0
ENDIF
C
PR02DI=(AM02DA*COS((ANHH02A)*3.1416/180.0)+AM02DB*COS((ANHH02B+240.0)*3.1416/180.0)+AM02DC*COS((ANHH02C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI02DI=(AM02DA*SIN((ANHH02A)*3.1416/180.0)+AM02DB*SIN((ANHH02B+240.0)*3.1416/180.0)+AM02DC*SIN((ANHH02C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM02DAI=SQRT(PR02DI**2.0+PI02DI**2.0)
AUX_A02DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI02DI/PR02DI)
IF (PR02DI.GE.0.0) THEN
    A02DAI=AUX_A02DAI
ELSE
    A02DAI=AUX_A02DAI+180.0
ENDIF
C
A02DBD=A02DAD+240.0
A02DCD=A02DAD+120.0
C
A02DBI=A02DAI+120.0
A02DCI=A02DAI+240.0
C
-----//-
C
-----3--
PR03DH=(AM03DA*COS(ANHH03A*3.1416/180.0)+AM03DB*COS(ANHH03B*3.1416/180.0)+AM03DC*COS(ANHH03C*3.1416/180.0))/3.0
PI03DH=(AM03DA*SIN(ANHH03A*3.1416/180.0)+AM03DB*SIN(ANHH03B*3.1416/180.0)+AM03DC*SIN(ANHH03C*3.1416/180.0))/3.0
AM03DAH=SQRT(PR03DH**2.0+PI03DH**2.0)
AUX_A03DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI03DH/PR03DH)
IF (PR03DH.GE.0.0) THEN
    A03DAH=AUX_A03DAH
ELSE
    A03DAH=AUX_A03DAH+180.0
ENDIF
C
PR03DD=(AM03DA*COS((ANHH03A)*3.1416/180.0)+AM03DB*COS((ANHH03B+120.0)*3.1416/180.0)+AM03DC*COS((ANHH03C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI03DD=(AM03DA*SIN((ANHH03A)*3.1416/180.0)+AM03DB*SIN((ANHH03B+120.0)*3.1416/180.0)+AM03DC*SIN((ANHH03C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM03DAD=SQRT(PR03DD**2.0+PI03DD**2.0)
AUX_A03DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI03DD/PR03DD)
IF (PR03DD.GE.0.0) THEN
    A03DAD=AUX_A03DAD
ELSE

```

```

        A03DAD=AUX_A03DAD+180.0
    ENDIF
C
    PR03DI=(AM03DA*COS((ANHH03A)*3.1416/180.0)+AM03DB*COS((ANHH03B+240.0)*3.1416/180.0)+AM03DC*COS((ANHH03C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI03DI=(AM03DA*SIN((ANHH03A)*3.1416/180.0)+AM03DB*SIN((ANHH03B+240.0)*3.1416/180.0)+AM03DC*SIN((ANHH03C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM03DAI=SQRT(PR03DI**2.0+PI03DI**2.0)
    AUX_A03DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI03DI/PR03DI)
    IF (PR03DI.GE.0.0) THEN
        A03DAI=AUX_A03DAI
    ELSE
        A03DAI=AUX_A03DAI+180.0
    ENDIF
C
    A03DBD=A03DAD+240.0
    A03DCD=A03DAD+120.0
C
    A03DBI=A03DAI+120.0
    A03DCI=A03DAI+240.0
C
-----//-
C
-----2--
    PR04DH=(AM04DA*COS(ANHH04A*3.1416/180.0)+AM04DB*COS(ANHH04B*3.1416/180.0)+AM04DC*COS(ANHH04C*3.1416/180.0))/3.0
    PI04DH=(AM04DA*SIN(ANHH04A*3.1416/180.0)+AM04DB*SIN(ANHH04B*3.1416/180.0)+AM04DC*SIN(ANHH04C*3.1416/180.0))/3.0
    AM04DAH=SQRT(PR04DH**2.0+PI04DH**2.0)
    AUX_A04DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI04DH/PR04DH)
    IF (PR04DH.GE.0.0) THEN
        A04DAH=AUX_A04DAH
    ELSE
        A04DAH=AUX_A04DAH+180.0
    ENDIF
C
    PR04DD=(AM04DA*COS((ANHH04A)*3.1416/180.0)+AM04DB*COS((ANHH04B+120.0)*3.1416/180.0)+AM04DC*COS((ANHH04C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI04DD=(AM04DA*SIN((ANHH04A)*3.1416/180.0)+AM04DB*SIN((ANHH04B+120.0)*3.1416/180.0)+AM04DC*SIN((ANHH04C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM04DAD=SQRT(PR04DD**2.0+PI04DD**2.0)
    AUX_A04DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI04DD/PR04DD)
    IF (PR04DD.GE.0.0) THEN
        A04DAD=AUX_A04DAD
    ELSE
        A04DAD=AUX_A04DAD+180.0
    ENDIF
C
    PR04DI=(AM04DA*COS((ANHH04A)*3.1416/180.0)+AM04DB*COS((ANHH04B+240.0)*3.1416/180.0)+AM04DC*COS((ANHH04C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI04DI=(AM04DA*SIN((ANHH04A)*3.1416/180.0)+AM04DB*SIN((ANHH04B+240.0)*3.1416/180.0)+AM04DC*SIN((ANHH04C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM04DAI=SQRT(PR04DI**2.0+PI04DI**2.0)
    AUX_A04DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI04DI/PR04DI)
    IF (PR04DI.GE.0.0) THEN
        A04DAI=AUX_A04DAI
    ELSE
        A04DAI=AUX_A04DAI+180.0
    ENDIF
C
    A04DBD=A04DAD+240.0
    A04DCD=A04DAD+120.0
C
    A04DBI=A04DAI+120.0
    A04DCI=A04DAI+240.0
C
-----//-
C
-----5--
C
    PR05DH=(AM05DA*COS(ANHH05A*3.1416/180.0)+AM05DB*COS(ANHH05B*3.1416/180.0)+AM05DC*COS(ANHH05C*3.1416/180.0))/3.0
    PI05DH=(AM05DA*SIN(ANHH05A*3.1416/180.0)+AM05DB*SIN(ANHH05B*3.1416/180.0)+AM05DC*SIN(ANHH05C*3.1416/180.0))/3.0
    AM05DAH=SQRT(PR05DH**2.0+PI05DH**2.0)
    AUX_A05DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI05DH/PR05DH)
    IF (PR05DH.GE.0.0) THEN
        A05DAH=AUX_A05DAH
    ELSE
        A05DAH=AUX_A05DAH+180.0
    ENDIF
C
    PR05DD=(AM05DA*COS((ANHH05A)*3.1416/180.0)+AM05DB*COS((ANHH05B+120.0)*3.1416/180.0)+AM05DC*COS((ANHH05C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI05DD=(AM05DA*SIN((ANHH05A)*3.1416/180.0)+AM05DB*SIN((ANHH05B+120.0)*3.1416/180.0)+AM05DC*SIN((ANHH05C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0

```

```

AM05DAD=SQRT(PR05DD**2.0+PI05DD**2.0)
AUX_A05DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI05DD/PR05DD)
IF (PR05DD.GE.0.0) THEN
    A05DAD=AUX_A05DAD
ELSE
    A05DAD=AUX_A05DAD+180.0
ENDIF
C
    PR05DI=(AM05DA*COS((ANHH05A)*3.1416/180.0)+AM05DB*COS((ANHH05B+240.0)*3.1416/180.0)+AM05DC*COS((ANHH05C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI05DI=(AM05DA*SIN((ANHH05A)*3.1416/180.0)+AM05DB*SIN((ANHH05B+240.0)*3.1416/180.0)+AM05DC*SIN((ANHH05C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM05DAI=SQRT(PR05DI**2.0+PI05DI**2.0)
    AUX_A05DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI05DI/PR05DI)
    IF (PR05DI.GE.0.0) THEN
        A05DAI=AUX_A05DAI
    ELSE
        A05DAI=AUX_A05DAI+180.0
    ENDIF
C
    A05DBD=A05DAD+240.0
    A05DCD=A05DAD+120.0
C
    A05DBI=A05DAI+120.0
    A05DCI=A05DAI+240.0
C
C -----
--//--
C -----
----6--
    PR06DH=(AM06DA*COS(ANHH06A*3.1416/180.0)+AM06DB*COS(ANHH06B*3.1416/180.0)+AM06DC*COS(ANHH06C*3.1416/180.0))/3.0
    PI06DH=(AM06DA*SIN(ANHH06A*3.1416/180.0)+AM06DB*SIN(ANHH06B*3.1416/180.0)+AM06DC*SIN(ANHH06C*3.1416/180.0))/3.0
    AM06DAH=SQRT(PR06DH**2.0+PI06DH**2.0)
    AUX_A06DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI06DH/PR06DH)
    IF (PR06DH.GE.0.0) THEN
        A06DAH=AUX_A06DAH
    ELSE
        A06DAH=AUX_A06DAH+180.0
    ENDIF
C
    PR06DD=(AM06DA*COS((ANHH06A)*3.1416/180.0)+AM06DB*COS((ANHH06B+120.0)*3.1416/180.0)+AM06DC*COS((ANHH06C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI06DD=(AM06DA*SIN((ANHH06A)*3.1416/180.0)+AM06DB*SIN((ANHH06B+120.0)*3.1416/180.0)+AM06DC*SIN((ANHH06C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM06DAD=SQRT(PR06DD**2.0+PI06DD**2.0)
    AUX_A06DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI06DD/PR06DD)
    IF (PR06DD.GE.0.0) THEN
        A06DAD=AUX_A06DAD
    ELSE
        A06DAD=AUX_A06DAD+180.0
    ENDIF
C
    PR06DI=(AM06DA*COS((ANHH06A)*3.1416/180.0)+AM06DB*COS((ANHH06B+240.0)*3.1416/180.0)+AM06DC*COS((ANHH06C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI06DI=(AM06DA*SIN((ANHH06A)*3.1416/180.0)+AM06DB*SIN((ANHH06B+240.0)*3.1416/180.0)+AM06DC*SIN((ANHH06C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM06DAI=SQRT(PR06DI**2.0+PI06DI**2.0)
    AUX_A06DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI06DI/PR06DI)
    IF (PR06DI.GE.0.0) THEN
        A06DAI=AUX_A06DAI
    ELSE
        A06DAI=AUX_A06DAI+180.0
    ENDIF
C
    A06DBD=A06DAD+240.0
    A06DCD=A06DAD+120.0
C
    A06DBI=A06DAI+120.0
    A06DCI=A06DAI+240.0
C
C -----
--//--
C -----
----7--
    PR07DH=(AM07DA*COS(ANHH07A*3.1416/180.0)+AM07DB*COS(ANHH07B*3.1416/180.0)+AM07DC*COS(ANHH07C*3.1416/180.0))/3.0
    PI07DH=(AM07DA*SIN(ANHH07A*3.1416/180.0)+AM07DB*SIN(ANHH07B*3.1416/180.0)+AM07DC*SIN(ANHH07C*3.1416/180.0))/3.0
    AM07DAH=SQRT(PR07DH**2.0+PI07DH**2.0)
    AUX_A07DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI07DH/PR07DH)
    IF (PR07DH.GE.0.0) THEN
        A07DAH=AUX_A07DAH
    ELSE
        A07DAH=AUX_A07DAH+180.0
    ENDIF
C

```

```

PR07DD=(AM07DA*COS((ANHH07A)*3.1416/180.0)+AM07DB*COS((ANHH07B+120.0)*3.1416/180.0)+AM07DC*COS((ANHH07C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI07DD=(AM07DA*SIN((ANHH07A)*3.1416/180.0)+AM07DB*SIN((ANHH07B+120.0)*3.1416/180.0)+AM07DC*SIN((ANHH07C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM07DAD=SQRT(PR07DD**2.0+PI07DD**2.0)
AUX_A07DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI07DD/PR07DD)
IF (PR07DD.GE.0.0) THEN
  A07DAD=AUX_A07DAD
ELSE
  A07DAD=AUX_A07DAD+180.0
ENDIF
C
PR07DI=(AM07DA*COS((ANHH07A)*3.1416/180.0)+AM07DB*COS((ANHH07B+240.0)*3.1416/180.0)+AM07DC*COS((ANHH07C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI07DI=(AM07DA*SIN((ANHH07A)*3.1416/180.0)+AM07DB*SIN((ANHH07B+240.0)*3.1416/180.0)+AM07DC*SIN((ANHH07C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM07DAI=SQRT(PR07DI**2.0+PI07DI**2.0)
AUX_A07DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI07DI/PR07DI)
IF (PR07DI.GE.0.0) THEN
  A07DAI=AUX_A07DAI
ELSE
  A07DAI=AUX_A07DAI+180.0
ENDIF
C
A07DBD=A07DAD+240.0
A07DCD=A07DAD+120.0
C
A07DBI=A07DAI+120.0
A07DCI=A07DAI+240.0
C
-----//-
C
-----8--
PR08DH=(AM08DA*COS(ANHH08A*3.1416/180.0)+AM08DB*COS(ANHH08B*3.1416/180.0)+AM08DC*COS(ANHH08C*3.1416/180.0))/3.0
PI08DH=(AM08DA*SIN(ANHH08A*3.1416/180.0)+AM08DB*SIN(ANHH08B*3.1416/180.0)+AM08DC*SIN(ANHH08C*3.1416/180.0))/3.0
AM08DAH=SQRT(PR08DH**2.0+PI08DH**2.0)
AUX_A08DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI08DH/PR08DH)
IF (PR08DH.GE.0.0) THEN
  A08DAH=AUX_A08DAH
ELSE
  A08DAH=AUX_A08DAH+180.0
ENDIF
C
PR08DD=(AM08DA*COS((ANHH08A)*3.1416/180.0)+AM08DB*COS((ANHH08B+120.0)*3.1416/180.0)+AM08DC*COS((ANHH08C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI08DD=(AM08DA*SIN((ANHH08A)*3.1416/180.0)+AM08DB*SIN((ANHH08B+120.0)*3.1416/180.0)+AM08DC*SIN((ANHH08C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM08DAD=SQRT(PR08DD**2.0+PI08DD**2.0)
AUX_A08DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI08DD/PR08DD)
IF (PR08DD.GE.0.0) THEN
  A08DAD=AUX_A08DAD
ELSE
  A08DAD=AUX_A08DAD+180.0
ENDIF
C
PR08DI=(AM08DA*COS((ANHH08A)*3.1416/180.0)+AM08DB*COS((ANHH08B+240.0)*3.1416/180.0)+AM08DC*COS((ANHH08C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI08DI=(AM08DA*SIN((ANHH08A)*3.1416/180.0)+AM08DB*SIN((ANHH08B+240.0)*3.1416/180.0)+AM08DC*SIN((ANHH08C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM08DAI=SQRT(PR08DI**2.0+PI08DI**2.0)
AUX_A08DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI08DI/PR08DI)
IF (PR08DI.GE.0.0) THEN
  A08DAI=AUX_A08DAI
ELSE
  A08DAI=AUX_A08DAI+180.0
ENDIF
C
A08DBD=A08DAD+240.0
A08DCD=A08DAD+120.0
C
A08DBI=A08DAI+120.0
A08DCI=A08DAI+240.0
C
-----//-
C
-----9--
PR09DH=(AM09DA*COS(ANHH09A*3.1416/180.0)+AM09DB*COS(ANHH09B*3.1416/180.0)+AM09DC*COS(ANHH09C*3.1416/180.0))/3.0
PI09DH=(AM09DA*SIN(ANHH09A*3.1416/180.0)+AM09DB*SIN(ANHH09B*3.1416/180.0)+AM09DC*SIN(ANHH09C*3.1416/180.0))/3.0
AM09DAH=SQRT(PR09DH**2.0+PI09DH**2.0)
AUX_A09DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI09DH/PR09DH)
IF (PR09DH.GE.0.0) THEN
  A09DAH=AUX_A09DAH
ELSE

```

```

        A09DAH=AUX_A09DAH+180.0
    ENDIF
C
    PR09DD=(AM09DA*COS((ANHH09A)*3.1416/180.0)+AM09DB*COS((ANHH09B+120.0)*3.1416/180.0)+AM09DC*COS((ANHH09C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI09DD=(AM09DA*SIN((ANHH09A)*3.1416/180.0)+AM09DB*SIN((ANHH09B+120.0)*3.1416/180.0)+AM09DC*SIN((ANHH09C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM09DAD=SQRT(PR09DD**2.0+PI09DD**2.0)
    AUX_A09DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI09DD/PR09DD)
    IF (PR09DD.GE.0.0) THEN
        A09DAD=AUX_A09DAD
    ELSE
        A09DAD=AUX_A09DAD+180.0
    ENDIF
C
    PR09DI=(AM09DA*COS((ANHH09A)*3.1416/180.0)+AM09DB*COS((ANHH09B+240.0)*3.1416/180.0)+AM09DC*COS((ANHH09C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI09DI=(AM09DA*SIN((ANHH09A)*3.1416/180.0)+AM09DB*SIN((ANHH09B+240.0)*3.1416/180.0)+AM09DC*SIN((ANHH09C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM09DAI=SQRT(PR09DI**2.0+PI09DI**2.0)
    AUX_A09DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI09DI/PR09DI)
    IF (PR09DI.GE.0.0) THEN
        A09DAI=AUX_A09DAI
    ELSE
        A09DAI=AUX_A09DAI+180.0
    ENDIF
C
    A09DBD=A09DAD+240.0
    A09DCD=A09DAD+120.0
C
    A09DBI=A09DAI+120.0
    A09DCI=A09DAI+240.0
C
-----//-
C
-----10--
    PR10DH=(AM10DA*COS(ANHH10A*3.1416/180.0)+AM10DB*COS(ANHH10B*3.1416/180.0)+AM10DC*COS(ANHH10C*3.1416/180.0))/
3.0
    PI10DH=(AM10DA*SIN(ANHH10A*3.1416/180.0)+AM10DB*SIN(ANHH10B*3.1416/180.0)+AM10DC*SIN(ANHH10C*3.1416/180.0))/
3.0
    AM10DAH=SQRT(PR10DH**2.0+PI10DH**2.0)
    AUX_A10DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI10DH/PR10DH)
    IF (PR10DH.GE.0.0) THEN
        A10DAH=AUX_A10DAH
    ELSE
        A10DAH=AUX_A10DAH+180.0
    ENDIF
C
    PR10DD=(AM10DA*COS((ANHH10A)*3.1416/180.0)+AM10DB*COS((ANHH10B+120.0)*3.1416/180.0)+AM10DC*COS((ANHH10C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI10DD=(AM10DA*SIN((ANHH10A)*3.1416/180.0)+AM10DB*SIN((ANHH10B+120.0)*3.1416/180.0)+AM10DC*SIN((ANHH10C+240.
0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM10DAD=SQRT(PR10DD**2.0+PI10DD**2.0)
    AUX_A10DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI10DD/PR10DD)
    IF (PR10DD.GE.0.0) THEN
        A10DAD=AUX_A10DAD
    ELSE
        A10DAD=AUX_A10DAD+180.0
    ENDIF
C
    PR10DI=(AM10DA*COS((ANHH10A)*3.1416/180.0)+AM10DB*COS((ANHH10B+240.0)*3.1416/180.0)+AM10DC*COS((ANHH10C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI10DI=(AM10DA*SIN((ANHH10A)*3.1416/180.0)+AM10DB*SIN((ANHH10B+240.0)*3.1416/180.0)+AM10DC*SIN((ANHH10C+120.
0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM10DAI=SQRT(PR10DI**2.0+PI10DI**2.0)
    AUX_A10DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI10DI/PR10DI)
    IF (PR10DI.GE.0.0) THEN
        A10DAI=AUX_A10DAI
    ELSE
        A10DAI=AUX_A10DAI+180.0
    ENDIF
C
    A10DBD=A10DAD+240.0
    A10DCD=A10DAD+120.0
C
    A10DBI=A10DAI+120.0
    A10DCI=A10DAI+240.0
C
-----//-
C
-----11--
    PR11DH=(AM11DA*COS(ANHH11A*3.1416/180.0)+AM11DB*COS(ANHH11B*3.1416/180.0)+AM11DC*COS(ANHH11C*3.1416/180.0))/
3.0
    PI11DH=(AM11DA*SIN(ANHH11A*3.1416/180.0)+AM11DB*SIN(ANHH11B*3.1416/180.0)+AM11DC*SIN(ANHH11C*3.1416/180.0))/
3.0
    AM11DAH=SQRT(PR11DH**2.0+PI11DH**2.0)

```

```

AUX_A11DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI11DH/PR11DH)
IF (PR11DH.GE.0.0) THEN
    A11DAH=AUX_A11DAH
ELSE
    A11DAH=AUX_A11DAH+180.0
ENDIF
C
    PR11DD=(AM11DA*COS((ANHH11A)*3.1416/180.0)+AM11DB*COS((ANHH11B+120.0)*3.1416/180.0)+AM11DC*COS((ANHH11C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI11DD=(AM11DA*SIN((ANHH11A)*3.1416/180.0)+AM11DB*SIN((ANHH11B+120.0)*3.1416/180.0)+AM11DC*SIN((ANHH11C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM11DAD=SQRT(PR11DD**2.0+PI11DD**2.0)
    AUX_A11DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI11DD/PR11DD)
    IF (PR11DD.GE.0.0) THEN
        A11DAD=AUX_A11DAD
    ELSE
        A11DAD=AUX_A11DAD+180.0
    ENDIF
C
    PR11DI=(AM11DA*COS((ANHH11A)*3.1416/180.0)+AM11DB*COS((ANHH11B+240.0)*3.1416/180.0)+AM11DC*COS((ANHH11C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI11DI=(AM11DA*SIN((ANHH11A)*3.1416/180.0)+AM11DB*SIN((ANHH11B+240.0)*3.1416/180.0)+AM11DC*SIN((ANHH11C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM11DAI=SQRT(PR11DI**2.0+PI11DI**2.0)
    AUX_A11DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI11DI/PR11DI)
    IF (PR11DI.GE.0.0) THEN
        A11DAI=AUX_A11DAI
    ELSE
        A11DAI=AUX_A11DAI+180.0
    ENDIF
C
    A11DBD=A11DAD+240.0
    A11DCD=A11DAD+120.0
C
    A11DBI=A11DAI+120.0
    A11DCI=A11DAI+240.0
C
-----//-
C
-----12--
PR12DH=(AM12DA*COS(ANHH12A*3.1416/180.0)+AM12DB*COS(ANHH12B*3.1416/180.0)+AM12DC*COS(ANHH12C*3.1416/180.0))/3.0
PI12DH=(AM12DA*SIN(ANHH12A*3.1416/180.0)+AM12DB*SIN(ANHH12B*3.1416/180.0)+AM12DC*SIN(ANHH12C*3.1416/180.0))/3.0
AM12DAH=SQRT(PR12DH**2.0+PI12DH**2.0)
AUX_A12DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI12DH/PR12DH)
IF (PR12DH.GE.0.0) THEN
    A12DAH=AUX_A12DAH
ELSE
    A12DAH=AUX_A12DAH+180.0
ENDIF
C
    PR12DD=(AM12DA*COS((ANHH12A)*3.1416/180.0)+AM12DB*COS((ANHH12B+120.0)*3.1416/180.0)+AM12DC*COS((ANHH12C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI12DD=(AM12DA*SIN((ANHH12A)*3.1416/180.0)+AM12DB*SIN((ANHH12B+120.0)*3.1416/180.0)+AM12DC*SIN((ANHH12C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM12DAD=SQRT(PR12DD**2.0+PI12DD**2.0)
    AUX_A12DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI12DD/PR12DD)
    IF (PR12DD.GE.0.0) THEN
        A12DAD=AUX_A12DAD
    ELSE
        A12DAD=AUX_A12DAD+180.0
    ENDIF
C
    PR12DI=(AM12DA*COS((ANHH12A)*3.1416/180.0)+AM12DB*COS((ANHH12B+240.0)*3.1416/180.0)+AM12DC*COS((ANHH12C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    PI12DI=(AM12DA*SIN((ANHH12A)*3.1416/180.0)+AM12DB*SIN((ANHH12B+240.0)*3.1416/180.0)+AM12DC*SIN((ANHH12C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
    AM12DAI=SQRT(PR12DI**2.0+PI12DI**2.0)
    AUX_A12DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI12DI/PR12DI)
    IF (PR12DI.GE.0.0) THEN
        A12DAI=AUX_A12DAI
    ELSE
        A12DAI=AUX_A12DAI+180.0
    ENDIF
C
    A12DBD=A12DAD+240.0
    A12DCD=A12DAD+120.0
C
    A12DBI=A12DAI+120.0
    A12DCI=A12DAI+240.0
C
-----//-
C
-----13--
PR13DH=(AM13DA*COS(ANHH13A*3.1416/180.0)+AM13DB*COS(ANHH13B*3.1416/180.0)+AM13DC*COS(ANHH13C*3.1416/180.0))/3.0

```

```

PI13DH=(AM13DA*SIN(ANHH13A*3.1416/180.0)+AM13DB*SIN(ANHH13B*3.1416/180.0)+AM13DC*SIN(ANHH13C*3.1416/180.0))/3.0
AM13DAH=SQRT(PR13DH**2.0+PI13DH**2.0)
AUX_A13DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI13DH/PR13DH)
IF (PR13DH.GE.0.0) THEN
    A13DAH=AUX_A13DAH
ELSE
    A13DAH=AUX_A13DAH+180.0
ENDIF
C
PR13DD=(AM13DA*COS((ANHH13A)*3.1416/180.0)+AM13DB*COS((ANHH13B+120.0)*3.1416/180.0)+AM13DC*COS((ANHH13C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI13DD=(AM13DA*SIN((ANHH13A)*3.1416/180.0)+AM13DB*SIN((ANHH13B+120.0)*3.1416/180.0)+AM13DC*SIN((ANHH13C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM13DAD=SQRT(PR13DD**2.0+PI13DD**2.0)
AUX_A13DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI13DD/PR13DD)
IF (PR13DD.GE.0.0) THEN
    A13DAD=AUX_A13DAD
ELSE
    A13DAD=AUX_A13DAD+180.0
ENDIF
C
PR13DI=(AM13DA*COS((ANHH13A)*3.1416/180.0)+AM13DB*COS((ANHH13B+240.0)*3.1416/180.0)+AM13DC*COS((ANHH13C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI13DI=(AM13DA*SIN((ANHH13A)*3.1416/180.0)+AM13DB*SIN((ANHH13B+240.0)*3.1416/180.0)+AM13DC*SIN((ANHH13C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM13DAI=SQRT(PR13DI**2.0+PI13DI**2.0)
AUX_A13DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI13DI/PR13DI)
IF (PR13DI.GE.0.0) THEN
    A13DAI=AUX_A13DAI
ELSE
    A13DAI=AUX_A13DAI+180.0
ENDIF
C
A13DBD=A13DAD+240.0
A13DCD=A13DAD+120.0
C
A13DBI=A13DAI+120.0
A13DCI=A13DAI+240.0
C
-----//-
C
-----14-
PR14DH=(AM14DA*COS(ANHH14A*3.1416/180.0)+AM14DB*COS(ANHH14B*3.1416/180.0)+AM14DC*COS(ANHH14C*3.1416/180.0))/3.0
PI14DH=(AM14DA*SIN(ANHH14A*3.1416/180.0)+AM14DB*SIN(ANHH14B*3.1416/180.0)+AM14DC*SIN(ANHH14C*3.1416/180.0))/3.0
AM14DAH=SQRT(PR14DH**2.0+PI14DH**2.0)
AUX_A14DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI14DH/PR14DH)
IF (PR14DH.GE.0.0) THEN
    A14DAH=AUX_A14DAH
ELSE
    A14DAH=AUX_A14DAH+180.0
ENDIF
C
PR14DD=(AM14DA*COS((ANHH14A)*3.1416/180.0)+AM14DB*COS((ANHH14B+120.0)*3.1416/180.0)+AM14DC*COS((ANHH14C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI14DD=(AM14DA*SIN((ANHH14A)*3.1416/180.0)+AM14DB*SIN((ANHH14B+120.0)*3.1416/180.0)+AM14DC*SIN((ANHH14C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM14DAD=SQRT(PR14DD**2.0+PI14DD**2.0)
AUX_A14DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI14DD/PR14DD)
IF (PR14DD.GE.0.0) THEN
    A14DAD=AUX_A14DAD
ELSE
    A14DAD=AUX_A14DAD+180.0
ENDIF
C
PR14DI=(AM14DA*COS((ANHH14A)*3.1416/180.0)+AM14DB*COS((ANHH14B+240.0)*3.1416/180.0)+AM14DC*COS((ANHH14C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI14DI=(AM14DA*SIN((ANHH14A)*3.1416/180.0)+AM14DB*SIN((ANHH14B+240.0)*3.1416/180.0)+AM14DC*SIN((ANHH14C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM14DAI=SQRT(PR14DI**2.0+PI14DI**2.0)
AUX_A14DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI14DI/PR14DI)
IF (PR14DI.GE.0.0) THEN
    A14DAI=AUX_A14DAI
ELSE
    A14DAI=AUX_A14DAI+180.0
ENDIF
C
A14DBD=A14DAD+240.0
A14DCD=A14DAD+120.0
C
A14DBI=A14DAI+120.0
A14DCI=A14DAI+240.0
C
-----//-
C

```

```

C -----
C ---15---
C
PR15DH=(AM15DA*COS(ANHH15A*3.1416/180.0)+AM15DB*COS(ANHH15B*3.1416/180.0)+AM15DC*COS(ANHH15C*3.1416/180.0))/3.0
PI15DH=(AM15DA*SIN(ANHH15A*3.1416/180.0)+AM15DB*SIN(ANHH15B*3.1416/180.0)+AM15DC*SIN(ANHH15C*3.1416/180.0))/3.0
AM15DAH=SQRT(PR15DH**2.0+PI15DH**2.0)
AUX_A15DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI15DH/PR15DH)
IF (PR15DH.GE.0.0) THEN
    A15DAH=AUX_A15DAH
ELSE
    A15DAH=AUX_A15DAH+180.0
ENDIF
C
PR15DD=(AM15DA*COS((ANHH15A)*3.1416/180.0)+AM15DB*COS((ANHH15B+120.0)*3.1416/180.0)+AM15DC*COS((ANHH15C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI15D=(AM15DA*SIN((ANHH15A)*3.1416/180.0)+AM15DB*SIN((ANHH15B+120.0)*3.1416/180.0)+AM15DC*SIN((ANHH15C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM15DAD=SQRT(PR15DD**2.0+PI15D**2.0)
AUX_A15DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI15D/PR15DD)
IF (PR15DD.GE.0.0) THEN
    A15DAD=AUX_A15DAD
ELSE
    A15DAD=AUX_A15DAD+180.0
ENDIF
C
PR15DI=(AM15DA*COS((ANHH15A)*3.1416/180.0)+AM15DB*COS((ANHH15B+240.0)*3.1416/180.0)+AM15DC*COS((ANHH15C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI15DI=(AM15DA*SIN((ANHH15A)*3.1416/180.0)+AM15DB*SIN((ANHH15B+240.0)*3.1416/180.0)+AM15DC*SIN((ANHH15C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM15DAI=SQRT(PR15DI**2.0+PI15DI**2.0)
AUX_A15DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI15DI/PR15DI)
IF (PR15DI.GE.0.0) THEN
    A15DAI=AUX_A15DAI
ELSE
    A15DAI=AUX_A15DAI+180.0
ENDIF
C
A15DBD=A15DAD+240.0
A15DCD=A15DAD+120.0
C
A15DBI=A15DAI+120.0
A15DCI=A15DAI+240.0
C
C -----
C ---//---
C -----
C ---16---
PR16DH=(AM16DA*COS(ANHH16A*3.1416/180.0)+AM16DB*COS(ANHH16B*3.1416/180.0)+AM16DC*COS(ANHH16C*3.1416/180.0))/3.0
PI16DH=(AM16DA*SIN(ANHH16A*3.1416/180.0)+AM16DB*SIN(ANHH16B*3.1416/180.0)+AM16DC*SIN(ANHH16C*3.1416/180.0))/3.0
AM16DAH=SQRT(PR16DH**2.0+PI16DH**2.0)
AUX_A16DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI16DH/PR16DH)
IF (PR16DH.GE.0.0) THEN
    A16DAH=AUX_A16DAH
ELSE
    A16DAH=AUX_A16DAH+180.0
ENDIF
C
PR16DD=(AM16DA*COS((ANHH16A)*3.1416/180.0)+AM16DB*COS((ANHH16B+120.0)*3.1416/180.0)+AM16DC*COS((ANHH16C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI16D=(AM16DA*SIN((ANHH16A)*3.1416/180.0)+AM16DB*SIN((ANHH16B+120.0)*3.1416/180.0)+AM16DC*SIN((ANHH16C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM16DAD=SQRT(PR16DD**2.0+PI16D**2.0)
AUX_A16DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI16D/PR16DD)
IF (PR16DD.GE.0.0) THEN
    A16DAD=AUX_A16DAD
ELSE
    A16DAD=AUX_A16DAD+180.0
ENDIF
C
PR16DI=(AM16DA*COS((ANHH16A)*3.1416/180.0)+AM16DB*COS((ANHH16B+240.0)*3.1416/180.0)+AM16DC*COS((ANHH16C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI16DI=(AM16DA*SIN((ANHH16A)*3.1416/180.0)+AM16DB*SIN((ANHH16B+240.0)*3.1416/180.0)+AM16DC*SIN((ANHH16C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM16DAI=SQRT(PR16DI**2.0+PI16DI**2.0)
AUX_A16DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI16DI/PR16DI)
IF (PR16DI.GE.0.0) THEN
    A16DAI=AUX_A16DAI
ELSE
    A16DAI=AUX_A16DAI+180.0
ENDIF
C
A16DBD=A16DAD+240.0
A16DCD=A16DAD+120.0

```

```

C
A16DBI=A16DAI+120.0
A16DCI=A16DAI+240.0
C -----
C -----
---17--
PR17DH=(AM17DA*COS(ANHH17A*3.1416/180.0)+AM17DB*COS(ANHH17B*3.1416/180.0)+AM17DC*COS(ANHH17C*3.1416/180.0))/3.0
PI17DH=(AM17DA*SIN(ANHH17A*3.1416/180.0)+AM17DB*SIN(ANHH17B*3.1416/180.0)+AM17DC*SIN(ANHH17C*3.1416/180.0))/3.0
AM17DAH=SQRT(PR17DH**2.0+PI17DH**2.0)
AUX_A17DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI17DH/PR17DH)
IF (PR17DH.GE.0.0) THEN
    A17DAH=AUX_A17DAH
ELSE
    A17DAH=AUX_A17DAH+180.0
ENDIF
C
PR17DD=(AM17DA*COS((ANHH17A)*3.1416/180.0)+AM17DB*COS((ANHH17B+120.0)*3.1416/180.0)+AM17DC*COS((ANHH17C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI17DD=(AM17DA*SIN((ANHH17A)*3.1416/180.0)+AM17DB*SIN((ANHH17B+120.0)*3.1416/180.0)+AM17DC*SIN((ANHH17C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM17DAD=SQRT(PR17DD**2.0+PI17DD**2.0)
AUX_A17DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI17DD/PR17DD)
IF (PR17DD.GE.0.0) THEN
    A17DAD=AUX_A17DAD
ELSE
    A17DAD=AUX_A17DAD+180.0
ENDIF
C
PR17DI=(AM17DA*COS((ANHH17A)*3.1416/180.0)+AM17DB*COS((ANHH17B+240.0)*3.1416/180.0)+AM17DC*COS((ANHH17C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI17DI=(AM17DA*SIN((ANHH17A)*3.1416/180.0)+AM17DB*SIN((ANHH17B+240.0)*3.1416/180.0)+AM17DC*SIN((ANHH17C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM17DAI=SQRT(PR17DI**2.0+PI17DI**2.0)
AUX_A17DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI17DI/PR17DI)
IF (PR17DI.GE.0.0) THEN
    A17DAI=AUX_A17DAI
ELSE
    A17DAI=AUX_A17DAI+180.0
ENDIF
C
A17DBD=A17DAD+240.0
A17DCD=A17DAD+120.0
C
A17DBI=A17DAI+120.0
A17DCI=A17DAI+240.0
C -----
C -----
---18--
PR18DH=(AM18DA*COS(ANHH18A*3.1416/180.0)+AM18DB*COS(ANHH18B*3.1416/180.0)+AM18DC*COS(ANHH18C*3.1416/180.0))/3.0
PI18DH=(AM18DA*SIN(ANHH18A*3.1416/180.0)+AM18DB*SIN(ANHH18B*3.1416/180.0)+AM18DC*SIN(ANHH18C*3.1416/180.0))/3.0
AM18DAH=SQRT(PR18DH**2.0+PI18DH**2.0)
AUX_A18DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI18DH/PR18DH)
IF (PR18DH.GE.0.0) THEN
    A18DAH=AUX_A18DAH
ELSE
    A18DAH=AUX_A18DAH+180.0
ENDIF
C
PR18DD=(AM18DA*COS((ANHH18A)*3.1416/180.0)+AM18DB*COS((ANHH18B+120.0)*3.1416/180.0)+AM18DC*COS((ANHH18C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI18DD=(AM18DA*SIN((ANHH18A)*3.1416/180.0)+AM18DB*SIN((ANHH18B+120.0)*3.1416/180.0)+AM18DC*SIN((ANHH18C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM18DAD=SQRT(PR18DD**2.0+PI18DD**2.0)
AUX_A18DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI18DD/PR18DD)
IF (PR18DD.GE.0.0) THEN
    A18DAD=AUX_A18DAD
ELSE
    A18DAD=AUX_A18DAD+180.0
ENDIF
C
PR18DI=(AM18DA*COS((ANHH18A)*3.1416/180.0)+AM18DB*COS((ANHH18B+240.0)*3.1416/180.0)+AM18DC*COS((ANHH18C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI18DI=(AM18DA*SIN((ANHH18A)*3.1416/180.0)+AM18DB*SIN((ANHH18B+240.0)*3.1416/180.0)+AM18DC*SIN((ANHH18C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM18DAI=SQRT(PR18DI**2.0+PI18DI**2.0)
AUX_A18DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI18DI/PR18DI)
IF (PR18DI.GE.0.0) THEN
    A18DAI=AUX_A18DAI
ELSE
    A18DAI=AUX_A18DAI+180.0
ENDIF

```

```

C
A18DBD=A18DAD+240.0
A18DCD=A18DAD+120.0
C
A18DBI=A18DAI+120.0
A18DCI=A18DAI+240.0
C -----
-----//-
C -----
---19--
PR19DH=(AM19DA*COS(ANHH19A*3.1416/180.0)+AM19DB*COS(ANHH19B*3.1416/180.0)+AM19DC*COS(ANHH19C*3.1416/180.0))/3.0
PI19DH=(AM19DA*SIN(ANHH19A*3.1416/180.0)+AM19DB*SIN(ANHH19B*3.1416/180.0)+AM19DC*SIN(ANHH19C*3.1416/180.0))/3.0
AM19DAH=SQRT(PR19DH**2.0+PI19DH**2.0)
AUX_A19DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI19DH/PR19DH)
IF (PR19DH.GE.0.0) THEN
    A19DAH=AUX_A19DAH
ELSE
    A19DAH=AUX_A19DAH+180.0
ENDIF
C
PR19DD=(AM19DA*COS((ANHH19A)*3.1416/180.0)+AM19DB*COS((ANHH19B+120.0)*3.1416/180.0)+AM19DC*COS((ANHH19C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI19DD=(AM19DA*SIN((ANHH19A)*3.1416/180.0)+AM19DB*SIN((ANHH19B+120.0)*3.1416/180.0)+AM19DC*SIN((ANHH19C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM19DAD=SQRT(PR19DD**2.0+PI19DD**2.0)
AUX_A19DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI19DD/PR19DD)
IF (PR19DD.GE.0.0) THEN
    A19DAD=AUX_A19DAD
ELSE
    A19DAD=AUX_A19DAD+180.0
ENDIF
C
PR19DI=(AM19DA*COS((ANHH19A)*3.1416/180.0)+AM19DB*COS((ANHH19B+240.0)*3.1416/180.0)+AM19DC*COS((ANHH19C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI19DI=(AM19DA*SIN((ANHH19A)*3.1416/180.0)+AM19DB*SIN((ANHH19B+240.0)*3.1416/180.0)+AM19DC*SIN((ANHH19C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM19DAI=SQRT(PR19DI**2.0+PI19DI**2.0)
AUX_A19DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI19DI/PR19DI)
IF (PR19DI.GE.0.0) THEN
    A19DAI=AUX_A19DAI
ELSE
    A19DAI=AUX_A19DAI+180.0
ENDIF
C
A19DBD=A19DAD+240.0
A19DCD=A19DAD+120.0
C
A19DBI=A19DAI+120.0
A19DCI=A19DAI+240.0
C -----
-----//-
C -----
---20--
PR20DH=(AM20DA*COS(ANHH20A*3.1416/180.0)+AM20DB*COS(ANHH20B*3.1416/180.0)+AM20DC*COS(ANHH20C*3.1416/180.0))/3.0
PI20DH=(AM20DA*SIN(ANHH20A*3.1416/180.0)+AM20DB*SIN(ANHH20B*3.1416/180.0)+AM20DC*SIN(ANHH20C*3.1416/180.0))/3.0
AM20DAH=SQRT(PR20DH**2.0+PI20DH**2.0)
AUX_A20DAH=(180.0/3.1416)*ATAN(PI20DH/PR20DH)
IF (PR20DH.GE.0.0) THEN
    A20DAH=AUX_A20DAH
ELSE
    A20DAH=AUX_A20DAH+180.0
ENDIF
C
PR20DD=(AM20DA*COS((ANHH20A)*3.1416/180.0)+AM20DB*COS((ANHH20B+120.0)*3.1416/180.0)+AM20DC*COS((ANHH20C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI20DD=(AM20DA*SIN((ANHH20A)*3.1416/180.0)+AM20DB*SIN((ANHH20B+120.0)*3.1416/180.0)+AM20DC*SIN((ANHH20C+240.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM20DAD=SQRT(PR20DD**2.0+PI20DD**2.0)
AUX_A20DAD=(180.0/3.1416)*ATAN(PI20DD/PR20DD)
IF (PR20DD.GE.0.0) THEN
    A20DAD=AUX_A20DAD
ELSE
    A20DAD=AUX_A20DAD+180.0
ENDIF
C
PR20DI=(AM20DA*COS((ANHH20A)*3.1416/180.0)+AM20DB*COS((ANHH20B+240.0)*3.1416/180.0)+AM20DC*COS((ANHH20C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
PI20DI=(AM20DA*SIN((ANHH20A)*3.1416/180.0)+AM20DB*SIN((ANHH20B+240.0)*3.1416/180.0)+AM20DC*SIN((ANHH20C+120.0)*3.1416/180.0))/3.0
AM20DAI=SQRT(PR20DI**2.0+PI20DI**2.0)
AUX_A20DAI=(180.0/3.1416)*ATAN(PI20DI/PR20DI)
IF (PR20DI.GE.0.0) THEN
    A20DAI=AUX_A20DAI

```

```

      ELSE
          A20DAI=AUX_A20DAI+180.0
      ENDIF
C
C          A20DBD=A20DAD+240.0
C          A20DCD=A20DAD+120.0
C
C          A20DBI=A20DAI+120.0
C          A20DCI=A20DAI+240.0
C
C-----//-
C-----CALCULE DE PARAMÈTRE DU RÉSEAU
C-----PUISANCE DE COURT-CIRCUIT - ,cart 10%
C
C          VALIN1=GASDEV(0)*0.55+5.5023
C          VALIN2=GASDEV(0)*0.18+1.833
C
C          LONGUEUR DE LA LIGNE DE 10KM - N(10,1.0)
C
C          VALIN3=ABS( GASDEV(0)*1.00+10.0 )
C
C          CONNEXION GAUCHE AU TRAFO - N(0.1,0.05)
C
C          VALIN7=ABS( GASDEV(0)*0.05+0.10 )
C
C          CONNEXION DROITE AU TRAFO - N(0.1,0.05)
C
C          VALIN8=ABS( GASDEV(0)*0.05+0.10 )
C
C          PARTIE ACTIVE DE LA CHARGE - N(8E5,4E4)
C
C          VALIN9=GASDEV(0)*4.E4+8.E5
C
C          WRITE(3,111)ALEAT
C
C          WRITE(94,200)VALIN1,VALIN2,VALIN3,VALIN4,VALIN5,
1  VALIN6,VALIN7,VALIN8,VALIN9
200  FORMAT('VALIN1=',F10.4,/
1       'VALIN2=',F10.4,/
1       'VALIN3=',F10.4,/
1       'VALIN4=',F10.4,/
1       'VALIN5=',F10.4,/
1       'VALIN6=',F10.4,/
1       'VALIN7=',F10.4,/
1       'VALIN8=',F10.4,/
1       'VALIN9=',F10.1)
C
111  FORMAT('LAZO=',F10.4)
      WRITE(95,300)
1  AM21GA,AM21GB,AM21GC,AM22GA,AM22GB,AM22GC,AM23GA,AM23GB,AM23GC,
1  AM24GA,AM24GB,AM24GC
300  FORMAT('AM21GA=',F10.4,/
1       'AM21GB=',F10.4,/
1       'AM21GC=',F10.4,/
1       'AM22GA=',F10.4,/
1       'AM22GB=',F10.4,/
1       'AM22GC=',F10.4,/
1       'AM23GA=',F10.4,/
1       'AM23GB=',F10.4,/
1       'AM23GC=',F10.4,/
1       'AM24GA=',F10.4,/
1       'AM24GB=',F10.4,/
1       'AM24GC=',F10.4)
C
C
      WRITE(91,301)AM25GA,AM25GB,AM25GC,AM26GA,AM26GB,AM26GC,
1  AM27GA,AM27GB,AM27GC,AM28GA,AM28GB,AM28GC,AM29GA,AM29GB,AM29GC,
1  AM30GA,AM30GB,AM30GC,AM31GA,AM31GB,AM31GC,AM32GA,AM32GB,AM32GC,
1  AM33GA,AM33GB,AM33GC
301  FORMAT('AM25GA=',F10.4,/
1       'AM25GB=',F10.4,/
1       'AM25GC=',F10.4,/
1       'AM26GA=',F10.4,/
1       'AM26GB=',F10.4,/
1       'AM26GC=',F10.4,/
1       'AM27GA=',F10.4,/
1       'AM27GB=',F10.4,/
1       'AM27GC=',F10.4,/
1       'AM28GA=',F10.4,/
1       'AM28GB=',F10.4,/
1       'AM28GC=',F10.4,/
1       'AM29GA=',F10.4,/
1       'AM29GB=',F10.4,/
1       'AM29GC=',F10.4,/
1       'AM30GA=',F10.4,/
1       'AM30GB=',F10.4,/

```

```

1 'AM30GC=',F10.4,/
1 'AM31GA=',F10.4,/
1 'AM31GB=',F10.4,/
1 'AM31GC=',F10.4,/
1 'AM32GA=',F10.4,/
1 'AM32GB=',F10.4,/
1 'AM32GC=',F10.4,/
1 'AM33GA=',F10.4,/
1 'AM33GB=',F10.4,/
1 'AM33GC=',F10.4)
C
1 WRITE(92,302)
1 AM21DA,AM21DB,AM21DC,AM22DA,AM22DB,AM22DC,AM23DA,AM23DB,AM23DC,
1 AM24DA,AM24DB,AM24DC
302 FORMAT('AM21DA=',F10.4,/
1 'AM21DB=',F10.4,/
1 'AM21DC=',F10.4,/
1 'AM22DA=',F10.4,/
1 'AM22DB=',F10.4,/
1 'AM22DC=',F10.4,/
1 'AM23DA=',F10.4,/
1 'AM23DB=',F10.4,/
1 'AM23DC=',F10.4,/
1 'AM24DA=',F10.4,/
1 'AM24DB=',F10.4,/
1 'AM24DC=',F10.4)
C
C
1 WRITE(93,303)AM25DA,AM25DB,AM25DC,AM26DA,AM26DB,AM26DC,
1 AM27DA,AM27DB,AM27DC,AM28DA,AM28DB,AM28DC,AM29DA,AM29DB,AM29DC,
1 AM30DA,AM30DB,AM30DC,AM31DA,AM31DB,AM31DC,AM32DA,AM32DB,AM32DC,
1 AM33DA,AM33DB,AM33DC
303 FORMAT('AM25DA=',F10.4,/
1 'AM25DB=',F10.4,/
1 'AM25DC=',F10.4,/
1 'AM26DA=',F10.4,/
1 'AM26DB=',F10.4,/
1 'AM26DC=',F10.4,/
1 'AM27DA=',F10.4,/
1 'AM27DB=',F10.4,/
1 'AM27DC=',F10.4,/
1 'AM28DA=',F10.4,/
1 'AM28DB=',F10.4,/
1 'AM28DC=',F10.4,/
1 'AM29DA=',F10.4,/
1 'AM29DB=',F10.4,/
1 'AM29DC=',F10.4,/
1 'AM30DA=',F10.4,/
1 'AM30DB=',F10.4,/
1 'AM30DC=',F10.4,/
1 'AM31DA=',F10.4,/
1 'AM31DB=',F10.4,/
1 'AM31DC=',F10.4,/
1 'AM32DA=',F10.4,/
1 'AM32DB=',F10.4,/
1 'AM32DC=',F10.4,/
1 'AM33DA=',F10.4,/
1 'AM33DB=',F10.4,/
1 'AM33DC=',F10.4)
C
1 WRITE(96,400)ANGH01A,ANGH01B,ANGH01C,ANGH02A,ANGH02B,ANGH02C,
1 ANGH03A,ANGH03B,ANGH03C,ANGH04A,ANGH04B,ANGH04C,
1 ANGH05A,ANGH05B,ANGH05C,ANGH06A,ANGH06B,ANGH06C,
1 ANGH07A,ANGH07B,ANGH07C,ANGH08A,ANGH08B,ANGH08C,
1 ANGH09A,ANGH09B,ANGH09C,ANGH10A,ANGH10B,ANGH10C,
1 ANGH11A,ANGH11B,ANGH11C,ANGH12A,ANGH12B,ANGH12C,
1 ANGH13A,ANGH13B,ANGH13C,ANGH14A,ANGH14B,ANGH14C,
1 ANGH15A,ANGH15B,ANGH15C,ANGH16A,ANGH16B,ANGH16C,
1 ANGH17A,ANGH17B,ANGH17C,ANGH18A,ANGH18B,ANGH18C,
1 ANGH19A,ANGH19B,ANGH19C,ANGH20A,ANGH20B,ANGH20C,
1 ANGH21A,ANGH21B,ANGH21C,ANGH22A,ANGH22B,ANGH22C,
1 ANGH23A,ANGH23B,ANGH23C,ANGH24A,ANGH24B,ANGH24C
400 FORMAT('SRD01A=',F10.4,/
1 'SRD01B=',F10.4,/
1 'SRD01C=',F10.4,/
1 'SRD02A=',F10.4,/
1 'SRD02B=',F10.4,/
1 'SRD02C=',F10.4,/
1 'SRD03A=',F10.4,/
1 'SRD03B=',F10.4,/
1 'SRD03C=',F10.4,/
1 'SRD04A=',F10.4,/
1 'SRD04B=',F10.4,/
1 'SRD04C=',F10.4,/
1 'SRD05A=',F10.4,/
1 'SRD05B=',F10.4,/
1 'SRD05C=',F10.4,/
1 'SRD06A=',F10.4,/
1 'SRD06B=',F10.4,/

```

```

1      'SRD06C=',F10.4,/
1      'SRD07A=',F10.4,/
1      'SRD07B=',F10.4,/
1      'SRD07C=',F10.4,/
1      'SRD08A=',F10.4,/
1      'SRD08B=',F10.4,/
1      'SRD08C=',F10.4,/
1      'SRD09A=',F10.4,/
1      'SRD09B=',F10.4,/
1      'SRD09C=',F10.4,/
1      'SRD10A=',F10.4,/
1      'SRD10B=',F10.4,/
1      'SRD10C=',F10.4,/
1      'SRD11A=',F10.4,/
1      'SRD11B=',F10.4,/
1      'SRD11C=',F10.4,/
1      'SRD12A=',F10.4,/
1      'SRD12B=',F10.4,/
1      'SRD12C=',F10.4,/
1      'SRD13A=',F10.4,/
1      'SRD13B=',F10.4,/
1      'SRD13C=',F10.4,/
1      'SRD14A=',F10.4,/
1      'SRD14B=',F10.4,/
1      'SRD14C=',F10.4,/
1      'SRD15A=',F10.4,/
1      'SRD15B=',F10.4,/
1      'SRD15C=',F10.4,/
1      'SRD16A=',F10.4,/
1      'SRD16B=',F10.4,/
1      'SRD16C=',F10.4,/
1      'SRD17A=',F10.4,/
1      'SRD17B=',F10.4,/
1      'SRD17C=',F10.4,/
1      'SRD18A=',F10.4,/
1      'SRD18B=',F10.4,/
1      'SRD18C=',F10.4,/
1      'SRD19A=',F10.4,/
1      'SRD19B=',F10.4,/
1      'SRD19C=',F10.4,/
1      'SRD20A=',F10.4,/
1      'SRD20B=',F10.4,/
1      'SRD20C=',F10.4,/
1      'SRD21A=',F10.4,/
1      'SRD21B=',F10.4,/
1      'SRD21C=',F10.4,/
1      'SRD22A=',F10.4,/
1      'SRD22B=',F10.4,/
1      'SRD22C=',F10.4,/
1      'SRD23A=',F10.4,/
1      'SRD23B=',F10.4,/
1      'SRD23C=',F10.4,/
1      'SRD24A=',F10.4,/
1      'SRD24B=',F10.4,/
1      'SRD24C=',F10.4)
C      WRITE(97,500) ANGH25A,ANGH25B,ANGH25C,ANGH26A,ANGH26B,ANGH26C,
1      ANGH27A,ANGH27B,ANGH27C,ANGH28A,ANGH28B,ANGH28C,
1      ANGH29A,ANGH29B,ANGH29C,ANGH30A,ANGH30B,ANGH30C,
1      ANGH31A,ANGH31B,ANGH31C,ANGH32A,ANGH32B,ANGH32C,
1      ANGH33A,ANGH33B,ANGH33C
500  FORMAT('SRD25A=',F10.4,/
1      'SRD25B=',F10.4,/
1      'SRD25C=',F10.4,/
1      'SRD26A=',F10.4,/
1      'SRD26B=',F10.4,/
1      'SRD26C=',F10.4,/
1      'SRD27A=',F10.4,/
1      'SRD27B=',F10.4,/
1      'SRD27C=',F10.4,/
1      'SRD28A=',F10.4,/
1      'SRD28B=',F10.4,/
1      'SRD28C=',F10.4,/
1      'SRD29A=',F10.4,/
1      'SRD29B=',F10.4,/
1      'SRD29C=',F10.4,/
1      'SRD30A=',F10.4,/
1      'SRD30B=',F10.4,/
1      'SRD30C=',F10.4,/
1      'SRD31A=',F10.4,/
1      'SRD31B=',F10.4,/
1      'SRD31C=',F10.4,/
1      'SRD32A=',F10.4,/
1      'SRD32B=',F10.4,/
1      'SRD32C=',F10.4,/
1      'SRD33A=',F10.4,/
1      'SRD33B=',F10.4,/
1      'SRD33C=',F10.4)
C

```

```

C
      WRITE (98,600) ANHH01A,ANHH01B,ANHH01C,ANHH02A,ANHH02B,ANHH02C,
1 ANHH03A,ANHH03B,ANHH03C,ANHH04A,ANHH04B,ANHH04C,
1 ANHH05A,ANHH05B,ANHH05C,ANHH06A,ANHH06B,ANHH06C,
1 ANHH07A,ANHH07B,ANHH07C,ANHH08A,ANHH08B,ANHH08C,
1 ANHH09A,ANHH09B,ANHH09C,ANHH10A,ANHH10B,ANHH10C,
1 ANHH11A,ANHH11B,ANHH11C,ANHH12A,ANHH12B,ANHH12C,
1 ANHH13A,ANHH13B,ANHH13C,ANHH14A,ANHH14B,ANHH14C,
1 ANHH15A,ANHH15B,ANHH15C,ANHH16A,ANHH16B,ANHH16C,
1 ANHH17A,ANHH17B,ANHH17C,ANHH18A,ANHH18B,ANHH18C,
1 ANHH19A,ANHH19B,ANHH19C,ANHH20A,ANHH20B,ANHH20C,
1 ANHH21A,ANHH21B,ANHH21C,ANHH22A,ANHH22B,ANHH22C,
1 ANHH23A,ANHH23B,ANHH23C,ANHH24A,ANHH24B,ANHH24C
600  FORMAT('SRC01A=',F10.4,/
1       'SRC01B=',F10.4,/
1       'SRC01C=',F10.4,/
1       'SRC02A=',F10.4,/
1       'SRC02B=',F10.4,/
1       'SRC02C=',F10.4,/
1       'SRC03A=',F10.4,/
1       'SRC03B=',F10.4,/
1       'SRC03C=',F10.4,/
1       'SRC04A=',F10.4,/
1       'SRC04B=',F10.4,/
1       'SRC04C=',F10.4,/
1       'SRC05A=',F10.4,/
1       'SRC05B=',F10.4,/
1       'SRC05C=',F10.4,/
1       'SRC06A=',F10.4,/
1       'SRC06B=',F10.4,/
1       'SRC06C=',F10.4,/
1       'SRC07A=',F10.4,/
1       'SRC07B=',F10.4,/
1       'SRC07C=',F10.4,/
1       'SRC08A=',F10.4,/
1       'SRC08B=',F10.4,/
1       'SRC08C=',F10.4,/
1       'SRC09A=',F10.4,/
1       'SRC09B=',F10.4,/
1       'SRC09C=',F10.4,/
1       'SRC10A=',F10.4,/
1       'SRC10B=',F10.4,/
1       'SRC10C=',F10.4,/
1       'SRC11A=',F10.4,/
1       'SRC11B=',F10.4,/
1       'SRC11C=',F10.4,/
1       'SRC12A=',F10.4,/
1       'SRC12B=',F10.4,/
1       'SRC12C=',F10.4,/
1       'SRC13A=',F10.4,/
1       'SRC13B=',F10.4,/
1       'SRC13C=',F10.4,/
1       'SRC14A=',F10.4,/
1       'SRC14B=',F10.4,/
1       'SRC14C=',F10.4,/
1       'SRC15A=',F10.4,/
1       'SRC15B=',F10.4,/
1       'SRC15C=',F10.4,/
1       'SRC16A=',F10.4,/
1       'SRC16B=',F10.4,/
1       'SRC16C=',F10.4,/
1       'SRC17A=',F10.4,/
1       'SRC17B=',F10.4,/
1       'SRC17C=',F10.4,/
1       'SRC18A=',F10.4,/
1       'SRC18B=',F10.4,/
1       'SRC18C=',F10.4,/
1       'SRC19A=',F10.4,/
1       'SRC19B=',F10.4,/
1       'SRC19C=',F10.4,/
1       'SRC20A=',F10.4,/
1       'SRC20B=',F10.4,/
1       'SRC20C=',F10.4,/
1       'SRC21A=',F10.4,/
1       'SRC21B=',F10.4,/
1       'SRC21C=',F10.4,/
1       'SRC22A=',F10.4,/
1       'SRC22B=',F10.4,/
1       'SRC22C=',F10.4,/
1       'SRC23A=',F10.4,/
1       'SRC23B=',F10.4,/
1       'SRC23C=',F10.4,/
1       'SRC24A=',F10.4,/
1       'SRC24B=',F10.4,/
1       'SRC24C=',F10.4)

```

```

C
      WRITE (99,700) ANHH25A,ANHH25B,ANHH25C,ANHH26A,ANHH26B,ANHH26C,
1 ANHH27A,ANHH27B,ANHH27C,ANHH28A,ANHH28B,ANHH28C,
1 ANHH29A,ANHH29B,ANHH29C,ANHH30A,ANHH30B,ANHH30C,

```

```

1 ANHH31A,ANHH31B,ANHH31C,ANHH32A,ANHH32B,ANHH32C,
1 ANHH33A,ANHH33B,ANHH33C
700  FORMAT('SRC25A=',F10.4,/
1      'SRC25B=',F10.4,/
1      'SRC25C=',F10.4,/
1      'SRC26A=',F10.4,/
1      'SRC26B=',F10.4,/
1      'SRC26C=',F10.4,/
1      'SRC27A=',F10.4,/
1      'SRC27B=',F10.4,/
1      'SRC27C=',F10.4,/
1      'SRC28A=',F10.4,/
1      'SRC28B=',F10.4,/
1      'SRC28C=',F10.4,/
1      'SRC29A=',F10.4,/
1      'SRC29B=',F10.4,/
1      'SRC29C=',F10.4,/
1      'SRC30A=',F10.4,/
1      'SRC30B=',F10.4,/
1      'SRC30C=',F10.4,/
1      'SRC31A=',F10.4,/
1      'SRC31B=',F10.4,/
1      'SRC31C=',F10.4,/
1      'SRC32A=',F10.4,/
1      'SRC32B=',F10.4,/
1      'SRC32C=',F10.4,/
1      'SRC33A=',F10.4,/
1      'SRC33B=',F10.4,/
1      'SRC33C=',F10.4)
C
      WRITE(90,710)
1 AM01GAH,A01GAH,
1 AM01GAD,A01GAD,A01GBD,A01GCD,
1 AM01GAI,A01GAI,A01GBI,A01GCI,
1 AM02GAH,A02GAH,
1 AM02GAD,A02GAD,A02GBD,A02GCD,
1 AM02GAI,A02GAI,A02GBI,A02GCI,
1 AM03GAH,A03GAH,
1 AM03GAD,A03GAD,A03GBD,A03GCD,
1 AM03GAI,A03GAI,A03GBI,A03GCI,
1 AM04GAH,A04GAH,
1 AM04GAD,A04GAD,A04GBD,A04GCD,
1 AM04GAI,A04GAI,A04GBI,A04GCI,
1 AM05GAH,A05GAH,
1 AM05GAD,A05GAD,A05GBD,A05GCD,
1 AM05GAI,A05GAI,A05GBI,A05GCI
710  FORMAT('AM01GAH=',F10.6,/
1      'A01GAH=',F10.6,/
1      'AM01GAD=',F10.6,/
1      'A01GAD=',F10.6,/
1      'A01GBD=',F10.6,/
1      'A01GCD=',F10.6,/
1      'AM01GAI=',F10.6,/
1      'A01GAI=',F10.6,/
1      'A01GBI=',F10.6,/
1      'A01GCI=',F10.6,/
C
      'AM02GAH=',F10.6,/
1      'A02GAH=',F10.6,/
1      'AM02GAD=',F10.6,/
1      'A02GAD=',F10.6,/
1      'A02GBD=',F10.6,/
1      'A02GCD=',F10.6,/
1      'AM02GAI=',F10.6,/
1      'A02GAI=',F10.6,/
1      'A02GBI=',F10.6,/
1      'A02GCI=',F10.6,/
C
      'AM03GAH=',F10.6,/
1      'A03GAH=',F10.6,/
1      'AM03GAD=',F10.6,/
1      'A03GAD=',F10.6,/
1      'A03GBD=',F10.6,/
1      'A03GCD=',F10.6,/
1      'AM03GAI=',F10.6,/
1      'A03GAI=',F10.6,/
1      'A03GBI=',F10.6,/
1      'A03GCI=',F10.6,/
C
      'AM04GAH=',F10.6,/
1      'A04GAH=',F10.6,/
1      'AM04GAD=',F10.6,/
1      'A04GAD=',F10.6,/
1      'A04GBD=',F10.6,/
1      'A04GCD=',F10.6,/
1      'AM04GAI=',F10.6,/
1      'A04GAI=',F10.6,/
1      'A04GBI=',F10.6,/
1      'A04GCI=',F10.6,/

```

```

C
      1     'AM05GAH=',F10.6,/
      1     'A05GAH=',F10.6,/
      1     'AM05GAD=',F10.6,/
      1     'A05GAD=',F10.6,/
      1     'A05GBD=',F10.6,/
      1     'A05GCD=',F10.6,/
      1     'AM05GAI=',F10.6,/
      1     'A05GAI=',F10.6,/
      1     'A05GBI=',F10.6,/
      1     'A05GCI=',F10.6)
C
      WRITE(89,720)
      1 AM01DAH,A01DAH,
      1 AM01DAD,A01DAD,A01DBD,A01DCD,
      1 AM01DAI,A01DAI,A01DBI,A01DCI,
      1 AM02DAH,A02DAH,
      1 AM02DAD,A02DAD,A02DBD,A02DCD,
      1 AM02DAI,A02DAI,A02DBI,A02DCI,
      1 AM03DAH,A03DAH,
      1 AM03DAD,A03DAD,A03DBD,A03DCD,
      1 AM03DAI,A03DAI,A03DBI,A03DCI,
      1 AM04DAH,A04DAH,
      1 AM04DAD,A04DAD,A04DBD,A04DCD,
      1 AM04DAI,A04DAI,A04DBI,A04DCI,
      1 AM05DAH,A05DAH,
      1 AM05DAD,A05DAD,A05DBD,A05DCD,
      1 AM05DAI,A05DAI,A05DBI,A05DCI
720  FORMAT('AM01DAH=',F10.6,/
      1     'A01DAH=',F10.6,/
      1     'AM01DAD=',F10.6,/
      1     'A01DAD=',F10.6,/
      1     'A01DBD=',F10.6,/
      1     'A01DCD=',F10.6,/
      1     'AM01DAI=',F10.6,/
      1     'A01DAI=',F10.6,/
      1     'A01DBI=',F10.6,/
      1     'A01DCI=',F10.6,/
C
      1     'AM02DAH=',F10.6,/
      1     'A02DAH=',F10.6,/
      1     'AM02DAD=',F10.6,/
      1     'A02DAD=',F10.6,/
      1     'A02DBD=',F10.6,/
      1     'A02DCD=',F10.6,/
      1     'AM02DAI=',F10.6,/
      1     'A02DAI=',F10.6,/
      1     'A02DBI=',F10.6,/
      1     'A02DCI=',F10.6,/
C
      1     'AM03DAH=',F10.6,/
      1     'A03DAH=',F10.6,/
      1     'AM03DAD=',F10.6,/
      1     'A03DAD=',F10.6,/
      1     'A03DBD=',F10.6,/
      1     'A03DCD=',F10.6,/
      1     'AM03DAI=',F10.6,/
      1     'A03DAI=',F10.6,/
      1     'A03DBI=',F10.6,/
      1     'A03DCI=',F10.6,/
C
      1     'AM04DAH=',F10.6,/
      1     'A04DAH=',F10.6,/
      1     'AM04DAD=',F10.6,/
      1     'A04DAD=',F10.6,/
      1     'A04DBD=',F10.6,/
      1     'A04DCD=',F10.6,/
      1     'AM04DAI=',F10.6,/
      1     'A04DAI=',F10.6,/
      1     'A04DBI=',F10.6,/
      1     'A04DCI=',F10.6,/
C
      1     'AM05DAH=',F10.6,/
      1     'A05DAH=',F10.6,/
      1     'AM05DAD=',F10.6,/
      1     'A05DAD=',F10.6,/
      1     'A05DBD=',F10.6,/
      1     'A05DCD=',F10.6,/
      1     'AM05DAI=',F10.6,/
      1     'A05DAI=',F10.6,/
      1     'A05DBI=',F10.6,/
      1     'A05DCI=',F10.6)
C
      WRITE(88,730)
      1 AM06GAH,A06GAH,
      1 AM06GAD,A06GAD,A06GBD,A06GCD,
      1 AM06GAI,A06GAI,A06GBI,A06GCI,
      1 AM07GAH,A07GAH,
      1 AM07GAD,A07GAD,A07GBD,A07GCD,

```

```

1 AM07GAI,A07GAI,A07GBI,A07GCI,
1 AM08GAH,A08GAH,
1 AM08GAD,A08GAD,A08GBD,A08GCD,
1 AM08GAI,A08GAI,A08GBI,A08GCI,
1 AM09GAH,A09GAH,
1 AM09GAD,A09GAD,A09GBD,A09GCD,
1 AM09GAI,A09GAI,A09GBI,A09GCI,
1 AM10GAH,A10GAH,
1 AM10GAD,A10GAD,A10GBD,A10GCD,
1 AM10GAI,A10GAI,A10GBI,A10GCI
730 FORMAT('AM06GAH=',F10.6,/
1 'A06GAH=',F10.6,/
1 'AM06GAD=',F10.6,/
1 'A06GAD=',F10.6,/
1 'A06GBD=',F10.6,/
1 'A06GCD=',F10.6,/
1 'AM06GAI=',F10.6,/
1 'A06GAI=',F10.6,/
1 'A06GBI=',F10.6,/
1 'A06GCI=',F10.6,/
C 1 'AM07GAH=',F10.6,/
1 'A07GAH=',F10.6,/
1 'AM07GAD=',F10.6,/
1 'A07GAD=',F10.6,/
1 'A07GBD=',F10.6,/
1 'A07GCD=',F10.6,/
1 'AM07GAI=',F10.6,/
1 'A07GAI=',F10.6,/
1 'A07GBI=',F10.6,/
1 'A07GCI=',F10.6,/
C 1 'AM08GAH=',F10.6,/
1 'A08GAH=',F10.6,/
1 'AM08GAD=',F10.6,/
1 'A08GAD=',F10.6,/
1 'A08GBD=',F10.6,/
1 'A08GCD=',F10.6,/
1 'AM08GAI=',F10.6,/
1 'A08GAI=',F10.6,/
1 'A08GBI=',F10.6,/
1 'A08GCI=',F10.6,/
C 1 'AM09GAH=',F10.6,/
1 'A09GAH=',F10.6,/
1 'AM09GAD=',F10.6,/
1 'A09GAD=',F10.6,/
1 'A09GBD=',F10.6,/
1 'A09GCD=',F10.6,/
1 'AM09GAI=',F10.6,/
1 'A09GAI=',F10.6,/
1 'A09GBI=',F10.6,/
1 'A09GCI=',F10.6,/
C 1 'AM10GAH=',F10.6,/
1 'A10GAH=',F10.6,/
1 'AM10GAD=',F10.6,/
1 'A10GAD=',F10.6,/
1 'A10GBD=',F10.6,/
1 'A10GCD=',F10.6,/
1 'AM10GAI=',F10.6,/
1 'A10GAI=',F10.6,/
1 'A10GBI=',F10.6,/
1 'A10GCI=',F10.6)
C 1 WRITE(87,740)
1 AM06DAH,A06DAH,
1 AM06DAD,A06DAD,A06DBD,A06DCD,
1 AM06DAI,A06DAI,A06DBI,A06DCI,
1 AM07DAH,A07DAH,
1 AM07DAD,A07DAD,A07DBD,A07DCD,
1 AM07DAI,A07DAI,A07DBI,A07DCI,
1 AM08DAH,A08DAH,
1 AM08DAD,A08DAD,A08DBD,A08DCD,
1 AM08DAI,A08DAI,A08DBI,A08DCI,
1 AM09DAH,A09DAH,
1 AM09DAD,A09DAD,A09DBD,A09DCD,
1 AM09DAI,A09DAI,A09DBI,A09DCI,
1 AM10DAH,A10DAH,
1 AM10DAD,A10DAD,A10DBD,A10DCD,
1 AM10DAI,A10DAI,A10DBI,A10DCI
740 FORMAT('AM06DAH=',F10.6,/
1 'A06DAH=',F10.6,/
1 'AM06DAD=',F10.6,/
1 'A06DAD=',F10.6,/
1 'A06DBD=',F10.6,/
1 'A06DCD=',F10.6,/
1 'AM06DAI=',F10.6,/
1 'A06DAI=',F10.6,/
1 'A06DBI=',F10.6,/
1 'A06DCI=',F10.6,/
1 'AM07DAH,A07DAH,'

```

```

1      'A06DBI=',F10.6,/
1      'A06DCI=',F10.6,/
C
1      'AM07DAH=',F10.6,/
1      'A07DAH=',F10.6,/
1      'AM07DAD=',F10.6,/
1      'A07DAD=',F10.6,/
1      'A07DBD=',F10.6,/
1      'A07DCD=',F10.6,/
1      'AM07DAI=',F10.6,/
1      'A07DAI=',F10.6,/
1      'A07DBI=',F10.6,/
1      'A07DCI=',F10.6,/
C
1      'AM08DAH=',F10.6,/
1      'A08DAH=',F10.6,/
1      'AM08DAD=',F10.6,/
1      'A08DAD=',F10.6,/
1      'A08DBD=',F10.6,/
1      'A08DCD=',F10.6,/
1      'AM08DAI=',F10.6,/
1      'A08DAI=',F10.6,/
1      'A08DBI=',F10.6,/
1      'A08DCI=',F10.6,/
C
1      'AM09DAH=',F10.6,/
1      'A09DAH=',F10.6,/
1      'AM09DAD=',F10.6,/
1      'A09DAD=',F10.6,/
1      'A09DBD=',F10.6,/
1      'A09DCD=',F10.6,/
1      'AM09DAI=',F10.6,/
1      'A09DAI=',F10.6,/
1      'A09DBI=',F10.6,/
1      'A09DCI=',F10.6,/
C
1      'AM10DAH=',F10.6,/
1      'A10DAH=',F10.6,/
1      'AM10DAD=',F10.6,/
1      'A10DAD=',F10.6,/
1      'A10DBD=',F10.6,/
1      'A10DCD=',F10.6,/
1      'AM10DAI=',F10.6,/
1      'A10DAI=',F10.6,/
1      'A10DBI=',F10.6,/
1      'A10DCI=',F10.6)
C
1      WRITE(86,750) AM11GAH,A11GAD,
1      AM11GAI,A11GAI,A11GBI,A11GCI,
1      AM12GAH,A12GAH,
1      AM12GAD,A12GAD,A12GBD,A12GCD,
1      AM12GAI,A12GAI,A12GBI,A12GCI,
1      AM13GAH,A13GAH,
1      AM13GAD,A13GAD,A13GBD,A13GCD,
1      AM13GAI,A13GAI,A13GBI,A13GCI,
1      AM14GAH,A14GAH,
1      AM14GAD,A14GAD,A14GBD,A14GCD,
1      AM14GAI,A14GAI,A14GBI,A14GCI,
1      AM15GAH,A15GAH,
1      AM15GAD,A15GAD,A15GBD,A15GCD,
1      AM15GAI,A15GAI,A15GBI,A15GCI
750  FORMAT('AM11GAH=',F10.6,/
1      'A11GAD=',F10.1,/
1      'AM11GAI=',F10.6,/
1      'A11GAI=',F10.1,/
1      'A11GBI=',F10.1,/
1      'A11GCI=',F10.1,/
C
1      'AM12GAH=',F10.6,/
1      'A12GAH=',F10.1,/
1      'AM12GAD=',F10.6,/
1      'A12GAD=',F10.1,/
1      'A12GBD=',F10.1,/
1      'A12GCD=',F10.1,/
1      'AM12GAI=',F10.6,/
1      'A12GAI=',F10.1,/
1      'A12GBI=',F10.1,/
1      'A12GCI=',F10.1,/
C
1      'AM13GAH=',F10.6,/
1      'A13GAH=',F10.1,/
1      'AM13GAD=',F10.6,/
1      'A13GAD=',F10.1,/
1      'A13GBD=',F10.1,/

```

```

1      'A13GCD= ',F10.1,/
1      'AM13GAI= ',F10.6,/
1      'A13GAI= ',F10.1,/
1      'A13GBI= ',F10.1,/
1      'A13GCI= ',F10.1,/
C
1      'AM14GAH= ',F10.6,/
1      'A14GAH= ',F10.1,/
1      'AM14GAD= ',F10.6,/
1      'A14GAD= ',F10.1,/
1      'A14GBD= ',F10.1,/
1      'A14GCD= ',F10.1,/
1      'AM14GAI= ',F10.6,/
1      'A14GAI= ',F10.1,/
1      'A14GBI= ',F10.1,/
1      'A14GCI= ',F10.1,/
C
1      'AM15GAH= ',F10.6,/
1      'A15GAH= ',F10.1,/
1      'AM15GAD= ',F10.6,/
1      'A15GAD= ',F10.1,/
1      'A15GBD= ',F10.1,/
1      'A15GCD= ',F10.1,/
1      'AM15GAI= ',F10.6,/
1      'A15GAI= ',F10.1,/
1      'A15GBI= ',F10.1,/
1      'A15GCI= ',F10.1,/
C
1      WRITE(85,760) AM11DAH,A11DAH,
1      AM11DAD,A11DAD,A11DBD,A11DCD,
1      AM11DAI,A11DAI,A11DBI,A11DCI,
1      AM12DAH,A12DAH,
1      AM12DAD,A12DAD,A12DBD,A12DCD,
1      AM12DAI,A12DAI,A12DBI,A12DCI,
1      AM13DAH,A13DAH,
1      AM13DAD,A13DAD,A13DBD,A13DCD,
1      AM13DAI,A13DAI,A13DBI,A13DCI,
1      AM14DAH,A14DAH,
1      AM14DAD,A14DAD,A14DBD,A14DCD,
1      AM14DAI,A14DAI,A14DBI,A14DCI,
1      AM15DAH,A15DAH,
1      AM15DAD,A15DAD,A15DBD,A15DCD,
1      AM15DAI,A15DAI,A15DBI,A15DCI
760    FORMAT('AM11DAH= ',F10.6,/
1      'A11DAH= ',F10.1,/
1      'AM11DAD= ',F10.6,/
1      'A11DAD= ',F10.1,/
1      'A11DBD= ',F10.1,/
1      'A11DCD= ',F10.1,/
1      'AM11DAI= ',F10.6,/
1      'A11DAI= ',F10.1,/
1      'A11DBI= ',F10.1,/
1      'A11DCI= ',F10.1,/
C
1      'AM12DAH= ',F10.6,/
1      'A12DAH= ',F10.1,/
1      'AM12DAD= ',F10.6,/
1      'A12DAD= ',F10.1,/
1      'A12DBD= ',F10.1,/
1      'A12DCD= ',F10.1,/
1      'AM12DAI= ',F10.6,/
1      'A12DAI= ',F10.1,/
1      'A12DBI= ',F10.1,/
1      'A12DCI= ',F10.1,/
C
1      'AM13DAH= ',F10.6,/
1      'A13DAH= ',F10.1,/
1      'AM13DAD= ',F10.6,/
1      'A13DAD= ',F10.1,/
1      'A13DBD= ',F10.1,/
1      'A13DCD= ',F10.1,/
1      'AM13DAI= ',F10.6,/
1      'A13DAI= ',F10.1,/
1      'A13DBI= ',F10.1,/
1      'A13DCI= ',F10.1,/
C
1      'AM14DAH= ',F10.6,/
1      'A14DAH= ',F10.1,/
1      'AM14DAD= ',F10.6,/
1      'A14DAD= ',F10.1,/
1      'A14DBD= ',F10.1,/
1      'A14DCD= ',F10.1,/
1      'AM14DAI= ',F10.6,/
1      'A14DAI= ',F10.1,/
1      'A14DBI= ',F10.1,/
1      'A14DCI= ',F10.1,/
C
1      'AM15DAH= ',F10.6,/
1      'A15DAH= ',F10.1,/

```

```

1      'AM15DAD= ',F10.6,/
1      'A15DAD= ',F10.1,/
1      'A15DBD= ',F10.1,/
1      'A15DCD= ',F10.1,/
1      'AM15DAI= ',F10.6,/
1      'A15DAI= ',F10.1,/
1      'A15DBI= ',F10.1,/
1      'A15DCI= ',F10.1)
C      WRITE(84,770)
1 AM16GAH,A16GAH,
1 AM16GAD,A16GAD,A16GBD,A16GCD,
1 AM16GAI,A16GAI,A16GBI,A16GCI,
1 AM17GAH,A17GAH,
1 AM17GAD,A17GAD,A17GBD,A17GCD,
1 AM17GAI,A17GAI,A17GBI,A17GCI,
1 AM18GAH,A18GAH,
1 AM18GAD,A18GAD,A18GBD,A18GCD,
1 AM18GAI,A18GAI,A18GBI,A18GCI,
1 AM19GAH,A19GAH,
1 AM19GAD,A19GAD,A19GBD,A19GCD,
1 AM19GAI,A19GAI,A19GBI,A19GCI,
1 AM20GAH,A20GAH,
1 AM20GAD,A20GAD,A20GBD,A20GCD,
1 AM20GAI,A20GAI,A20GBI,A20GCI
770  FORMAT('AM16GAH= ',F10.6,/
1      'A16GAH= ',F10.1,/
1      'AM16GAD= ',F10.6,/
1      'A16GAD= ',F10.1,/
1      'A16GBD= ',F10.1,/
1      'A16GCD= ',F10.1,/
1      'AM16GAI= ',F10.6,/
1      'A16GAI= ',F10.1,/
1      'A16GBI= ',F10.1,/
1      'A16GCI= ',F10.1,/
C      'AM17GAH= ',F10.6,/
1      'A17GAH= ',F10.1,/
1      'AM17GAD= ',F10.6,/
1      'A17GAD= ',F10.1,/
1      'A17GBD= ',F10.1,/
1      'A17GCD= ',F10.1,/
1      'AM17GAI= ',F10.6,/
1      'A17GAI= ',F10.1,/
1      'A17GBI= ',F10.1,/
1      'A17GCI= ',F10.1,/
C      'AM18GAH= ',F10.6,/
1      'A18GAH= ',F10.1,/
1      'AM18GAD= ',F10.6,/
1      'A18GAD= ',F10.1,/
1      'A18GBD= ',F10.1,/
1      'A18GCD= ',F10.1,/
1      'AM18GAI= ',F10.6,/
1      'A18GAI= ',F10.1,/
1      'A18GBI= ',F10.1,/
1      'A18GCI= ',F10.1,/
C      'AM19GAH= ',F10.6,/
1      'A19GAH= ',F10.1,/
1      'AM19GAD= ',F10.6,/
1      'A19GAD= ',F10.1,/
1      'A19GBD= ',F10.1,/
1      'A19GCD= ',F10.1,/
1      'AM19GAI= ',F10.6,/
1      'A19GAI= ',F10.1,/
1      'A19GBI= ',F10.1,/
1      'A19GCI= ',F10.1,/
C      'AM20GAH= ',F10.6,/
1      'A20GAH= ',F10.1,/
1      'AM20GAD= ',F10.6,/
1      'A20GAD= ',F10.1,/
1      'A20GBD= ',F10.1,/
1      'A20GCD= ',F10.1,/
1      'AM20GAI= ',F10.6,/
1      'A20GAI= ',F10.1,/
1      'A20GBI= ',F10.1,/
1      'A20GCI= ',F10.1)
C      WRITE(83,780) AM16DAH,A16DAH,
1 AM16DAD,A16DAD,A16DBD,A16DCD,
1 AM16DAI,A16DAI,A16DBI,A16DCI,
1 AM17DAH,A17DAH,
1 AM17DAD,A17DAD,A17DBD,A17DCD,
1 AM17DAI,A17DAI,A17DBI,A17DCI,
1 AM18DAH,A18DAH,
1 AM18DAD,A18DAD,A18DBD,A18DCD,
1 AM18DAI,A18DAI,A18DBI,A18DCI,

```

```

1 AM19DAH,A19DAH,
1 AM19DAD,A19DAD,A19DBD,A19DCD,
1 AM19DAI,A19DAI,A19DBI,A19DCI,
1 AM20DAH,A20DAH,
1 AM20DAD,A20DAD,A20DBD,A20DCD,
1 AM20DAI,A20DAI,A20DBI,A20DCI
780  FORMAT('AM16DAH=',F10.6,/
1      'A16DAH= ',F10.1,/
1      'AM16DAD= ',F10.6,/
1      'A16DAD= ',F10.1,/
1      'A16DBD= ',F10.1,/
1      'A16DCD= ',F10.1,/
1      'AM16DAI= ',F10.6,/
1      'A16DAI= ',F10.1,/
1      'A16DBI= ',F10.1,/
1      'A16DCI= ',F10.1,/
C
1      'AM17DAH=',F10.6,/
1      'A17DAH= ',F10.1,/
1      'AM17DAD=',F10.6,/
1      'A17DAD= ',F10.1,/
1      'A17DBD= ',F10.1,/
1      'A17DCD= ',F10.1,/
1      'AM17DAI= ',F10.6,/
1      'A17DAI= ',F10.1,/
1      'A17DBI= ',F10.1,/
1      'A17DCI= ',F10.1,/
C
1      'AM18DAH=',F10.6,/
1      'A18DAH= ',F10.1,/
1      'AM18DAD=',F10.6,/
1      'A18DAD= ',F10.1,/
1      'A18DBD= ',F10.1,/
1      'A18DCD= ',F10.1,/
1      'AM18DAI= ',F10.6,/
1      'A18DAI= ',F10.1,/
1      'A18DBI= ',F10.1,/
1      'A18DCI= ',F10.1,/
C
1      'AM19DAH=',F10.6,/
1      'A19DAH= ',F10.1,/
1      'AM19DAD=',F10.6,/
1      'A19DAD= ',F10.1,/
1      'A19DBD= ',F10.1,/
1      'A19DCD= ',F10.1,/
1      'AM19DAI= ',F10.6,/
1      'A19DAI= ',F10.1,/
1      'A19DBI= ',F10.1,/
1      'A19DCI= ',F10.1,/
C
1      'AM20DAH=',F10.6,/
1      'A20DAH= ',F10.1,/
1      'AM20DAD=',F10.6,/
1      'A20DAD= ',F10.1,/
1      'A20DBD= ',F10.1,/
1      'A20DCD= ',F10.1,/
1      'AM20DAI= ',F10.6,/
1      'A20DAI= ',F10.1,/
1      'A20DBI= ',F10.1,/
1      'A20DCI= ',F10.1)
C
CLOSE(83)
CLOSE(84)
CLOSE(85)
CLOSE(86)
CLOSE(87)
CLOSE(88)
CLOSE(89)
CLOSE(90)
CLOSE(91)
CLOSE(92)
CLOSE(93)
CLOSE(94)
CLOSE(95)
CLOSE(96)
CLOSE(97)
CLOSE(98)
CLOSE(99)
CALL SYSTEM('TPBIG BASE5. > NUL')
WRITE(FILE,100)I
FORMAT('LUIS.',I3.3)
CALL SYSTEM('COPY BASE5.PL4 //FILE')
ENDDO
STOP
END
FUNCTION GASDEV(IDUM)
INTEGER IDUM
REAL GASDEV
INTEGER ISET

```

```

REAL FAC,GSET,RSQ,V1,V2,RAND
SAVE ISET,GSET
DATA ISET/0/
IF (IDUM.LT.0) ISET=0
IF (ISET.EQ.0) THEN
  V1=2.*RAND(IDUM)-1.
  V2=2.*RAND(IDUM)-1.
  RSQ=V1**2+V2**2
  IF(RSQ.GE.1..OR.RSQ.EQ.0.)GOTO 1
  FAC=SORT(-2.*LOG(RSQ)/RSQ)
  GSET=V1*FAC
  GASDEV=V2*FAC
  ISET=1
ELSE
  GASDEV=GSET
  ISET=0
ENDIF
RETURN
END

C
C
C-----CHANGEMENT DE RAPPORT SI PHASE EST CONSTANTE - DEPENDIENTE
C-----+1% AU -1%DU RAPPORT AVEC PHASE ADITIONNEL = NULE
C
FUNCTION RELATI(ID)
INTEGER ID
REAL RELATI
REAL RAND,V
RELATI=1.0
V=ABS(0.5*RAND(ID))+0.4
WRITE(1,222)V
222 FORMAT('VREL=',F10.4)
  IF (V.GE.4.E-1) THEN
    IF (V.GE.8.E-1) THEN
      RELATI=1.05*RELATI
    ENDIF
    IF (V.GE.7.E-1.AND.V.LT.8.E-1) THEN
      RELATI=1.01*RELATI
    ENDIF
    IF (V.GE.6.E-1.AND.V.LT.7.E-1) THEN
      RELATI=1.005*RELATI
    ENDIF
    IF (V.GE.5.E-1.AND.V.LT.6.E-1) THEN
      RELATI=0.995*RELATI
    ENDIF
    IF (V.GE.4.E-1.AND.V.LT.5.E-1) THEN
      RELATI=0.99*RELATI
    ENDIF
  ELSE
    ENDIF
  RETURN
END

C
C-----CHANGEMENT DE PHASE SI RAPPORT EST CONSTANTE - DEPENDIENTE
C-----+5 AU -5 DEGREES AVEC RAPPORT NOMINALE
C
FUNCTION PHASES(IM)
INTEGER IM
REAL PHASES
REAL RAND,V
PHASES=0.0
V=ABS(0.4*RAND(IM))
WRITE(2,223)V
223 FORMAT('VPHA=',F10.4)
  IF (V.LT.4.E-1) THEN
    IF (V.GE.3.E-1) THEN
      PHASES=PHASES+5.0
    ENDIF
    IF (V.GE.2.E-1.AND.V.LT.3.E-1) THEN
      PHASES=PHASES+2.5
    ENDIF
    IF (V.GE.1.E-1.AND.V.LT.2.E-1) THEN
      PHASES=PHASES-2.5
    ENDIF
    IF (V.GE.0.E-10.AND.V.LT.1.E-1) THEN
      PHASES=PHASES-5.0
    ENDIF
  ELSE
    ENDIF
  RETURN
END

```

5. FICHIER ATP/EMTP POUR LE BALAYAGE DE FREQUENCE

```

C
C   FILE:FSBASE.dat
C   DESCRIPTION:LES AMPLITUDE DES HARMONIQUE D'ACCORD AUX EQUATIONS DE BOX-MULLER
C   RESEAU: LIGNE DE 10KM , CHARGE DE 600x400W
C   DATE:1 JUILLET 2004
C   AUTOUR:LUIS DANIEL BELLOMO
BEGIN NEW DATA CASE
C
FREQUENCY SCAN      60.0      10.0    3500.
      5.0E-6 -1.0 60.0
C <Iout><Ipolt><Idoubl><Kssout><Maxout><Ipun--><Memsav><Icat--><Nererg><Iprsup>
      1000      1      0      0      0      0      0      1      0      0
C
$PARAMETER
$INCLUDE, INSERT1.TXT
$INCLUDE, INSERT2.TXT
$INCLUDE, INSERT3.TXT
$INCLUDE, INSERT4.TXT
$INCLUDE, INSERT5.TXT

BLANK PARAMETER
C
C
C   ****
C   Source bus 13.2 kV   S3P=95 MVA - S1F=57MVA
C   ****
C -----
51SRCA  BSMA        .05500    VALIN1
52SRCB  BSMB        .01800    VALIN2
53SRCC  BSMC
C
C   ****
C   BSA to BSMA is a measuring switch
C   13.2 kV cable equivalent to plant bus 10.0 km
C -----
-1BSMA  EETTA        0.38 0.410  0.30VALIN3
-2BSMB  EETTB        0.38 0.410  0.30VALIN3
-3BSMC  EETTC
C
C   to the load
C -----
BSMA  LODA        0.001
BSMB  LODB        0.001
BSMC  LODC        0.001
C
C   next the load   60 ohm = APROX 3,3MW
C -----
C LODA          60.0
C LODB          60.0
C LODC          60.0
C
C
C   ****
C   load 13.2KV, 3000 kW, 0.90 p.f.
C   ****
C   Frequency dependent load (C.I.G.R.E. #3 model) on bus LOAD

```

```

C
<LOAD> CIGRE A,B,C          0.073        2.0        0.74

C      1       2       3       4       5       6       7       8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
    LODA <LOAD>           8070.0     800000.   387000.   1
    LODB <LOAD>           8070.0     800000.   387000.   1
    LODC <LOAD>           8070.0     800000.   387000.   1

C
C      100 m cable to transformers
C -----
-1EETTA HVBUS A           1.280 0.152 0.408 .10
-2EETTB HVBUS B           0.164.09877 0.408 .10
-3EETTC HVBUS C

C
C
C      100 m cable to transformers
C -----
-1TVBUSACON_A             1.280 0.152 0.408 .10
-2TVBUSCON_B              0.164.09877 0.408 .10
-3TVBUSCCON_C

C
C
C      100 m cable to transformers
C -----
-1LVBUSACONVA             1.280 0.152 0.408 .10
-2LVBUSCONVB               0.164.09877 0.408 .10
-3LVBUSCCONVC

C
C
C ****
C Harmonic filters
C ****
C      100 m cable to 5th harmonic filter
C
C      r0/km x0/km c0/km dist
C -----
-1EETTA FILT5A             1.280 0.152 0.408 0.1
-2EETTB FILT5B               0.164 .0987 0.408 0.1
-3EETTC FILT5C

C      5th harmonic filter intentinally detuned
C FILT5A                     11.62 139.4 0.761
C FILT5B                     11.62 139.4 0.761
C FILT5C                     11.62 139.4 0.761

C      cable to 7th filter
C -----
-1EETTA FILT7A             1.280 0.152 0.408 0.1
-2EETTB FILT7B               0.164 .0987 0.408 0.1
-3EETTC FILT7C

C      7th harmonic filter
C FILT7A                     16.59 142.2 0.380
C FILT7B                     16.59 142.2 0.380
C FILT7C                     16.59 142.2 0.380

C
C
C TRAFO 300KVA YYD 13.8/.23/.23kV
C -----
C
C PRIMARY RATED POWER      0.3000 MVA
C SECONDARY RATED POWER    0.1500 MVA

```

```

C TERTIARY RATED POWER          0.1500 MVA
C PRIMARY VOLTAGE             13.8000 KV
C SECONDARY VOLTAGE           0.2300 KV
C TERTIARY VOLTAGE            0.2300 KV
C FREQUENCY                   60.0000 HZ
C NO LOAD LOSSES              0.7564 KW
C SC LOSSES [1-2]              2.8299 KW
C SC LOSSES [2-3]              2.8299 KW
C SC LOSSES [1-3]              2.8299 KW
C SC IMPEDANCE [1-2]            6.0000 %
C SC IMPEDANCE [2-3]            2.0000 %
C SC IMPEDANCE [1-3]            6.0000 %
C CONNECTION Y Y D
C
$PARAMETER
C
C R60= 2.9941 ohm - X60 = 50.7

RTRNSF = 2.9941 * (1.0 + 0.2 * (KNT -1.0 )** 1.5)
XTRNSF = 50.749 * KNT**(-0.03)
BLANK
C
C      1      2      3      4      5      6
C 345678901234567890123456789012345678901234567890
$UNITS,     60.0000,     0.0000
C TRANSFORMER                 111111222222AAAAAA333333
    TRANSFORMER                5.0   40. HVBUTA
C 111111111111112222222222222222
         9999
C
C AAAAAABBBBBB                 111111222222333333
1HVBUSA                      RTRNSFXTRNSF7.9674
2LVBUSA                      .00083-.0036VALIN4
3TVBUSBATVUSB                 .01747.01797VALIN5
C
C
TRANSFORMER HVBUTA           HVBUTB
1HVBUSB
2LVBUSB
3TVBUSBATVBUSC
C
C AAAAAABBBBBB                 111111222222333333
    TRANSFORMER HVBUTA           HVBUTC
1HVEUSC
2LVEUSC
3TVBUSCTVBUSA
C
C RESISTENCES TO GROUND FOR THE TRIANGLE
    TVBUSA                     1.0E4
    TVBUSB                     1.0E4
    TVBUSC                     1.0E4
C -----
$UNITS,     -1.0000,     -1.0000
C
C
BLANK end of BRANCH data -----
C
C SWITCHES
C _____^____^_____^_____^_____

```

```

BLANK end of SWITCH data
POLAR OUTPUT VARIABLES
C all frequencies in Hz

C      amplitude   Hz or h      angle
C ---_-- -----
14SRCA      1.0E-6       60.       0.          -1.0
14SRCB      1.0E-6       60.      240.          -1.0
14SRCC      1.0E-6       60.      120.          -1.0
C
C      assume 3% negative sequence voltage at source
C 14SRCA      245.00     120.       10.
C 14SRCB      245.00     120.      130.
C 14SRCC      245.00     120.      250.
C
C      harmonic sources           angle
C      at converter
C SUBHARMONICAS
C
C INTERHARMONICAS
C
C RESIDUAL
C
C
C      harmonic sources           angle
C      at converter
C      amplitude   Hz or h      angle
C ---_-- -----
C
C 14CONVA -1  1.0       60.       0.0          -1.0
C 14CONVB -1  1.0       60.      240.0          -1.0
C 14CONVC -1  1.0       60.      120.0          -1.0
C
C 14CON_A -1  1.0       60.       0.0          -1.0
C 14CON_B -1  1.0       60.      240.0          -1.0
C 14CON_C -1  1.0       60.      120.0          -1.0
C
C
14EETTA -1  1.0       60.       0.0          -1.0
14EETTB -1  1.0       60.      240.0          -1.0
14EETTC -1  1.0       60.      120.0          -1.0
C
C
BLANK CARD ENDING SOURCES
CONVA CONVB CONVC
CON_A CON_B CON_C
EETTA EETTB EETTC
BLANK fin de salida de tensiones de nodos y condiciones iniciales
BLANK fin de solicitud de ploteo y analisis de fourier
BLANK fin del caso

```

ANNEXE 2**HARMONIC DISTORTION ANALYSIS SOFTWARE COMBINING
EMTP AND MONTE-CARLO METHOD.**

Electrimacs 2005, Hammamet, Tunisia

Harmonic Distortion Analysis Software Combining EMTP and Monte-Carlo Method

Luis Daniel Bellomo

luis-daniel.bellomo@polymtl.ca

Guy Olivier*

guy.olivier@polymtl.ca

*Department of electrical engineering, École Polytechnique de Montréal,

C.P. 6079, station centre-ville, Montréal, H3C 3A7 QC, Canada

514 340-4711 ext. 4541, fax : 514 340-3214, guy.olivier@polymtl.ca

Abstract — Usually, harmonic load flow studies are based on deterministic solutions. Very often, the measured distortion levels are less severe than those predicted by the models but often show the presence of non-characteristic harmonics that do not exist in simulation results. This is due to the fact that the harmonic generation is a stochastic process. It is particularly true in the case of loads made of a multitude of small nonlinear loads such as computer power supplies. The minute differences between the individual loads must be taken into account. An auxiliary module was added to the well known ATP/EMTP software to randomly vary several simulation parameters. Using Monte Carlo iterative process much more realistic distortion levels are obtained.

Keywords — Stochastic simulation, harmonics, Monte Carlo process, EMTP, phase-shifting transformer, distribution system.

I. INTRODUCTION

The widespread use of nonlinear devices such as computers, is the main reason of generalized raise of harmonic distortion levels in low voltage distribution networks. Many network components are affected by the high levels of distortion. Shunt capacitors, transformers, electric machines, neutral conductors and watt-hour meters are the prime victims.

The impacts of the voltage distortion on the equipments can be divided into three groups:

- thermal stress,
- insulation stress,
- failure.

Harmonics currents produce additional losses, the average equipment temperature is increased, reducing its life expectancy. Under certain conditions, such as in motor drives, the fast commutation of the electronic switches produces over-voltages, adding additional stress to the machine and the cable insulation. In extreme cases, when distortion levels become too important, the operation of certain equipments can be disturbed resulting in shutdowns or failures.

Two approaches, preventive or corrective, can be taken to solve the harmonic pollution problem. Preventive solutions are those which use methods for cancellation of harmonics or apparatus that draw less distorted currents. Corrective solutions consist in

adding passive or active filters or reconfiguring the networks to eliminate resonance phenomena.

Simulation packages are used to predict the distribution of harmonic currents in the distribution systems, to evaluate the distortion level at critical points and determine the resonance frequencies. In order to obtain feasible solutions, the simulation software must satisfactorily represent all the components of the network.

If the assumption that the distribution network constitutes a linear electric circuit is accepted, one can calculate the response to the various harmonics independently. Each harmonic is treated separately and, thanks to the superposition theorem, the entire solution can be obtained. The process is as follow:

- identify the equivalent circuit for each harmonic,
- calculate the voltages and currents for each harmonics,
- obtain the total response by adding the results for the individual various harmonics.

Almost all harmonics analysis software are based on a frequency representation of the network impedance and on currents sources to reproduce the harmonics generated by the electronic nonlinear loads.

Usually the software does not allow taking into account the dispersion of the parameters of the electronic loads such as computers. The results are often obtained for the worst case scenarios. The real data generally shows current harmonic levels significantly different than the predicted ones. In the present work, parameters variations of electronic loads such as computers are considered. These loads are modeled in a stochastic way which makes possible a better representation of the real systems. Therefore, for a distribution network feeding several hundreds of small nonlinear loads like computers, it becomes possible to study the real impact of the addition of phase-shifting transformers on the total harmonic distortion.

In the first part of this work, we attempted to take into account the variations of computer power supply components in the simulation of a typical distribution system. Monte Carlo technique is used to randomly vary several parameters that affect the final current waveform of the power supply input current. The variations of the supply voltage, of the load power demand,

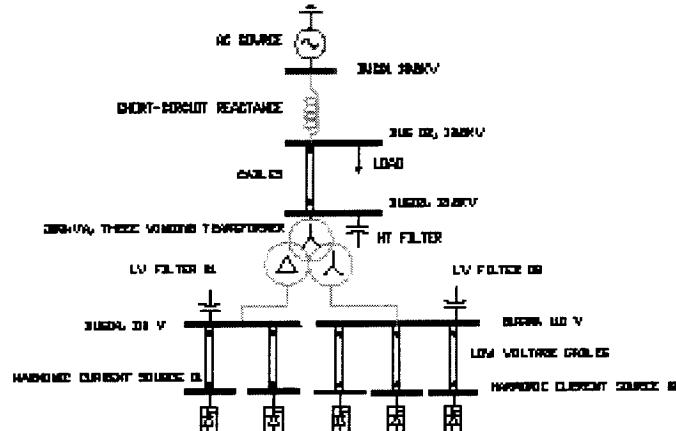


Figure 1: Simulated distribution network.

of the dc filtering capacitor and of the source impedance are randomly varied. Therefore, it becomes possible to evaluate the average value and the standard deviation of the harmonic currents.

In the second part of the project, the operation of a large number of computers connected through a phase-shifting transformer to a 13.8kV distribution network is simulated. The Monte Carlo process is applied not only to the computer parameters but also the transformer turn ratios and other network components. The simulated distribution circuit appears on Fig. 1.

In order to obtain an accurate simulation, the following software requirements are necessary:

- the load flow software must handle unbalanced three-phase loads;
- the models used for the various power system components (source, transformer, line, load and converter) must be frequency dependant;
- the Monte Carlo processes must be incorporated to the auxiliary software which controls the whole simulation and the results handling.

The main objectives of this project were to develop a tool to accurately predict the effects of parameter variations on total voltage harmonic distortion, to pin-point the most significant parameters influencing distortion levels, to study the effect of turn-ratio and phase-shifting errors on the harmonic cancellation process and to estimate the average and the maximum distortion levels.

I. METHODOLOGY

The basic software used in this project is the well-known ATP/EMTP (EMTP software, version ATP). In addition to the basic EMTP software, specific FORTRAN software was

written (HRED) to control the input data for each stochastic simulation and to handle the generation of the output graphic files which are visualized with the help of the graphic software GTPPLOT.

ATP/EMTP Software

EMTP software is a very well known transient analysis program which can also be used for steady state operation studies. Furthermore, the use of the special functions *Frequency Scan* and *Harmonic Frequency Scan* dedicated to harmonic penetration evaluation, makes it possible to represent with the desired precision, the various network components: harmonics current source, transformer, line, load, converter... The output files generated by this software can be visualized with GTPPLOT software.

GTPPLOT Software

GTPPLOT is a ATP/EMTP graphic tool to visualize the output data. This software enables the calculation of various power quality indexes defined in standard IEEE519 and takes care of the generation of the output files in various graphic formats.

HSOURCE Software

HSOURCE is another ATP/EMTP utility. It calculates the harmonic content of the current waveforms. It is used to determine the current sources required to model the personal computer power supplies.

HRED Software

The use of the Monte Carlo method requires repeating several hundreds times, or more, the simulation process in order to obtain accurate results. The main task of HRED which flow chart appears in Fig. 2, is to randomly determine for each iteration, the values of transformer ratios and shifting angles, the cables length, the harmonic amplitudes and the short-circuit impedances. These new values are then used by EMTP to re-

calculate a complete new set of node harmonic voltages. HRED is a FORTRAN program which used the Box-Muller algorithm to generate random numbers to vary the parameters.

Fig. 3 also shows the main tasks performed by the ATPEMTP load flow program:

1. Calculation of components admittance matrix at harmonic frequencies.
2. Determination of the system admittance matrix.
3. Calculation of harmonic voltages for all systems busses.

When the load flow calculation is completed, HRED stores the data. The process must be repeated hundreds or thousands times in order to obtain meaningful results. Only at the end of this long process, can the voltage histogram be plotted and the various power quality factors calculated.

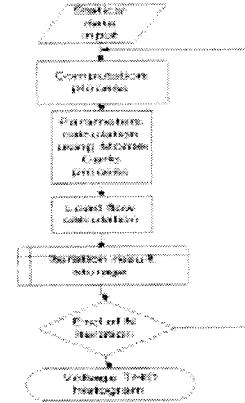


Figure 2: HRED flowchart

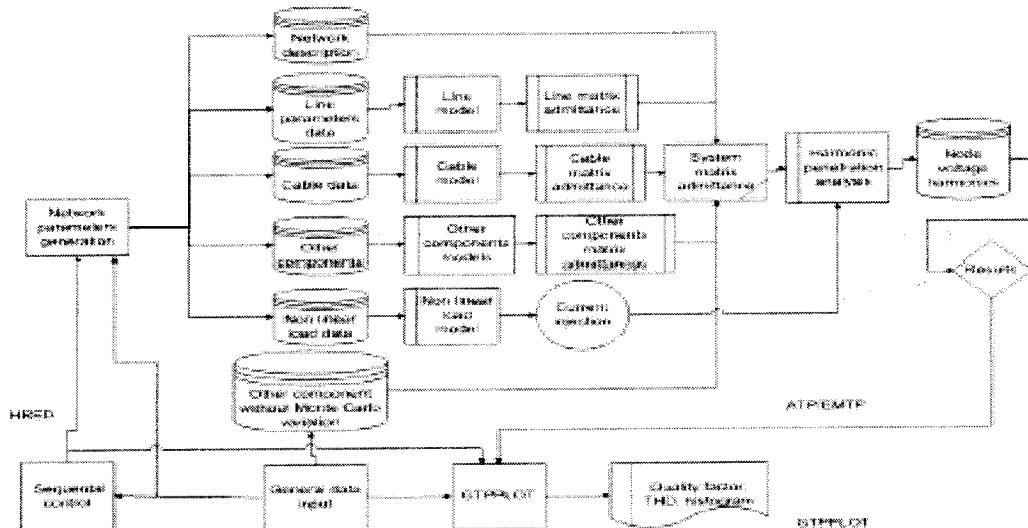


Figure 3: Complete flowchart showing interaction between HRED and harmonic load flow calculation

Fig. 4a shows the waveform obtained if all the worst case parameters are used simultaneously. Fig. 4b shows the worst case obtained after 999 simulations with randomly varying parameters. It becomes obvious that a deterministic approach will yield to unrealistic prediction and distortion coefficients much larger than those measured on a real system. Hopefully, not everything can go wrong simultaneously. The filters and other system elements can then be chosen much more adequately. For example Fig. 5 shows the distribution of the voltage THD for a set of 999 simulations. The design can be done not to meet the 100% criteria but maybe the 95% limit resulting in a much more realistic and economical solution.

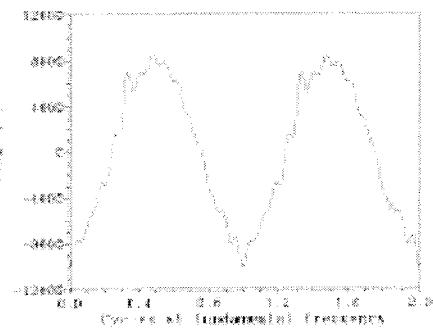


Figure 4a: The worst deterministic case

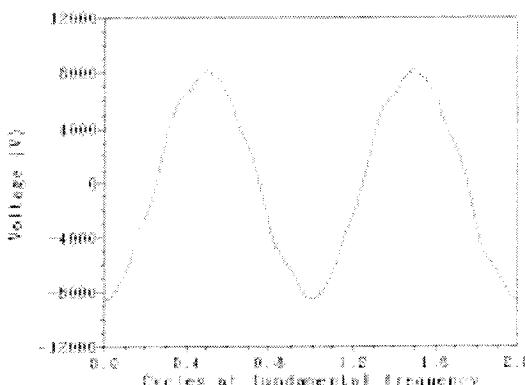


Figure 4b: The worst stochastic case

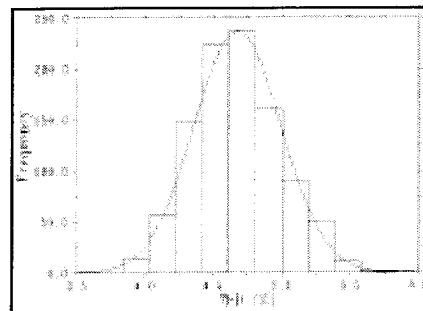


Figure 5: Voltage THD distribution for 900 simulations

III CONCLUSION

The integration of the HRED stochastic module to the ATP/EMTP package enables probabilistic load flow simulations to be undertaken. The new software constitutes an effective tool for the analysis of harmonic problems in distribution systems. The software makes it possible to carry out sensitivity analysis, to identify the most important parameters and to take suitable corrective actions. It also enables the effectiveness of phase shifting transformers in less than ideal situations. In an ideal world, these transformers completely eliminate specific harmonic. The software makes possible to take into account imperfections such as load unbalances, the errors in the transformation ratios, voltage variations and non linear load parameter distribution.

IV ACKNOWLEDGMENTS

Mr. Bellomo would like to acknowledge the Electric Engineering Department of École Polytechnique de Montréal for its academic and logistic support. This work was supported by the Natural Sciences and Engineering Research Council of Canada.

V REFERENCES

- [1] Jos Arriagada, *High Voltage Direct Current Transmission*, Chichester, Toronto, 1985, pp. 137-287.
- [2] Jos Arriagada et Neville R. Wilson, *Power System Harmonics*, Second Edition, West Sussex, England, Wiley & Sons, 2005, pp. 99-106.
- [3] George J. Winkler, *Power System Harmonics: Fundamentals, Analysis and Filter Design*, Berlin : Springer, 2006, pp. 11-52.
- [4] Ned Mohan, *Power Electronics-Converters, Applications, and Design*, New York : Wiley, 1989, pp. 79-120.
- [5] Scott Meyer, ATP - Hills Brook, Oregon, 1995, pp. 19A1-19A3.
- [6] Sheldon Ross, *Introduction to Probability Models*, New York : Academic Press, 1980, pp. 174-200.
- [7] George J. Anders, *Probability Concepts in Electric Power Systems*, Chichester, Toronto: Wiley & Sons, 1990, pp. 583-645.
- [8] Standard IEEE 519-1992, pp. 22-54.
- [9] Standard IEEE C57.123-2001, pp. 4-13.
- [10] Orlando Hevia, GTPPILOT Manual, Santa Fe, Argentina, 2002, pp. 1-20.

APPENDIX: NETWORK COMPONENTS MODELS.

TRANSFORMER

Transformers are routinely represented by a constant short-circuit impedance. However, in the case of distorted currents the frequency dependence of the short-circuit resistance and reactance should be considered. The Funk-Huetel equation was used to model the transformer [5]:

$$R(f) = R_{60} \left[1 + a_1 \left(\frac{f}{f_{60}} - 1 \right)^2 \right]$$

$$L(f) = L_{60} \left[1 + a_2 \left(\frac{f}{f_{60}} - 1 \right)^2 \right]$$

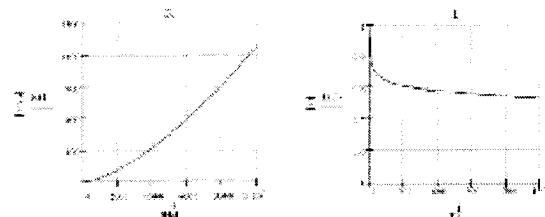
Where: f_{60} : fundamental frequency, 60 Hz

f : harmonic frequency

R_{60} and L_{60} : resistance and inductance at 60 Hz.

a_1 , a_2 , b_1 , b_2 : constants.

The last constants are normally chosen to take into consideration the effect of the increase of the short-circuit resistance with the frequency, the frequency dependence of the excitation current and the influence of the stray capacitances at high frequencies. In our case only the increase of the resistance with the frequency was considered, the two other effects were neglected being important only for transient studies. The following values were used: $f_{60} = 60 \text{ Hz}$, $R_{60} = 2.9941 \Omega$, $L_{60} = 0.84582 \text{ H}$, $a_1 = 0.2$, $a_2 = 1.0$, $b_1 = 1.5$ and $b_2 = 0.05$. Fig. 6 shows the variation of R and L with frequency.

Figure 6: Variation of R and L with frequency

TURN-RATIO AND PHASE-SHIFT ERRORS

It is difficult to build phase-shifting transformers, with exactly the desired theoretical turn-ratios. Very often the designer faces the choice of optimising either the turn-ratio or the phase-shift. This less than perfect situation has an impact on harmonics cancellation. This winding error constitutes one of the parameters randomly modified by HRED. The program modified either the turn-ratio or the phase shift. Hence, if there is a change in the transformer ratio, the program does not change the phase shift while a change in the phase shift leaves the ratio intact. The modifications of the ratio or the phase shift are uniformly distributed. First, the software randomly draws a number between 0 and 0.99. Then a look-up table, Table 1, is used to modify one of the two parameters. If the number drawn is less than 0.1 or between 0.709 and 0.799, no correction is applied. If the number is between 0.1 and 0.4, the phase shift error varies between -5° and 5° and if, the number is larger than 0.5, it the turn ratio is modified.

Table 1: Transformer error

Random number	Phase shift	Ratio
0.0 to 0.099	0	0
0.1 to 0.199	-5.0°	0
0.2 to 0.299	-2.5°	0
0.3 to 0.399	2.5°	0
0.4 to 0.499	5.0°	0
0.5 to 0.599	0	-1%
0.6 to 0.699	0	-0.5%
0.7 to 0.799	0	0
0.8 to 0.899	0	0.5%
0.9 to 0.999	0	1.0%

LOAD

The choice of the model used for the load plays a very important part in the harmonic characteristic of the network. The general loads constitute the damper element and can modify the conditions of resonance, particularly at very high frequency. A more detailed representation can result either in an increase or a reduction in the harmonic flow. Therefore, an adequate representation is essential. CIGRE load model was adopted for the general load connected to the 13.8 kV bus of Fig. 1. The load is represented by a series impedance $R_s + jX_s$ which is connected in parallel with a jX_p reactance.

$$R_s = \frac{P^2}{Q} \quad X_s = A \cdot h \cdot R_s \quad X_p = \frac{B \cdot R_s}{R_s \frac{Q}{P} + C}$$

Where P and Q are the load active and reactive power at 60 Hz, V is the bus voltage, h is the harmonic order (1, 2, ..., n) and A , B and C are constants. The values suggested by CIGRE were used for the three last constants [2]: $A=0.073$, $B=6.7$ and $C=0.74$.

LINES

For distribution systems, because of the short length of the lines and because only steady state solution are required, the use of frequency dependent model is simply not justified. The model

used consists of a series impedance and a shunt capacitor. A more complex model that takes into account the skin effect would have not modified the values of calculated voltage THD.

VOLTAGE SOURCES

Detailed model for the synchronous machine is also not justified for the steady state harmonic analyses. At the fundamental frequency, the machine is represented by its resistance X and a resistance R . To simplify the implementation, the resistance was arbitrarily chosen as one hundredth of the reactance. Furthermore, a value of 1 p.u. was chosen for the direct sequence reactance and 3% for the zero-sequence resistance yielding the following values for the source impedance: $X_d=1.833 \Omega$, $R_d=0.018 \Omega$ and $X_0=5.5023 \Omega$ et $R_0=0.055 \Omega$.

HARMONICS CURRENT SOURCE

The nonlinear loads, i.e. the computer power supplies, are modelled by harmonics current sources. The amplitudes of the current sources are obtained from a series of 100 simulations of a single phase diode bridge. For each simulation, five parameters of the single phase bridge shown in Fig. 7 are randomly determined according to a normal distribution law. As shown in Table 2, these parameters are: the diode forward voltage drop, the load resistance, the dc filter capacitance, the feeder peak voltage and the source impedance. The table also gives the mean value and the variance of these five parameters. The program HSOURCE calculates, for each simulation, the 33 first current harmonics. The same process is repeated for each 100 simulations. Fig. 8 shows a three-dimensional view of a set of 100 simulations, the currents obtained for each simulation is shown. Fig. 9 shows the worst case waveform and Fig. 10 shows the histogram of the rms values of each harmonic for this particular case. Fig. 11 shows the distribution of the peak current value for the first harmonic of a typical set of 100 simulations.

The results of these 100 simulations are transferred by HRED to ATP/EMTP for the load flow solution.

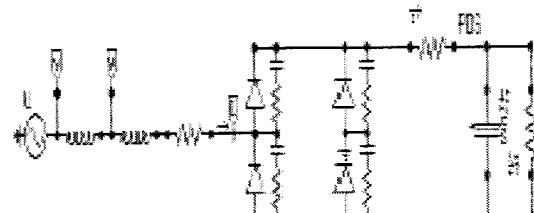
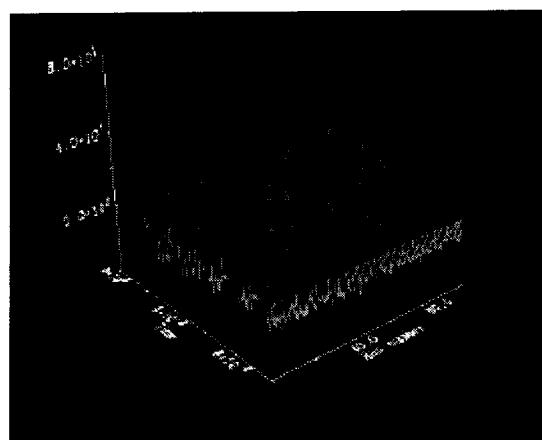
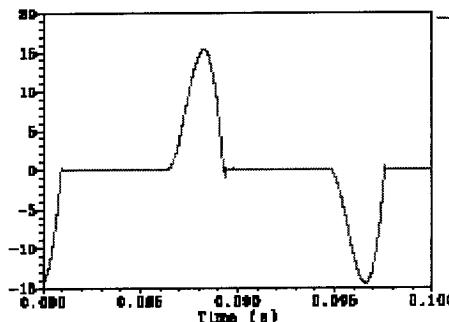
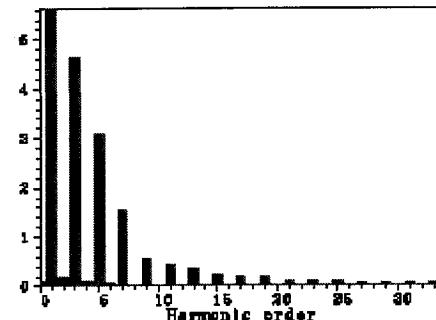
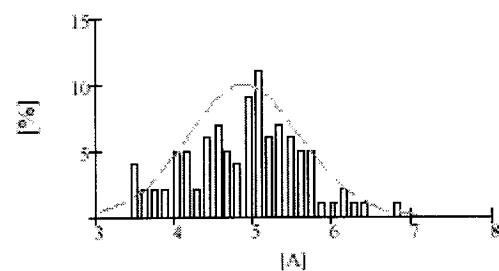


Figure 7: Single phase bridge model

Table 2: Bridge parameter values

VARIABLE	DESCRIPTION	NORMAL (μ, σ)
VRLTMS	Diode wait time step	$N(0, 60 \text{ ns}, 0.001)$
VRLTMR	Load impedance	$3999.7 \Omega, 0.01\%$
VRLTMC	Filter capacitance	$0.1000 \mu\text{F}, 0.01\%$
VRLTVC	Filter tank voltage	$N(1700 \text{ V}, 1\%)$
VRLTLD	Source impedance	$0.0015 \text{ mH}, 0.01\%$

**Figure 8:** Three-dimensional diagram of the input currents**Figure 9:** Typical computer input current**Figure 10:** Typical input current harmonics (rms A)**Figure 11:** Current distribution, average 4.8 A peak, variance 0.72 A, minimum current: 3.42 A and maximum current: 6.86 A

Luis Daniel Belomo received the B.Sc. degrees from the National University of Engineering as La Plata, Argentine, in 1994. From 1994 to 2003 he has worked with TRANELSA a consulting engineering company from Buenos Aires as power system engineer. Since September 2003 he has been with Ecole Polytechnique de Montréal, where he is currently a graduate student in the electrical engineering department.

Guy Olivier (S'71, M'81, SM'84) received the B.Sc. degree in Electrical Engineering from École Polytechnique de Montréal in 1975 and Ph.D. in Electrical Engineering from Concordia University in 1982. He is currently a Professor at the Electric Engineering Department of École Polytechnique de Montréal.

ANNEXE 3

ÉTUDE DETERMINISTE DE SENSIBILITE DU THD.

- 1 - Cas initial (avec valeurs moyennes)
- 2 - Variation de la puissance de court-circuit
- 3 - Variation de la longueur de la ligne de 13.8 kV
- 4 - Variation du rapport du transformateur
- 5 - Variation de la connexion au transformateur
- 6 - Variation de la charge
- 7 - Variation de l'angle de déphasage du transformateur
- 8 -Variation de la symétrie de la charge
- 9 - Variation de la connexion au transformateur
- 10 - Variation de la charge
- 11 - Variation de l'angle de déphasage du transformateur
- 12 - Variation de la courant de la source

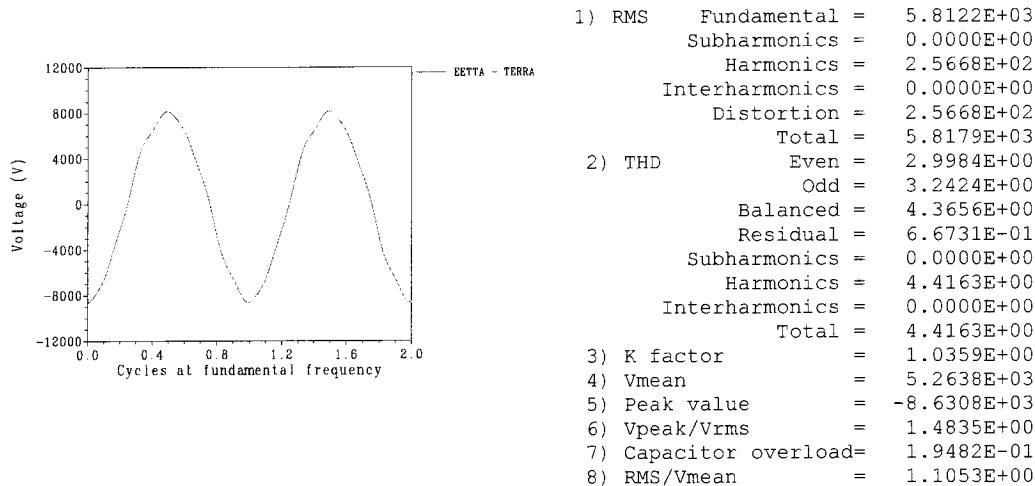
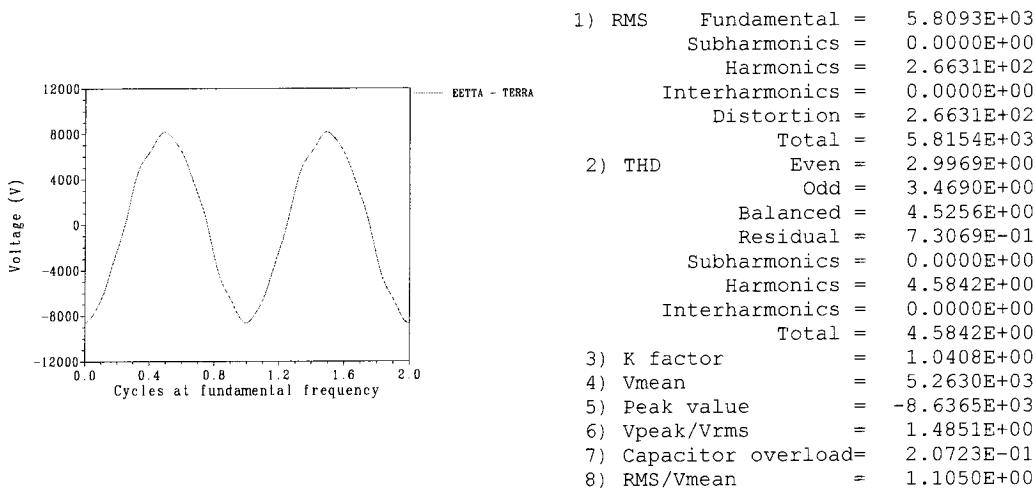
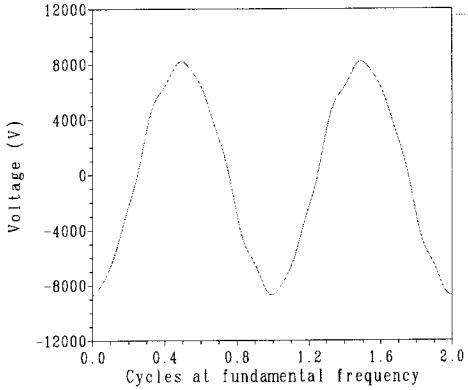
Tableau A3.23: Étude déterministe de sensibilité du THD**1 - Cas initial****2 - Variation de la puissance de court-circuit**

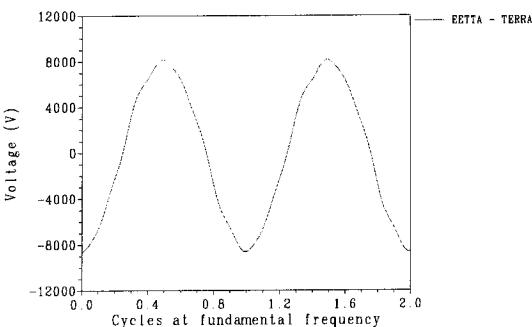
Tableau A3.24 : Étude déterministe de sensibilité du THD

**3 - Variation de la longueur de la ligne de
13.2kV**



1) RMS	Fundamental =	5.8306E+03
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	2.8396E+02
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Distortion =	2.8396E+02
	Total =	5.8375E+03
2) THD		
	Even =	3.0068E+00
	Odd =	3.8312E+00
	Balanced =	4.8155E+00
	Residual =	7.2790E-01
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	4.8702E+00
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Total =	4.8702E+00
3) K factor	=	1.0499E+00
4) Mean value	=	5.2847E+03
5) Peak value	=	-8.6957E+03
6) Vmax Vpeak/Vrms	=	1.4896E+00
7) Capacitor overload=		2.2886E-01
8) RMS/Vmean	=	1.1046E+00

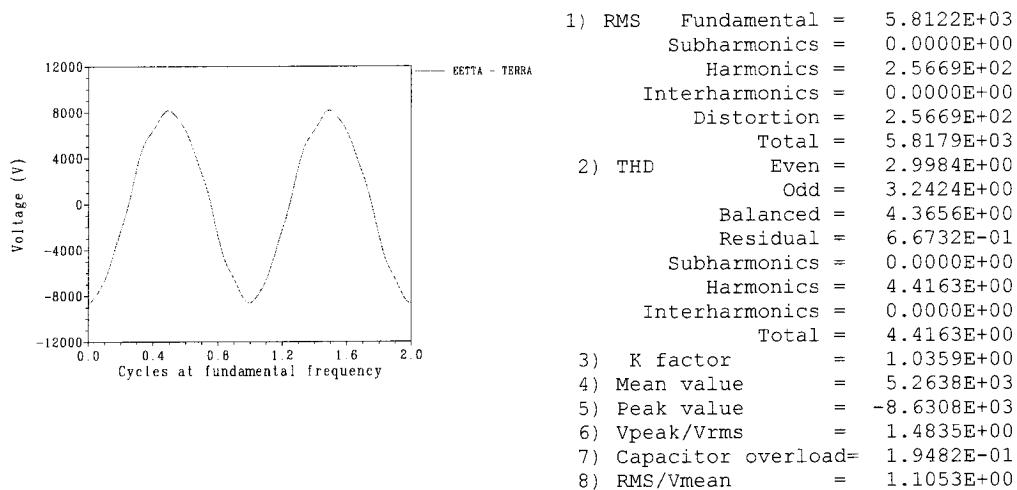
4 - Variation du rapport du transformateur



1) RMS	Fundamental =	5.8128E+03
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	2.5797E+02
	Distortion =	2.5797E+02
	Total =	5.8186E+03
2) THD		
	Even =	2.9981E+00
	Odd =	3.2721E+00
	Balanced =	4.3880E+00
	Residual =	6.6402E-01
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	4.4379E+00
	Total =	4.4379E+00
3) K factor	=	1.0366E+00
4) Mean value	=	5.2645E+03
5) Peak val Vpeak- =		-8.6342E+03
6) Vpeak/Vrms	=	1.4839E+00
7) Capacitor overload=		1.9651E-01
8) RMS/Vmean	=	1.1052E+00

Tableau A3.25 : Étude déterministe de sensibilité du THD

5 - Variation de la connexion au transformateur



6 - Variation de la charge

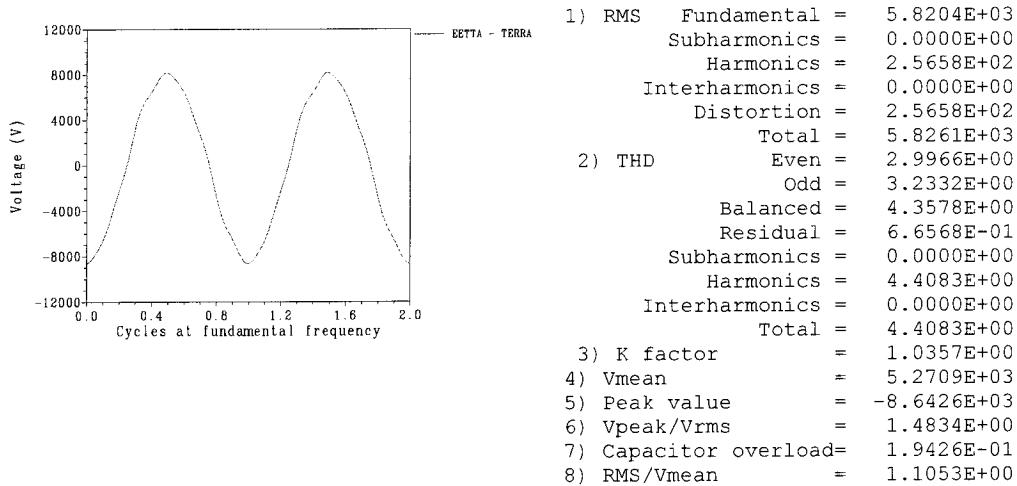
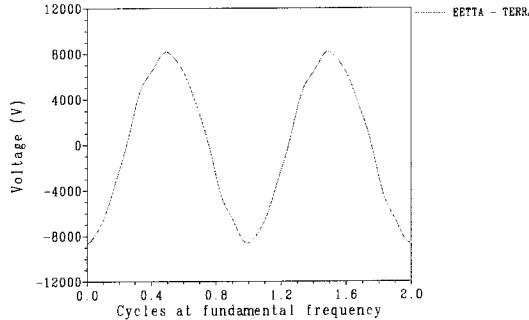


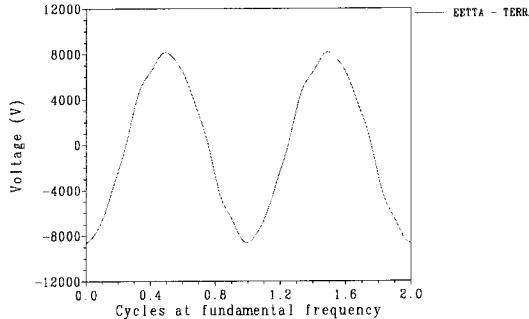
Tableau A3.26 : Étude déterministe de sensibilité du THD

7 - Variation de l'angle de déphasage du transformateur



1) RMS	Fundamental =	5.8116E+03
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	2.5501E+02
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Distortion =	2.5501E+02
	Total =	5.8172E+03
2) THD	Even =	2.9987E+00
	Odd =	3.2034E+00
	Balanced =	4.3369E+00
	Residual =	6.6738E-01
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	4.3880E+00
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Total =	4.3880E+00
3) K factor	=	1.0351E+00
4) Mean value	=	5.2632E+03
5) Peak value	=	-8.6393E+03
6) Vpeak/Vrms	=	1.4851E+00
7) Capacitor overload=	=	1.9263E-01
8) RMS/Vmean	=	1.1053E+00

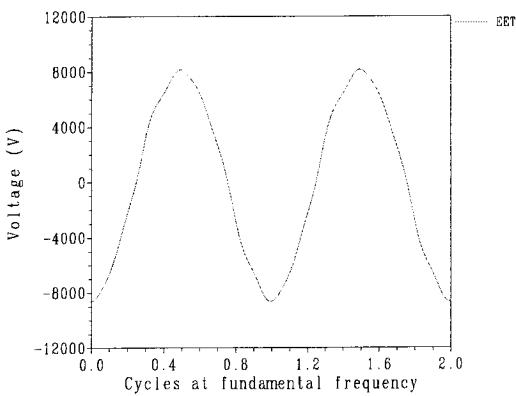
8 -Variation de la symétrie de la charge



1) RMS	Fundamental =	5.8120E+03
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	2.5735E+02
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Distortion =	2.5735E+02
	Total =	5.8177E+03
2) THD	Even =	2.9985E+00
	Odd =	3.2581E+00
	Balanced =	4.3666E+00
	Residual =	7.3407E-01
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	4.4279E+00
	Total =	4.4279E+00
3) K factor	=	1.0360E+00
4) Vmean	=	5.2647E+03
5) Peak value	=	-8.6177E+03
6) Vpeak/Vrms	=	1.4813E+00
7) Capacitor overload=	=	1.9511E-01
8) RMS/Vmean	=	1.1050E+00

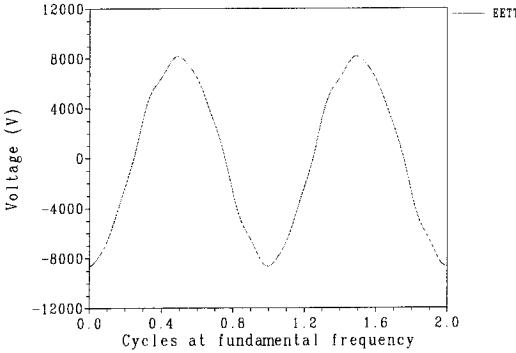
Tableau A3.27 : Étude déterministe de sensibilité du THD

9 - Variation de la connexion au transformateur



1) RMS	Fundamental =	5.8122E+03
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	2.5669E+02
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Distortion =	2.5669E+02
	Total =	5.8179E+03
2) THD	Even =	2.9984E+00
	Odd =	3.2424E+00
	Balanced =	4.3656E+00
	Residual =	6.6732E-01
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	4.4163E+00
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Total =	4.4163E+00
3) K factor	=	1.0359E+00
4) Vmean	=	5.2638E+03
5) Peak value	=	-8.6308E+03
6) Vpeak/Vrms	=	1.4835E+00
7) Capacitor overload=	=	1.9482E-01
8) RMS/Vmean	=	1.1053E+00

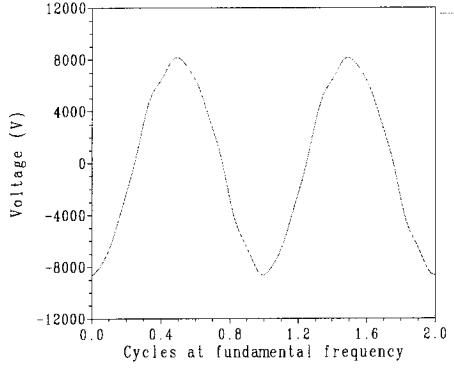
10 - Variation de la charge



1) RMS	Fundamental =	5.8204E+03
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	2.5658E+02
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Distortion =	2.5658E+02
	Total =	5.8261E+03
2) THD	Even =	2.9966E+00
	Odd =	3.2332E+00
	Balanced =	4.3578E+00
	Residual =	6.6568E-01
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	4.4083E+00
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Total =	4.4083E+00
3) K factor	=	1.0357E+00
4) Mean value	=	5.2709E+03
5) Peak value	=	-8.6426E+03
6) Vpeak/Vrms	=	1.4834E+00
7) Capacitor overload=	=	1.9426E-01
8) RMS/Vmean	=	1.1053E+00

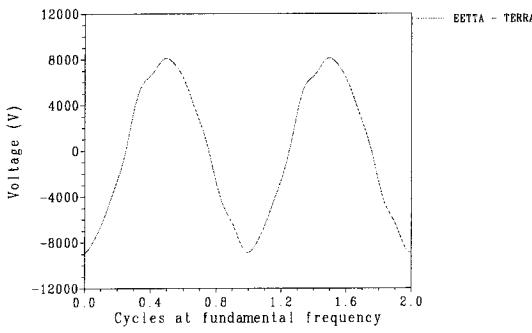
Tableau A3.28 : Étude déterministe de sensibilité du THD

11 - Variation de l'angle de déphasage du transformateur



1) RMS	Fundamental =	5.8116E+03
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	2.5501E+02
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Distortion =	2.5501E+02
	Total =	5.8172E+03
2) THD	Even =	2.9987E+00 %
	Odd =	3.2034E+00 %
	Balanced =	4.3369E+00 %
	Residual =	6.6738E-01 %
	Subharmonics =	0.0000E+00 %
	Harmonics =	4.3880E+00 %
	Total =	4.3880E+00 %
3) K factor	=	1.0351E+00
4) Vmean	=	5.2632E+03
5) Vpeak	=	-8.6393E+03
6) Vpeak/Vrms	=	1.4851E+00
7) Capacitor overload=	=	1.9263E-01
8) RMS/Vmean	=	1.1053E+00

12 - Variation de la courant de la source



1) RMS	Fundamental =	5.8443E+03
	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	3.5291E+02
	Interharmonics =	0.0000E+00
	Distortion =	3.5291E+02
	Total =	5.8550E+03
2) THD	Even =	4.2305E+00 %
	Odd =	4.3088E+00 %
	Balanced =	5.9812E+00 %
	Residual =	8.2956E-01 %
	Subharmonics =	0.0000E+00 %
	Harmonics =	6.0385E+00 %
	Total =	6.0385E+00 %
3) K factor	=	1.0619E+00
4) Vmean	=	5.3054E+03
5) Vpeak	=	-8.8892E+03
6) Vpeak/Vrms	=	1.5182E+00
7) Capacitor overload=	=	2.5654E-01
8) RMS/Vmean	=	1.1036E+00

ANNEXE 4**ÉTUDE STOCHASTIQUE DE SENSIBILITE DU THD-ASYMETRIE DE LA CHARGE.**

1 - Cas avec variation stochastique de la courant des sources et asymétrie de charge 10%

2 - Cas avec variation stochastique de la courant des sources et asymétrie de charge 20%

3 - Cas avec variation stochastique de la courant des sources, asymétrie de charge 30%

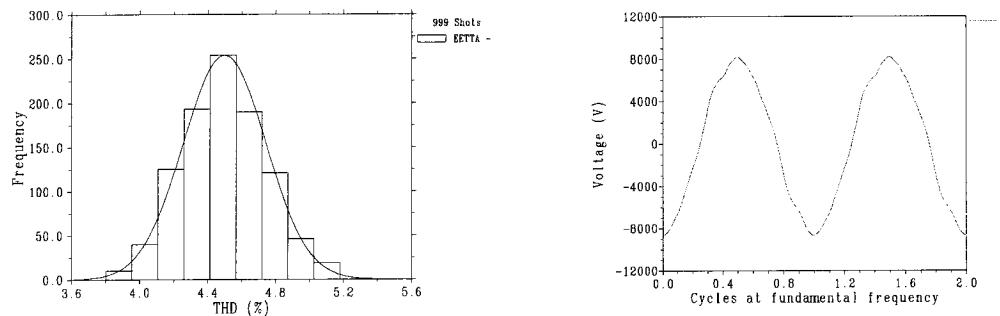
4-Cas avec variation stochastique de la courant des sources et asymétrie de charge 40%

5-Cas avec variation stochastique de la courant des sources et asymétrie de charge 50%

6-Cas avec variation stochastique de courant des sources, asymétrie de charge 75%

Tableau A4.29 : Étude stochastique de sensibilité du THD

1 - CAS AVEC VARIATION STOCHASTIQUE DE LA COURANT PIRE CAS
DES SOURCES ET ASYMETRIE DE CHARGE 10%

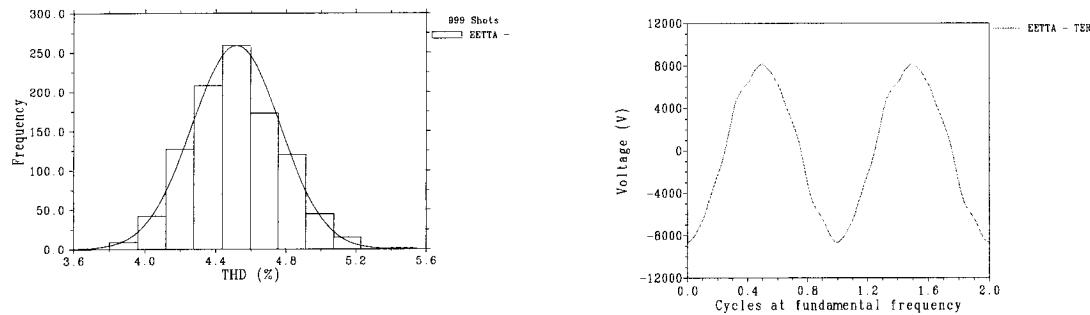


1) RMS Fundamental =	5.7981E+03	Subharmonics =	0.0000E+00					
Harmonics =	3.1803E+02	Interharmonics =	0.0000E+00					
Distortion =	3.1803E+02	Total =	5.8068E+03					
2) THD Even =	3.0501E+00	Odd =	4.5589E+00					
Balanced =	5.3937E+00	Residual =	9.9721E-01					
Subharmonics =	0.0000E+00	Harmonics =	5.4851E+00					
Interharmonics =	0.0000E+00	Total =	5.4851E+00					
3) K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)		=	1.0715E+00					
4) Total TIF IEEE Std. 519		=	3.1476E+01					
5) Balanced TIF IEEE Std. 519		=	3.1448E+01					
6) Residual TIF IEEE Std. 519		=	1.3652E+00					
7) Total C message index		=	5.4473E-01					
8) Balanced C message index		=	5.4419E-01					
9) Residual C message index		=	2.4158E-02					
10) Total I.T or V.T product IEEE Std. 519		=	1.8278E+05					
11) Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519		=	1.8261E+05					
12) Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519		=	7.9276E+03					
13) Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)		=	5.4769E+00					
14) Mean value Vmean		=	5.2658E+03					
15) Peak value Vpeak+ =	8.2005E+03	Vpeak- =	-8.6513E+03					
16) Crest factor max Vpeak/Vrms		=	1.4899E+00					
17) Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2		=	2.7332E-01					
18) Form factor RMS/Vmean		=	1.1027E+00					
----- DISTORTION -----								
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL HARMONICS
MIN	4.4643E+00	2.9300E+00	3.7293E+00	3.7108E-01	0.0000E+00	3.8014E+00	0.0000E+00	3.8014E+00
MEAN	5.6034E+00	3.0077E+00	4.4352E+00	7.4549E-01	0.0000E+00	4.4988E+00	0.0000E+00	4.4988E+00
MAX	7.1323E+00	3.1034E+00	5.3937E+00	1.1020E+00	0.0000E+00	5.4851E+00	0.0000E+00	5.4851E+00
STDDEV	3.9181E-01	2.3816E-02	2.4658E-01	1.0680E-01	0.0000E+00	2.4447E-01	0.0000E+00	2.4447E-01

Tableau A4.30 : Étude stochastique de sensibilité du THD

2 - CAS AVEC VARIATION STOCHASTIQUE DE LA COURANT
DES SOURCES ET ASYMETRIE DE CHARGE 20%

PIRE CAS

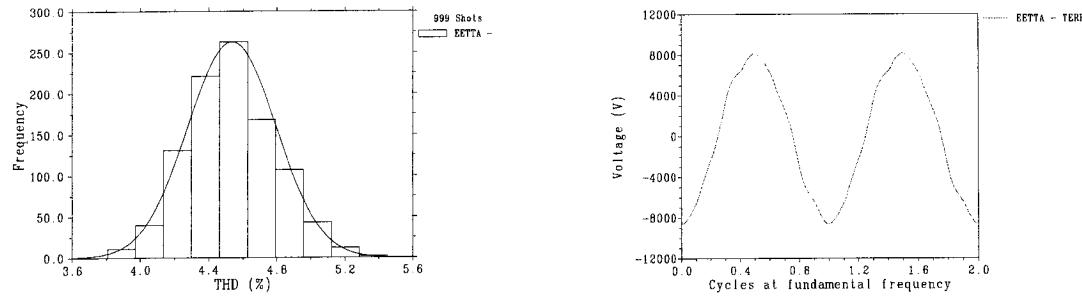


1) RMS	Fundamental =	5.7974E+03	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	3.2160E+02	Interharmonics =	0.0000E+00
	Distortion =	3.2160E+02	Total =	5.8063E+03
2) THD	Even =	3.0489E+00 %	Odd =	4.6344E+00 %
	Balanced =	5.4396E+00 %	Residual =	1.0879E+00 %
	Subharmonics =	0.0000E+00 %	Harmonics =	5.5474E+00 %
	Interharmonics =	0.0000E+00 %	Total =	5.5474E+00 %
3) K factor (for transformer derating, ANSI 57.11C)	=	1.0721E+00		
4) Total TIF IEEE Std. 519	=	3.0641E+01		
5) Balanced TIF IEEE Std. 519	=	3.0605E+01		
6) Residual TIF IEEE Std. 519	=	1.4896E+00		
7) Total C message index	=	5.3530E-01		
8) Balanced C message index	=	5.3466E-01		
9) Residual C message index	=	2.6357E-02		
10) Total I.T or V.T product IEEE Std. 519	=	1.7791E+05		
11) Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519	=	1.7770E+05		
12) Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519	=	8.6491E+03		
13) Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)	=	5.5388E+00 %		
14) Mean value Vmean	=	5.2672E+03		
15) Peak value Vpeak+ =	8.1839E+03	Vpeak- =	-8.6373E+03	
16) Crest factor max Vpeak/Vrms		=	1.4876E+00	
17) Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2		=	2.7460E-01	
18) Form factor RMS/Vmean		=	1.1024E+00	

D I S T O R T I O N								
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL
MIN	4.4634E+00	2.9377E+00	3.7152E+00	4.0486E-01	0.0000E+00	3.8012E+00	0.0000E+00	3.8012E+00
MEAN	5.6299E+00	3.0080E+00	4.4400E+00	8.1329E-01	0.0000E+00	4.5155E+00	0.0000E+00	4.5155E+00
MAX	7.2285E+00	3.0958E+00	5.4396E+00	1.2021E+00	0.0000E+00	5.5474E+00	0.0000E+00	5.5474E+00
STDDEV	4.0074E-01	2.1712E-02	2.5277E-01	1.1651E-01	0.0000E+00	2.5028E-01	0.0000E+00	2.5028E-01

Tableau A4.31 : Étude stochastique de sensibilité du THD

3 - CAS AVEC VARIATION STOCHASTIQUE DE LA COURANT PIRE CAS
DES SOURCES. ASYMETRIE DE CHARGE 30%



1) RMS	Fundamental =	5.7967E+03	Subharmonics =	0.0000E+00
	Harmonics =	3.2543E+02	Interharmonics =	0.0000E+00
	Distortion =	3.2543E+02	Total =	5.8059E+03
2) THD	Even =	3.0480E+00 %	Odd =	4.7145E+00 %
	Balanced =	5.4888E+00 %	Residual =	1.1788E+00 %
	Subharmonics =	0.0000E+00 %	Harmonics =	5.6140E+00 %
	Interharmonics =	0.0000E+00 %	Total =	5.6140E+00 %
3) K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)			=	1.0729E+00
4) Total TIF IEEE Std. 519			=	2.9922E+01
5) Balanced TIF IEEE Std. 519			=	2.9878E+01
6) Residual TIF IEEE Std. 519			=	1.6140E+00
7) Total C message index			=	5.2755E-01
8) Balanced C message index			=	5.2678E-01
9) Residual C message index			=	2.8558E-02
10) Total I.T or V.T product IEEE Std. 519			=	1.7372E+05
11) Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519			=	1.7347E+05
12) Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519			=	9.3708E+03
13) Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)			=	5.6052E+00 %
14) Mean value Vmean			=	5.2686E+03
15) Peak value Vpeak+ =	8.1675E+03	Vpeak- =	-8.6236E+03	
16) Crest factor max Vpeak/Vrms			=	1.4853E+00
17) Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2			=	2.7628E-01
18) Form factor RMS/Vmean			=	1.1020E+00

NUMBER	DISTORTION								TOTAL
	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-	HARMONICS	INTER-	HARMONICS	
					HARMONICS		HARMONICS		
MIN	4.4719E+00	2.9453E+00	3.7055E+00	4.3865E-01	0.0000E+00	3.8065E+00	0.0000E+00	3.8065E+00	
MEAN	5.6624E+00	3.0084E+00	4.4476E+00	8.8109E-01	0.0000E+00	4.5360E+00	0.0000E+00	4.5360E+00	
MAX	7.3310E+00	3.0886E+00	5.4888E+00	1.3021E+00	0.0000E+00	5.6140E+00	0.0000E+00	5.6140E+00	
STDDEV	4.1379E-01	1.9749E-02	2.6171E-01	1.2623E-01	0.0000E+00	2.5873E-01	0.0000E+00	2.5873E-01	

Tableau A4.32 : Étude stochastique de sensibilité du THD

4-CAS AVEC VARIATION STOCHASTIQUE DE LA COURANT PIRE CAS
DES SOURCES ET ASYMETRIE DE CHARGE 40%

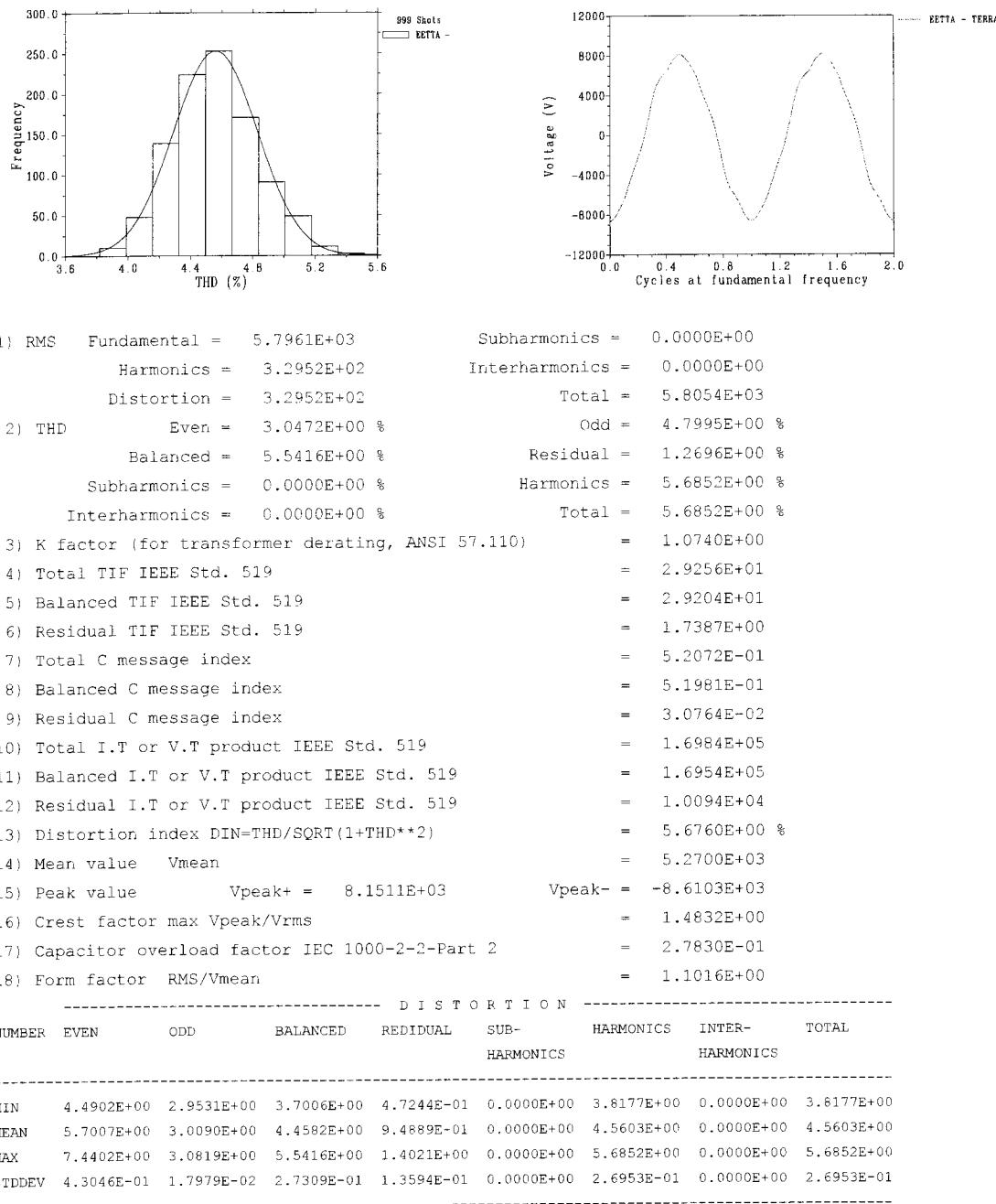
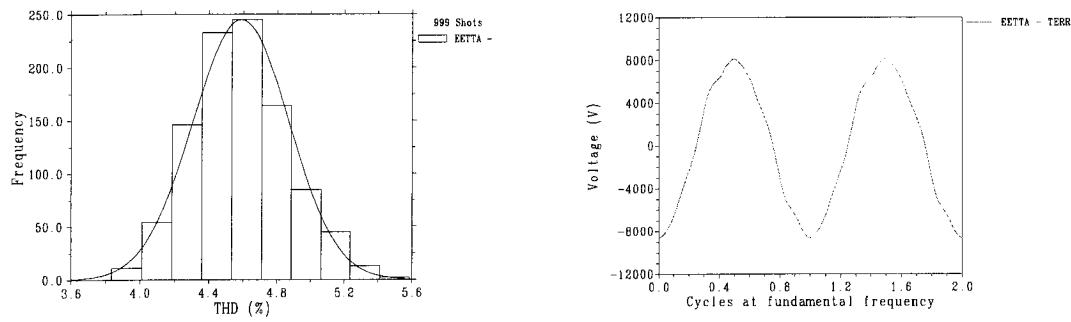


Tableau A4.33 : Étude stochastique de sensibilité du THD

5-CAS AVEC VARIATION STOCHASTIQUE DE LA COURANT PIRE CAS
DES SOURCES ET ASYMETRIE DE CHARGE 50%

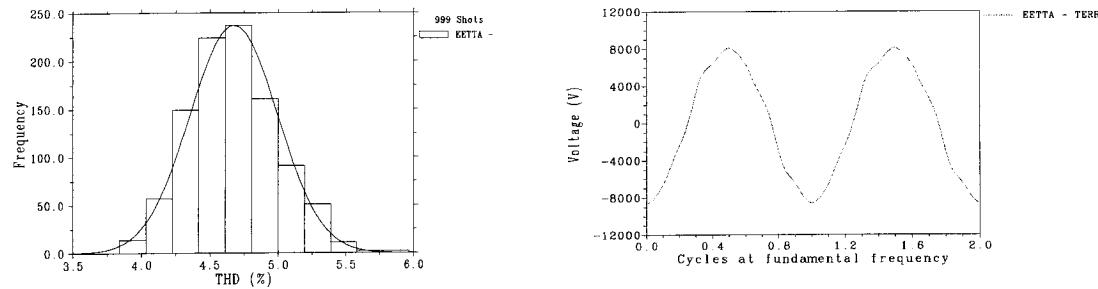


1) RMS Fundamental	= 5.7954E+03	Subharmonics = 0.0000E+00
Harmonics	= 3.3385E+02	Interharmonics = 0.0000E+00
Distortion	= 3.3385E+02	Total = 5.8050E+03
2) THD Even	= 3.0467E+00 %	Odd = 4.8889E+00 %
Balanced	= 5.5976E+00 %	Residual = 1.3606E+00 %
Subharmonics	= 0.0000E+00 %	Harmonics = 5.7606E+00 %
Interharmonics	= 0.0000E+00 %	Total = 5.7606E+00 %
3) K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)	= 1.0752E+00	
4) Total TIF IEEE Std. 519	= 2.8693E+01	
5) Balanced TIF IEEE Std. 519	= 2.8633E+01	
6) Residual TIF IEEE Std. 519	= 1.8622E+00	
7) Total C message index	= 5.1530E-01	
8) Balanced C message index	= 5.1424E-01	
9) Residual C message index	= 3.2952E-02	
10) Total I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.6656E+05	
11) Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.6621E+05	
12) Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.0810E+04	
13) Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)	= 5.7510E+00 %	
14) Mean value Vmean	= 5.2714E+03	
15) Peak value Vpeak+ = 8.1351E+03	Vpeak- = -8.5975E+03	
16) Crest factor max Vpeak/Vrms	= 1.4811E+00	
17) Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2	= 2.8067E-01	
18) Form factor RMS/Vmean	= 1.1012E+00	

----- DISTORTION -----									
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL HARMONICS	
MIN	4.5191E+00	2.9609E+00	3.6995E+00	5.0623E-01	0.0000E+00	3.8353E+00	0.0000E+00	3.8353E+00	
MEAN	5.7448E+00	3.0097E+00	4.4716E+00	1.0167E+00	0.0000E+00	4.5883E+00	0.0000E+00	4.5883E+00	
MAX	7.5555E+00	3.0756E+00	5.5976E+00	1.5022E+00	0.0000E+00	5.7606E+00	0.0000E+00	5.7606E+00	
STDDEV	4.5009E-01	1.6473E-02	2.8654E-01	1.4566E-01	0.0000E+00	2.8226E-01	0.0000E+00	2.8226E-01	

Tableau A4.34 : Étude stochastique de sensibilité du THD

6-CAS AVEC VARIATION STOCHASTIQUE DE COURANT PIRE CAS
DES SOURCES. ASYMETRIE DE CHARGE 75%



1) RMS Fundamental	= 5.7937E+03	Subharmonics = 0.0000E+00
Harmonics	= 3.4557E+02	Interharmonics = 0.0000E+00
Distortion	= 3.4557E+02	Total = 5.8040E+03
2) THD	Even = 3.0463E+00 %	Odd = 5.1281E+00 %
	Balanced = 5.7495E+00 %	Residual = 1.5878E+00 %
	Subharmonics = 0.0000E+00 %	Harmonics = 5.9647E+00 %
	Interharmonics = 0.0000E+00 %	Total = 5.9647E+00 %
3) K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)	= 1.0791E+00	
4) Total TIF IEEE Std. 519	= 2.7715E+01	
5) Balanced TIF IEEE Std. 519	= 2.7629E+01	
6) Residual TIF IEEE Std. 519	= 2.1733E+00	
7) Total C message index	= 5.0764E-01	
8) Balanced C message index	= 5.0618E-01	
9) Residual C message index	= 3.8452E-02	
10) Total I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.6086E+05	
11) Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.6036E+05	
12) Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.2614E+04	
13) Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)	= 5.9541E+00 %	
14) Mean value Vmean	= 5.2749E+03	
15) Peak value Vpeak+ = 8.0961E+03	Vpeak- = -8.5674E+03	
16) Crest factor max Vpeak/Vrms	= 1.4761E+00	
17) Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2	= 2.8796E-01	
18) Form factor RMS/Vmean	= 1.1003E+00	

NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	DISTORTION			TOTAL
					SUB-HARMONICS	HARMONICS	INTER-HARMONICS	
MIN	4.5176E+00	2.9788E+00	3.6003E+00	5.9062E-01	0.0000E+00	3.8396E+00	0.0000E+00	3.8396E+00
MEAN	5.8797E+00	3.0123E+00	4.5176E+00	1.1862E+00	0.0000E+00	4.6743E+00	0.0000E+00	4.6743E+00
MAX	7.8660E+00	3.0720E+00	5.7495E+00	1.7528E+00	0.0000E+00	5.9647E+00	0.0000E+00	5.9647E+00
STDDEV	5.0867E-01	1.4467E-02	3.2713E-01	1.6996E-01	0.0000E+00	3.2048E-01	0.0000E+00	3.2048E-01

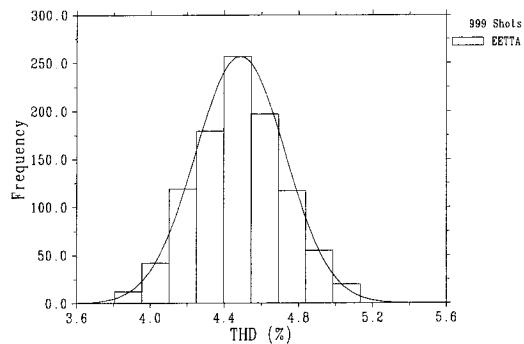
ANNEXE 5

VARIATION DE L'ANGLE DE DEPHASAGE OU DU RAPPORT DU TRANSFORMATEUR.

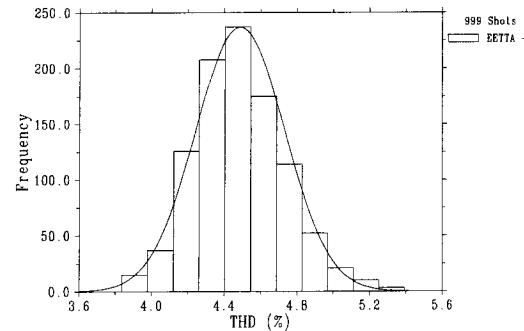
COMPARAISON 1 :	CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR
COMPARAISON 2 :	CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 10\%$ DU TRANSFORMATEUR
COMPARAISON 3 :	CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $+5 -15\%$ DU TRANSFORMATEUR
COMPARAISON 4 :	CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 50^\circ$ ET RAPPORT $+5 -15\%$ DU TRANSFORMATEUR
COMPARAISON 5 :	CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de 0 à $+50^\circ$ ET RAPPORT $+5 -15\%$ DU TRANSFORMATEUR
COMPARAISON 6 :	CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de 0 à $+50^\circ$ ET RAPPORT $+5 -15\%$ DU TRANSFORMATEUR – AVEC GROUPE DE CONNEXION DS
COMPARAISON 7 :	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – AVEC COUPLAGE Yd5yo	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de 0 à $+50^\circ$ ET RAPPORT $+5 -15\%$ DU TRANSFORMATEUR – AVEC COUPLAGE Yd5yo
COMPARAISON 8 :	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – AVEC COUPLAGE Yd5yo	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – AVEC COUPLAGE Yd5yo – VARIATION DE LA CHARGE, LONG DE LA LIGNE ET PUISSANCE DE COURT CIRCUIT
COMPARAISON 9 :	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – COUPLAGE Yd1yo – AVEC VARIATION LIGNE, CHARGE ET PUISSANCE DE COURT CIRCUIT – SANS FILTRE	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – COUPLAGE Yd1yo
COMPARAISON 10 :	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – COUPLAGE Yd1yo – AVEC VARIATION LIGNE, CHARGE ET PUISSANCE DE COURT CIRCUIT – SANS FILTRE	CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – COUPLAGE Yd1yo – AVEC VARIATION LIGNE, CHARGE ET PUISSANCE DE COURT CIRCUIT – AVEC FILTRE 5 ET 7.

Tableau A5.35 : Comparaison 1

CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR



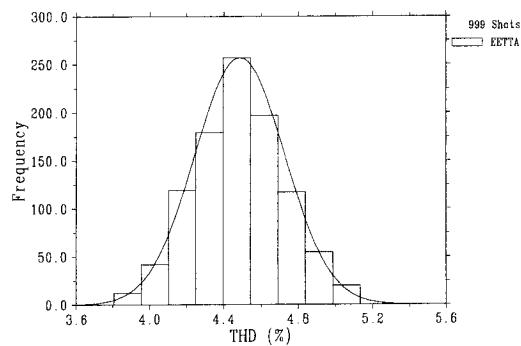
NUMBER	DISTORTION						TOTAL HARMONICS
	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	
MIN	4.4754E+00	2.9225E+00	3.7484E+00	3.3728E-01	0.0000E+00	3.8077E+00	3.8077E+00
MEAN	5.5829E+00	3.0076E+00	4.4334E+00	6.7770E-01	0.0000E+00	4.4860E+00	4.4860E+00
MAX	7.0435E+00	3.1113E+00	5.3516E+00	1.0019E+00	0.0000E+00	5.4278E+00	5.4278E+00
STDDEV	3.8750E-01	2.6021E-02	2.4339E-01	9.7082E-02	0.0000E+00	2.4161E-01	2.4161E-01

CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR

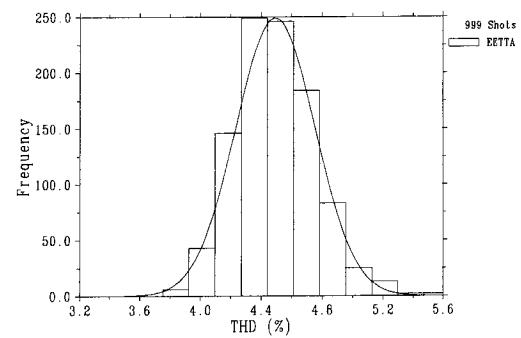
NUMBER	DISTORTION						INTER-HARMONICS	TOTAL
	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS		
MIN	4.5140E+00	2.9339E+00	3.7954E+00	4.2469E-01	0.0000E+00	3.8382E+00	0.0000E+00	3.8382E+00
MEAN	5.5843E+00	3.0086E+00	4.4356E+00	6.7136E-01	0.0000E+00	4.4872E+00	0.0000E+00	4.4872E+00
MAX	7.0055E+00	3.0974E+00	5.3372E+00	9.9693E-01	0.0000E+00	5.3938E+00	0.0000E+00	5.3938E+00
STDDEV	3.9235E-01	2.5404E-02	2.4757E-01	9.4221E-02	0.0000E+00	2.4514E-01	0.0000E+00	2.4514E-01

Tableau A5.36 : Comparaison 2

CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR



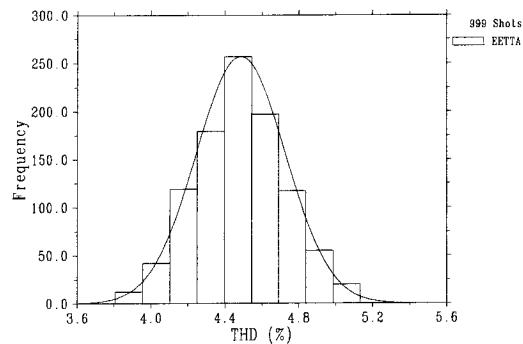
DISTORTION							
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	TOTAL HARMONICS
MIN	4.4754E+00	2.9225E+00	3.7484E+00	3.3728E-01	0.0000E+00	3.8077E+00	3.8077E+00
MEAN	5.5829E+00	3.0076E+00	4.4334E+00	6.7770E-01	0.0000E+00	4.4860E+00	4.4860E+00
MAX	7.0435E+00	3.1113E+00	5.3516E+00	1.0019E+00	0.0000E+00	5.4278E+00	5.4278E+00
STDDEV	3.8750E-01	2.6021E-02	2.4339E-01	9.7082E-02	0.0000E+00	2.4161E-01	2.4161E-01

CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 10\%$ DU TRANSFORMATEUR

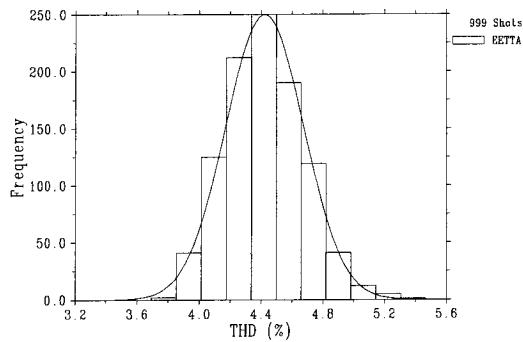
DISTORTION								
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL HARMONICS
MIN	4.3690E+00	2.9312E+00	3.7013E+00	3.8277E-01	0.0000E+00	3.7537E+00	0.0000E+00	3.7537E+00
MEAN	5.5922E+00	3.0086E+00	4.4401E+00	6.7257E-01	0.0000E+00	4.4924E+00	0.0000E+00	4.4924E+00
MAX	7.3861E+00	3.0974E+00	5.5853E+00	1.0898E+00	0.0000E+00	5.6417E+00	0.0000E+00	5.6417E+00
STDDEV	4.1581E-01	2.5526E-02	2.6292E-01	1.1521E-01	0.0000E+00	2.5997E-01	0.0000E+00	2.5997E-01

Tableau A5.37 : Comparaison 3

CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR



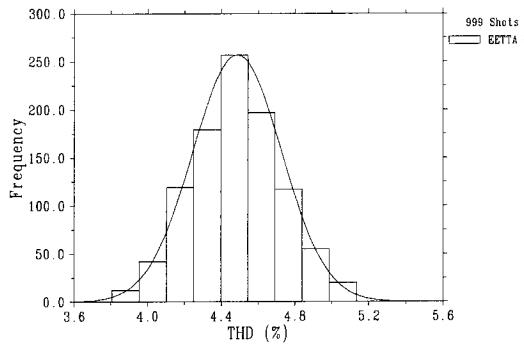
NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION			HARMONICS	TOTAL HARMONICS
			BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS		
MIN	4.4754E+00	2.9225E+00	3.7484E+00	3.3728E-01	0.0000E+00	3.8077E+00	3.8077E+00
MEAN	5.5829E+00	3.0076E+00	4.4334E+00	6.7770E-01	0.0000E+00	4.4860E+00	4.4860E+00
MAX	7.0435E+00	3.1113E+00	5.3516E+00	1.0019E+00	0.0000E+00	5.4278E+00	5.4278E+00
STDEV	3.8750E-01	2.6021E-02	2.4339E-01	9.7082E-02	0.0000E+00	2.4161E-01	2.4161E-01

CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT +5 -15% DU TRANSFORMATEUR

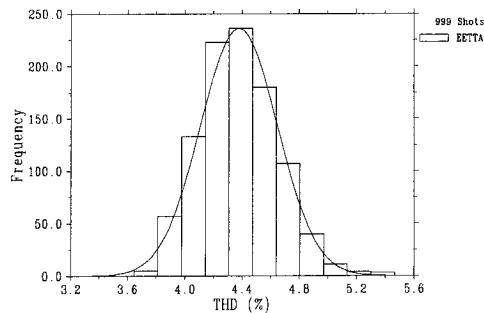
NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION			HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL
			BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS			
MIN	4.2614E+00	2.9357E+00	3.6357E+00	3.8981E-01	0.0000E+00	3.6916E+00	0.0000E+00	3.6916E+00
MEAN	5.4799E+00	3.0091E+00	4.3680E+00	6.8229E-01	0.0000E+00	4.4227E+00	0.0000E+00	4.4227E+00
MAX	7.1166E+00	3.0974E+00	5.4045E+00	1.1237E+00	0.0000E+00	5.4659E+00	0.0000E+00	5.4659E+00
STDEV	4.0574E-01	2.4716E-02	2.5558E-01	1.1853E-01	0.0000E+00	2.5241E-01	0.0000E+00	2.5241E-01

Tableau A5.38 : Comparaison 4

CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR



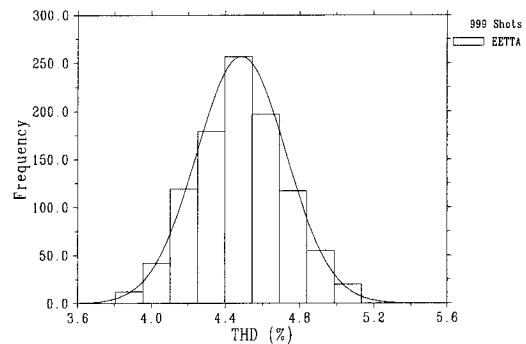
DISTORTION								
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	TOTAL HARMONICS	
MIN	4.4754E+00	2.9225E+00	3.7484E+00	3.3728E-01	0.0000E+00	3.8077E+00	3.8077E+00	
MEAN	5.5829E+00	3.0076E+00	4.4334E+00	6.7770E-01	0.0000E+00	4.4860E+00	4.4860E+00	
MAX	7.0435E+00	3.1113E+00	5.3516E+00	1.0019E+00	0.0000E+00	5.4278E+00	5.4278E+00	
STDDEV	3.8750E-01	2.6021E-02	2.4339E-01	9.7082E-02	0.0000E+00	2.4161E-01	2.4161E-01	

CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 50^\circ$ ET RAPPORT +5 -15% DU TRANSFORMATEUR

DISTORTION									
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL	
MIN	4.1625E+00	2.9198E+00	3.5982E+00	3.8981E-01	0.0000E+00	3.6470E+00	0.0000E+00	3.6470E+00	
MEAN	5.4059E+00	3.0109E+00	4.3227E+00	6.8260E-01	0.0000E+00	4.3780E+00	0.0000E+00	4.3780E+00	
MAX	7.1166E+00	3.1300E+00	5.4045E+00	1.1237E+00	0.0000E+00	5.4659E+00	0.0000E+00	5.4659E+00	
STDDEV	4.3681E-01	2.6906E-02	2.7315E-01	1.1855E-01	0.0000E+00	2.7007E-01	0.0000E+00	2.7007E-01	

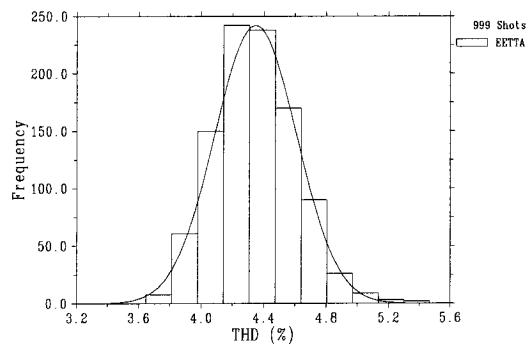
Tableau A5.39 : Comparaison 5

CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR



NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION			HARMONICS	TOTAL HARMONICS
			BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS		
MIN	4.4754E+00	2.9225E+00	3.7464E+00	3.3728E-01	0.0000E+00	3.8077E+00	3.8077E+00
MEAN	5.5829E+00	3.0076E+00	4.4334E+00	6.7770E-01	0.0000E+00	4.4860E+00	4.4860E+00
MAX	7.0435E+00	3.1113E+00	5.3516E+00	1.0019E+00	0.0000E+00	5.4278E+00	5.4278E+00
STDDEV	3.8750E-01	2.6021E-02	2.4339E-01	9.7082E-02	0.0000E+00	2.4161E-01	2.4161E-01

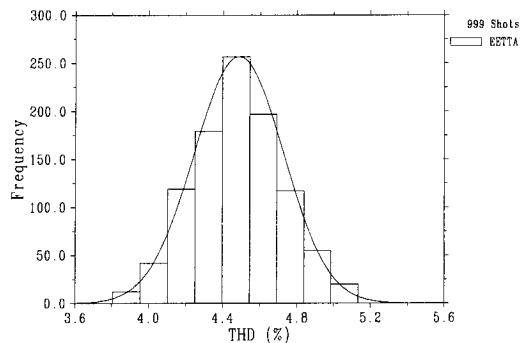
CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de 0 À +50° ET RAPPORT +5 -15% DU TRANSFORMATEUR



NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION			HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL
			BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS			
MIN	4.11625E+00	2.9126E+00	3.5982E+00	3.8981E-01	0.0000E+00	3.6470E+00	0.0000E+00	3.6470E+00
MEAN	5.3561E+00	3.0108E+00	4.2915E+00	6.8259E-01	0.0000E+00	4.3472E+00	0.0000E+00	4.3472E+00
MAX	7.1166E+00	3.1345E+00	5.4045E+00	1.1237E+00	0.0000E+00	5.4659E+00	0.0000E+00	5.4659E+00
STDDEV	4.2301E-01	2.9805E-02	2.6400E-01	1.1855E-01	0.0000E+00	2.6115E-01	0.0000E+00	2.6115E-01

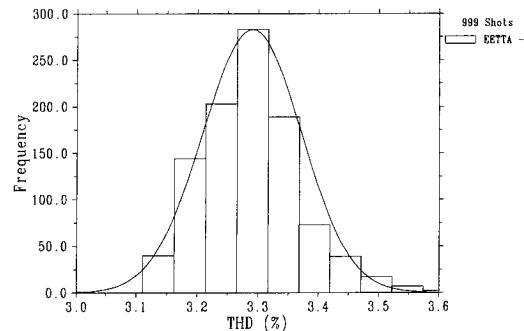
Tableau A5.40 : Comparaison 6

CAS SANS VARIATION DE L'ANGLE ET RAPPORT DU TRANSFORMATEUR

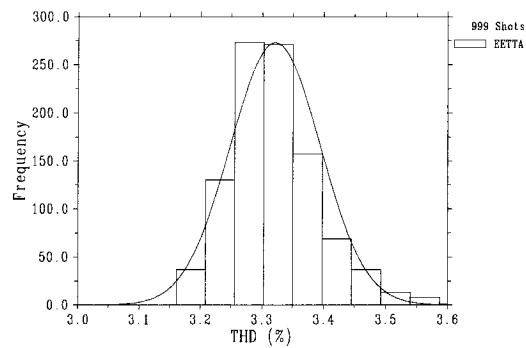


NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION					TOTAL HARMONICS
			BALANCED	RESIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS		
MIN	4.4754E+00	2.9225E+00	3.7484E+00	3.3728E-01	0.0000E+00	3.8077E+00	3.8077E+00	
MEAN	5.5829E+00	3.0076E+00	4.4334E+00	6.7770E-01	0.0000E+00	4.4860E+00	4.4860E+00	
MAX	7.0435E+00	3.1113E+00	5.3516E+00	1.0019E+00	0.0000E+00	5.4278E+00	5.4278E+00	
STDDEV	3.8750E-01	2.6021E-02	2.4339E-01	9.7082E-02	0.0000E+00	2.4161E-01	2.4161E-01	

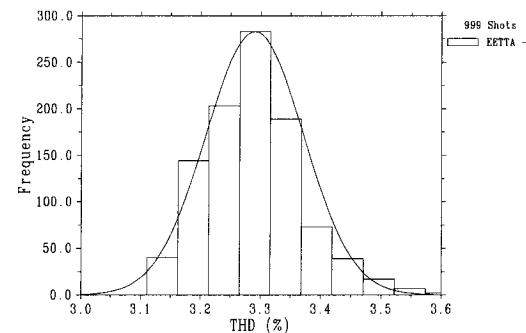
CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de 0 +50° ET RAPPORT +5 -15% DU TRANSFORMATEUR -AVEC COUPLAGE Yd5yo



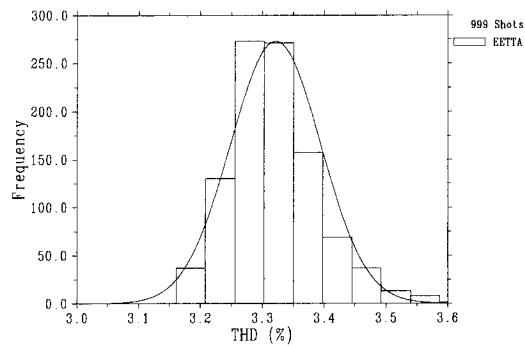
NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION					TOTAL HARMONICS
			BALANCED	RESIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	INTER-HARMONICS	
MIN	3.1896E+00	2.9765E+00	3.0433E+00	3.9295E-01	0.0000E+00	3.1109E+00	0.0000E+00	3.1109E+00
MEAN	3.5237E+00	3.0367E+00	3.2149E+00	6.8885E-01	0.0000E+00	3.2900E+00	0.0000E+00	3.2900E+00
MAX	4.2360E+00	3.1151E+00	3.6189E+00	1.1330E+00	0.0000E+00	3.6762E+00	0.0000E+00	3.6762E+00
STDDEV	1.4973E-01	1.8336E-02	7.8122E-02	1.1941E-01	0.0000E+00	8.1294E-02	0.0000E+00	8.1294E-02

Tableau A5.41 : Comparaison 7CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR -AVEC COUPLAGE Yd5yo

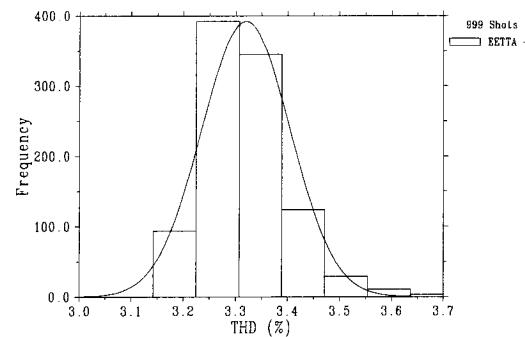
NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION				INTER-HARMONICS	TOTAL
			BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS		
MIN	3.2837E+00	2.9742E+00	3.1013E+00	4.2791E-01	0.0000E+00	3.1612E+00	0.0000E+00	3.1612E+00
MEAN	3.5830E+00	3.0362E+00	3.2502E+00	6.7768E-01	0.0000E+00	3.3214E+00	0.0000E+00	3.3214E+00
MAX	4.2451E+00	3.1242E+00	3.6246E+00	1.0067E+00	0.0000E+00	3.6814E+00	0.0000E+00	3.6814E+00
STDDEV	1.3166E-01	2.0612E-02	7.1313E-02	9.5072E-02	0.0000E+00	7.3097E-02	0.0000E+00	7.3097E-02

CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de 0 à $+50^\circ$ ET RAPPORT +5 -15% DU TRANSFORMATEUR -AVEC COUPLAGE Yd5yo

NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION				INTER-HARMONICS	TOTAL
			BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS		
MIN	3.1896E+00	2.9765E+00	3.0433E+00	3.9295E-01	0.0000E+00	3.1109E+00	0.0000E+00	3.1109E+00
MEAN	3.5237E+00	3.0367E+00	3.2149E+00	6.8885E-01	0.0000E+00	3.2900E+00	0.0000E+00	3.2900E+00
MAX	4.2360E+00	3.1151E+00	3.6189E+00	1.1330E+00	0.0000E+00	3.6762E+00	0.0000E+00	3.6762E+00
STDDEV	1.4973E-01	1.8336E-02	7.8122E-02	1.1941E-01	0.0000E+00	8.1294E-02	0.0000E+00	8.1294E-02

Tableau A5.42 : Comparaison 8CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR -AVEC COUPLAGE Yd5yo

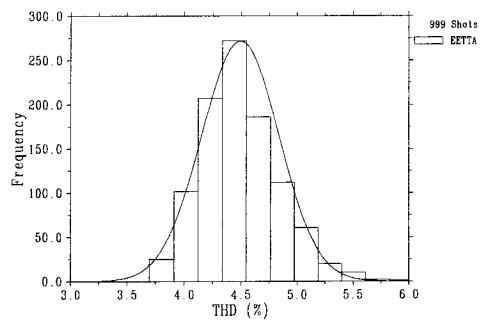
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	DISTORTION				INTER-HARMONICS	TOTAL
				REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS			
MIN	3.2837E+00	2.9742E+00	3.1013E+00	4.2791E-01	0.0000E+00	3.1612E+00	0.0000E+00	3.1612E+00	
MEAN	3.5830E+00	3.0362E+00	3.2502E+00	6.7768E-01	0.0000E+00	3.3214E+00	0.0000E+00	3.3214E+00	
MAX	4.2451E+00	3.1242E+00	3.6246E+00	1.0087E+00	0.0000E+00	3.6814E+00	0.0000E+00	3.6814E+00	
STDDEV	1.3166E-01	2.0612E-02	7.1313E-02	9.5072E-02	0.0000E+00	7.3097E-02	0.0000E+00	7.3097E-02	

CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE de $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR -AVEC COUPLAGE Yd5yo - VARIATION DE LA CHARGE. LONG DE LA LIGNE ET PUISSANCE DE COURT CIRCUIT

NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	DISTORTION				INTER-HARMONICS	TOTAL
				REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS			
MIN	3.2646E+00	2.9760E+00	3.0745E+00	3.6243E-01	0.0000E+00	3.1422E+00	0.0000E+00	3.1422E+00	
MEAN	3.5795E+00	3.0363E+00	3.2477E+00	6.7995E-01	0.0000E+00	3.3197E+00	0.0000E+00	3.3197E+00	
MAX	4.8419E+00	3.1515E+00	3.8962E+00	1.0958E+00	0.0000E+00	4.0470E+00	0.0000E+00	4.0470E+00	
STDDEV	1.4958E-01	2.2818E-02	7.9567E-02	1.0668E-01	0.0000E+00	8.4990E-02	0.0000E+00	8.4990E-02	

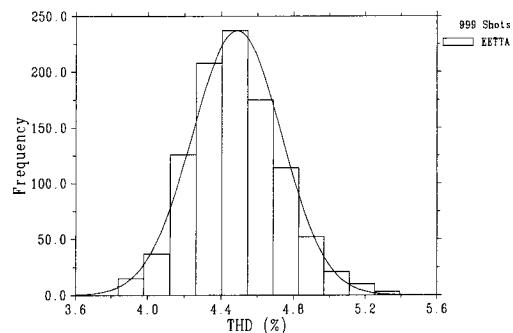
Tableau A5.43 : Comparaison 9

CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – COUPLAGE Yd1yo – AVEC VARIATION LIGNE. CHARGE ET PUISSANCE DE COURT CIRCUIT – SANS FILTRE



NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION				HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL
			BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS				
MIN	4.2794E+00	2.9340E+00	3.6623E+00	3.6021E-01	0.0000E+00	3.6965E+00	0.0000E+00	3.6965E+00	
MEAN	5.5935E+00	3.0085E+00	4.4425E+00	6.7359E-01	0.0000E+00	4.4946E+00	0.0000E+00	4.4946E+00	
MAX	7.9899E+00	3.0993E+00	5.9601E+00	1.0632E+00	0.0000E+00	6.0381E+00	0.0000E+00	6.0381E+00	
STDDEV	5.4563E-01	2.6451E-02	3.4288E-01	1.0559E-01	0.0000E+00	3.4281E-01	0.0000E+00	3.4281E-01	

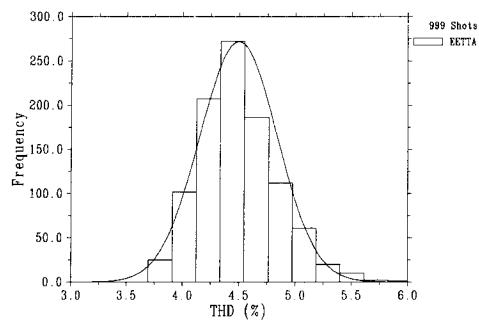
CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – COUPLAGE Yd1yo



NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION				HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL
			BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS				
MIN	4.5140E+00	2.9339E+00	3.7954E+00	4.2469E-01	0.0000E+00	3.8382E+00	0.0000E+00	3.8382E+00	
MEAN	5.5843E+00	3.0086E+00	4.4356E+00	6.7136E-01	0.0000E+00	4.4872E+00	0.0000E+00	4.4872E+00	
MAX	7.0055E+00	3.0974E+00	5.3372E+00	9.9693E-01	0.0000E+00	5.3938E+00	0.0000E+00	5.3938E+00	
STDDEV	3.9235E-01	2.5404E-02	2.4757E-01	9.4221E-02	0.0000E+00	2.4514E-01	0.0000E+00	2.4514E-01	

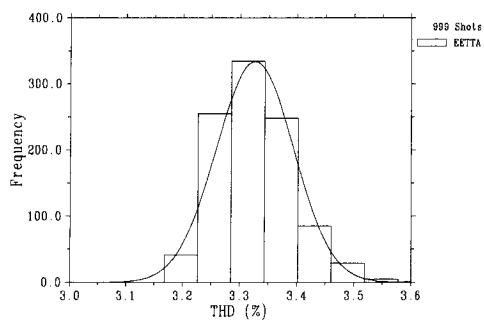
Tableau A5.44 : Comparaison 10

CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – COUPLAGE Yd1yo – AVEC VARIATION LIGNE. CHARGE ET PUISSANCE DE COURT CIRCUIT – SANS FILTRE



NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION					TOTAL
			BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	INTER-HARMONICS	
MIN	4.2794E+00	2.9340E+00	3.6623E+00	3.6021E-01	0.0000E+00	3.6965E+00	0.0000E+00	3.6965E+00
MEAN	5.5935E+00	3.0085E+00	4.4425E+00	6.7359E-01	0.0000E+00	4.4946E+00	0.0000E+00	4.4946E+00
MAX	7.9899E+00	3.0993E+00	5.9401E+00	1.0832E+00	0.0000E+00	6.0381E+00	0.0000E+00	6.0381E+00
STDDEV	5.4563E-01	2.6451E-02	3.4288E-01	1.0559E-01	0.0000E+00	3.4281E-01	0.0000E+00	3.4281E-01

CAS AVEC VARIATION DE L'ANGLE $\pm 5^\circ$ ET RAPPORT $\pm 1\%$ DU TRANSFORMATEUR – COUPLAGE Yd1yo – AVEC VARIATION LIGNE. CHARGE ET PUISSANCE DE COURT CIRCUIT – AVEC FILTRE 5 ET 7.



NUMBER	EVEN	ODD	DISTORTION					TOTAL
			BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	INTER-HARMONICS	
MIN	3.3283E+00	2.9603E+00	3.1097E+00	3.6928E-01	0.0000E+00	3.1682E+00	0.0000E+00	3.1682E+00
MEAN	3.5928E+00	3.0350E+00	3.2490E+00	7.0319E-01	0.0000E+00	3.3260E+00	0.0000E+00	3.3260E+00
MAX	4.4750E+00	3.1264E+00	3.7215E+00	1.1469E+00	0.0000E+00	3.8110E+00	0.0000E+00	3.8110E+00
STDDEV	1.1631E-01	2.6760E-02	6.2046E-02	1.1151E-01	0.0000E+00	6.7330E-02	0.0000E+00	6.7330E-02

ANNEXE 6**INFLUENCE DE LA SEQUENCE NEGATIVE .**

1-Tension d'alimentation avec une séquence inverse de 3%

2-Tension d'alimentation avec une séquence inverse de 2%

3-Tension d'alimentation avec une séquence inverse de 1%

4-THD de la courant côté 13.8 kv, séquence inverse de 3%

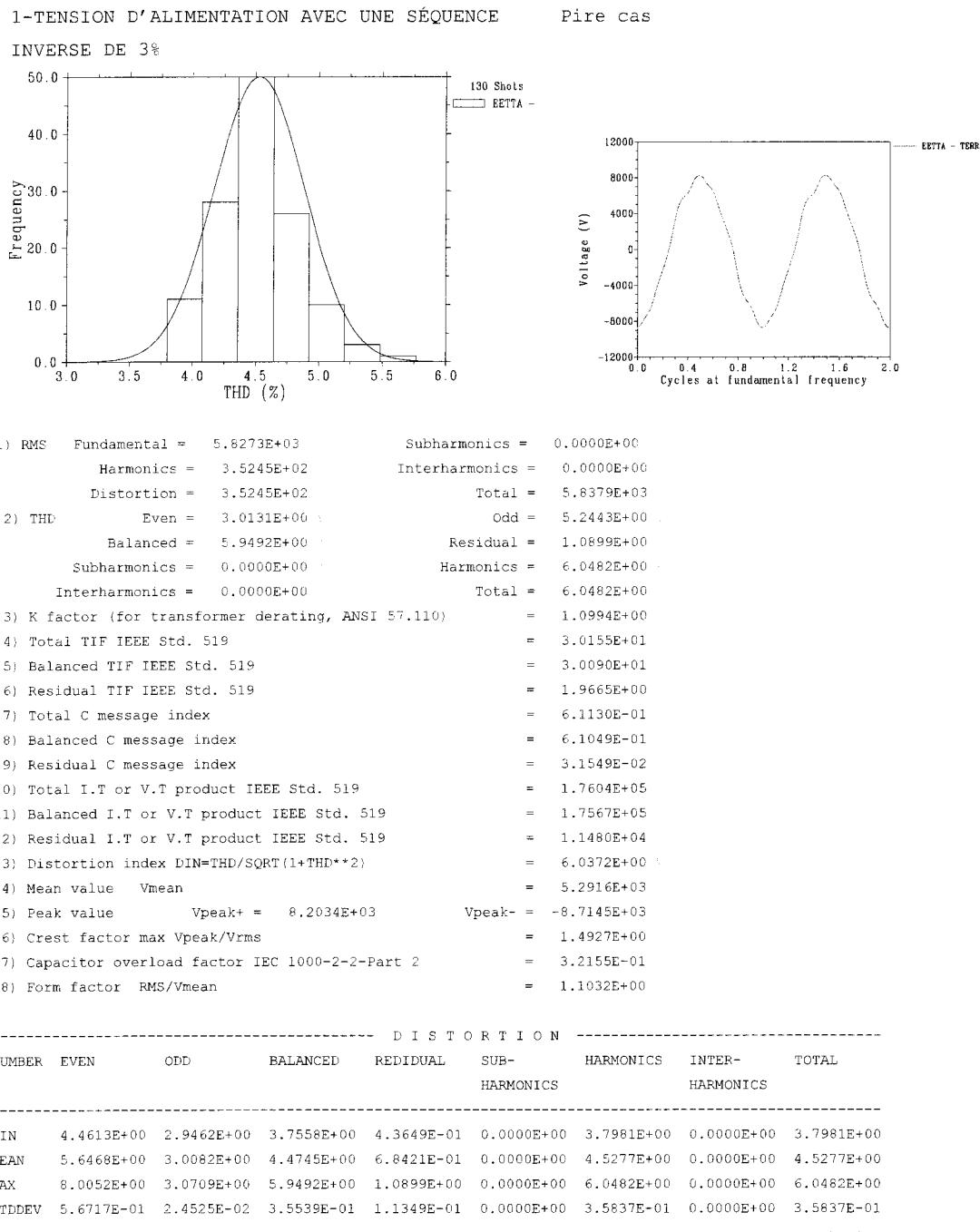
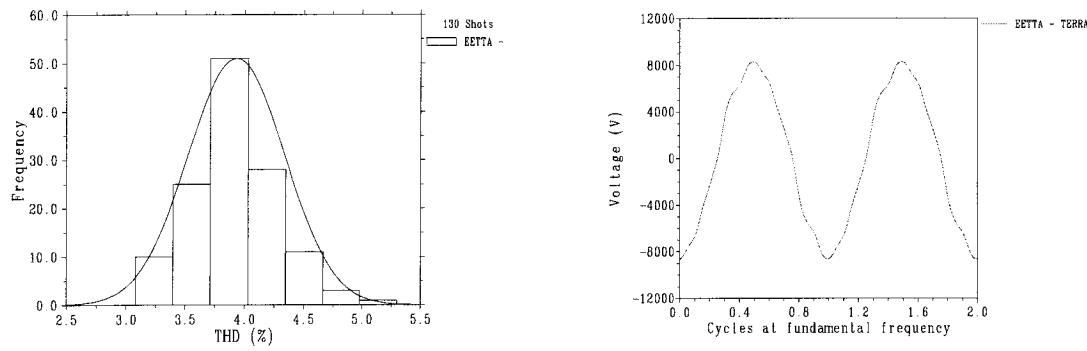
Tableau A6.45 : Influence de la composante de séquence négative

Tableau A6.46 : Influence de la composante de séquence négative

2-TENSION D'ALIMENTATION AVEC UNE SÉQUENCE
INVERSE DE 2% Pire cas

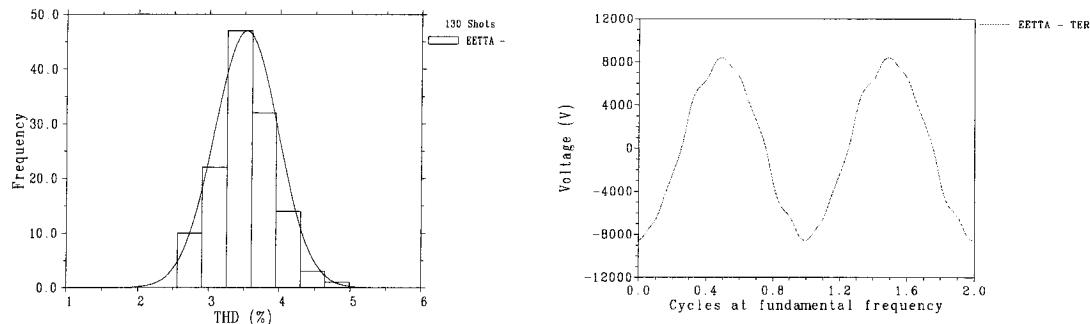


1) RMS	Fundamental =	$5.8273E+03$	Subharmonics =	$0.0000E+00$				
	Harmonics =	$3.2713E+02$	Interharmonics =	$0.0000E+00$				
	Distortion =	$3.2713E+02$	Total =	$5.8364E+03$				
2) THD	Even =	$2.0029E+00$	Odd =	$5.2443E+00$				
	Balanced =	$5.5069E+00$	Residual =	$1.0899E+00$				
	Subharmonics =	$0.0000E+00$	Harmonics =	$5.6137E+00$				
	Interharmonics =	$0.0000E+00$	Total =	$5.6137E+00$				
3) K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)	=	$1.0979E+00$						
4) Total TIF IEEE Std. 519	=	$3.0160E+01$						
5) Balanced TIF IEEE Std. 519	=	$3.0096E+01$						
6) Residual TIF IEEE Std. 519	=	$1.9670E+00$						
7) Total C message index	=	$6.1130E-01$						
8) Balanced C message index	=	$6.1048E-01$						
9) Residual C message index	=	$3.1557E-02$						
10) Total I.T or V.T product IEEE Std. 519	=	$1.7603E+05$						
11) Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519	=	$1.7565E+05$						
12) Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519	=	$1.1480E+04$						
13) Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)	=	$5.6049E+00$						
14) Mean value Vmean	=	$5.2904E+03$						
15) Peak value Vpeak+ =	$8.2847E+03$	Vpeak- =	$-8.6330E+03$					
16) Crest factor max Vpeak/Vrms	=	$1.4792E+00$						
17) Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2	=	$3.1839E-01$						
18) Form factor RMS/Vmean	=	$1.1032E+00$						
----- DISTORTION -----								
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL HARMONICS	
MIN	$3.8663E+00$	$1.9453E+00$	$3.0250E+00$	$4.3649E-01$	$0.0000E+00$	$3.0774E+00$	$0.0000E+00$	$3.0774E+00$
MEAN	$5.1782E+00$	$2.0082E+00$	$3.8687E+00$	$6.8421E-01$	$0.0000E+00$	$3.9301E+00$	$0.0000E+00$	$3.9301E+00$
MAX	$7.6822E+00$	$2.0868E+00$	$5.5069E+00$	$1.0899E+00$	$0.0000E+00$	$5.6137E+00$	$0.0000E+00$	$5.6137E+00$
STDDEV	$6.1442E-01$	$2.5194E-02$	$4.0603E-01$	$1.1349E-01$	$0.0000E+00$	$4.0784E-01$	$0.0000E+00$	$4.0784E-01$

Tableau A6.47 : Influence de la composante de séquence négative

3-TENSION D'ALIMENTATION AVEC UNE
SÉQUENCE INVERSE DE 1%

Pire cas

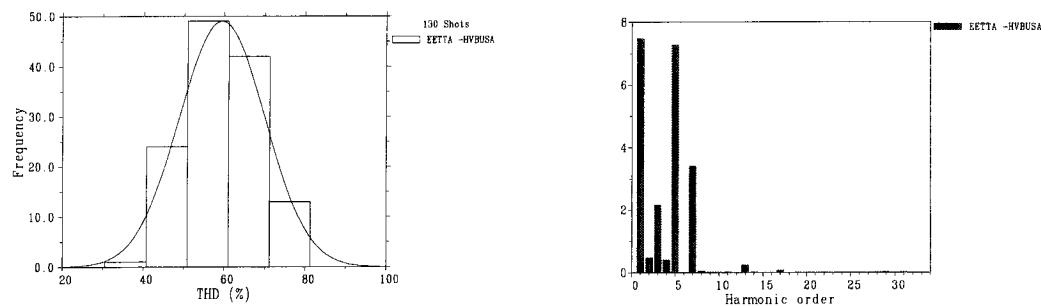


1) RMS Fundamental	= 5.8273E+03	Subharmonics	= 0.0000E+00
Harmonics	= 3.1118E+02	Interharmonics	= 0.0000E+00
Distortion	= 3.1118E+02	Total	= 5.8356E+03
2) THD Even	= 1.0065E+00 %	Odd	= 5.2443E+00 %
Balanced	= 5.2276E+00 %	Residual	= 1.0899E+00 %
Subharmonics	= 0.0000E+00 %	Harmonics	= 5.3400E+00 %
Interharmonics	= 0.0000E+00 %	Total	= 5.3400E+00 %
3) K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)	= 1.0970E+00		
4) Total TIF IEEE Std. 519	= 3.0164E+01		
5) Balanced TIF IEEE Std. 519	= 3.0099E+01		
6) Residual TIF IEEE Std. 519	= 1.9673E+00		
7) Total C message index	= 6.1129E-01		
8) Balanced C message index	= 6.1048E-01		
9) Residual C message index	= 3.1562E-02		
10) Total I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.7602E+05		
11) Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.7565E+05		
12) Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.1480E+04		
13) Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)	= 5.3324E+00 %		
14) Mean value Vmean	= 5.2895E+03		
15) Peak value Vpeak+ = 8.3652E+03	Vpeak- = -8.5526E+03		
16) Crest factor max Vpeak/Vrms	= 1.4656E+00		
17) Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2	= 3.1650E-01		
18) Form factor RMS/Vmean	= 1.1032E+00		

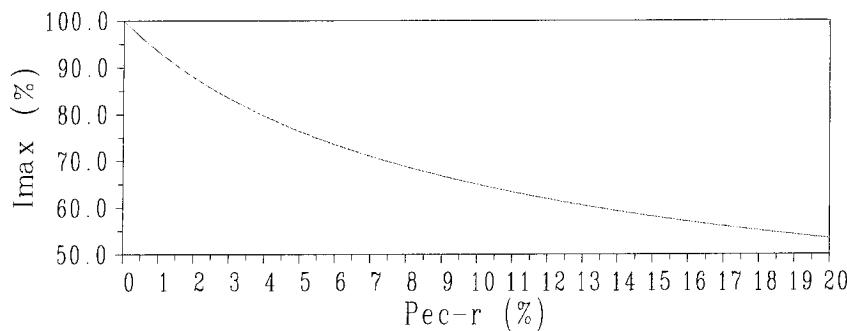
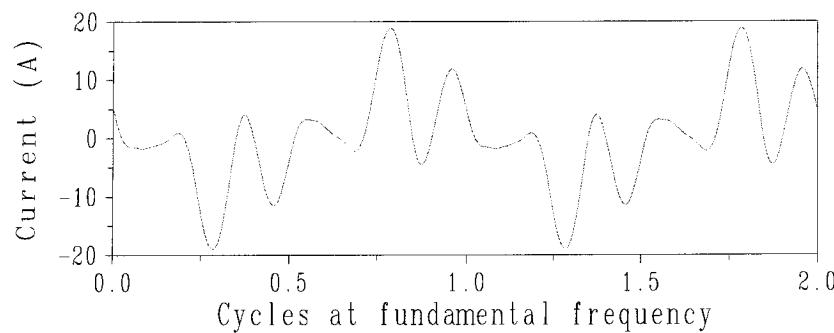
Tableau A6.48 : Influence de la composante de séquence négative

4-THD DU COURANT CÔTÉ 13.8 KV, SÉQUENCE
INVERSE DE 3%

Pire cas



Transformer derating (ANSI 57.110) K= 16.01



DISTORTION									
NUMBER	EVEN	ODD	BALANCED	REDIDUAL	SUB-HARMONICS	HARMONICS	INTER-HARMONICS	TOTAL HARMONICS	
MIN	4.3184E+01	6.8551E-01	2.9034E+01	7.9439E+00	0.0000E+00	3.0563E+01	0.0000E+00	3.0563E+01	
MEAN	8.3930E+01	3.3205E+00	5.7540E+01	1.4568E+01	0.0000E+00	5.9404E+01	0.0000E+00	5.9404E+01	
MAX	1.5782E+02	9.1099E+00	1.0795E+02	2.8949E+01	0.0000E+00	1.1176E+02	0.0000E+00	1.1176E+02	
STDDEV	1.4935E+01	1.5565E+00	1.0350E+01	3.2012E+00	0.0000E+00	1.0563E+01	0.0000E+00	1.0563E+01	

ANNEXE 7

CALCUL DES FILTRES

1- «Calcul».

$$X_{ln} = hn \cdot X_{l1} = X_{cn} = \frac{X_{c1}}{hn} = X_n \quad (47)$$

$$X_n = \sqrt{X_{l1} \cdot X_{c1}} = \sqrt{\frac{L_1}{C_1}} \quad (48)$$

$$f_n = hn \cdot f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_1 \cdot C_1}} \quad \text{hz} \quad (49)$$

$$hn = \frac{f_n}{f_0} = \frac{1}{\omega_0 \sqrt{L_1 \cdot C_1}} = \sqrt{\frac{X_{c1}}{X_{l1}}} \quad (50)$$

$$X_{l1} = \frac{X_{c1}}{hn^2} \quad (51)$$

La tension dans le condensateur par rapport à la terre

$$V_c = V_{c1} + V_{cn} = X_{c1} \cdot I_{c1} + X_{cn} \cdot I_{cn} \quad (52)$$

La tension nominale

$$V_c(l) = \sum_1 V_c(l) = \sum_{h=1} \sqrt{3} \cdot X_{ch} \cdot I_{ch} = \sum_{h=1} \sqrt{3} \cdot \frac{X_c}{h} \cdot I_{ch} \quad (53)$$

La valeur efficace

$$Vc(rms) = \sqrt{\sum_{l=1} Vc^2(l)} = \sqrt{\left(\sum_{h=1} \sqrt{3} \cdot Xch \cdot Ich\right)^2} = \sqrt{\left(\sum_{h=1} \sqrt{3} \cdot \frac{Xc}{h} \cdot Ich\right)^2} \quad (54)$$

La puissance absorbée pour l'inductance

$$QL = \sum_{h=1} VLh \cdot ILh \quad (55)$$

La puissance dans le condensateur

$$QC = \sum_{h=1} VCh \cdot ICh \quad (56)$$

Pour le désign :

- déterminer la grandeur du condensateur Qc en MVAr selon le besoin de la source

- la réactance capacitive est :

$$Xc = \frac{kV^2}{Qc} \quad (57)$$

Pour filtrer l'harmonique hn, le réacteur devra avoir une grandeur de :

$$Xl = \frac{Xc}{hn^2} \quad (58)$$

La résistance de l'inductance est :

$$R = \frac{Xn}{Q} \quad (59)$$

Où Q est le facteur de qualité qui varie entre 30 et 100.

La réactance caractéristique est donnée pour :

$$Xn = X \ln = Xcn = \sqrt{Xc \cdot Xl} = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (60)$$

La grandeur du filtre est :

$$Q_{filtre} = \frac{kV^2}{Xc - Xl} = \frac{kV^2}{Xc - \frac{Xc}{hn^2}} = \frac{hn^2}{hn^2 - 1} \cdot Qc \quad (61)$$

L'impédance du filtre pour l'harmonique h est :

$$Z(h) = R + j \cdot (h \cdot Xl - Xc/h) \quad (62)$$

$$[Z(h)] = \sqrt{R^2 + (h \cdot Xl - Xc/h)^2} \quad (63)$$

La tension du condensateur devra être :

$$\frac{Vc1}{Vbus1} = \frac{hn^2}{hn^2 - 1} \quad (64)$$

ANNEXE 8**TABLEAUX DE DONNEES DU RESEAU****Tableau A8.49 : Transformateur de puissance**

Numéro d'enroulements	3
Puissance triphasée	300kVA / 150 / 150
Connexion d'enroulement	Y / Y / D ou D/Y/Y
Rapport de transformation	13.8kV / 0 .230 / 0.230
Impédance de court-circuit d'enroulement	
Pour la séquence positive	
X ₁₂ ₁	6.0 %
X ₂₃ ₁	2.0 %
X ₃₁ ₁	6.0 %
Pour la séquence négative	
X ₁₂ ₀	6.0 %
X ₂₃ ₀	2.0 %
X ₃₁ ₀	6.0 %
(Tous les Xs calculées sur un base de 300kVA)	
Factor de declassement K	(à calculer)
Erreur de relation moyenne	1.0 %
Erreur de phase moyenne	5 degré
Écart d'erreur de relation	Dist. Uniforme
Écart d'erreur de phase	Dist. Uniforme

Tableau A8.50 : Sources de courant

Type de source représentée	Courant triphasée
Valeur crête moyenne de la courant harmonique	Ampère
Écart de la valeur crête de la courant harmonique	(à calculer)
Nombre des harmoniques représentées	33
Phase d'harmonique	(à calculer)
Séquence	positive, négative ou zéro

Tableau A8.51 : Equivalent du réseau

Niveau de tension de l'équivalent	13.8 kV
Fréquence nominale	60 Hz
Puissance de court-circuit triphasée (moyenne)	95 MVA – [N(1.8033, 0.018)Ω]
Puissance de court circuit monophasé (moyenne)	57 MVA – [N(5.5023, 0.055)Ω] (*)
Rapport X/R	100.0
Écart de la puissance de court-circuit	10 %

(*)NORMAL ($\mu\sigma$)**Tableau A8.52 : Paramètre ligne/câble de 13.8 kV**

Niveau de tension nominale	13.8 kV
Longueur moyenne	10 km
Écart de la longueur	10%
Paramètre de séquence de la ligne	
Pour la séquence positive	
R1	0.3 Ω/km
X1	0.41 Ω/km
B1	0.3 S/km
Pour la séquence négative	
R0	0.3 Ω/km
X0	0.41 Ω/km
B0	0.3 S/km

Tableau A8.53 : Paramètres des câbles de basse tension

Niveau de tension nominale	0.24 kV
Longueur moyenne	0.10 km
Écart de la longueur	50%
Paramètre de séquence du câble	
Pour la séquence positive	
R1	0.164 Ω/km
X1	0.09877 Ω/km
B1	0.408 S/km
Pour la séquence négative	
R0	1.28 Ω/km
X0	0.152 Ω/km
B0	0.408 S/km

Tableau A8.54 : Paramètres de la charge

Niveau de tension nominale	13.8 kV
Puissance moyenne	2.7 MVA
Écart de la puissance active	10%
Facteur de puissance	0.90 inductive
Modèle de la charge	CIGRE

ANNEXE 9

INDICES DE QUALITE

Transformé de Fourier. Détermination

L'option de Fourier calcule la décomposition en série de Fourier de l'onde sélectionnée. Le GTPPLOT, détermine la valeur efficace, et le THD (Total Harmonic Distortion). Ceux-ci sont calculés comme :

$$RMS = \sqrt{I_0^2 + \frac{1}{2} \sum_{h=1}^{h=N} I_{hpeak}^2} \quad (65)$$

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N I_h^2}}{I_1} \quad (66)$$

Le GTPPLOT détermine d'autres facteurs de qualité, tels les harmoniques pairs et impairs, le THD total, équilibré et résiduel ; le TIF (Telephone Influence Factor) ; l'indice C message total, équilibré et résiduel ; le produit I-T ; et le facteur K de classement de transformateur.

Le Facteur d'Influence Téléphonique

$$TIF = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{h=N} (V_h - W_h)^2}}{V_{total}} \quad (67)$$

où,

V_h = la tension de l'harmonique h

$$V_{total} = \sqrt{V_1^2 + V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_8^2} \quad (68)$$

et le rapport de pondération W_h est

$$W_h = pfC_h = 5fC_h \quad (69)$$

L'indice C

L'indice C est calculé par

$$\text{Indice } C = \frac{\sqrt{\sum (V_h - C_h)^2}}{V_{total}} \quad (70)$$

Le facteur W_h ou généralement W_f est donné au tableau suivant considérant une base de 60 Hz. Pour les systèmes à 50 Hz on doit interpoler.

Tableau A9.55 : Le facteur W_h

Fréq	b	W_h	Fréq	h	W_h	Fréq	h	W_h	Fréq	H	W_h
60	1	0.5	1020	17	5100	1860	31	7820	3000	50	9670
180	3	30	1080	18	5400	1980	33	8330	3180	53	8740
300	5	225	1140	19	5630	2100	35	8830	3300	55	8090
360	6	400	1260	21	6050	2160	36	9080	3540	59	6730
420	7	650	1380	23	6370	2220	37	9330	3660	61	6130
540	9	1320	1440	24	6560	2340	39	9840	3900	65	4400
660	11	2260	1500	25	6680	2460	41	10340	4020	67	3700
720	12	2760	1620	27	6970	2580	43	10600	4260	71	2750
780	13	3360	1740	29	7320	2820	47	10210	4380	73	2190
900	15	4350	1800	30	7570	2940	49	9820	5000	83.	840
1000	16. 6	5000									

Le Produit I-T (et V-T)

Le Produit I-T (ou V-T) est une caractéristique de la pollution harmonique occasionnée par la génération harmonique d'un client. Le Produit I-T est calculé de la même façon que le TIF mais il n'y a pas de division par courant total efficace.

$$I - T = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=N} (I_h - W_h)^2} \quad (71)$$

$$V - T = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=N} (V_h - W_h)^2} \quad (72)$$

Le facteur K de déclassement ANSI 57.110

Le facteur K est calculé comme

$$K = \frac{\sum_{h=1}^N h^2 I_h^2}{\sum_{h=1}^N I_h^2} \quad (73)$$

Avec ce facteur-ci, le déclassement du transformateur peut être calculé par

$$\sum_{h=1}^{h=N} I_h^2 = \sqrt{\frac{1 + Pec - r}{1 + K - Pec - r}} \quad (74)$$

où Pec-r correspond aux pertes par tensions nominales.

L'Indice de Distorsion (German National Standard DIN 40110)

Cet indice est calculé par

$$DIN = \sqrt{\frac{1 + THD^2}{THD^2}} \quad (75)$$

La Valeur de Pointe

La valeur de pointe est le maximum des valeurs pour la période totale. Le programme calcule les deux extrêmes, positif et négatif.

La Valeur Moyenne

La valeur moyenne est la moyenne arithmétique des valeurs absolues pour la période totale. Le programme calcule cette moyenne-ci comme

$$V_{avg} = \left(\sum |V_i| \right) / n \quad (76)$$

Facteur de crête

Le facteur de crête est

$$\text{Facteur de Crête} = \frac{V_{peak}}{V_{rms}} \quad (77)$$

Facteur de forme

Le facteur de forme est

$$\text{Facteur de forme} = \frac{V_{rms}}{V_{avg}} \quad (78)$$

Facteur de la surcharge du condensateur (IEC 1000-2-2 Part 2, Electromagnetic Compatibility (EMC))

Ce facteur est calculé comme D_w

$$D_w^2 = \sum_{h=2}^N h^2 \cdot u_h^2, \quad u_k = U_k / U_1 \quad \text{et} \quad D_w = \sqrt{D_w^2} \quad (79)$$

Dans la formule ci-dessus IEC recommande d'utiliser un N supérieur à 40. Les standards ANSI et canadiens limitent la charge harmonique à 1.35 pu.

Dans toutes les équations :

i = indice pour les valeurs en fonction du temps

n = nombre de points dans un cycle

h = rang harmonique

N = le nombre total d'harmoniques.

Tableau A9.56 : Normes sélectionnées, Pratiques recommandées, et limites standard de THD, TIF, V-T, et Produit I-T

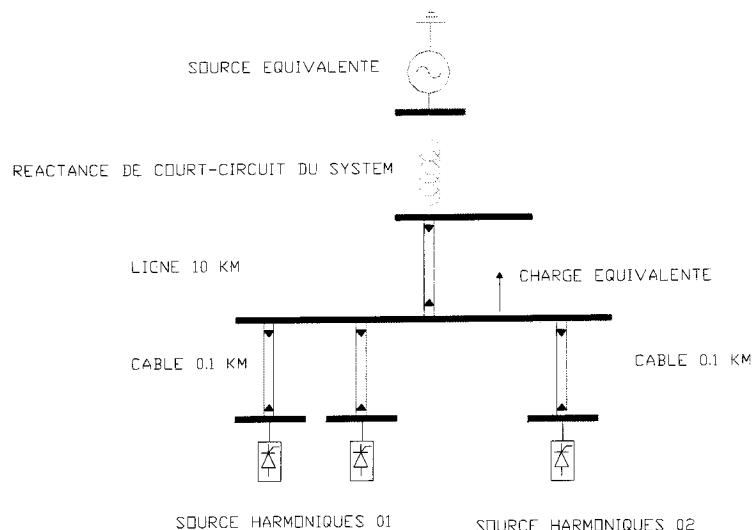
Application	Type de limite (source)	Valeur nominale d'équipements	Limite	Quantité électrique
Convertisseurs statiques	Pratique recommandée (IEEE Std. 519-1992)	2.4-69kV supérieur à 69 kV	THD \leq 8% THD \leq 1.5%	Bus voltage
Systèmes de distribution	Pratique recommandée (IEEE Std. 519-1992)	2.4-69kV supérieur à 69 kV	THD \leq 5% THD \leq 1.5%	Bus voltage
Systèmes de distribution	Standard (ANSI Std. 368)	Interférence téléphonique peu probable Interférence téléphonique possible Interférence téléphonique probable	IT \leq 10000 10000 \leq IT \leq 25000 IT $>$ 25000	Courante de ligne
Systèmes de répartition	Valeurs typiques	60-69 kV 19-44 kV	<u>Balancé</u> <u>Résiduel</u> IT=1400 60 < IT < 800 VT=700 15 < VT < 30	Courante de ligne Bus voltage
Systèmes de répartition	Valeur maximum typique	60-69 kV 60-69 kV	<u>Balancé</u> <u>Résiduel</u> KIT=6 0.1 < KIT < 1 KVT=3500 50 < KVT < 400	Courante de ligne Bus voltage
Machines synchrones	Standard (ANSI std. C50.12—1982)		<u>Balancé</u>	

		5-19.999 MVA 20 MVA et supérieur	<u>Résiduel</u> TIF<100 TIF<75 TIF<70 TIF<50	Courant de charge (source)
Générateurs synchrones	Standard (ANSI Std. 368)	Correctement nommés Générateurs	$5 < \text{TIF} < 10$	Courant de générateur
Machine synchrone à rotor cylindrique	Standard (ANSI Std. C50.13-1977)	62.5-299 kVA 300-699 700-999 1000-4999 5000-19999 20000-99999 100000 et supérieur	<u>Balancé</u> <u>Résiduel</u> TIF<350 TIF<250 TIF<150 TIF<150 TIF<100 TIF<100 TIF<75 TIF<70 TIF<50 TIF<40 TIF<30	Courant de ligne
Transformateurs de distribution	Normes d'ingénierie de distribution	110 V	IT<66 par chaque kVA nominal d'unité	Courant de ligne

ANNEXE 10

TEST DE TROIS MODELES POUR LA LIGNE DE 13.8 KV

RÉSEAU DE TEST



Pour le réseau illustré dans la figure au-dessus on utilise 3 différents modèles pour la ligne de 10 km. Dans le but de chercher si la variation de modèle cause une variation du THD.

Les modèles analysés sont :

1. modèle avec paramètres constante.
2. modèle pi avec effet pelliculaire et asymétrique.
3. modèle JMarti avec réponse en fréquence et effet pelliculaire.

À partir de la géométrie de la ligne et ses caractéristiques électriques, comme le type de conducteur (Al/Ac 120/20) et la résistivité du sol (100 ohm-m), on obtient les 3 modélés.

Les pages qui suivent donnent les données de départ et les résultats sur les paramètres de séquence.

Tableau A10.57 : Données géométriques et électriques

Table Row	Phase Number	Skin effect R-type	Resistance R (ohm/km)	Reactance X-type	data specification X(ohm/km) or GMR	Diameter (cm)	Horizontal X (mtrs)	Avg height Y (mtrs)
1	1	.31400	.23400	4	.000000	1.57000	1.100	10.000
2	2	.31400	.23400	4	.000000	1.57000	-1.100	8.000
3	3	.31400	.23400	4	.000000	1.57000	1.100	8.000
4	0	.50000	2.17500	4	.000000	.58500	0.500	11.700

Matrices are for earth resistivity = 1.0000000E+02 ohm-meters and frequency 6.0000000E+01 Hz.

Tableau A10.58 : Résultants de paramètres de séquence

Sequence	Surge impedance magnitude (ohm)	Attenuation angle(degr.)	wavelength db/km	velocity km/sec	Wavelength km	Resistance ohm/km	Reactance ohm/km	Susceptance mho/km
Zero :	9.54766E+02	-6.45331E+00	1.86807E-03	1.98268E+05	3.30447E+03	4.08081E-01	1.78083E+00	2.00420E-06
Positive:	3.68196E+02	-1.38871E+01	2.84639E-03	2.84422E+05	4.74036E+03	2.34264E-01	4.44808E-01	3.70828E-06

Pour calculer la THD aux bornes de la barre de charge du réseau de test, les trois modèles ont produit exactement le même résultat dans le calcul de la THD.

On conclut que pour faire le projet de pénétration harmonique, le modèle plus simple est suffisante.(modèle de paramètres de séquence).

Tableau A10.59 : Résultat du calcul de THD.

1) RMS	Fundamental = 8.4853E+03	Subharmonics = 0.0000E+00
Harmonics =	3.2125E+03	Interharmonics = 0.0000E+00
Distortion =	3.2125E+03	Total = 9.0730E+03
2) THD	Even = 1.6667E+01 %	Odd = 3.3993E+01 %
	Balanced = 3.3993E+01 %	Residual = 1.6667E+01 %
	Subharmonics = 0.0000E+00 %	Harmonics = 3.7859E+01 %
	Interharmonics = 0.0000E+00 %	Total = 3.7859E+01 %
3) K factor (for transformer derating, ANSI 57.110)	= 4.6492E+00	
4) Total TIF IEEE Std. 519	= 1.6930E+02	
5) Balanced TIF IEEE Std. 519	= 1.5740E+02	
6) Residual TIF IEEE Std. 519	= 6.2348E+01	
7) Total C message index	= 3.3848E+00	
8) Balanced C message index	= 3.0491E+00	
9) Residual C message index	= 1.4696E+00	
10) Total I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.5361E+06	
11) Balanced I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 1.4281E+06	
12) Residual I.T or V.T product IEEE Std. 519	= 5.6569E+05	
13) Distortion index DIN=THD/SQRT(1+THD**2)	= 3.5407E+01 %	
14) Mean value Vmean	= 8.1175E+03	
15) Peak value Vpeak+ = 1.4667E+04	Vpeak- = -1.8665E+04	
16) Crest factor max Vpeak/Vrms	= 2.0572E+00	
17) Capacitor overload factor IEC 1000-2-2-Part 2	= 2.0774E+00	
18) Form factor RMS/Vmean	= 1.1177E+00	

FICHIER ATP/EMTP DU TEST

```

C
C   FILE:TEST.dat
C   DESCRIPTION:
C   RESEAU: LIGNE DE 10 KM (COMPARAISON DE 3 MODELES DE LIGNE)
C   DATE:16 FÉVRIER 2004
C   AUTOUR:LUIS DANIEL BELLOMO
C
C BEGIN NEW DATA CASE
POWER FREQUENCY, 60.0
HARMONIC FREQUENCY SCAN
C deltat    tmax      xopt      copt      epsiln      tolmat      tstart
C          1       -1       60.       60.
C   iout     iplot    idoub1    ksscout    maxout      ipun      memsav      icat      nenerg      iprsup
C          1         1
C
C -----
SRCA  BUS1_A           0.1
SRCB  BUS1_B           0.1
SRCC  BUS1_C           0.1
C
C -----
LOADA BUS2_A           0.1
LOADB BUS2_B           0.1
LOADC BUS2_C           0.1
C
C ****
C   lo km line
SENABLE
C
C -----MODELE DE PARAMETRES DE SEQUENCE-----
C
C           r0/km  x0/km B0/km dist
C -----
C -1BUS1_ABUS2_C        0.408 1.780 2.004 10.0
C -2BUS1_BBUS2_C        0.234  .4448 3.708 10.0
C -3BUS1_CBUS2_C
C
C -----MODELE PI SANS TRANSPPOSITION-----
SVINTAGE, 1
1BUS1-ABUS2-A          2.92014652E+00 8.90351654E+00 3.17422997E+01
2BUS1-BBUS2-B          5.78913231E-01 4.27857126E+00 -4.40716876E+00
2.92297621E+00 8.90047165E+00 3.08172690E+01
3BUS1-CBUS2-C          5.78920003E-01 4.57752135E+00 -6.51770650E+00
5.80333429E-01 4.50413687E+00 -6.11589826E+00
2.92297621E+00 8.90047165E+00 3.16480681E+01
SVINTAGE, -1,
C -----MODELE JMARTIN-----
SDISABLE
C
C
-1BUS1-ABUS2-A          2. 0.00          -2 3
9   6.3127677041857146000E+02
2.8763539728523760E+03 4.62894747082918640E+03 7.53579965045989140E+03
1.67015275718624580E+04 1.32968894450746210E+05 9.77708868342261760E+05
1.17913774904869520E+07 2.56919762469306850E+07 1.55138481566751090E+08
3.41023007007123740E-01 1.67077608921010710E+00 7.32775915847250480E+00
5.01863721469392060E+01 8.57051447171933430E+02 1.42502706769017240E+04
3.63097199032641410E+05 1.66325134318038840E+06 1.02494827753692050E+07
10   3.3757892047924110000E-05
6.70266530268607590E+00 1.48396680972882710E+02 3.09972756212356440E+02
3.19090703779198380E+03 -9.09892085948261410E+03 8.32242875166570590E+04
6.86456696082067790E+04 4.63352200274710280E+07 -3.53805461312728170E+09
3.49157296608440400E+09
6.6686883540371710E+02 1.62411251412357360E+04 1.39503564252206490E+04
6.49749617202482400E+04 2.26320267244208870E+05 1.99266156781436930E+05
3.28606998793585460E+05 1.49359270692316750E+06 1.62769449247331360E+06
1.62932218696578550E+06
-2BUS1-BBUS2-B          2. 0.00          -2 3
9   3.2835870456078248000E+02
1.8972239894386870E+03 3.43525769216287560E+03 8.16305050083455900E+03
1.51144000479993960E+04 2.00719694203339790E+00 2.33448381149059920E+03
1.76768794262566140E+03 2.07799442730042300E+03 8.70514146721230790E+04
2.15418303195678420E-01 1.36427211666144510E+00 8.59916897303472360E+00
5.09403413480601370E+01 8.07406533439687730E+01 1.33186189107954730E+02
1.94492217271527690E+02 3.28107389132115260E+02 9.56816763584035830E+03
9   3.3345575979978021000E-05
1.13605596157097960E+01 6.7190823793985450E+02 6.59295415995994970E+02
2.33162737763675520E+03 2.26101375935491780E+04 2.31495205206198360E+05
9.85438503270461570E+05 -7.16087341729863640E+06 5.62482977827440870E+07
1.55477973972955400E+03 8.64498991546914330E+04 9.67026010783626550E+04
3.17175575323655400E+05 7.82631060857852340E+05 3.81114873094407470E+06
9.13970118617360480E+06 5.44551333451744910E+08 7.15376719264144150E+07
-3BUS1-CBUS2-C          2. 0.00          -2 3
9   3.5133540338976360000E+02
1.97662484494889830E+03 3.53628664130783680E+03 8.24706605470525760E+03
1.53462781099819910E+04 -5.79621124344140980E+02 2.46508878240324660E+03

```

```

1.55865911689420450E+03 1.88725907579524350E+03 8.40332415981518420E+04
2.24558976613960600E-01 1.38604261659045560E+00 8.47697563790532980E+00
4.88841708742093960E+01 7.49518480980249680E+01 1.26498934244300240E+02
1.75202767375092150E+02 2.95725401786733130E+02 8.78152161216340030E+03
     8   3.3290643109797425000E-05
9.27381688080213710E+01 1.67237251052267380E+03 8.11303572303615690E+03
7.77079266342546330E+04 4.56318219862843280E+05 1.79152129614876910E+06
-7.06016416061145720E+06 3.95372329373993430E+07
8.92940444993715570E+03 1.59012893722496610E+05 3.92568282809881490E+05
1.80442409738484400E+06 5.1619724097439550E+06 1.18021906364084820E+07
5.21893230104021970E+08 5.7423287443589520E+07
0.47982688 -0.71835099 0.45245619
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.63940687 -0.08243531 -0.79079829
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.60077036 0.69077947 0.41221530
0.00000000 0.00000000 0.00000000

C
C ****
C
C
C next the load 20 ohm
C -----
LOADA      20.0
LOADB      20.0
LOADC      20.0

C
C branch to the converter x = 0.1 ohm
C -----
LOADA CONVA 0.1
LOADB CONVB 0.1
LOADC CONVC 0.1
1
1
1

C
C branch to the SECOND Converter x = 0.1 ohm
C -----
LOADA CON_A 0.1
LOADB CON_B 0.1
LOADC CON_C 0.1
1
1
1

C
C
C BLANK end of BRANCH data -----
C
C SWITCHES
C ^ ^ ^ ^ ^
BLANK end of SWITCH data
Polar Output Variables
C all frequencies in Hz
C amplitude Hz or h angle
C -----
14SRCA    8150.00   60.      0.
14SRCB    8150.00   60.     240.
14SRCC    8150.00   60.     120.
C
C fundamental 60 A/phase
C -----
14CONVA -1 300.0    60.0    10.0
14CONVB -1 300.0    60.0    250.0
14CONVC -1 300.0    60.0    130.0
C
      5th
14CONVA -1 100.0   300.0   10.00
14CONVB -1 100.0   300.0   130.00
14CONVC -1 100.0   300.0   250.00
C
      7th
14CONVA -1 50.0    360.0   10.00
14CONVB -1 50.0    360.0   250.00
14CONVC -1 50.0    360.0   130.00
C
      11th
14CONVA -1 20.0    660.0   10.00
14CONVB -1 20.0    660.0   130.00
14CONVC -1 20.0    660.0   250.00
C
C
C harmonic sources angle
C at converter
C fundamental 60 A/phase
14CON_A -1 300.0    60.0    10.0
14CON_B -1 300.0    60.0    250.0
14CON_C -1 300.0    60.0    130.0
C
      5th
14CON_A -1 100.0   300.0   10.00
14CON_B -1 100.0   300.0   130.00
14CON_C -1 100.0   300.0   250.00
C
      7th
14CON_A -1 50.0    360.0   10.00
14CON_B -1 50.0    360.0   250.00
14CON_C -1 50.0    360.0   130.00
C
      11th
14CON_A -1 20.0    660.0   10.00
14CON_B -1 20.0    660.0   130.00
14CON_C -1 20.0    660.0   250.00

```

```
C
C
C
BLANK ending SOURCES
BLANK card ending F-dependent series R-L-C branches (none, for this subcase)
    LOADA LOADB LOADC
BLANK End of OUTPUT data -----
BLANK End of PLOT data -----
C $CLOSE, UNIT=LUNIT4 STATUS=KEEP
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK End of all cases -----|
```

ANNEXE 11

THEOREME DE LA limite CENTRALE ET TRANSFORMATION DE FOURIER

Soit $(X_i, i \geq 1)$ une suite de variables aléatoires indépendantes suivant toutes elles la même loi que X , avec :

$$E(X^2) < +\infty$$

$$\sigma^2 = E(X^2) - E(X)^2 = E((X - E(X))^2) \quad (80)$$

$$\text{erreur} = \varepsilon_n = \frac{X_1 + \dots + X_n}{n} - E(X) \quad (81)$$

$$\frac{\sqrt{n}}{\sigma} \varepsilon_n \text{ Converge selon la loi vers } G \quad (82)$$

G étant une variable aléatoire suivant une loi Gaussienne centrée réduite.

- G est une variable aléatoire de loi

$$e^{-x^2/2} \cdot \frac{dx}{\sqrt{2\pi}} \quad (83)$$

Si f est une fonction continue bornée :

$$E(f(\frac{\sqrt{n}}{\sigma} \varepsilon_n)) \approx E(f(G)) \quad (84)$$

$$\bar{X} = \frac{X_1 + \dots + X_n}{n} \quad (85)$$

Le théorème de la limite centrale implique :

$$\lim_{n \rightarrow +\infty} P\left(\left|\bar{X} - E(X)\right| \leq \alpha \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right) = \int_{-\alpha}^{+\alpha} e^{-x^2/2} \cdot \frac{dx}{\sqrt{2\pi}} \quad (86)$$

$$n \rightarrow +\infty$$

On fixe la confiance à 95%

$$P(|G| \leq 1.96) = 0.95 \quad (87)$$

On en déduit que :

$$P\left(\left|\bar{X} - E(X)\right| \leq 1.96 \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right) \approx 0.95 \quad (88)$$

Utilisation pratique

Avec une confiance de l'ordre de 95%, $E(X)$ appartient à l'intervalle :

$$\left[\bar{X} - 1.96 \frac{\sigma}{\sqrt{n}}, \bar{X} + 1.96 \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right] \quad (89)$$

L'ordre de la grandeur de l'erreur est donné par :

$$1.96 \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (90)$$

La valeur de σ n'est pas connue mais peut être facilement estimée.

Soient (X_1, \dots, X_n) indépendantes suivant la même loi:

$$\bar{X} = \frac{X_1 + \dots + X_n}{n} \quad (91)$$

L'estimateur de convergence et sans erreur systématique est σ^2

$$\begin{aligned} \sigma_n^2 &= \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \\ \lim n \rightarrow +\infty \sigma_n^2 &= \sigma^2 \end{aligned} \quad (92)$$

(Convergence)

De cette façon, évaluant X moyenne et l'écart sur l'échantillon et avec un intervalle de confiance de 95% on a :

$$\left[\bar{X} - 1.96 \frac{\sigma_n}{\sqrt{n}}, \bar{X} + 1.96 \frac{\sigma_n}{\sqrt{n}}\right] \quad (93)$$

TRANSFORMATION DISCRETE DE FOURIER

Dans le cas où le spectre dans le domaine de la fréquence est une fonction discrète, tel comme la fonction dans le temps, on obtient les composants de la transformation discrète de Fourier.

$$X(f_k) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(tn) e^{-j2\pi kn/N} \quad (94)$$

et

$$x(tn) = \sum_{k=0}^{N-1} X(f_k) e^{j2\pi kn/N} \quad (95)$$

Les deux fonctions dans le domaine de la fréquence et du temps sont assumées comme périodiques, avec un total de N échantillon par période.

Pour son évaluation par ordinateur on réécrit,

$$X(f_k) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(tn) W^{kn} \quad (96)$$

Où

$$W^{kn} = e^{-j2\pi n/N} \quad (97)$$

Si on écrit comme une matrice

$$\begin{bmatrix} X(f_0) \\ X(f_1) \\ \vdots \\ X(f_k) \\ X(f_{N-1}) \end{bmatrix} = \frac{1}{N} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & W & \cdot & W^k & W^{N-1} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ 1 & W^k & \cdot & W^{k^2} & W^{k(N-1)} \\ 1 & W^{N-1} & \cdot & W^{(N-1)k} & W^{(N-1)^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t_0) \\ x(t_1) \\ \vdots \\ x(t_k) \\ x(t_{N-1}) \end{bmatrix} \quad (98)$$

Ou dans la forme condensée

$$[X(f_k)] = \frac{1}{N} [W^{kn}] x(tn) \quad (99)$$

Dans l'équation ci-dessus $X(f_k)$ est un vecteur représenté par N composants de la fonction dans le domaine de la fréquence, tandis que $x(tn)$ est un vecteur représenté par N composants de la fonction dans le domaine du temps.

Chaque élément $[W^{kn}]$ est un vecteur unitaire

$$[W^{kn}] = \frac{2n\pi}{N} \quad (100)$$

, avec $n=0,..,(N-1)$

