

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE.
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE.
ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE – ALGER.
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE.

THESE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
المكتبة — BIBLIOTHEQUE
Ecole Nationale Polytechnique

présentée par :

Karim SEBAA

Ingénieur d'état en Electrotechnique (E.N.P. - Alger)

en vue de l'obtention
du grade de **MAGISTER en Electrotechnique**

Option : RESEAUX ELECTRIQUES

Thème

Evaluation de l'Impédance Harmonique d'un Réseau Electrique

Soutenue le Juin 2000 devant les membres du jury suivant :

M.S. BOUCHERIT	Maître de Conférences, E.N.P.	Président de jury
A. HELLAL	Maître de Conférences, E.N.P.	Rapporteur
E.M. BERKOUK	Docteur d'État, E.N.P.	Examineur
L. NEZLI	Chargé de Cours, E.N.P.	Examineur
M. BOUDOUR	Chargé de Cours, U.S.T.H.B.	Examineur

بسم الله الرحمن الرحيم

﴿ قل لو كان البحر مداداً لكلمات ربي لنفد البحر قبل أن
تنفذ كلمات ربي و لو جئنا بمثله مداداً ﴾

صدق الله العظيم

سورة الكهف آية ١٠٨-١٠٩

الأشغال المنجزة من طرف هيكل التعبير الدولية و المنصبة في سياق الحد من مشاكل التوفيقات الكهربائية، قد أضفت على واجهة المعايير الكهربائية حدودا يطلب من الشحن الصناعية مراعاتها. سواء كانت هذه الأخيرة مصاغة على شكل قيم لتيارات كهربائية، أو على شكل قيم لتوترات كهربائية. معرفة الممانعة التوفيقية لازمة و مهمة لتحديد مدى تأثير شحنة غير خطية على الشبكة موضوع الإمداد، أو لتحديد مستوى مقبول من التيارات التوفيقية بدلالة الاضطراب في التوتر المسموح به.

عموما هذه الممانعة تعين بطرق و أساليب حسابية، طبيعة و دقة المعطيات الواجب تقديمها لنموذجية الشبكة ليست مستغلة على نفس الطريقة و منه سنستعرض في هذا البحث مزيج من الطرق المطبقة في هذا الصدد.

الكلمات المفتاح: الممانعة التوفيقية، نقطة الإمداد المشتركة - ن، أ، م-، نهايات البث الاضطرابي، التجاوب التفرعي، الشحن المضطربة.

Résumé:

Les travaux menés par les organismes de normalisation ont fait apparaître des normes d'émission par les charges industrielles, exprimées en courants ou en tension harmonique. La connaissance de l'impédance harmonique est une donnée nécessaire pour l'évaluation de l'impact d'une charge perturbatrice sur un réseau auquel elle est raccordée, ou pour déterminer un droit à injecter des courants harmoniques en fonction de la perturbation en tension autorisée.

Généralement, cette impédance est évaluée par le calcul. La nature et la précision des données à fournir pour la modélisation du réseau ne sont pas toujours appréhendées de façon identique. Ce travail présente une synthèse de méthodes appliquées dans ce sens.

Mots clés: Impédance harmonique, P.C.C., limites d'émission, anti-résonance. charges perturbatrices.

Abstract :

The work carried out by organizations in charge of standardization has recently produced emission standards for industrial loads, expressed either in harmonic currents or harmonic voltages. The knowledge of the network is needed for assessing the impact of a disturbing load connected to it, or for determining the right to inject harmonic currents according to the allowed voltage disturbance.

Generally, this impedance is assessed by calculation. The nature and the accuracy of data to be provided for modeling the network are not always evaluated in the same way. In this thesis, we present various methods applied in this field.

Keys words: Harmonic transfer impedance, P.C.C., emission limits, parallel resonance, disturbing loads.

DEDICACES



Je dédie ce modeste travail aux personnes qui voient en moi leur futur et espoir, ce que je dois tous avant tout à ma famille.

ma très chère mère,

mon très cher père,

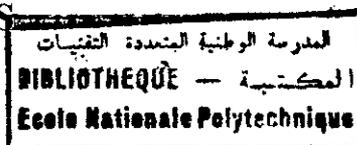
mes frères et sœurs,

à celui qui m'a soutenu et aidé, Monsieur A. BENAÏSSA,

à mes amis.

à la mémoire de Hacène.

REMERCIEMENTS



Les travaux qui font l'objet de ce mémoire ont été effectués au laboratoire de Réseaux Électriques de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger.

J'adresse mes sincères remerciements à mon Directeur de thèse, Monsieur A. Hellal pour l'aide et les conseils qu'il m'a donnés, en dirigeant ce travail.

Je dois remercier M.S. BOUCHERIT Maître de Conférences à l'ENP pour avoir accepté de présider le jury de cette thèse. Je remercie également E.M. BERKOUK Docteur d'État, L. NEZLI et M. BOUDOUR qui m'ont honoré par leur présence dans le jury.

Je tiens aussi à remercier tout le personnel administratif de l'E.N.P. et du centre de documentation (Bibliothèque et centre des Périodiques) pour leur aide inestimable.

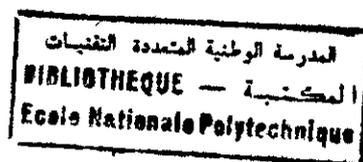
A travers ce mémoire, j'adresse mes reconnaissances à tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation depuis la première classe de primaire jusqu'à aujourd'hui. Aussi, Les agents formateurs et administratifs de L'Ecole Technique de Blida (Sonelgaz), du centre de Distribution de Blida (Sonelgaz). et sans oublier les chercheurs de la Direction RD (Sonelgaz), spécialement Messieurs M.O. Redjah et M. Ghezaili.

Enfin, je ne peux oublier mon cher père, ma chère mère, qui m'ont beaucoup aidés par leur compréhension, leurs sacrifices et leur patience, sans lesquels ce travail n'aurait jamais vu le jour. Je profite de cette occasion pour leur dire que je les aime beaucoup.

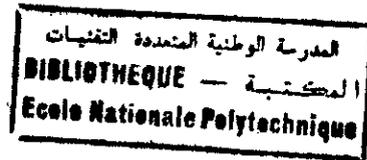
Je veux exprimer ma gratitude à Monsieur Abdelkader BENAÏSSA (Sonelgaz-ETB) pour l'aide inestimable qui m'a attribuée, et les conseils qui m'offre.

Je remercie vivement mes amis Messaoud, Soufiane, Halim, Amdjed, Fyçal, Redouan, Nacere, Ahmed, Salah et le Groupe de la boîte informatique AstreComputer, à tous les autres collègues du groupe du Laboratoire Réseaux Électriques et tous mes anciens camarades de classe pour leur soutien moral.

SOMMAIRE



<u>CHAPITRE I</u> INTRODUCTION GENERALE	8
<u>CHAPITRE II</u> GENERALITES SUR LES HARMONIQUES ET INCIDENCES	12
II.1. Généralités	13
II.1.1. Définitions et aspects théoriques	13
II.1.2. Harmoniques de tension et de courant	16
II.1.3. Impédance harmonique	17
II.1.4. Distorsion harmonique	18
II.1.5. Interharmoniques	19
II.1.6. harmoniques pairs	20
II.2. Incidences des harmoniques	21
II.2.1. Différents types d'effets	21
<u>CHAPITRE III</u> MODELISATION DES ELEMENTS DU RESEAU EN REGIME HARMONIQUE	25
III.1. Introduction	25
III.2. Modélisation des réseaux électriques en régime de perturbations harmoniques	25
III.2.1. Alternateur	25
III.2.2. Puissance de court-circuit	26
III.2.3. Transformateur	26
III.2.4. Lignes et câbles souterrains d'énergie	28
III.2.5. Batteries de condensateurs shunt	30
III.2.6. Charges	30
<u>CHAPITRE IV</u> OPTIMISATION DES COURANTS HARMONIQUES POUR L'EVALUATION DE L'IMPEDANCE HARMONIQUE	32
IV.1. Introduction	33
IV.2. Formulation du problème	34
IV.2.1. Formulation du problème sans contraintes	34
IV.2.2. Formulation du Problème avec contraintes	35
IV.3. Procédure de résolution	36
IV.3.1. Méthodes de pénalité	36
IV.3.2. Combinaison des méthodes de pénalités avec d'autre méthodes	39



IV.4. Simulation et résultats	44
IV.4.1. Cas d'un réseau à trois nœuds	44
IV.4.2. Réseau à cinq nœuds	47
IV.5. Conclusions	51
CHAPITRE V EVALUATION DE L'IMPEDANCE HARMONIQUE PAR LA METHODE DES VARIABLES D'ETAT	53
V.1. Introduction	54
V.2. Introduction des variables d'état	54
V.2.1. Variables d'états et domaine fréquentiel	54
V.2.2. Evaluation de l'impédance harmonique Z_h	55
V.2.3. Résonances parallèles d'un réseau	55
V.3. Application à un réseau électrique	56
V.4. Conclusion	71
CHAPITRE VI EVALUATION DE L'IMPEDANCE HARMONIQUE DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION (< 35 KV)	72
VI.1. Introduction	73
VI.2. Modélisation du réseau	73
VI.3. Méthodes simplifiées d'évaluation	75
VI.3.1. Impédance harmonique directement proportionnelle à la fréquence	75
VI.3.2. Impédance harmonique avec fréquence de résonance parallèle simple	77
VI.3.3. Impédance harmonique avec la méthode de la courbe enveloppe d'impédance	79
VI.4. Autres méthodes de calcul manuel simplifié de Z_h	80
VI.4.1. Puissance réactive d'origine capacitive	80
VI.4.2. Charge du réseau P_N	82
VI.4.3. Calcul par addition successive de la valeur de chaque élément du schéma complet	83
VI.4.4. Impédance du circuit par schéma équivalent réduit	84
VI.5. Conclusion	86
CONCLUSION GENERALE	88
BIBLIOGRAPHIE	92

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Chapitre I

Introduction Générale

Le développement technologique d'applications de l'électricité de plus en plus performantes a été rendue possible en grande partie par l'arrivée sur le marché des composants électroniques de puissance tels que les thyristors, triacs, GTO ou transistors de fortes puissance. Ces applications apportent un progrès considérable tant du point de vue souplesse d'utilisation, que les qualités dynamiques et de rentabilité des processus.

En revanche, ces nouvelles applications de l'électronique de puissance ont aussi des effets négatifs. Elles sont souvent très sensibles aux imperfections de l'onde de tension et même génératrices d'imperfections. La perturbation harmonique est le revers du développement de l'électronique de puissance à tous les niveaux d'utilisation. Parmi les appareils générateurs d'harmoniques nous pouvons noter par exemple les téléviseurs, dont la puissance unitaire est faible mais qui sont très nombreux, aux applications de très forte puissance comme les électrolyseurs destinés à la fabrication de l'aluminium.

Pour des raisons d'efficacité, la tendance actuelle est naturellement tournée vers un emploi de plus en plus large des convertisseurs, ce qui est suivi par conséquence, par un accroissement progressif des perturbations harmoniques dans les systèmes d'énergie tels que les réseaux électriques. Il ne faudrait cependant pas conclure hâtivement que les appareils utilisant des composants d'électronique de puissance sont à rejeter. Leurs avantages dépassent considérablement leurs inconvénients qu'il faut simplement apprendre à maîtriser.

De nombreux travaux sur le phénomène perturbateur que génèrent les harmoniques, et dont le développement est assez récent, ont déjà été réalisés par des scientifiques électrotechniciens du monde entier. D'importants programmes de recherche lui ont été consacré. Parallèlement, les organismes de normalisation sont en voie de fournir une tabulation très complète de normes spécifiques (CEI, IEEE-519, etc.) [2,27,28]

Le phénomène de pollution harmonique est connu depuis longtemps, par les théoriciens et les spécialistes. Mais avec sa croissance, ce problème intéresse non plus les chercheurs seuls, mais aussi les chefs d'entreprise, les responsables commerciaux, les ingénieurs de production et les techniciens de fabrication.

La mesure d'évaluation du phénomène de pollution harmonique dans un réseau électrique, peut se faire par la connaissance de divers paramètres (impédance de *Thévenin* en fonction de la fréquence en différents nœuds d'un réseau, tensions harmoniques, courants harmoniques, distorsion harmonique, et facteurs d'influence téléphonique, etc). Le travail de cette thèse s'intéressera plutôt à la connaissance de l'impédance harmonique qui est une donnée nécessaire pour l'évaluation de l'impact d'une charge perturbatrice sur un réseau auquel elle est raccordée, ou pour déterminer un droit à injection des courants harmoniques en fonction de la perturbation en tension autorisée. La meilleure manière d'évaluer cette impédance (ou d'un autre paramètre) demeure la mesure, mais cela nécessite des moyens particuliers, le déplacement sur site, et demeure quelque peu coûteux et peu rapide. Aussi, l'estimation par calcul est largement utilisée. La nature et la précision des données à fournir pour la modélisation du réseau ne sont pas toujours appréhendées de façon identique par les experts chargés des études harmoniques. De ce fait, il sera indispensable de préciser les hypothèses sur lesquelles son basées les méthodes de calcul ainsi que les pratiques adoptées pour réaliser les calculs.

L'objectif primordial de ce travail est de faire une sorte de synthèse par la présentation d'un certain nombre de méthodes de calcul et d'évaluation de l'impédance harmonique des réseaux électriques en fonction de leurs avantages et inconvénients ou limites d'utilisation. Chacune de ces méthodes sera validée sur un exemple de réseau, soit de transport (haute/moyenne tension) soit de distribution (moyenne/basse tension).

Concernant les méthodes de calcul, les méthodes présentées sont :

- Optimisation de limites d'émission de courants harmoniques (**HT**, **MT** et **BT**),
- Méthode des variables d'états (**HT**, **MT** et **BT**),
- Calcul manuel détaillé (**MT** et **BT**),
- Approches de la C.E.I. pour les réseaux de Distribution (**MT** et **BT**)

Ce mémoire comporte cinq parties y compris la présente introduction :

Le chapitre II sera consacré, d'une part, à l'exposé des différents principes fondamentaux, relatifs aux perturbations harmoniques et que nous jugeons importants comme introduction à notre sujet, et d'autre part, aux effets et incidences causés par ce phénomène.

Le troisième chapitre présente la modélisation des éléments du réseau en régime de perturbations harmoniques. Dans cette partie, nous nous contenterons de la modélisation monophasée, puisque nous étudions des réseaux supposés au départ équilibrés. Les modèles présentés prennent en considération les principaux phénomènes qui peuvent survenir dans les réseaux électriques, tel que l'effet de peau et la propagation des ondes. Ces modèles seront principalement utilisés dans le quatrième chapitre.

Le chapitre IV consistera en l'évaluation des marges de variations de l'impédance harmonique, par estimation des courants harmoniques maximum et minimum, tout en respectant les niveaux de pollution en tension fréquemment rencontrés dans les réseaux électriques. Ce problème est transformé en un problème d'optimisation non linéaire (**NLP**) puis traité par une technique de pénalité mixte (**SUMT**) appartenant à la famille des méthodes de pénalité qui offrent à la fois, une simplicité en termes de la mise en œuvre du programme, et une efficacité concernant la convergence. Afin d'améliorer les résultats, la méthode **SUMT** est utilisée avec l'aide d'une méthode d'optimisation sans contraintes de deuxième ordre (technique de **Davidon-Fletcher-Powell**), car cette dernière élimine les problèmes de non-conditionnement des matrices par estimation de l'inverse de la matrice hessienne. Cette méthode est testée sur un exemple de réseau H.T. maillé.

Dans le cinquième chapitre, nous appliquerons la technique des variables d'état pour l'évaluation de l'impédance harmonique des réseaux électriques. Cette technique exige un bon choix des variables entrées-sorties. Cette technique est également testée sur un réseau maillé **HT**.

Pour le sixième chapitre, il est question de techniques de calcul de l'impédance harmonique concernant les réseaux **MT** et **BT**. Les techniques appliquées dans ces cas ne font pas appel à d'intenses calculs matriciels et se résument par :

- la technique de calcul manuel détaillé,
- la technique d'impédance proportionnelle avec la fréquence (CEI),
- la technique de simple résonance parallèle (CEI),
- la méthode de courbe d'impédance enveloppe la plus défavorable (CEI),

Comme variantes du calcul manuel détaillé, il est présenté dans ce chapitre deux approches appliquées à des réseaux moyenne tension :

- calcul par addition successive de la valeur de chaque élément du schéma complet,
- impédance du circuit par schéma équivalent réduit.

Pour chacune des méthodes, nous présenterons les conditions d'utilisation, et nous les analyserons à travers un exemple de réseau MT, modifié à chaque fois pour être adapté aux hypothèses de chacune de ces méthodes.

Nous terminerons par un résumé à travers une conclusion générale qui présentera également des perspectives possibles dans le cadre de cet axe de travail.

Chapitre II

Généralités sur les harmoniques et Incidences

II.1. GENERALITES

II.1.1. Définitions et aspects théoriques

II.1.1.1. Harmoniques d'un signal périodique

La forme des ondes de courant et de tension relevées sur les réseaux d'énergie et dans les réseaux industriels et tertiaires s'éloigne assez souvent de la sinusoïde idéale pure. On sait que la déformation de la tension résulte de la circulation sur le réseau de courants non sinusoïdaux (figure II.1).

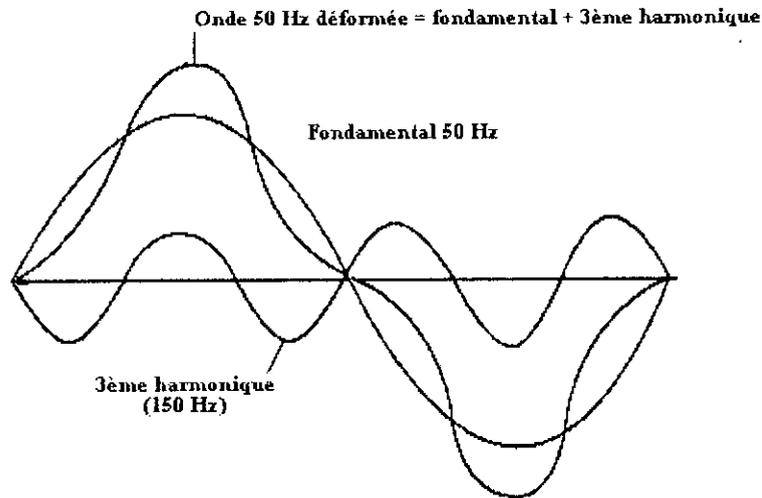


Fig.II.1 Forme d'une onde avec le troisième harmonique.

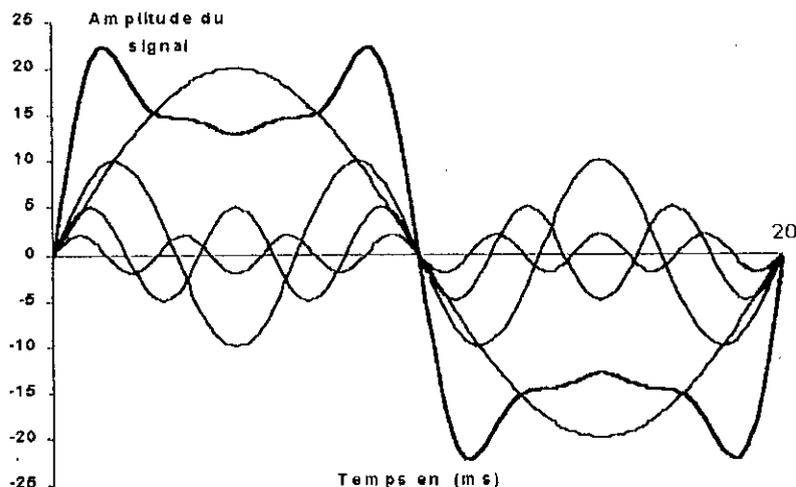


Fig.II.2 Forme d'onde de tension avec harmoniques de différents rangs (ou décomposition en série de Fourier).

Une question pratique est de savoir par exemple quel est l'impact sur la tension de l'ensemble de tous les courants non sinusoïdaux. Nous ne savons répondre qu'en partie à cette question : comme tous les éléments du réseau ont un comportement linéaire, l'effet sur la tension de l'ensemble de ces courants est une superposition de l'effet qu'aurait chaque courant individuellement.

Reste une question de fond : quel effet a un courant sur la tension ? En introduisant les notions d'impédance complexe ou du diagramme de **Fresnel** (pour généraliser les lois du courant continu), l'effet est connu lorsque le courant est sinusoïdal (**fondamental**). Mais comme les formes du courant peuvent être très différentes, cela devient donc plus compliqué. La solution consiste à utiliser une décomposition en série de **Fourier** qui s'appuie sur le fait que tout signal périodique peut être représenté par une onde à la fréquence fondamentale (50 Hz) et d'ondes de fréquence multiple de la fréquence fondamentale (**harmoniques**). Alors, quelque soit le courant injecté, grâce à la linéarité du comportement du réseau, nous sommes amenés à examiner l'effet d'un courant sinusoïdal injecté dans le réseau (courant et tension dans chaque élément). L'effet global s'obtient en superposant chaque effet élémentaire.

Cette décomposition, dite harmonique, est un artifice mathématique très commode. Ceux qui l'utilisent, parlent des harmoniques comme un phénomène physique distinct. En réalité, nous n'observons que des signaux non sinusoïdaux. Sans cette décomposition, nous aurons eu à résoudre des équations du type :

$$v(t) = R \cdot i(t) + L \frac{di(t)}{dt} \quad (2-1)$$

Nous nous retrouvons ainsi dans le **domaine temporel**. En notation complexe ou de Fresnel, le paramètre temps n'apparaît pas de façon explicite, mais apparaît le terme $\omega = 2\pi f$, d'où la dénomination de **domaine fréquentiel**, qui traite d'équations algébriques du type :

$$V = RI + jL\omega I \quad (2-2)$$

L'intérêt de la décomposition harmonique est de faciliter les calculs de réseaux, car l'étude à 50 Hz est dissociée de celles relatives aux fréquences harmoniques. Le problème global est traité comme autant de problèmes linéaires que de rangs harmoniques :

$$\begin{aligned} U_1 &= Z_1 I_1 \\ U_h &= Z_h I_h \end{aligned} \quad (2-3)$$

Notons que U_h , Z_h et I_h sont des grandeurs vectorielles décrites par des amplitudes et des phases.

Grâce à cette décomposition du signal, l'analyse des phénomènes est simplifiée en se situant non plus dans le domaine temporel mais fréquentiel. En effet, l'analyse des impédances rencontrées par les courants harmoniques peut être représentée sous forme d'amplitude ou de phase en fonction de la fréquence. La connaissance des vecteurs de courant et des impédances du réseau permet de déterminer les vecteurs de tension harmonique en chaque point du réseau.

II.1.1.2. Décomposition en série de Fourier

Le signal $s(t)$ de la figure II.1 peut représenter un courant ou une tension. Il est périodique, de période T , donc de fréquence $f=1/T$ et de pulsation $\omega=2\pi f$. Ce signal s'écrit selon la décomposition suivante:

$$s(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} [a_h \cos(\omega h t) + b_h \sin(\omega h t)] \quad (2-4)$$

avec
$$a_0 = \frac{1}{T} \int_0^T s(t) dt$$

et pour $h \geq 1$
$$\begin{cases} a_h = \frac{2}{T} \int_0^T s(t) \cos(\omega h t) dt \\ b_h = \frac{2}{T} \int_0^T s(t) \sin(\omega h t) dt \end{cases}$$

ou encore:

$$s(t) = a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} c_h \cos(\omega h t + \theta_h) \tag{2-5}$$

avec
$$\theta_h = \arctan \left[\frac{a_h}{b_h} \right]$$

Définissons les fréquences harmoniques f_h comme fréquences multiples de la fréquence fondamentale f . Leur rang 'h' est tel que : $f_h = h f$ (en Algérie, $f_h = h f$ Hz).

Le terme $[a_h \cos(\omega h t) + b_h \sin(\omega h t)]$ est l'harmonique de rang h .

La grandeur $c_h = \sqrt{a_h^2 + b_h^2}$ est l'amplitude de l'harmonique de rang h . Il faut noter qu'on utilise très souvent le terme amplitude pour désigner la valeur efficace harmonique donnée par :

$$c_{\text{eff}} = \frac{c_h}{\sqrt{2}} \tag{2-6}$$

où c_1 est l'amplitude de la composante fondamentale.

La grandeur θ_h est la phase de l'harmonique de rang h .

Le terme a_0 est la composante continue. Elle est généralement très faible sur les réseaux pour la tension.

Jusqu'à présent, les appareils générant des harmoniques ont, en grande majorité, un aspect d'émission inférieur à 2500 Hz. C'est la raison pour laquelle le domaine d'étude des harmoniques s'étend généralement de 100 à 2500 Hz, c'est-à-dire des rangs $h= 2$ à $h = 50$.

II.1.1.3. Analyse d'un signal

Valeur efficace

Un procédé couramment utilisé pour décrire un signal $s(t)$ périodique de période T est l'évaluation de sa valeur efficace:

$$S_{\text{eff}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T s^2(t) dt} \tag{2-7}$$

La valeur efficace d'un signal tient compte de la présence de tous les composants harmoniques, interharmoniques et de la composante continue.

Lorsqu'un signal comporte des composantes harmoniques, sa valeur efficace est différente de la valeur efficace du signal fondamental. Il est alors possible d'évaluer grossièrement la déformation du signal en comparant la valeur efficace de la composante fondamentale et la valeur efficace

Représentation spectrale

Un signal déformé comporte généralement plusieurs harmoniques. Il est souvent représenté sous forme de spectre, c'est-à-dire à l'aide d'un schéma où l'abscisse correspond à la fréquence et l'ordonnée à l'amplitude (en valeur efficace ou en pour-cent). A chaque fréquence harmonique f_h (ou rang harmonique h), correspond la valeur de c_h .

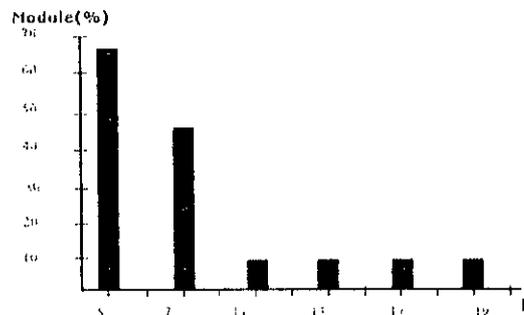


Fig.II.3 Décomposition spectrale d'un signal $s(t)$ en fréquence.

La figure II.3 représente la décomposition spectrale d'un signal pollué.

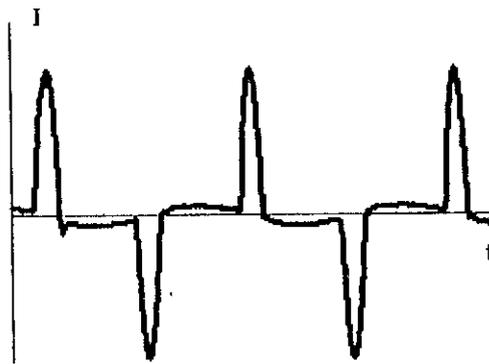
II.1.2. Harmoniques de tension et de courant

II.1.2.1. Courant harmonique

On appelle "charge" un équipement ou une installation connecté au réseau électrique et consommant de l'énergie à 50 Hz. On dit qu'une charge est non linéaire quand, soumise à une tension sinusoïdale à 50 Hz, elle n'absorbe pas un courant sinusoïdal à 50 Hz (c'est le cas des variateurs de vitesse, fours à arc, etc...).

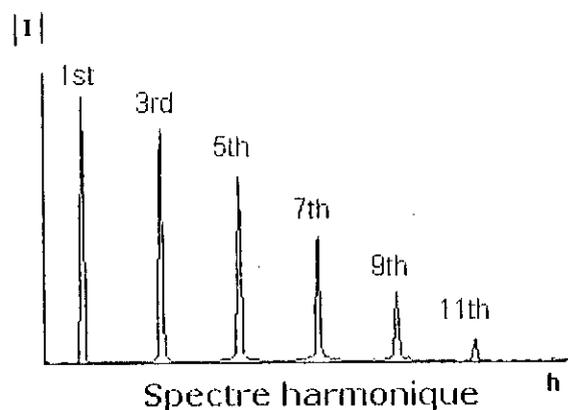
Ces charges se comportent approximativement comme des sources de courant harmonique, c'est à dire que le courant harmonique est fixé par la charge et non pas l'impédance ou la tension du réseau sur lesquelles elles sont raccordées.

Une charge passive est une charge ne comportant pas de systèmes de commutation rapide, autorisant un découpage de l'onde à 50 Hz, au contraire des charges actives. Les charges actives utilisent toujours des commutateurs électroniques.



Onde du courant

Fig.II.4.a Courant harmonique consommé par un micro-ordinateur



Spectre harmonique

Fig.II.4.b Analyse spectrale du courant consommé par un micro-ordinateur

La figure II.4.a montre la forme du courant consommé par un micro-ordinateur. Sa décomposition spectrale est donnée par la figure II.4.b. Ce micro-ordinateur est une charge non linéaire. Par convention, on dit qu'il consomme du courant harmonique à 50 Hz. Ce courant étant déformé, on dit, par définition, que le récepteur émet un courant harmonique vers le réseau. Notons que dans certains pays, la convention est inversée.

II.1.2.2. Tension harmonique

On peut également parler de source de tension pour décrire l'état d'un réseau perturbé par forte charge non linéaire. Dans ce cas, si on s'intéresse à l'étude du raccordement d'un récepteur de faible puissance, sa connexion au réseau ne modifie pas sensiblement le niveau précédent.

II.1.3. Impédance harmonique

L'impédance harmonique présentée par un réseau dépend de la fréquence considérée. On peut définir en tout point d'un réseau une impédance harmonique Z_h , qui dépend du rang harmonique h . Elle représente la mise en parallèle de toutes les lignes qui convergent vers ce point. Les courants harmoniques émis par une charge perturbée se partagent entre les différentes lignes.

Le produit des harmoniques de courant provenant des charges non linéaires avec l'impédance harmonique de tension donne selon la loi d'Ohm:

$$\bar{V}_h = \bar{Z}_h \bar{I}_h \quad (2-8)$$

La connaissance de cette impédance est importante, car même pour les faibles charges harmoniques, des surtensions harmoniques peuvent se produire dans le réseau, du fait que l'impédance harmonique peut être infinie (résonance).

II.1.4. Distorsion harmonique

Plusieurs expressions peuvent être utilisées pour quantifier la déformation du signal.

II.1.4.1. Taux harmonique de rang h

La déformation sur un rang particulier par le taux harmonique de rang h , exprimée par rapport à la composante fondamentale, est caractérisée par :

$$S_h(\%) = \frac{C_h}{C_1} \cdot 100 \quad (2-9)$$

II.1.4.2. Taux de distorsion harmonique (TDH) ou facteur de distorsion

On définit le taux de distorsion (*TDH*), appliqué au courant ou à la tension, par :

$$TDH = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} C_h^2}}{C_1} \quad (2-10)$$

On parle aussi de taux global de distorsion. Cette grandeur permet d'évaluer à l'aide d'un nombre unique la perturbation d'une tension ou d'un courant circulant en un point du réseau, ou de comparer deux réseaux sujets à des harmoniques de rangs différents.

Le taux global de distorsion représente approximativement l'augmentation d'échauffement subi par un récepteur résistif.

Selon la sensibilité des appareils, des rangs plus élevés sont pris en compte. La tendance actuelle dans les normes, est de considérer les harmoniques jusqu'au rang 50. Précisons que, dans les normes CEI, on trouve une autre définition du *TDH* [1,2] :

$$TDH_{CEI} = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} C_h^2} / S_{eff} \quad (2-11)$$

Permettant une mesure analogique plus aisée des signaux, cette définition est de moins en moins utilisée. En effet, lorsque le signal est peu déformé, cette valeur est peu différente du *TDH* défini précédemment. En revanche, elle est peu adaptée à la mesure de signaux très déformés, car elle ne peut dépasser une valeur de 100 %, contrairement au *TDH*. Elle est donc moins discriminante. La norme américaine IEEE-519 [3] propose la même définition que celle présentée dans ce chapitre; elle retient un *TDH* ramené au signal fondamental.

II.1.4.3. Taux de distorsion pondéré

Afin de tenir compte de la spécification de certains types de matériels, tels que les condensateurs, les inductances ou les moteurs, des taux de distorsion pondérés en tension D_v sont définis de la manière suivante:

Condensateurs

$$D_{wc} = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} h^2 u_h^2} \tag{2-12}$$

avec
$$u_h = \frac{U_h}{U_1}$$

Si I_c est le courant circulant dans le condensateur, I_{cl} correspond au fondamental (respectivement I_L et I_{1L} pour l'inductance), on a alors :

$$I_c = I_{cl} \cdot \sqrt{1 + D_w^2} \tag{2-13}$$

Inductances

$$D_{wL} = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} \frac{u_h^2}{h^2}} \tag{2-14}$$

De même,

$$I_L = I_{1L} \cdot \sqrt{1 + D_w^2} \tag{2-15}$$

Moteurs

$$D_{wM} = \sqrt{\sum_{h=2}^{13} \frac{u_h^2}{h}} \tag{2-16}$$

Comme ils intègrent la variation d'impédance des matériels en fonction de la fréquence, ces coefficients permettent d'évaluer la nocivité d'un réseau sur la famille de matériels correspondants

Exemple

Soit un réseau 230 V avec $U_3=5\%$, $U_5=6\%$, $U_7=5\%$, $U_{11}=4\%$, $U_{13}=3\%$.
On obtient : $TDH = 10,5\%$, $D_{wc} = 76,2$, $D_{wL} = 2,2$ et $D_{wM} = 4,6$.

II.1.4.4. Facteur de crête

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

II.1.5. Interharmoniques

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

II.1.5.1. Charges non linéaires produisant des interharmoniques

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

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

II.1.5.2. Signaux de télécommande sur les réseaux de distribution

Les compagnies de distribution de l'électricité injectent des signaux de télécommande à des fréquences interharmoniques sur les réseaux (175 Hz en France).

Les émetteurs des signaux de télécommande sont placés au secondaire des transformateurs HT/MT pour diffuser ce signal sur l'ensemble du réseau MT et BT. Il existe aussi des émetteurs de tensions branchés en parallèle. Les relais, placés chez les utilisateurs, sont sensibles au taux de ce signal à 175 Hz :

$$\tau_{175\text{Hz}} = \frac{V_{175\text{Hz}}}{V_{50\text{Hz}}} \quad (2-17)$$

Les relais sont conçus pour fonctionner si le taux du signal reçu est supérieur à 0,9 %. Ils ne doivent pas fonctionner si ce taux est inférieur à 0,6 %.

La propagation des signaux de télécommande sur les réseaux peut être perturbée, par exemple en présence d'inductances anti-harmoniques.

II.1.6. Harmoniques pairs

Les limites définies dans les normes tant en matière d'émission que d'immunité sont très différentes pour les harmoniques de rang pair et ceux de rang impair. La raison de ce choix tient au fait que l'on observe généralement beaucoup moins d'harmoniques de rang pair sur les réseaux. En effet, l'émission de courants harmoniques pairs des matériels polluants est faible, voir inexistante.

Une idée souvent répandue est de dire que les harmoniques de rang pair sont plus nocifs, alors que leur nocivité intrinsèque est identique à celle des rangs impairs. L'essentiel des effets des harmoniques est dû aux échauffements thermiques. Ceux-ci sont liés à l'impédance harmonique et au courant qui circulent dans le réseau. Les impédances paires sont de même nature que les impédances impaires. Les échauffements sont donc identiques dans les deux cas.

Néanmoins, il faut remarquer que la présence de tensions ou courants harmoniques pairs sur un réseau entraîne une difficulté pour l'utilisation de filtres passifs, car le phénomène d'anti-résonance, produit une amplification des rangs directement inférieurs. Par exemple, un filtre accordé sur le rang 5 amplifie les tensions harmoniques aux alentours du rang 4. Il est donc nécessaire de limiter au maximum les injections harmoniques de rang pair.

Une deuxième idée propagée consiste à dire que les harmoniques de rangs pairs saturent les transformateurs. Cette idée fautive est due à une confusion entre les courants harmoniques de rang pair et la composante continue du courant injecté par certains matériels. C'est la composante

continue qui est nocive pour les appareils (saturation des transformateurs ou des relais). Une technique de redressement longtemps utilisée mais maintenant abandonnée a été le redresseur mono-alternance. Les redresseurs de ce type injectent à la fois des courants harmoniques pairs et une composante continue et sont à l'origine de cette confusion.

II.2. INCIDENCES DES HARMONIQUES

Les effets des harmoniques les plus connus et les plus spectaculaires sont la destruction de condensateurs ou de disjoncteurs sous l'effet de forts courants harmoniques amplifiés par des résonances. Ce phénomène est généralement observable sur des réseaux internes d'usines alimentant des convertisseurs statiques et en présence de condensateurs installés sans précautions. Un autre phénomène, de plus en plus rencontré, est l'échauffement des transformateurs et des condensateurs de neutre sous l'effet des courants harmoniques de rang 3. On rencontre le plus souvent ce type de situations en milieu tertiaire, en raison de la multiplication des matériels informatiques.

Il faut aussi remarquer que les harmoniques peuvent avoir des effets moins visibles (à long terme), mais tout aussi réels, qui sont d'autant plus sournois qu'ils ne peuvent être liés directement et de façon claire à la présence d'harmoniques sur le réseau.

Il est d'usage de dire que, dans les installations industrielles, les tensions harmoniques inférieures à 5% de la tension fondamentale ne produisent pas d'effets notables. Entre 5% et 7%, certains effets nuisibles commencent à être observés. De 7% à 10%, ces effets deviennent fréquents, et au delà de 10%, ils sont quasi-certains. Ces chiffres sont admis par la plupart des spécialistes en compatibilité électromagnétique intervenant sur les problèmes d'harmoniques.

II.2.1. Différents types d'effets

On distingue deux types importants d'effets :

Les effets instantanés, immédiats sur le fonctionnement d'un matériel comme le bruit qui peut apparaître dans les appareils téléphoniques.

Les effets différés, qui se manifestent après une exposition plus au moins longue au phénomène. Ils se traduisent par une perte partielle de fonctionnalité, une indisponibilité ou même une destruction complète de l'appareil.

Les effets différés peuvent être classés en fonction du délai avant détérioration. On distingue les effets à court terme (jusqu'à quelques secondes), les effets à moyen terme (de quelques secondes à quelques heures) et les effets à long terme (de quelques heures à quelques années).

II.2.1.1. Effets instantanés

Les effets instantanés concernent les appareils produisant une image électronique (écran d'ordinateurs, téléviseurs), les appareils produisant un son de haute qualité (chaînes HI-FI, téléphone) ou la précision des appareils de mesure.

En présence d'harmoniques, une altération des caractéristiques du signal de sortie de l'appareil exposé est observée. Ce phénomène apparaît essentiellement pour de forts niveaux de tension harmonique ou pour des rangs élevés.

Les signaux de tension dont le passage par zéro est perturbé par la présence d'une perturbation harmonique, peuvent poser des problèmes pour les appareils utilisant la tension comme référence.

Dans certains cas, des passages multiples par zéro peuvent même accélérer le processus. C'est le cas d'appareils comme les réveils utilisant 50 Hz comme base de temps.

Une variation angulaire du signal harmonique crée une variation de temps. L'écart entre les phases des signaux sur un système triphasé peut être gênant pour les matériels.

II.2.1.2. Effets différés

Les effets différés sont souvent liés à un suréchauffement plus ou moins important, du essentiellement à deux phénomènes :

- vieillissement des conducteurs ou des composants traversés par les courants harmoniques,
- vieillissement des isolants à cause d'une contrainte en tension consécutive à la présence de tensions harmoniques et donc à des courants de fuite importants, ou à cause d'un échauffement exagéré des conducteurs.

L'impact d'une perturbation harmonique sur un matériel donné est fonction des constantes de temps d'échauffement mises en jeu et du niveau de perturbation. Cependant, le problème est rendu plus complexe par le fait que les appareils ne sont pas toujours à charge nominale ou même ne fonctionnent pas en permanence. C'est pourquoi il convient de considérer des périodes relativement longues pour évaluer la sensibilité des matériels aux effets différés (plusieurs milliers d'heures de fonctionnement).

Effets à court terme

Ils concernent essentiellement deux types de matériels :

- les composants à faible constante de temps thermique comme les étages d'alimentation des appareils d'électronique,
- les éléments susceptibles d'entrer en résonance ou situés sur le trajet d'un courant amplifié par une résonance, comme les conducteurs, les disjoncteurs ou les petites transformateurs.

Effets à moyen terme

Pour les effets à moyen terme, on trouve les câbles qui peuvent être le siège de suréchauffement du neutre, les organes de sectionnement (c'est à dire les appareils de coupure), les matériels bobinés comme les transformateurs ou les moteurs.

Pour les effets à moyen terme, en général, des niveaux de tension harmonique significatifs sur le réseau permettent un diagnostic relativement aisé.

Effets à long terme

Les effets à long terme concernent tous les types de matériels et sont liés à la présence à la présence de niveaux harmoniques moins importants. Ils se traduisent par un vieillissement

prématuré des moteurs, des transformateurs, des câbles. Les effets ne sont pas faciles à relier de manière certaine à la présence d'harmoniques.

II.2.1.3. Pertes supplémentaires dues aux harmoniques

Les **pertes Joule** sont uniquement liées aux courants harmoniques qui circulent dans les éléments du réseau. La valeur des pertes varie selon l'impédance harmonique rencontrée.

Exemple

Soit un transformateur MT/BT de 630 kVA pour une tension harmonique de court-circuit de 6% alimentant une charge de 630 kVA qui injecte un courant harmonique I_5 égale à 20% de I_1 . Alors, si P_1 représente les pertes dues au fondamental et P_h les pertes harmoniques, on peut écrire:

$$P_h = 3r I_5^2 \quad (2-18)$$

et l'augmentation des pertes se traduit par :

$$\frac{P_h}{P_1} = \left(\frac{I_5}{I_1} \right)^2 = 4\%$$

Sur les réseaux **BT**, l'impédance du transformateur est souvent l'élément prépondérant de l'impédance du réseau. On conçoit donc, qu'en termes d'énergie, les pertes harmoniques sont peu significatives au niveau global du réseau, mais peuvent correspondre à de forts échauffements locaux.

Les **pertes fer** supplémentaires sont liées à la présence de tensions harmoniques ou de courants harmoniques. Elles comprennent les pertes par hystérésis et les pertes de courants de Foucault. Ces pertes sont importantes dans les matériels utilisant des circuits magnétiques (moteurs, transformateurs, ...).

Chapitre III

Modélisation des éléments du réseau en régime harmonique

III.1. INTRODUCTION

Ce chapitre est consacré à la présentation des modèles d'impédances des différents éléments constituant un réseau électrique, utilisés dans les programmes monophasés d'écoulement de charges harmoniques. Ce point va nous permettre d'évaluer l'impédance d'un réseau.

Mentionnons d'abord qu'il existe deux procédures d'évaluer cette impédance :

- 1- Méthode préventive basée sur les études de configurations futures d'un réseau électrique et de niveaux de charges.
- 2- Méthode corrective basée sur des mesures effectuées au niveau des nœuds d'un réseau électrique. Cependant, vu la difficulté d'effectuer des mesures, il est important de savoir calculer des estimations de ces mesures (optimisation), ce qui est l'objet de cette étude.

La méthode adoptée se résume à étudier l'état stable du réseau à chaque niveau de fréquence. Cependant, d'autres méthodes existent comme l'analyse dans le domaine temporel (à l'aide des programmes EMTP, EMTDC et SIMULINK) ou fréquentiel.

III.2. MODELISATION DES RESEAUX ELECTRIQUES EN REGIME DE PERTURBATIONS HARMONIQUES

Des modèles représentant les éléments des réseaux d'énergie ont été élaborés afin d'estimer les niveaux de perturbations, la propagation et le dimensionnement des filtres passifs. Ces modèles sont des modèles standardisés du fait qu'ils sont obtenus par mesures sur un nombre élevé d'échantillons. Certains de ces modèles ont même introduit certains aspects particuliers comme l'effet de peau (skin effect.)

Dans cette étude, seule la modélisation monophasée est présentée. Les modèles présentés peuvent être utilisés pour la prédétermination de l'impédance harmonique dans le réseau ainsi que pour d'autres fins.

III.2.1. Alternateur

Un alternateur peut être caractérisé par une inductance X en parallèle avec une résistance R , placés entre le point de raccordement de la machine et le point origine des tensions.

A la fréquence fondamentale, l'alternateur est représenté par sa réactance subtransitoire X''_d et par une résistance R égale à :

$$R_1 = 0,1 X''_d \quad (3-1)$$

A la fréquence h quelconque, la réactance et la résistance sont respectivement :

$$\begin{aligned} X_h &= h X''_d \\ R_h &= \sqrt{h} R_1 \end{aligned} \quad (3-2)$$

avec :

$$R_1 = 0,1 X''_d \quad (3-3)$$

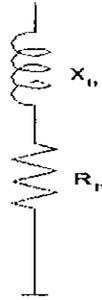


Fig. III.1 Modèle d'un Alternateur

L'apparence de la racine carrée du rang harmonique h dans l'expression de la résistance est dû à la relation proportionnelle entre la résistance et la fréquence (effet de peau) [4].

III.2.2. Puissance de court-circuit

La puissance de court-circuit est utilisée lorsque le réseau à étudier est de grande dimension, présentant ainsi des difficultés lors de la simulation (en matière de quantité de données à manipuler). Si cette puissance de court-circuit n'est pas connue avec précision, elle est représentée par une réactance en série avec une résistance, obtenues à partir de la puissance de court-circuit du réseau à la fréquence fondamentale 50 Hz et exprimées par:

$$\begin{aligned} X_h &= h U^2 / S_{cc} \\ R_h &= \sqrt{h} R_1 = \sqrt{h} U^2 / P_{cc} \end{aligned} \tag{3-4}$$



Fig. III.2 Modèle de la Puissance de court-circuit

Ici aussi, la racine carrée du rang harmonique est utilisée pour considérer l'effet de peau.

III.2.3. Transformateur

Les transformateurs sont représentés par une résistance R_s en série avec un ensemble composé d'une réactance X_h en parallèle avec une résistance R_p . A la fréquence fondamentale, la réactance du modèle correspond à la réactance de fuite du transformateur.

$$X_h = h X_f \tag{3-5}$$



Fig. III.3 Modèle du transformateur

Les résistances R_s et R_p sont respectivement formulées par [5]:

$$R_s = \frac{X_l}{\tan \psi} \tag{3-6}$$

$$R_p = 10 X_l \tan \psi$$

où $\tan \psi$ est relative à la puissance du transformateur comme indiqué par le tableau III.1 et illustrée par la figure III.2 :

Tableau III.1 $\tan \psi$ en fonction de la gamme de puissance

S_n (MVA)	$\tan \psi$
1	2
10	10
100	32

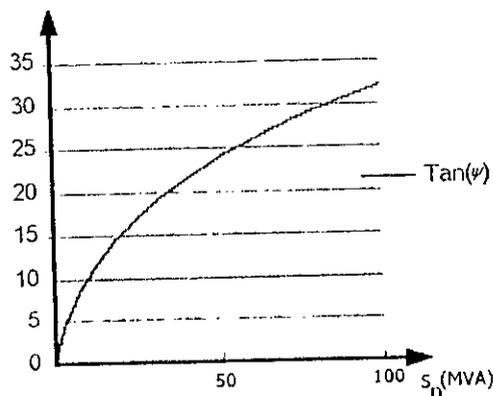


Fig. III.4 $\tan \psi$ en fonction de la gamme de puissance.

Les paramètres U_N et S_N sont respectivement la tension nominale et la puissance nominale du transformateur à la fréquence fondamentale.

Afin d'introduire un modèle de transformateur dans la matrice admittance du réseau, il doit être converti en un modèle en π (Fig. III.5):

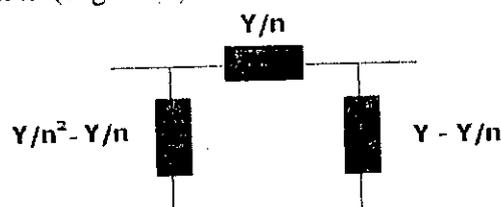


Fig. III.5 Modèle de transformateur en π

Le nombre n est fonction des tensions primaire et secondaire du transformateur et l'admittance Y est égale à $1/Z_h$ (Z_h étant l'impédance équivalente du circuit de la figure III.3).

III.2.4. Lignes et câbles souterrains d'énergie

Les lignes et câbles sont représentés généralement par des schémas en π , comprenant une impédance série et deux capacités shunts à chacune de leur extrémité (Fig. III.6):

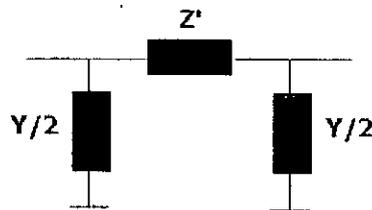


Fig. III.6. Modèle d'une ligne.

Pour avoir une bonne approximation du modèle des lignes de transport ou des câbles souterrains, où les phénomènes de propagation sont considérables, une modélisation en cascade de plusieurs sections π est préférable, son importance étant montré par l'exemple de simulation suivant réalisé à l'aide du programme Simulink:

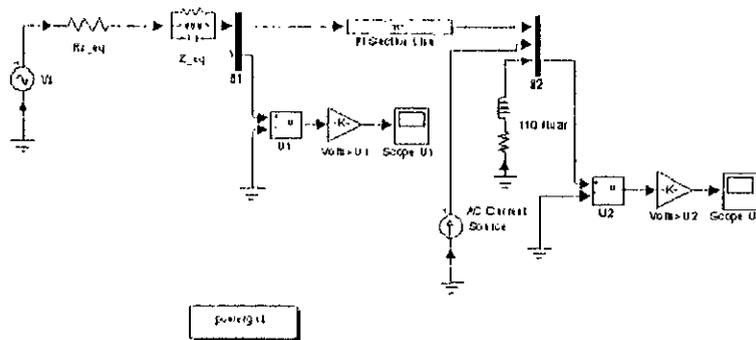


Fig. III.7 Exemple d'un modèle d'une ligne de transport

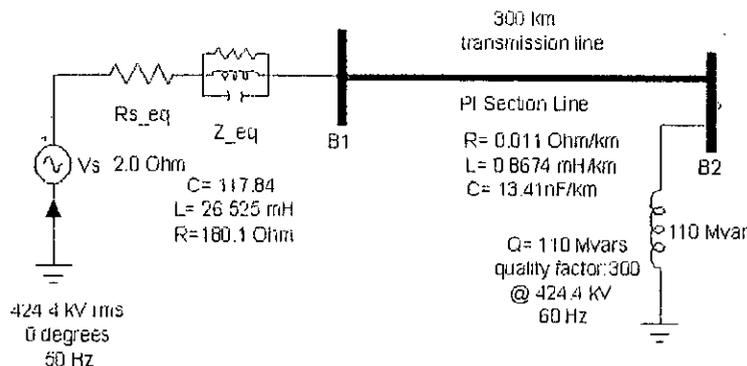


Fig 10 le réseau électrique de la simulation

Fig. III.8 Modèle d'une ligne de transport

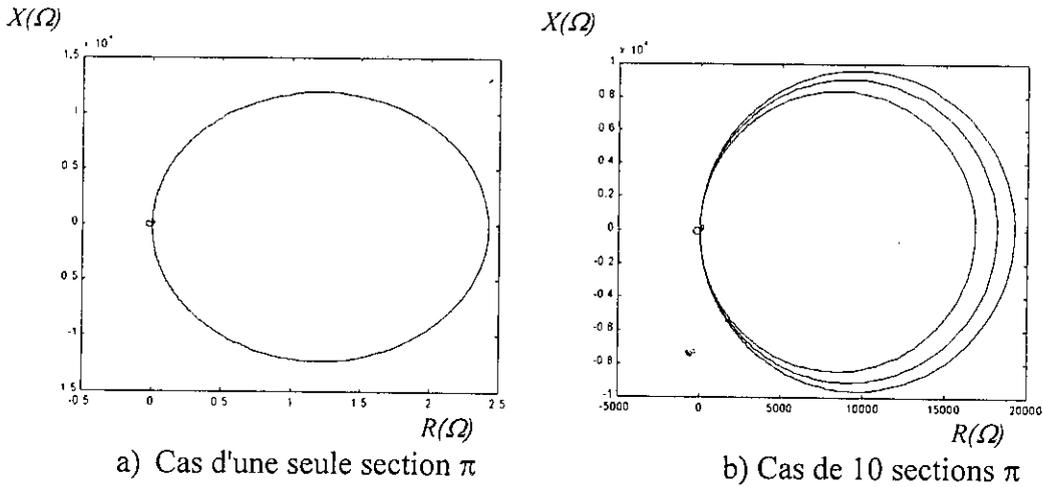


Fig. III.9 Impédance au nœud B2 dans le plan X/R .

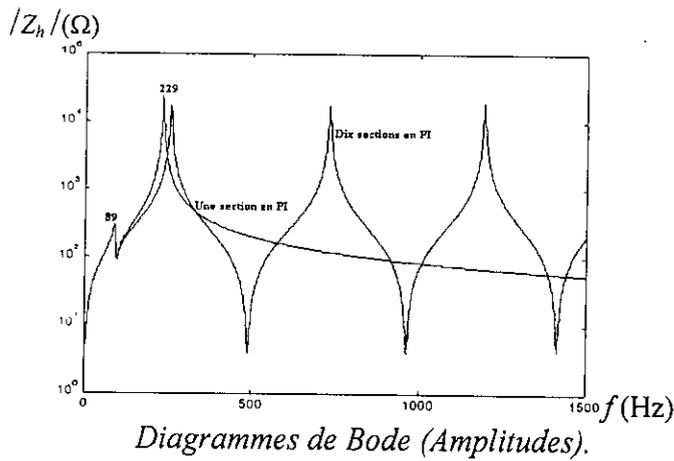


Fig. III.10 Impédance au nœud B2 par le diagramme de Bode

Vu l'importance du nombre de sections π dans la modélisation des lignes et câbles, une représentation plus exacte est donnée par l'introduction de la forme hyperbolique, basée sur l'hypothèse d'une ligne formée d'une infinité d'éléments (sections) en π et donnée par les relations 3-7 suivants (impliquant aussi l'effet de peau) :

$$\begin{aligned}
 Z &= R + jX \\
 Y &= j\omega C \\
 Z' &= \frac{Z \sinh \sqrt{YZ}}{\sqrt{YZ}} \\
 \frac{Y'}{2} &= Y \frac{\tanh \frac{\sqrt{YZ}}{2}}{\sqrt{YZ}}
 \end{aligned}
 \tag{3-7}$$

III.2.5. Batteries de condensateurs shunt

Les batteries de condensateurs sont caractérisées par leur capacité C déduite de l'énergie réactive qu'elles fournissent à la fréquence fondamentale. Le modèle est une simple capacité placée entre le point de raccordement de ce dispositif et le point origine des tensions représenté par l'équation suivante:

$$X_c = j h \omega C \quad (3-8)$$

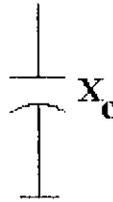


Fig. III.11 Modèle d'une batterie de condensateurs shunt .

III.2.6. Charges

Toute une variété de modèles représentant ces éléments existe, du fait qu'une charge constitue l'élément principal en matière d'amortissement des résonances (modèle sensible) et présente des difficultés lors de leur estimation car:

- Une charge est variable dans le temps.
- La puissance active absorbée par une machine tournante ne correspond pas intégralement à une valeur d'amortissement.

Notre choix s'est porté sur un modèle issu de résultats expérimentaux obtenus par des mesures sur site, effectuées sur des départs MT et utilisant des générateurs de télécommande centralisée à la fréquence musicale (audio-fréquence ripple-control generators) [5]. Les résultats de ces mesures (pour des harmoniques situées entre 5 et 20) ont conduit à la représentation de la figure III.12 et dont les grandeurs R_s , X_s et X_p sont définies comme suit :

$$\begin{aligned}
 R &= \frac{U^2}{\sqrt{3} P_{50}} \\
 X_s &= 0,073 n R \\
 X_p &= \frac{nR}{6,7 \tan \varphi - 0,74} \\
 \tan \varphi &= \frac{Q_{50}}{P_{50}}
 \end{aligned} \quad (3-8)$$

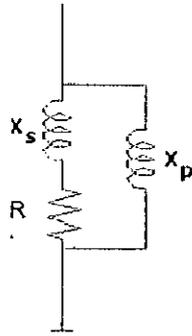


Fig. III.12 Modèle de charge choisi

Les puissances sont celles effectivement absorbées par la charge, ce qui impose l'abstraction de tous condensateurs et de tout élément de puissance réactive fournie par les câbles situés en aval du point de mesure, dans le cas d'existence d'un compensateur statique.

Chapitre IV

Optimisation des courants harmoniques pour l'évaluation de l'impédance harmonique

IV.1. INTRODUCTION

Dans le cas d'un réseau alimentant deux ou plusieurs charges perturbatrices (non linéaires), la superposition des perturbations harmoniques ainsi que leur foisonnement rendent l'évaluation de l'impédance harmonique du réseau au point de couplage commun (P.C.C.) une tâche très difficile. Ainsi, les exploitants ont recours à des mesures sur site à travers un nombre élevé d'essais, afin de connaître la tolérance acceptable du niveau d'atténuation en perturbations au P.C.C (méthode corrective).

Dans ce travail, sur la base d'estimation des niveaux limites de pollution harmonique en tension dans les réseaux électriques, les niveaux d'émission de courant harmonique maximal et minimal sont définis ainsi que l'impédance harmonique.

Les limites maximales et minimales d'émission en courants harmoniques à chaque nœud du réseau sont exprimées, tout en respectant les niveaux de tensions harmoniques connues. Ces limites de distorsion (tension et courant) sont utilisées pour évaluer l'impédance harmonique du réseau et ses marges de variation.

Les difficultés majeures rencontrées lors de l'évaluation de l'impédance harmonique d'un réseau électrique sont les phénomènes de propagation des perturbations harmoniques, leur superposition avec d'autres sources de perturbations harmoniques existantes, ainsi que les phénomènes de résonance susceptibles d'avoir lieu au sein du réseau. Aussi, pour évaluer cette impédance, il faut connaître la tolérance du réseau par rapport à ces perturbations (généralement déterminé à travers des mesures).

- Une synthèse d'études faites dans différents pays a permis de rassembler un certain nombre de données sur ce phénomène [6]. Ceci a conduit à considérer qu'aux points situés au voisinage des sources perturbatrices d'un réseau électrique, les tensions harmoniques sont généralement voisines d'une "valeur de base" (valeur rencontrée au voisinage des charges perturbatrices importantes et associée à une faible probabilité d'effets perturbateurs), et dépassant rarement une "valeur haute" (valeur correspondant à une probabilité non négligeable de produire des effets perturbateurs).

Tableau IV.1 Niveaux des tensions harmoniques d'un réseau de transport électrique

Harmoniques impairs non multiples de 3			Harmoniques impairs multiples de 3			Harmoniques impairs		
Rang h	tension harmonique %		Rang h	tension harmonique %		Rang h	tension harmonique %	
	Basse	Haute		Basse	Haute		Basse	Haute
5	1	2	3	0,8	1,5	2	1	1,5
7	1	2	9	0,5	1	4	0,5	1
11	0,8	1,5	15	≤ 0,2		6	0,2	0,5
13	0,8	1,5	21	}	≤ 0,2	8	}	≤ 0,2
17	0,5	1	>21			10		
19	0,5	1	12					
23	0,3	0,7				>12		
25	0,3	0,7						
>25	≤ 0,1 (1 + (1/h))							

** Taux global de distorsion τ : valeur basse 1.5 % .
valeur haute 3.0 % .

IV.2. FORMULATION DU PROBLÈME [9,10]

Notre objectif est d'avoir une formulation qui répond à la forme (4-1), ce qui revient à minimiser ou maximiser une fonction quadratique (non linéaire), avec des contraintes égalités linéaires et des contraintes inégalités non linéaires:

$$\begin{aligned} & \text{Min / Max} \quad f(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \text{s.t} \quad & \begin{cases} g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \geq 0 & i = 1, m \\ h_j(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 & j = 1, p \end{cases} \end{aligned} \quad (4-1)$$

IV.2.1. Formulation du problème sans contraintes

L'objectif est de minimiser (maximiser) la somme quadratique des courants harmoniques afin d'évaluer le niveau minimal (maximal) de la distorsion en courant harmonique, et donc leur influence sur l'impédance harmonique.

$$\text{min / max} \quad \sum_{l=1}^n \sum_{h=2}^{50} I_{hl}^2 \quad (4-2)$$

h : rang harmonique ; n : nombre de nœuds.

Avec l'hypothèse de non couplage [7] entre les perturbations de différents rangs, le problème se résume à minimiser (maximiser) une somme quadratique (sous forme complexe) pour chaque rang h :

$$\text{min / max} \quad I^T I = \sum_{i=1}^n I_{hi}^2 = \sum_{i=1}^n (I_{hi}^R{}^2 + I_{hi}^I{}^2) \quad (4-3)$$

ou sous forme compacte:

$$\text{min / max} \quad I_h^T I_h \quad (4-4)$$

Puisque les contraintes du problème sont exprimées en fonction des niveaux de tensions harmoniques, le courant harmonique peut se réécrire :

$$I_h^R + j I_h^I = [Y_h][V_h^R + j V_h^I] \quad (4-5)$$

où $[Y_h] = [G_h + j B_h]_{2n \times 2n}$ matrice admittance harmonique du réseau [1].

ou encore

$$I_h = \begin{bmatrix} I_h^R \\ I_h^I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_h & -B_h \\ B_h & G_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_h^R \\ V_h^I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_h^T \\ \tilde{Y}_h^I \end{bmatrix} V_h \quad (4-6)$$

La somme quadratique du courant harmonique devient alors :

$$I_h^T I_h = (Y_h V_h)^T (Y_h V_h) = V_h^T (Y_h^T Y_h) V_h = V_h^T A_h V_h \quad (4-7)$$

et la fonction objective se réécrit:

$$\text{min / max} \quad V_h^T A_h V_h \quad (4-8)$$

IV.2.2. Formulation du Problème avec contraintes

La contrainte principale imposée sur les tensions harmoniques se définit par :

$$V_{hb}^2 < V_{hi}^{k^2} + V_{hi}^{l^2} < V_{hh}^2 \quad i = 1, n \quad (4-9)$$

Comme le nœud k est considéré nœud de référence, les contraintes suivantes sont prises en considération :

$$\begin{cases} I_{hk}^k = \tilde{Y}_{hk}^T V_h > 0 \\ I_{hk}^l = \tilde{Y}_{hk}^{lT} V_h = 0 \end{cases} \quad (4-10)$$

Les expressions précédentes supposent que les niveaux d'émission des charges déformantes en pollution harmonique ne sont pas limités (ce n'est pas le cas en pratique). Dans cette étude, nous considérons que les courants harmoniques ne dépassent pas une valeur haute limite $I_{i,lim}$ (c'est important dans le cas de l'estimation d'une distorsion maximale de courant harmonique), ce qui se traduit par les contraintes suivantes :

$$I_i^{k^2} + I_i^{l^2} = V_h^T \bar{A}_m V_h \leq I_{i,lim}^2 \quad i = 1, n - s \quad (4-11)$$

où
$$I_{i,lim}^2 = S_{mi}^2 / 9V_i^2$$

et
$$\bar{A}_m = (\tilde{Y}_m^T)^2 + (\tilde{Y}_m^{lT})^2$$

où s est le nombre de nœuds sans charge.

S_m : puissance apparente du redresseur à indice de pulsation égale à six (6 pulse converter).

Pour simuler le cas le plus défavorable, les courants limites $I_{i,lim}$ sont supposés être équivalents à ceux d'un redresseur d'indice de pulsation six [8]. De plus, comme les nœuds d'un réseau électrique ne sont pas forcément tous des nœuds d'émission de courant harmonique (i.e. ni charge, ni charge déformante), on peut écrire :

$$\begin{cases} I_{hj}^k = \tilde{Y}_{hj}^T V_h = 0 \\ I_{hj}^l = \tilde{Y}_{hj}^{lT} V_h = 0 \end{cases} \quad j = 1, s \quad (4-12)$$

Finalement, la formulation globale du problème est de la forme de (4-1):

$$\begin{aligned} & \min / \max \quad V_h^T A_h V_h \\ & \text{s.t.} \quad \begin{cases} I_{hb}^k < I_{hi}^{k^2} + I_{hi}^{l^2} < I_{hh}^k & i = 1, n \\ \tilde{Y}_{hk}^T V_h > 0 & k \text{ nœud de référence} \\ \tilde{Y}_{hk}^{lT} V_h = 0 \\ V_h^T \bar{A}_m V_h \leq I_{i,lim}^2 & i = 1, n - s \\ \tilde{Y}_{hj}^T V_h = 0 \\ \tilde{Y}_{hj}^{lT} V_h = 0 & j = 1, s \end{cases} \end{aligned} \quad (4-13)$$

IV.3. PROCEDURE DE RESOLUTION

Une fois les matrices admittances harmoniques du réseau définies pour chaque rang h , le problème est non linéaire avec des contraintes égalités et inégalités.

La méthode de résolution adoptée est celle de Fiacco & McCormick (technique de pénalité mixte - SUMT) [9]. Cette méthode cherche le minimum (maximum) d'une fonction objective multivariable non linéaire avec contraintes égalités et inégalités non linéaires, les contraintes d'égalité devant être linéaire, ce qui est notre cas.

La technique consiste à transformer le problème initial en un problème non linéaire sans contraintes, puis traité par la méthode quasi-Newton de Davidon-Fletcher-Powell (DFP).

Avant d'expliquer la procédure de résolution, illustrons le principe appliqué de la méthode des pénalités sur un problème exprimé par le système d'équations (4-14), du fait que les contraintes égalités (linéaires) peuvent être éliminés avec la transformation .

$$\begin{aligned} \min \quad & f(x) \\ \text{s.t.} \quad & g_i(x) \leq 0 \quad i = 1, m \\ & x \in \mathfrak{R}^n \end{aligned} \quad (4-14)$$

IV.3.1. Méthodes de pénalité

Les méthodes de pénalité constituent une famille d'algorithmes particulièrement intéressants du double point de vue, simplicité de principe et efficacité pratique [11, 12, 13,14,15].

Après exposition du principe de base de ces méthodes, les techniques les plus utilisées sont présentées: la méthode de pénalité extérieure et la méthode de pénalité intérieure ainsi qu'une méthode mixte appelée SUMT (Sequential Unconstrained Minimization Techniques). Cette dernière est celle adoptée au problème posé.

Principe de base des méthodes de pénalité

Considérons un problème sous la forme du système (4-14):

$$\begin{aligned} \min \quad & f(x) \\ \text{s.t.} \quad & g_i(x) \leq 0 \quad i = 1, m \\ & x \in \mathfrak{R}^n \end{aligned}$$

Soit $h(\mathfrak{R} \rightarrow \mathfrak{R})$ une fonction définie par :

$$\begin{cases} h(y) = 0 & \text{si } y \leq 0 \quad (y \in \mathfrak{R}) \\ h(y) = +\infty & \text{si } y > 0 \end{cases} \quad (4-15)$$

Et considérons le problème sans contraintes (problème pénalisé) :

$$\begin{aligned} \min \quad & \varphi(x) = f(x) + H(x) \\ & x \in \mathfrak{R}^n \end{aligned} \tag{4-16}$$

où $H(x) = \sum_{i=1}^m h(g_i(x))$, $\forall x \in \mathfrak{R}^n$ est appelée fonction de pénalisation.

Si (4-13) a un ensemble de solution non vide, $X = \{x / g(x) \leq 0, i = 1, m\}$, l'optimum de $\varphi(x)$ ne peut être atteint en un point n'appartenant pas à X (dans ce cas $\varphi(x) = +\infty$). D'autre part, $\forall x \in X, H(x) = 0$. Par conséquent, $\forall x \in X, \varphi(x) = f(x)$. Résoudre (4-13) est donc équivalent à la résolution du problème pénalisé (4-16), qui est un problème sans contraintes.

Cependant, l'approche présentée n'est pas directement applicable en pratique, car la fonction de pénalisation $H(x)$ est, par construction, discontinue, et il en est de même pour $\varphi(x)$. La résolution de (4-16) est alors un problème difficile pour lequel on ne peut utiliser aucune des méthodes d'optimisation sans contraintes.

a) Méthode de pénalité ou de pénalités extérieures

La difficulté mentionnée ci-dessus peut être évitée en utilisant des fonctions de pénalisation continues et à dérivées continues. Ainsi, dans la méthode des « pénalités extérieures », *Fiacco* et *McCormick* (1968) ont proposé de prendre :

$$\begin{cases} h(y) = 0 & \text{si } y \leq 0 \quad (y \in \mathfrak{R}) \\ h(y) = y^2 & \text{si } y > 0 \end{cases} \tag{4-17}$$

en posant :
$$H(x) = \sum_{i=1}^m h(g_i(x)) = \sum_{i=1}^m [g_i^+(x)]^2$$

où $\forall x, g_i^+(x) = \text{Max}\{0; g_i(x)\}$ le problème (4-14) est alors remplacé par le problème d'optimisation sans contrainte (problème pénalisé) :

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \varphi(x, r) = f(x) + r H(x) \\ & x \in \mathfrak{R}^n \end{aligned} \tag{4-18}$$

où $r > 0$ est appelé coefficient de pénalité et H fonction de pénalisation extérieure.

Pour $r > 0$ quelconque, notons $\bar{x}(r)$ un minimum de $\varphi(x, r)$.

Le choix d'une valeur appropriée du coefficient de pénalité r est le résultat d'un compromis. D'une part, r doit être choisi suffisamment grand pour que le point $\bar{x}(r)$ obtenu soit proche de l'ensemble des solutions X (autrement dit, que $H(\bar{x}(r))$ soit suffisamment faible). D'autre part, si r est choisi trop grand, la fonction φ peut être mal conditionnée, d'où des difficultés numériques dans la recherche de l'optimum sans contrainte.

Ceci explique pourquoi les méthodes de pénalité sont généralement mise en œuvre sous une forme itérative.

Commencer par choisir un coefficient de pénalité r_1 de valeur peu élevée (pour éviter les difficultés numériques) puis résoudre le problème sans contraintes :

$$\underset{x \in \mathcal{D}''}{\text{Min}} \quad \varphi(x, r_1) = f(x) + r_1 H(x) \quad (4-19)$$

Soit $\bar{x}(r_1)$ le point obtenu. Si $H(\bar{x}(r_1))$ est suffisamment petit, $\bar{x}(r_1)$ est une bonne approximation de l'optimum, et les calculs sont terminés. Dans le cas contraire, c'est que la pénalité associée à la violation des contraintes n'est pas assez élevée. Choisir donc un coefficient de pénalité $r_2 > r_1$ et résoudre le nouveau problème sans contraintes :

$$\underset{x \in \mathcal{D}''}{\text{Min}} \quad \varphi(x, r_2) = f(x) + r_2 H(x) \quad (4-20)$$

Un nouveau point $\bar{x}(r_2)$ est obtenu et ainsi de suite.

Il faut remarquer qu'à chaque étape k du processus précédent, il est avantageux d'utiliser le point $\bar{x}(r_{k-1})$ de l'étape précédente comme point de départ de l'algorithme d'optimisation sans contraintes utilisé (gradient conjugué, méthode de quasi Newton, DFP...).

Bien que la méthode des pénalités extérieures converge vers une solution optimale du problème (4-13) sous des conditions très peu restrictives, elle présente en revanche un optimum très proche de l'extérieur, c'est à dire que les différentes solutions intermédiaires x_1, x_2, \dots, x_k obtenues pour des coefficients de pénalité r_1, r_2, \dots, r_k n'appartiennent pas à l'ensemble des solutions X .

b) Méthodes de barrière ou de pénalités intérieures

Fiacco & McCormick (1968) ont proposé d'autres méthodes de pénalisation dans lesquelles l'optimum est approché par l'intérieur (méthodes de « *pénalités intérieures* » ou de barrières).

Supposons que l'ensemble des solutions X de (4-14) est tel que :

- l'intérieur de X est non vide ;
- tous les points de frontière de X sont les limites d'une suite de points appartenant à l'intérieur de X .

Soit $B(x)$ la fonction définie par :
$$B(x) = -\sum_{i=1}^m 1/g_i(x) .$$

Cette fonction vérifie :

- $B(x) \geq 0 \quad \forall x \in \text{int}(X)$;
- $B(x) \rightarrow +\infty$ lorsque x tend vers la frontière de X ;
- en supposant les fonctions g_i ($i=1, \dots, m$) continues, $B(x)$ est continue sur l'intérieur de X .

Une telle fonction est appelée fonction de *pénalisation intérieure* ou de barrière.

Considérons alors la fonction :

$$\psi(x, t) = f(x) + t B(x)$$

où t , réel > 0 , est le *coefficient de pénalité*.

Si f est continue sur X et que l'une des conditions suivantes est vérifiée :

- (i) $f(x) \rightarrow +\infty$ ($\|x\| \rightarrow +\infty$);
- (ii) X est borné ;

alors pour toute valeur $t > 0$, $\psi(x, t)$ admet nécessairement un minimum sur X , $\bar{x}(t)$, et nécessairement $\bar{x}(t) \in \text{int}(X)$ (théorème de *Weierstrass* [15]).

Le principe des méthodes de pénalités intérieures est alors le suivant:

Choisir une valeur $t_1 > 0$ et chercher (par méthode itérative d'optimisation sans contraintes) un minimum de $\psi(x, t_1)$ à partir de $x_0 \in \text{int}(X)$.

Durant le processus de minimisation de $\psi(x, t_1)$, on remarque que l'on ne peut jamais traverser la frontière de X , puisque au voisinage de celui-ci $\psi(x, t_1) \rightarrow +\infty$.

On obtient donc $x^1 = \bar{x}(t_1) \in \text{int}(X)$. Si la quantité $t_1 B(x^1)$ est suffisamment faible, alors x^1 est une bonne approximation de l'optimum de f sur X et les calculs s'arrêtent.

Dans le cas contraire, choisir une valeur $t_2 > t_1$, et chercher $x^2 = \bar{x}(t_2) \in \text{int}(X)$ minimum de $\psi(x, t_2)$ à partir du point précédent $x^1 = \bar{x}(t_1)$. Le processus est répété jusqu'à obtention d'une approximation acceptable de l'optimum de (4-14).

Moyennant des hypothèses très peu restrictives, la méthode des pénalités intérieures converge vers l'optimum du problème (4-11) [11].

Les méthodes de pénalités intérieures sont très intéressantes pour traiter des problèmes d'optimisation avec contraintes fortement non linéaires, pour lesquels la plupart des méthodes directes (primales, e.g direction réalisable) rencontrent de grosses difficultés. Elles supposent, en revanche, la connaissance d'une solution de départ réalisable, c'est à dire appartenant à l'intérieur de l'ensemble des solutions X .

D'autre part, leur application nécessite un certain nombre de précautions, en particulier au niveau des procédures de recherche unidimensionnelle, pour éviter de sortir de l'ensemble des solutions réalisables X .

IV.3.2. Combinaison des méthodes de pénalités avec d'autres méthodes

Les méthodes de pénalités sont des méthodes simples et efficaces pour obtenir rapidement de bonnes solutions approchées d'un problème non linéaire avec des contraintes fortement non linéaires ainsi que de bonnes approximations des multiplicateurs de *Kuhn & Tucker* optimaux. Cependant, comme elles ne permettent généralement pas d'obtenir une précision élevée, cela nécessite le choix de très petits coefficients de pénalité (cas de pénalités intérieures), d'où un mauvais conditionnement des fonctions ψ et des difficultés numériques. C'est pourquoi les méthodes de pénalités sont souvent utilisées en conjonction avec d'autres méthodes.

Par exemple, à partir des bonne approximations de x^* (variables primales optimales) et λ^* (variables duales optimales) obtenues par une méthode de pénalité, il est possible d'appliquer une méthode de Newton (ou une de ses variantes), ou les méthodes de Lagrangiens augmentés, pour résoudre le problèmes sans contraintes.

Notre choix s'est porté sur la méthode Davidon-Fletcher-Powell (DFP) qui est de rang 2. Cette technique appartient à la famille des techniques de quasi-Newton.

IV.3.2.2. Algorithme de Davidon-Fletcher-Powell (DFP)

La méthode de Davidon-Fletcher-Powell est basée sur des formules de correction de rang 2, et ne présente pas les inconvénients des autres méthodes quasi newtoniennes. Par contre, elle nécessite l'utilisation d'une procédure d'optimisation unidimensionnelle exacte.

Elle se caractérise par la formule de correction suivante :

$$H_{k+1} = H_k + \frac{\delta_k \cdot \delta_k^T}{\delta_k^T \cdot \gamma_k} - \frac{H_k \cdot \gamma_k \cdot \gamma_k^T \cdot H_k}{\gamma_k^T \cdot H_k \cdot \gamma_k} \quad (4-21)$$

où le point x^{k+1} est obtenu à partir de x^k par déplacement dans la direction $d_k = -H_k \cdot \nabla f(x^k)$, et où :

$$\delta_k = x^{k+1} - x^k, \quad \gamma_k = \nabla f(x^{k+1}) - \nabla f(x^k) \quad (4-22)$$

Sous certains conditions, la formule précédente conserve la définie-positivité des matrices H_k .

Algorithme de Davidon-Fletcher-Powell (DFP)

Etape 1. x_0 point de départ. Choisir H_0 définie positive quelconque (par exemple la matrice unité) ; $k = 0$.

Etape 2. A l'itération k , déterminer la direction de déplacement :

$$d_k = -H_k \cdot \nabla f(x^k).$$

Déterminer x^{k+1} comme le minimum de $f(x^k + \theta \cdot d_k)$ pour $\theta \geq 0$.

Poser : $\delta_k = x^{k+1} - x^k.$

Calculer : $\gamma_k = \nabla f(x^{k+1}) - \nabla f(x^k)$

puis : $H_{k+1} = H_k + \frac{\delta_k \cdot \delta_k^T}{\delta_k^T \cdot \gamma_k} - \frac{H_k \cdot \gamma_k \cdot \gamma_k^T \cdot H_k}{\gamma_k^T \cdot H_k \cdot \gamma_k}$

Etape 3. $k \leftarrow k+1$

Etape 4. Test d'arrêt ou retour en Etape 2

IV.3.2.3. SUMT- Méthode de Pénalité Mixte [11].

L'idée de base de la méthode SUMT (Sequential Unconstrained Mixed Technique) est de résoudre itérativement des séquences de problèmes sans contraintes, et trouver des solutions aux problèmes de minimisation non linéaire. L'algorithme SUMT a été développé pour la résolution de problèmes de programmation non linéaire de la forme (4-1) ou (4-12). où $f(X)$ est la fonction objective, $g_i(X)$ sont des contraintes inégalités qui peuvent être des fonctions non linéaires des variables indépendantes, mais où les contraintes égalités $h_i(X)$ doivent être linéaires en fonction des variables indépendantes pour garantir la convergence de la solution.

La formulation utilisée dans cette étude définit les fonctions de pénalité $\varphi(X)$ par :

$$\varphi(X^{(k)}, r^{(k)}) = f(X^{(k)}) - \sum_{i=1}^{M_{gc}} \frac{r^{(k)}}{g_i(X^{(k)})} + \sum_{i=M_{gc}+1}^{M_{ge}} \frac{h_i^2(X^{(k)})}{r^{(k)}} \tag{4-23}$$

où, les facteurs r^k sont des coefficients positifs, et forment une suite monotone décroissante $r^{(0)} > r^{(1)} > r^{(2)} > \dots > 0$.

Si la valeur r est très petite, $\varphi(X)$ présente une meilleure approximation de $f(X)$, et par conséquent, une bonne convergence vers la solution est assurée.

La procédure de minimisation de la fonction $\varphi(x)$ est initialisée par un point intérieur $X^{(0)}$ (réalisable). Ce point initial doit préserver la validité de toutes les contraintes inégalités. Après calcul de $r^{(0)}$, $X^{(1)}$ est déterminé en minimisant la fonction $\varphi(X, r^{(0)})$ par la technique de Davidon-Fletcher-Powell. A l'étape suivante, $r^{(1)}$ est déterminé, puis $X^{(2)}$ par minimisation de $\varphi(X, r^{(1)})$, et ainsi de suit.

Procédure de calcul

Etape 1. Sélection d'une solution réalisable $X^{(0)}$ (point intérieur) et une valeur de $r^{(k)}$, $k = 0$.

Etape 2. Calcul du minimum de $\varphi(X)$ pour la valeur actuelle de $r^{(k)}$. Dans cette étape, l'algorithme calcule des séquences de points intérieurs qui minimisent $\varphi(X)$ pour chacune des valeurs de $r^{(k)}$. Cela est fait par la méthode Davidon-Fletcher-Powell, pour remédier aux problèmes de conditionnement de la matrice hessienne de la fonction $\varphi(X)$. La méthode possède la forme récurrente suivante:

$$X_{k+1} = X_k - \alpha_k H_k g_k$$

où α_k est le pas de déplacement sélectionné pour minimiser $\varphi(X_k + \alpha d_k)$, dans la direction $d_k = -H_k g_k$,

H_k étant une approximation de la matrice hessienne inverse φ (définie positive), actualisée à chaque itération.

Etape 3. Accélération de la solution par extrapolation.

Etape 4. Test de convergence. Si l'optimum est atteint, stop. Sinon continuer pour $k = k+1$.

Étape 5. Réduction de $r^{(k)}$ par la relation simple $r^{(k)} = r^{(k-1)}/c$, où $c > 1$ est une constante.

Étape 6. Réestimer le minimum de $\varphi(X)$ pour la nouvelle valeur de $r^{(k)}$ en utilisant la formule d'extrapolation de l'étape 3.

Étape 7. Retour à l'étape 2 avec le résultat de l'étape 6.

Notons que si les contraintes sont bornées et forment un espace convexe, la convergence est assurée.[14].

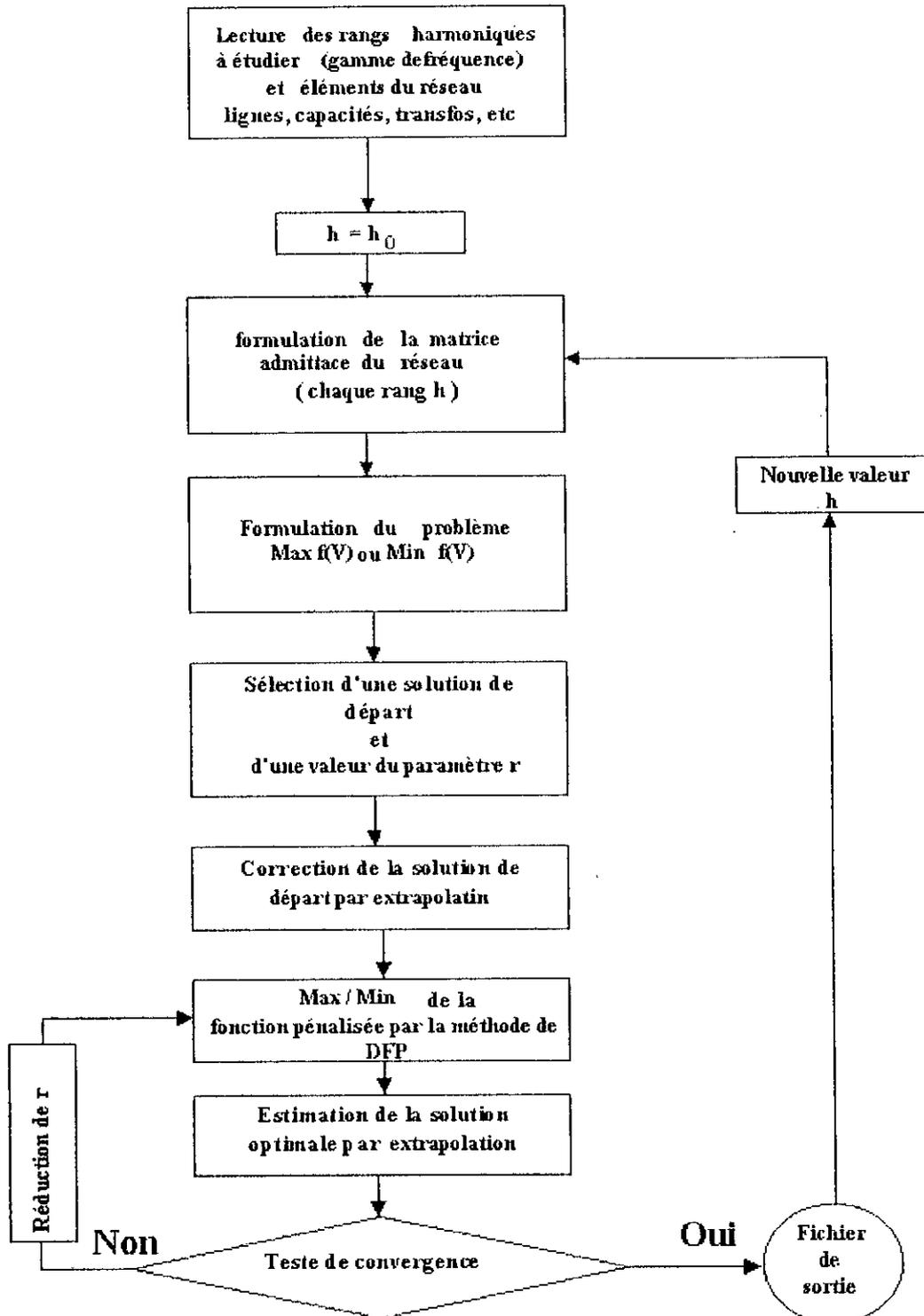


Fig.IV.1. Algorithme de Fiacco & McCormick

IV.4. SIMULATION ET RESULTATS

IV.4.1. Cas d'un réseau à trois nœuds

Les données de ce réseau sont affichées par les tableaux IV.2 et IV.3. Dans cet exemple, le nœud de génération (nœud PV) est choisi comme nœud de référence en régime harmonique (P.C.C). De plus, les charges supposées non linéaires sont des redresseurs à indice de pulsation 6 et dont la puissance apparente est égale à 45,3 MVA (fixation des limites d'émission en courant harmonique). La puissance de base est de 100 MVA alors que la tension de base est de 220 kV. Le tableau IV.4 ainsi que les histogrammes montrent les niveaux d'émission maximaux et minimaux estimés avec respect des contraintes de tensions harmoniques du tableau IV.1.

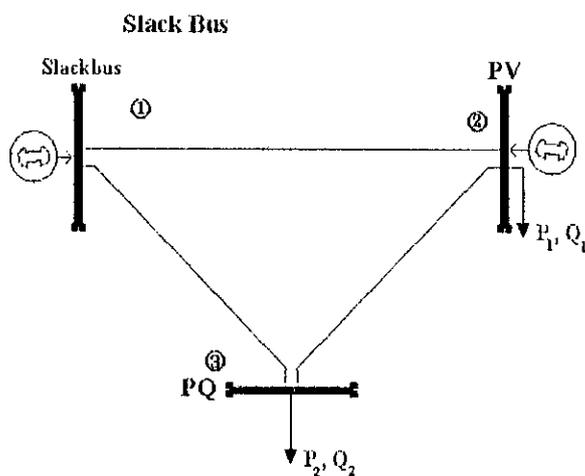


Fig. IV.2 Réseau à trois nœuds

Pour limiter cette étude, la charge et le réseau sont supposés équilibrés et symétriques. Cette hypothèse se traduit par le fait que seuls les rangs harmoniques 5, 7, 11,13,17 et 19 sont considérés.

Tableau IV.2. Données de lignes du réseau

Ligne	Impédance Z_{ij}	Admittance $y_{ij}/2$
1-2	0.02 +j 0.06	0.000+j 0.030
1-3	0.08 +j 0.24	0.000+j 0.025
2-3	0.06+j 0.18	0.000+j 0.020

Tableau IV.3. Données de nœuds du réseau

Nœud	Type	Générateur		Charge	
		MW	MVAR	MW	MVA
1	Slack	-	-	0	0
2	PV	20	30	40	05
3	PQ	0	0	60	10

La convergence étant un peu lente, elle peut être corrigée par un bon choix du point de départ et de la constante r .

Tableau IV.4. Résultats numériques relatifs à l'évaluation des limites d'émission en courants harmoniques.

Noeuds	I (p.u.)	Phase (deg.)	V (p.u.)	Phase (deg.)
<i>Rang 5 distorsion Max</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.010000	26.8722
Noeud 2	0.03380	0.0000	0.012471	38.7471
Noeud 3	0.02891	174.0951	0.010000	-75.3523
<i>5 distorsion Min</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.010630	-29.7353
Noeud 2	0.01111	0.0000	0.010000	-25.7246
Noeud 3	0.00171	5.7511	0.010000	-42.8840
<i>7 distorsion Max</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.013452	39.9213
Noeud 2	0.03380	0.0000	0.017475	48.2528
Noeud 3	0.03380	172.0242	0.013931	-99.6572
<i>7 distorsion Min</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.010000	-29.3184
Noeud 2	0.01270	0.0000	0.010000	-29.3184
Noeud 3	0.00176	24.1549	0.010001	-57.4053
<i>11 distorsion Max</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.013226	46.3916
Noeud 2	0.01272	0.0000	0.015000	47.6787
Noeud 3	0.02213	168.7579	0.015000	-136.5714
<i>11 distorsion Min</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.010613	-43.8214
Noeud 2	0.01276	0.0000	0.008000	-29.5850
Noeud 3	0.00149	64.5904	0.008000	-94.2412
<i>13 distorsion Max</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.015000	11.1003
Noeud 2	0.00839	0.0000	0.014153	14.0505
Noeud 3	0.01765	142.6913	0.015000	-169.5869
<i>Rang 13 distorsion Min</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.011740	-46.9459
Noeud 2	0.01337	0.0000	0.008000	-28.4986
Noeud 3	0.00183	94.1681	0.008000	-121.3306
<i>Rang 17 distorsion Max</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.010000	-91.4231
Noeud 2	0.00437	0.0000	0.005000	-100.1181
Noeud 3	0.00936	43.5835	0.010000	50.9324
<i>Rang 17 distorsion Min</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.010000	-56.2497
Noeud 2	0.00865	0.0000	0.005000	-29.6632
Noeud 3	0.00416	142.1112	0.008415	167.9495
<i>Rang 19 distorsion Max</i>				
Noeud 1	0.00124	#####	0.010000	-64.8334
Noeud 2	0.00998	0.0000	0.005000	-7.3157
Noeud 3	0.00513	178.7289	0.010000	171.3415
<i>Rang 19 distorsion Min</i>				
Noeud 1	0.00124	#####	0.010000	-64.4938
Noeud 2	0.01001	0.0000	0.005000	-8.2086
Noeud 3	0.00505	-179.2027	0.010000	172.9127
<i>Rang 23 distorsion Max</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.007000	-126.8247
Noeud 2	0.00664	0.0000	0.004882	55.3963
Noeud 3	0.00639	-47.5318	0.007000	-90.4223
<i>Rang 23 distorsion Min</i>				
Noeud 1	0.00000	#####	0.005064	-106.8209
Noeud 2	0.00425	0.0000	0.003000	46.5541
Noeud 3	0.00228	-140.1132	0.003000	176.4234

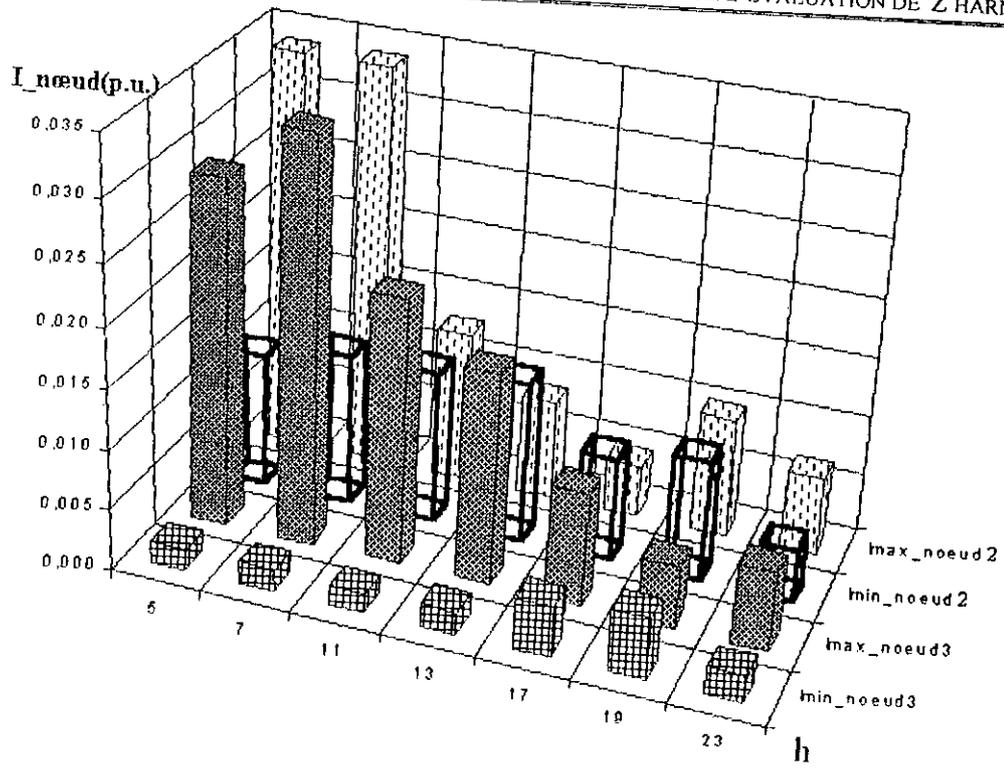


Fig. IV.3. Emission harmonique maximale et minimale aux nœuds 2 et 3

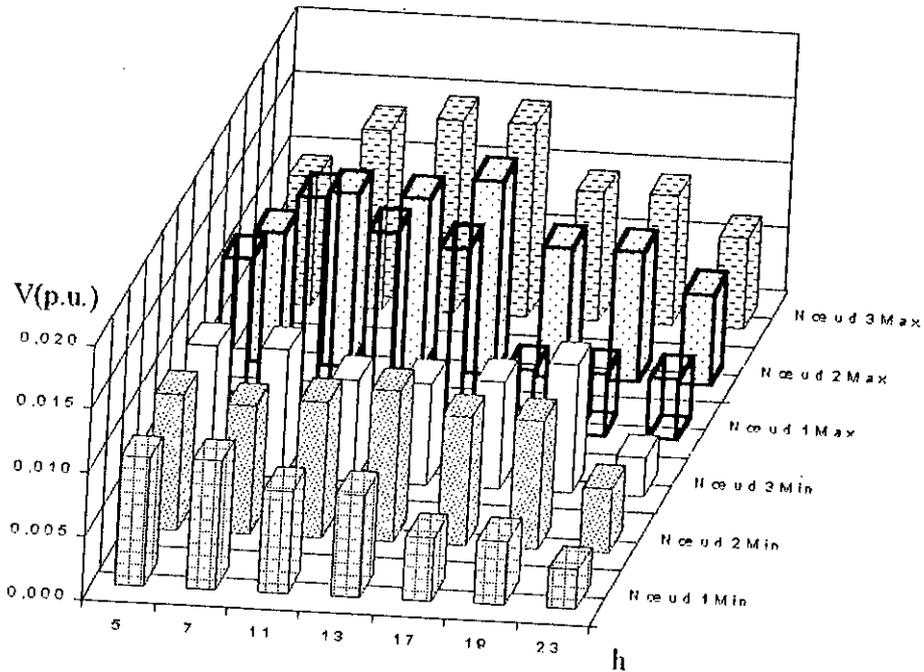


Fig. IV.4. Tensions harmoniques aux nœuds 1, 2 et 3 pour une émission maximale et minimale

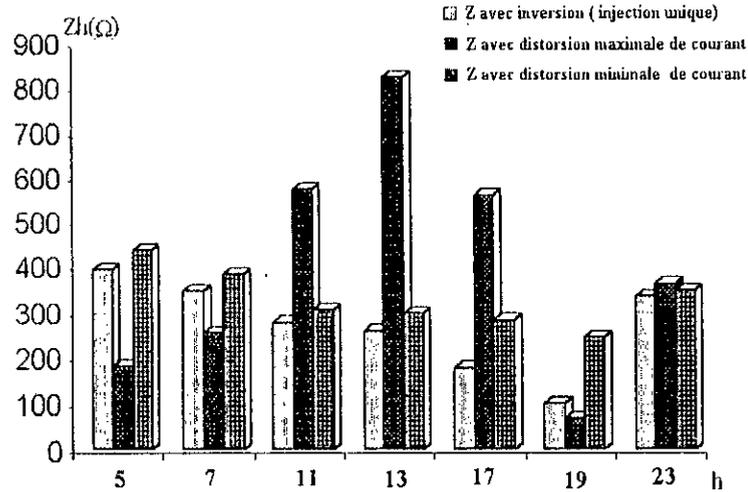


Fig. IV.5. Amplitude de l'impédance harmonique au nœud 2 (P.C.C)

Sur la figure IV.5, nous remarquons que l'émission d'1 p.u. ou une émission minimale au nœud 2 (P.C.C) du courant harmonique donne des impédances harmoniques presque identiques. De plus, la figure IV.5 montre que la fréquence de la résonance série est à proximité du 19^{ème} rang pour les trois cas d'injection. Dans le cas de la distorsion de courant maximal, nous constatons une fréquence de résonance parallèle supplémentaire relativement au nombre de résonances parallèles dans les autres cas.

L'impédance harmonique dans le cas d'une distorsion maximale n'est pas toujours l'impédance minimale, et réciproquement, elle n'est pas toujours maximale pour le cas d'une distorsion minimale. Cela s'explique par le fait que la distorsion est une hypothèse globale (qui inclut tous les nœuds), ce qui signifie que lorsqu'elle est maximale le courant harmonique dans un nœud k donné n'est pas forcément maximal.

Le Tableau IV.4 montre que dans la majorité des cas optimaux (maximum/minimum) de la distorsion en courant, les tensions harmoniques sont cohérentes avec celles du tableau IV.1, c'est à dire les niveaux adoptés comme limites de la distorsion en tension.

IV.4.2. Réseau à cinq nœuds

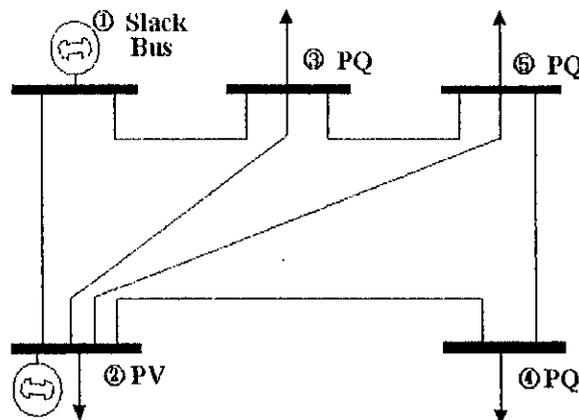


Fig. IV.6 Données des lignes de transmission du réseau

Tableau IV.5 Données des lignes de transmission du réseau

Ligne	Impédance Z_{ij}	Admittance $y_{ij}/2$
1-2	$0.02 + j 0.06$	$0.000 + j 0.030$
1-3	$0.08 + j 0.24$	$0.000 + j 0.025$
2-3	$0.06 + j 0.18$	$0.000 + j 0.020$
2-4	$0.06 + j 0.18$	$0.000 + j 0.020$
2-5	$0.04 + j 0.12$	$0.000 + j 0.015$
3-5	$0.01 + j 0.03$	$0.000 + j 0.010$
4-5	$0.08 + j 0.24$	$0.000 + j 0.250$

Tableau IV.6 Données des Nœuds du réseau

Nœud	Type	Générateur		Charge	
		MW	MVAR	MW	MVA
1	Slack	-	-	0	0
2	PV	20	30	20	10
3	PQ	0	0	45	15
4	PQ	0	0	60	10
5	PQ	0	0	20	10

Le courant harmonique (Tableau IV.7) au nœud 1 (slack bus) est faible, du fait que c'est le nœud choisi sans charge déformante. D'autre part, la figure IV.7 montre que, par rapport aux autres nœuds, le nœud 2 peut admettre des courants harmoniques relativement importants (0,11 p.u. à la fréquence 150 Hz). Donc on peut y associer des charges de nature non linéaires.

De plus, les courants harmoniques décroissent lorsque la fréquence augmente (Fig.IV.7), car le courant est toujours lissé par l'inductance du réseau qui augmente avec la fréquence.

Au nœud 3, le courant harmonique du cinquième rang pour le cas d'une distorsion maximale est inférieur à celui d'une distorsion minimale, car selon notre hypothèse, la distorsion a plutôt un sens global que local. Le tableau IV.4 montre que les cas optimaux peuvent être une consommation ou une injection (déphasage supérieur à 90° et inférieur à -90° ou entre -90° et 90°) de la puissance déformante.

L'histogramme de la figure IV.9 présente le module de l'impédance harmonique pour les cas d'une distorsion de courant minimale, maximale et d'injection unitaire au nœud PCC (nœud 5). Pour les deux premiers cas, l'impédance harmonique est obtenue après évaluation du rapport entre la tension et le courant harmoniques, illustrés au tableau IV.7. Pour le cas d'injection unitaire, après calcul de la tension résultante au nœud PCC (inversion matricielle), l'impédance harmonique est aussi le rapport entre le courant et la tension harmonique. Précisons que cette technique est utilisée dans le cas d'une charge polluante dominante.

Tableau IV.7 Résultats numériques relatifs à l'évaluation des limites d'émissions en courants harmoniques

Nœud	Current(p.u.)	Phase (Deg)	Tension(p.u.)	Phase (Deg)
Rang 5 distorsion Maximale				
Nœud 1	0.000004	#####	0.019547	-97.895300
Nœud 2	0.111717	179.958500	0.020000	-94.931600
Nœud 3	0.059903	109.402500	0.011869	-114.213100
Nœud 4	0.024726	98.423600	0.020000	95.449300
Nœud 5	0.063234	0.000000	0.020000	77.993200
Rang 5 distorsion Minimale				
Nœud 1	0.000000	#####	0.019155	-98.523000
Nœud 2	0.038898	179.685200	0.020000	-95.725000
Nœud 3	0.066876	107.305300	0.010000	-115.758000
Nœud 4	0.022749	88.436800	0.020000	94.595200
Nœud 5	0.039958	0.000000	0.010000	60.918600
Rang 7 distorsion Maximale				
Nœud 1	0.000391	#####	0.012060	-158.790600
Nœud 2	0.053779	-127.223500	0.018806	-164.445700
Nœud 3	0.073302	-10.624400	0.020000	-2.950800
Nœud 4	0.048425	-54.443900	0.020000	-47.218900
Nœud 5	0.038174	-0.000200	0.016098	101.156900
Rang 7 distorsion Minimale				
Nœud 1	0.000381	#####	0.015448	-97.801200
Nœud 2	0.069770	166.816100	0.020000	-93.005000
Nœud 3	0.019305	-140.545300	0.014245	105.538300
Nœud 4	0.047009	-6.309600	0.010000	-102.720800
Nœud 5	0.044795	0.000000	0.010000	69.384700
Rang 11 distorsion Maximale				
Nœud 1	0.000012	#####	0.012130	-97.721400
Nœud 2	0.021084	178.135500	0.013000	-103.154000
Nœud 3	0.012577	-52.593400	0.012516	49.152900
Nœud 4	0.027161	-18.049400	0.014999	-87.154700
Nœud 5	0.026668	-0.014100	0.014998	65.729300
Rang 11 distorsion Minimale				
Nœud 1	0.000012	#####	0.013372	104.279000
Nœud 2	0.026062	158.594100	0.014940	-96.223800
Nœud 3	0.008940	-146.335900	0.015000	100.310200
Nœud 4	0.022430	-14.612800	0.008000	-97.072100
Nœud 5	0.020337	0.000500	0.008000	66.205600
Rang 13 distorsion Maximale				
Nœud 1	0.000001	#####	0.015000	-55.052000
Nœud 2	0.005850	31.336100	0.008082	-69.224200
Nœud 3	0.029336	25.721400	0.015000	-7.852300
Nœud 4	0.015655	12.863200	0.015000	-13.846200
Nœud 5	0.000018	0.000000	0.015000	-6.994700
Rang 13 distorsion Minimale				
Nœud 1	0.000000	#####	0.012407	100.209000
Nœud 2	0.012431	147.377700	0.011641	-94.631200
Nœud 3	0.005679	-105.181100	0.012150	89.279400
Nœud 4	0.016803	-22.844600	0.012099	-94.119100
Nœud 5	0.017701	0.026000	0.012169	53.949500
Rang 17 distorsion Maximale				
Nœud 1	0.000038	#####	0.010000	-92.022200
Nœud 2	0.009901	45.261400	0.005000	-101.546600
Nœud 3	0.011930	44.932100	0.010000	48.522900
Nœud 4	0.007286	21.345500	0.010000	-17.020400
Nœud 5	0.004740	0.000000	0.010000	-38.859500
Rang 17 distorsion Minimale				
Nœud 1	0.005717	#####	0.009458	-111.464000
Nœud 2	0.000000	174.463100	0.005231	-97.240300
Nœud 3	0.005817	50.500400	0.009328	82.309600
Nœud 4	0.000389	129.244600	0.008005	-94.630500
Nœud 5	0.005830	-38.404600	0.008018	10.595100
Rang 19 distorsion Maximale				
Nœud 1	0.001205	#####	0.010000	-91.114300
Nœud 2	0.010786	42.551200	0.005000	-106.787800
Nœud 3	0.011916	48.510100	0.010000	44.053500
Nœud 4	0.007001	28.189900	0.010000	-15.955900
Nœud 5	0.004719	0.000000	0.010000	-47.837600
Rang 19 distorsion Minimale				
Nœud 1	0.001205	#####	0.009192	155.973100
Nœud 2	0.005035	122.363400	0.005000	-94.673000
Nœud 3	0.005862	153.678700	0.010000	78.768900
Nœud 4	0.002489	-136.965600	0.005000	-95.407800
Nœud 5	0.005961	0.000000	0.009070	-33.961900
Rang 23 distorsion Maximale				
Nœud 1	0.000000	#####	0.005841	99.928300
Nœud 2	0.003067	108.069500	0.004388	-93.892200
Nœud 3	0.004603	105.683600	0.005628	85.967000
Nœud 4	0.004438	-130.920600	0.005434	-96.438000
Nœud 5	0.005075	0.000000	0.005528	-55.774300
Rang 23 distorsion Minimale				
Nœud 1	0.000000	#####	0.005836	100.109000
Nœud 2	0.003030	109.393000	0.004382	-93.884400
Nœud 3	0.004232	109.146900	0.005616	85.607800
Nœud 4	0.004612	-128.776500	0.005412	-101.663500
Nœud 5	0.005055	0.000000	0.005522	-53.749500

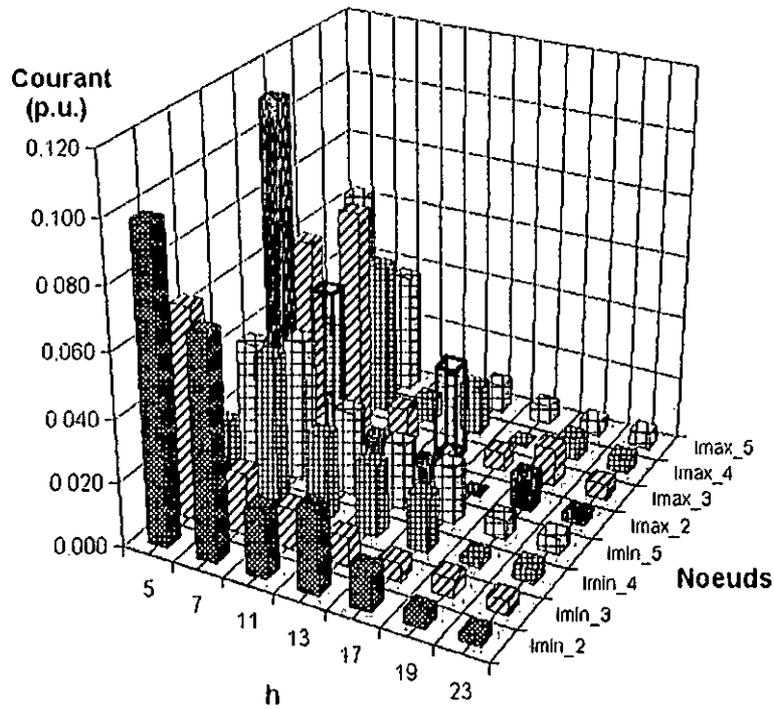


Fig. IV.7 Emission harmonique en courant (maximale et minimale)aux nœuds 2,3,4 et,5

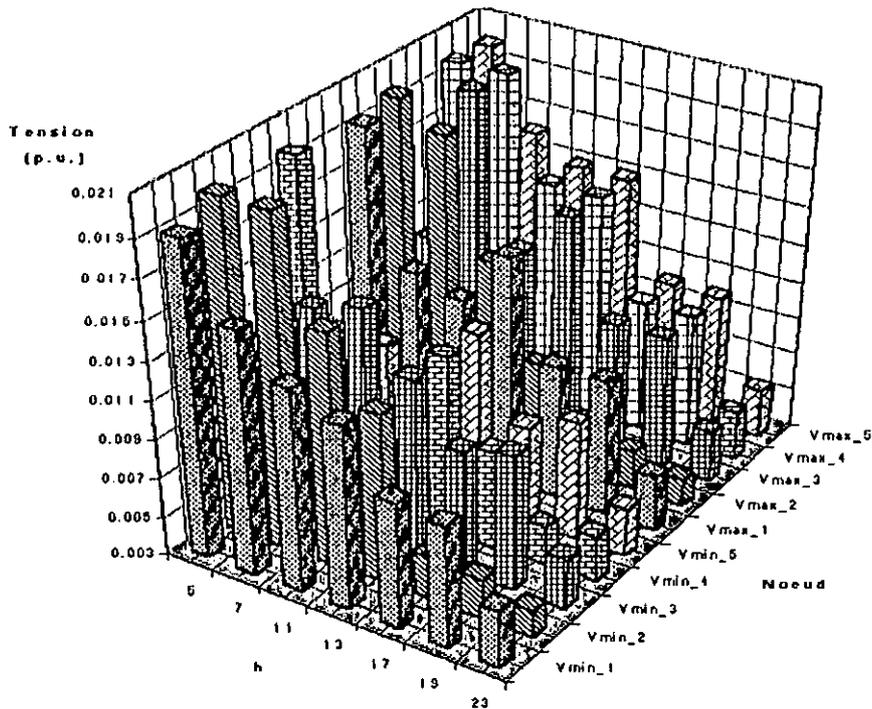


Fig. IV.8 Tensions harmoniques aux nœuds 1, 2,3, 4 et 5 pour une émission maximale et pour une émission minimale

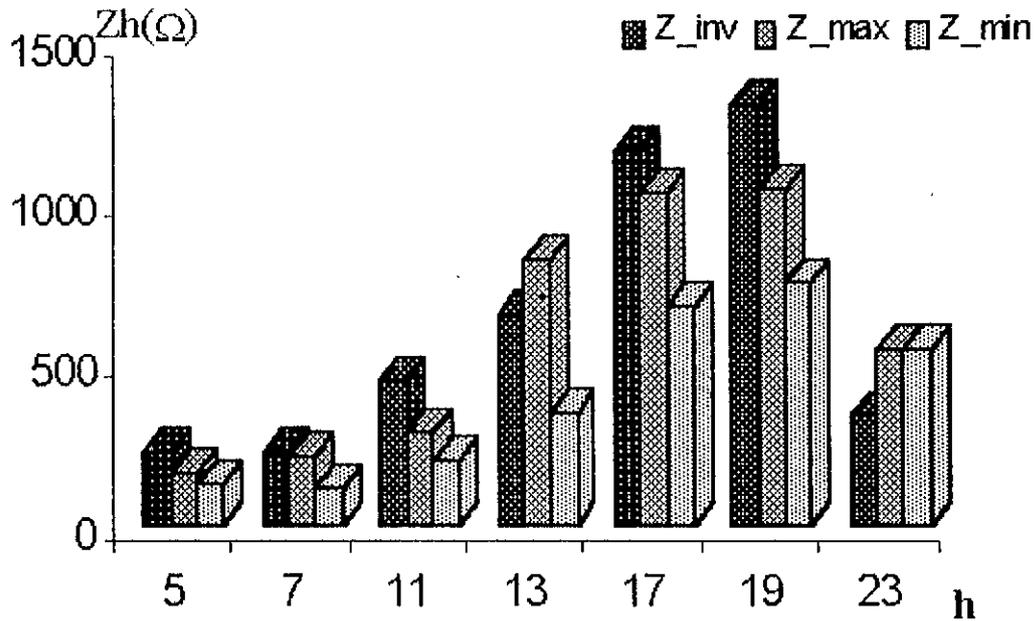


Fig. IV.9 Module de l'impédance harmonique au nœud 5 (P.C.C.)

L'impédance est maximale pour une distorsion maximale et minimale pour une distorsion minimale. Cela s'explique par le fait que le courant au nœud 5 atteint sa valeur maximale pour une tension maximale, et respectivement minimale pour une tension minimale. L'impédance calculée pour le cas de distorsion maximale est considérée comme le cas le plus défavorable dans les études de connexion de charges polluantes au nœud 5.

Le calcul de l'impédance harmonique avec l'approche d'une injection de charge polluante dominante (c'est à dire injection unique et unitaire) ne donne pas toujours de bons résultats, surtout avec la présence d'autres charges polluantes, même faibles (distorsion minimale).

Pour les rangs 5, 7, 11, 17 et 19, la figure IV.9 montre que l'impédance calculée avec la méthode de l'injection unitaire, dépasse les impédances calculées pour les deux autres cas. Pour le 19^{ème} rang, elle présente en revanche une surestimation de l'impédance harmonique. Mais pour les rangs 13 et 23, c'est le cas de distorsion maximale qui est dominant.

IV.5. CONCLUSIONS

Nous avons développé dans cet article une formulation basée sur des niveaux probables de pollution harmoniques en tension, rencontrés dans les réseaux de transport (estimations) qui peut être, une nouvelle formulation de la distorsion harmonique en courants maximale et minimale. Cette formulation nous a permis d'évaluer l'impédance harmonique pour deux exemples de réseau électrique pour les deux cas.

Le problème est modélisé comme un problème d'optimisation on linéaire avec des contraintes d'égalité et d'inégalité non linéaires La technique adaptée est la technique de Fiacco-McCormick (pénalité intérieure) cette méthode est simple, le temps de convergence peut être amélioré par le bon choix de la solution initiale ainsi que de la constante r .

Nous avons vu que l'impédance harmonique à un nœud et pour une fréquence donnée peut être maximale pour une pollution de courant maximale et aussi elle peut être minimale pour une distorsion minimale. En plus on peut dire que la distorsion harmonique a une grande influence sur le nombre de cas de résonance dans le réseau. Cela a pour justification la superposition des harmoniques de courant.

L'évaluation de l'impédance harmonique par la méthode d'une distorsion 1 p.u. est valable dans le cas d'une distorsion minimale.

Cette technique peut être utilisée pour d'autres fins. Par exemple on peut évaluer des limites d'émission en courant harmonique à ne pas dépasser pour ne pas claquer les batteries de condensateurs qui sont sensibles à la distorsion de tension (pertes diélectrique). Ajoutant une autre possibilité de la limitation de l'émission en courant harmonique à ne pas dépasser pour éviter le surchauffement des lignes de transmission qui revient à limiter les pertes actives harmoniques dans les lignes.

Chapitre V

Evaluation de l'impédance harmonique par la méthode des variables d'état

V.1. INTRODUCTION

Le problème de perturbations harmoniques a connu durant la dernière décennie une nette propagation [1], principalement à cause du développement des semi-conducteurs ainsi que leurs utilisations dans le domaine industriel ou domaine domestique. Les conséquences de cette pollution harmonique sont néfastes (instantanés ou à long terme) dont le claquage des batteries de condensateurs dû aux surtensions ou pertes diélectriques.

Des travaux menés par les organismes de normalisation [2,3] ont fait apparaître des normes d'émission par les charges industrielles, exprimées en courants ou en tensions harmoniques. La connaissance de l'impédance harmonique est une donnée nécessaire pour évaluer l'impact d'une charge perturbatrice sur un réseau auquel elle est raccordée afin de déterminer si l'injection d'un certain niveau de courants harmoniques peut être autorisé ou tout simplement exiger un filtrage à un point de connexion (P.C.C.) à cause du dépassement des niveaux de compatibilité.

De ce fait, la connaissance de ce paramètre est nécessaire. La distorsion harmonique est un problème se posant en régime permanent, c'est à dire que l'obtention d'un signal harmonique particulier dépend de la répétabilité des formes d'onde du réseau [7]. Donc les études harmoniques doivent être menées dans le domaine fréquentiel qui fournit des informations directes sur la distorsion harmonique, grâce à l'analyse des vecteurs de phases harmonique aux fréquences intéressantes. En outre, il est également plus facile de traiter les conditions de résonances dans le domaine fréquentiel.

V.2. INTRODUCTION DES VARIABLES D'ETAT

V.2.1. Variables d'états et domaine fréquentiel

Le modèle des variables d'état est une conversion en différences linéaires ou en équations différentielles pour la description d'un système dynamique [16]. Le modèle en continu a pour forme :

$$\begin{aligned} \frac{dx}{dt} &= Ax + Bu \\ y &= Cx + Du \end{aligned} \quad (5-1)$$

où x est le vecteur d'état (contenant des variables qui ne peuvent être discontinues dans le temps) u et y sont respectivement les vecteurs d'entrée et de sortie. Le système (5-1) est obtenu après identification physique du problème.

La transformée de Laplace nous donne la possibilité d'écrire (5-1) sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} sX(s) - X_0 &= AX(s) + BU(s) \\ Y(s) &= CX(s) + DU(s) \end{aligned} \quad (5-2)$$

avec $X_0 = 0$ vecteur d'état initial.

L'utilisation de la forme canonique permet d'établir des relations directes entrées-sorties (fonction de transfert directe entrée-sortie).

$$(sI - A)X(s) = BU(s) + X_0$$

D'où :

$$X(s) = (sI - A)^{-1}(BU(s) + X_0) \tag{5-3}$$

Après substitutions, nous obtenons :

$$Y(s) = \underbrace{(C(sI - A)^{-1}B + D)}_{\text{régime permanent}} U(s) + \underbrace{C(sI - A)^{-1}X_0}_{\text{régime transitoire}} \tag{5-4}$$

Puisque les harmoniques représentent un régime permanent, seul le premier terme est considéré.

V.2.2. Evaluation de l'impédance harmonique Z_h [17,18]

Dans un réseau d'énergie, les variables d'état sont représentées par les tensions aux bornes des batteries de condensateurs ainsi que les courants traversant les inductances. Si les courants harmoniques injectés dans les nœuds P.C.C. sont choisis comme entrées du système et les tensions à ces nœuds comme sorties, on a :

$$U(s) = (C(sI - A)^{-1}B + D)I(s) \tag{5-5}$$

En posant $Z(s) = C(sI - A)^{-1}B + D$ les éléments diagonaux de la matrice $Z(s)$ représentent les impédances harmoniques du système aux nœuds P.C.C.

Aussi, s'il y a une résonance parallèle (oscillation) dans le système, cela est remarqué à tous les différents nœuds du réseau.

Ainsi, on peut dire que les fréquences des résonances parallèles d'un système sont les mêmes lorsque les dénominateurs des fonctions de transfert $Z_{ii}(p)$, représentant le polynôme caractéristique de la matrice $[A]$, sont les mêmes.

$$P(s) = \prod_{i=1}^n (s - \lambda_i) \tag{5-6}$$

où λ_i sont les valeurs propres de la matrice $[A]$.

V.2.3. Résonances parallèles d'un réseau

Supposons d'abord que la matrice A , non singulière, est caractérisée par n valeurs propres λ_i . De plus, soit une matrice de transfert T telle que :

$$T^{-1}AT = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{bmatrix} = D \tag{5-7}$$

Posons $X(s) = TX_c(s)$ et remplaçons $X(s)$ dans (5-2), ce qui donne :

$$(sI_n - D)x_c = Bu \quad \Rightarrow \quad X_c = D^{-1}Bu \tag{5-8}$$

$$D^{-1} = \frac{1}{\prod_{i=1}^n (s - \lambda_i)} \begin{bmatrix} \prod_{i=1}^n (s - \lambda_i) & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \prod_{i=2}^n (s - \lambda_i) & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \prod_{i=1}^{n-1} (s - \lambda_i) \end{bmatrix} \quad (5-9)$$

Le vecteur sortie Y de (5-2) devient:

$$Y = (CTD^{-1}B + D)U \quad (5-10)$$

avec $H_{ss} = \prod_{i=1}^n (s - \lambda_i)$ déterminant caractéristique.

Il est clair que le dénominateur de la matrice H_{ss} est celui de la matrice D^{-1} . Donc, les résonances parallèles de tout le système et correspondent aux valeurs propres de la matrice A (partie imaginaire positive) :

$$f_{rp_i} = \text{Im ag}(\lambda_i) / 2\pi \quad (5-11)$$

V.3. APPLICATION A UN RESEAU ELECTRIQUE

Le réseau choisi comme exemple est celui de la figure ci-contre avec des charges à caractère inductif ($P_L < Q_L$) afin d'avoir une faible amortissement, donc sous-estimer l'amortissement du réseau et bien visualiser les phénomènes de résonance.

L'alternateur 4 est modélisé par une impédance Z_{eq} (R_{eq} et L_{eq} en série) qui correspond à la puissance de court-circuit. La machine 1 est considérée de puissances de court-circuit infinie. Les charges sont représentées par une résistance en série avec une inductance, correspondant respectivement à la puissance active et réactive de la charge.

La représentation unifilaire (figure V.1) est adoptée puisque le réseau est considéré équilibré.

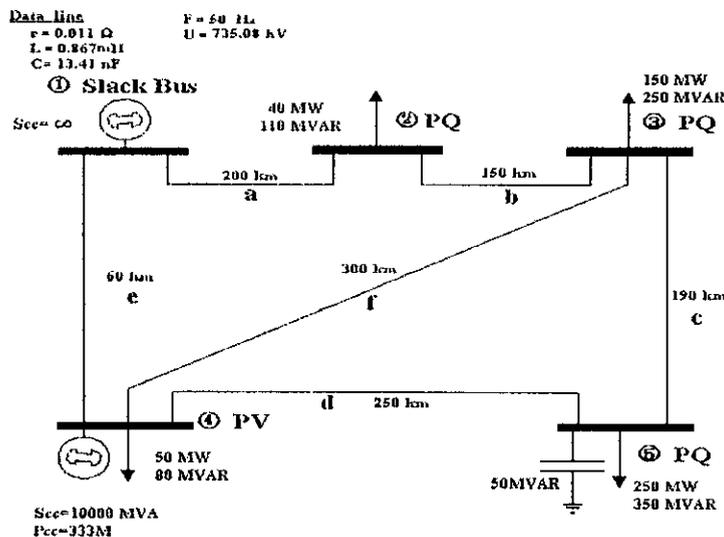


Fig.V.1 Exemple de réseau d'étude .

Fig.V.1 Exemple de réseau d'étude .

Les impédances harmoniques sont calculées pour tous les nœuds du réseau, considérés tous comme des P.C.C. De ce fait, on doit injecter des courants I_k aux jeux de barres en question, ce qui donne entrées, alors que les tensions V_k sont les sorties du système. Les impédances harmoniques s'écrivent :

$$Z_k = V_k / I_k \quad k = 1,5 \tag{5-12}$$

Pour déterminer les matrices A , B , C et D du système d'état, il est nécessaire d'appliquer les lois de Kirchoff au schéma équivalent de la figure V .1, basé sur la modélisation présentée par la figure V .2 (modélisation en π des lignes):

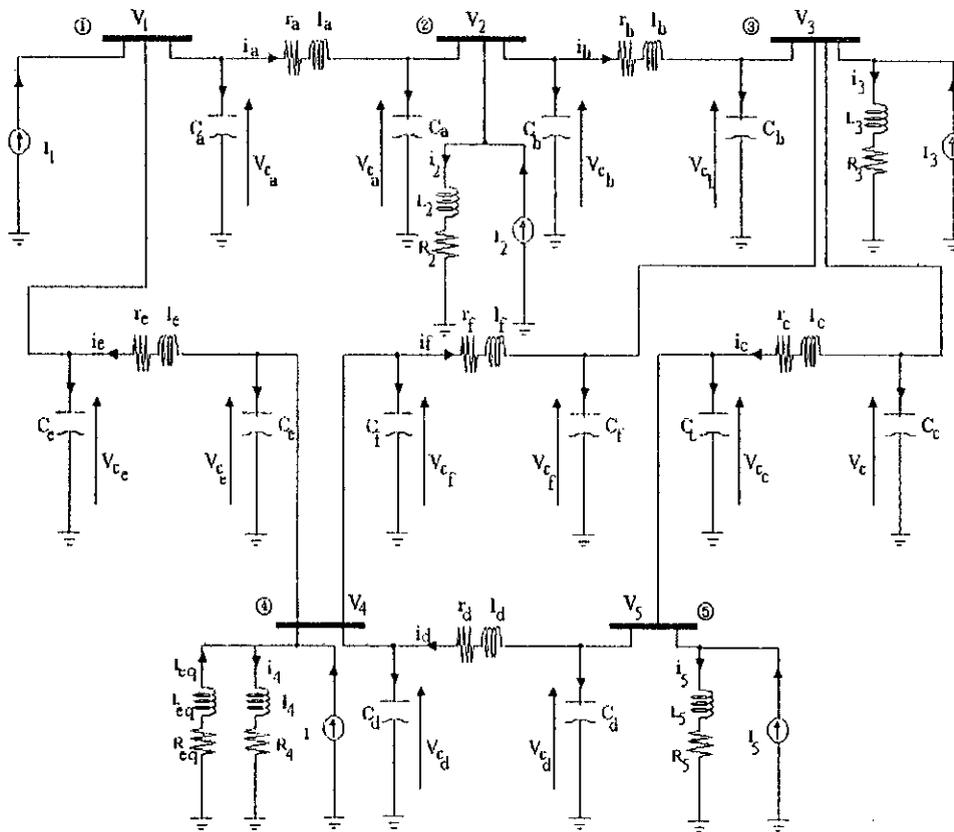


Fig. V.2 Schéma équivalent à du réseau en question Loi de Kirchoff

La modélisation présentée ci-dessous est celle concernant la figure V. 2 avec des modèles de lignes en π .

En appliquant les lois de Kirchoff aux mailles qui se constituent des résistances séries des lignes et de leurs capacités de charge (schéma π), incluant la compensation shunt dans le cas où elle existe, on peut écrire pour les lignes a, b, c, d, e, f:

- $L_a \frac{d}{dt} i_a + r_a i_a = (V_{c1} + V_{c2})$
- $L_b \frac{d}{dt} i_b + r_b i_b = (V_{c2} - V_{c3})$

- $L_c \frac{d}{dt} i_c + r_c i_c = (V_{c3} - V_{c5})$
- $L_d \frac{d}{dt} i_d + r_d i_d = (V_{c5} - V_{c4})$
- $L_b \frac{d}{dt} i_c + r_c i_b = (V_{c4} - V_{c1})$
- $L_f \frac{d}{dt} i_f + r_f i_b = (V_{c4} - V_{c3})$.

Dans le cas des charges raccordées au différents nœuds du réseau, la loi de Kirchoff appliquée aux modèles de ces charges (une résistance correspondante à la puissance active, en série avec une réactance qui correspond à la puissance réactive consommée) donne les équations suivantes :

- $L_2 \frac{d}{dt} i_2 + r_2 i_2 = V_{c2}$
- $L_3 \frac{d}{dt} i_3 + r_3 i_3 = V_{c3}$
- $L_4 \frac{d}{dt} i_4 + r_4 i_4 = V_{c4}$
- $L_5 \frac{d}{dt} i_5 + r_5 i_5 = V_{c5}$.

La partie du réseau raccordée au nœud 4 de caractéristiques non connues est représentée par une résistance en série avec une réactance, qui représentent la puissance de court-circuit attribuée à cet élément.

$$L_{eq} \frac{d}{dt} i_{eq} + r_{eq} i_{eq} = V_{c4}$$

On signale que pour le nœud 1 (le nœud de référence - slack bus) la puissance de court-circuit est prise infinie, de ce fait la branche **RL** de cet élément présente un circuit ouvert.

Pour les éléments capacitifs du réseau raccordés aux bus de réseau, ainsi que les batteries de condensateurs, l'application de la loi de Kirchoff pour les nœuds donne ce qui suit.

- nœud 1 $C_1 \frac{d}{dt} V_{c1} - i_a + i_c + I_1 = 0$
- nœud 2 $C_2 \frac{d}{dt} V_{c2} - i_b + i_a - i_2 + I_2 = 0$
- nœud 3 $C_3 \frac{d}{dt} V_{c3} - i_c + i_b + i_f - i_3 + I_3 = 0$
- nœud 4 $C_4 \frac{d}{dt} V_{c4} - i_c - i_f + i_d - i_4 + i_{eq} + I_4$
- nœud 5 $C_5 \frac{d}{dt} V_{c5} - i_d + i_c - i_5 + I_5$.

A l'aide des lois de Kirchoff, un schéma équivalent (figure V .2) permet d'avoir les équations du système d'état:

$$\frac{d}{dt} \cdot i_a = -\frac{r_a}{L_a} \cdot i_a + \frac{1}{L_a} V_{c1} - \frac{1}{L_a} V_{c2}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_b = -\frac{r_b}{L_b} \cdot i_b + \frac{1}{L_b} V_{c2} - \frac{1}{L_b} V_{c3}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_c = -\frac{r_c}{L_c} \cdot i_c + \frac{1}{L_c} V_{c3} - \frac{1}{L_c} V_{c5}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_d = -\frac{r_d}{L_d} \cdot i_d + \frac{1}{L_d} V_{c5} - \frac{1}{L_d} V_{c4}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_e = -\frac{r_e}{L_b} \cdot i_b + \frac{1}{L_e} V_{c4} - \frac{1}{L_e} V_{c1}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_f = -\frac{r_f}{L_f} \cdot i_b + \frac{1}{L_f} V_{c1} - \frac{1}{L_f} V_{c3}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_2 = -\frac{r_2}{L_2} \cdot i_2 + \frac{1}{L_2} V_{c2}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_3 = -\frac{r_3}{L_3} \cdot i_3 + \frac{1}{L_3} V_{c3}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_4 = -\frac{r_4}{L_4} \cdot i_4 + \frac{1}{L_4} V_{c4}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_5 = -\frac{r_5}{L_5} \cdot i_5 + \frac{1}{L_5} V_{c5}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_2 = -\frac{r_2}{L_2} \cdot i_2 + \frac{1}{L_2} V_{c2}$$

$$\frac{d}{dt} \cdot i_{eq} = -\frac{r_{eq}}{L_{eq}} \cdot i_{eq} - \frac{1}{L_{eq}} V_{c4}$$

$$\frac{d}{dt} V_{c1} = \frac{1}{C_1} i_a - \frac{1}{C_1} i_e - \frac{1}{C_1} I_1$$

$$\frac{d}{dt} V_{c2} = \frac{1}{C_2} i_b - \frac{1}{C_2} i_a + \frac{1}{C_2} i_2 - \frac{1}{C_2} I_2$$

$$\frac{d}{dt} V_{c3} = \frac{1}{C_3} i_c - \frac{1}{C_3} i_b - \frac{1}{C_3} i_f + \frac{1}{C_3} i_3 - \frac{1}{C_3} I_3$$

$$\frac{d}{dt} V_{c4} = \frac{1}{C_4} i_e + \frac{1}{C_4} i_f - \frac{1}{C_4} i_d + \frac{1}{C_4} i_4 - \frac{1}{C_4} i_{eq} - \frac{1}{C_4} I_4$$

$$\frac{d}{dt} V_{c5} = \frac{1}{C_5} i_d - \frac{1}{C_5} i_c + \frac{1}{C_5} i_5 - \frac{1}{C_5} I_5$$

$$C_1 = C_a + C_e$$

$$C_2 = C_b + C_a$$

$$C_3 = C_b + C_e + C_f$$

$$C_4 = C_e + C_d + C_1$$

$$C_5 = C_d + C_c + C_{Baut}$$

$$V_{C_1} = V_{C_a} + V_{C_e}$$

$$V_{C_2} = V_{C_b} + V_{C_a}$$

$$V_{C_3} = V_{C_b} + V_{C_e} + V_{C_f}$$

$$V_{C_4} = V_{C_e} + V_{C_d} + V_{C_1}$$

$$V_{C_5} = V_{C_d} + V_{C_c} + V_{C_{Baut}}$$

où

et

Le vecteur des variables d'état s'écrit comme suit:

$$X^T = \{i_a \ i_b \ i_c \ i_d \ i_e \ i_f \ i_{eq} \ i_2 \ i_3 \ i_4 \ i_5 \ V_{c1} \ V_{c2} \ V_{c3} \ V_{c4} \ V_{c5}\}$$

La matrice A est une matrice carrée de dimension 16, est répartie en quatre sous-matrices élémentaires:

$$A = \left\{ \begin{array}{c|c} H_1 & H_2 \\ \hline H_3 & 0 \end{array} \right\}$$

où

$$H_1 = - \left\{ \begin{array}{cccccccccccc} \frac{r_a}{l_a} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{r_b}{l_b} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{r_c}{l_c} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{r_d}{l_d} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{r_e}{l_e} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{r_f}{l_f} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{r_{eq}}{l_{eq}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{r_2}{l_2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{r_3}{l_3} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{r_4}{l_4} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{r_5}{l_5} & 0 \end{array} \right\}$$

$$H_3^T = \begin{pmatrix} \frac{1}{C_1} & -\frac{1}{C_2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{C_2} & -\frac{1}{C_3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{C_3} & 0 & -\frac{1}{C_3} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{C_4} & \frac{1}{C_5} \\ -\frac{1}{C_1} & 0 & 0 & \frac{1}{C_4} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{C_1} & \frac{1}{C_4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{C_4} & 0 \\ 0 & \frac{1}{C_2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{C_1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C_4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{C_5} \end{pmatrix}, \quad H_2 = \begin{pmatrix} \frac{1}{L_u} & -\frac{1}{L_u} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_b} & -\frac{1}{L_u} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L_c} & 0 & -\frac{1}{L_c} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{L_d} & \frac{1}{L_f} \\ -\frac{1}{L_e} & 0 & 0 & \frac{1}{L_e} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{L_f} & \frac{1}{L_f} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{L_{eq}} \\ 0 & \frac{1}{L_1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L_2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L_3} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L_4} \end{pmatrix}$$

Les vecteurs d'entrée et sortie sont respectivement Y et U avec :

$$U = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \end{pmatrix}, \quad Y = \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \end{pmatrix} \quad \text{et} \quad D = 0_{5 \times 5}$$

Les matrices B et C s'écrivent :

$$B = \begin{pmatrix} 0_{1 \times 5} \\ \hat{B}_{5 \times 5} \end{pmatrix} \quad \text{où} \quad \hat{B}_{5 \times 5} = \begin{pmatrix} \frac{1}{C_1} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{C_2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{C_3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C_4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C_5} \end{pmatrix}$$

$$C = \begin{pmatrix} 0_{1 \times 5} \\ I_{5 \times 5} \end{pmatrix}, \quad I_{5 \times 5} \text{ matrice identité et } 0_{1 \times 5} \text{ matrice nulle.}$$

Puisqu'il n'y a ni commande ni non linéarité entre l'entrée et la sortie, alors $D = 0$.

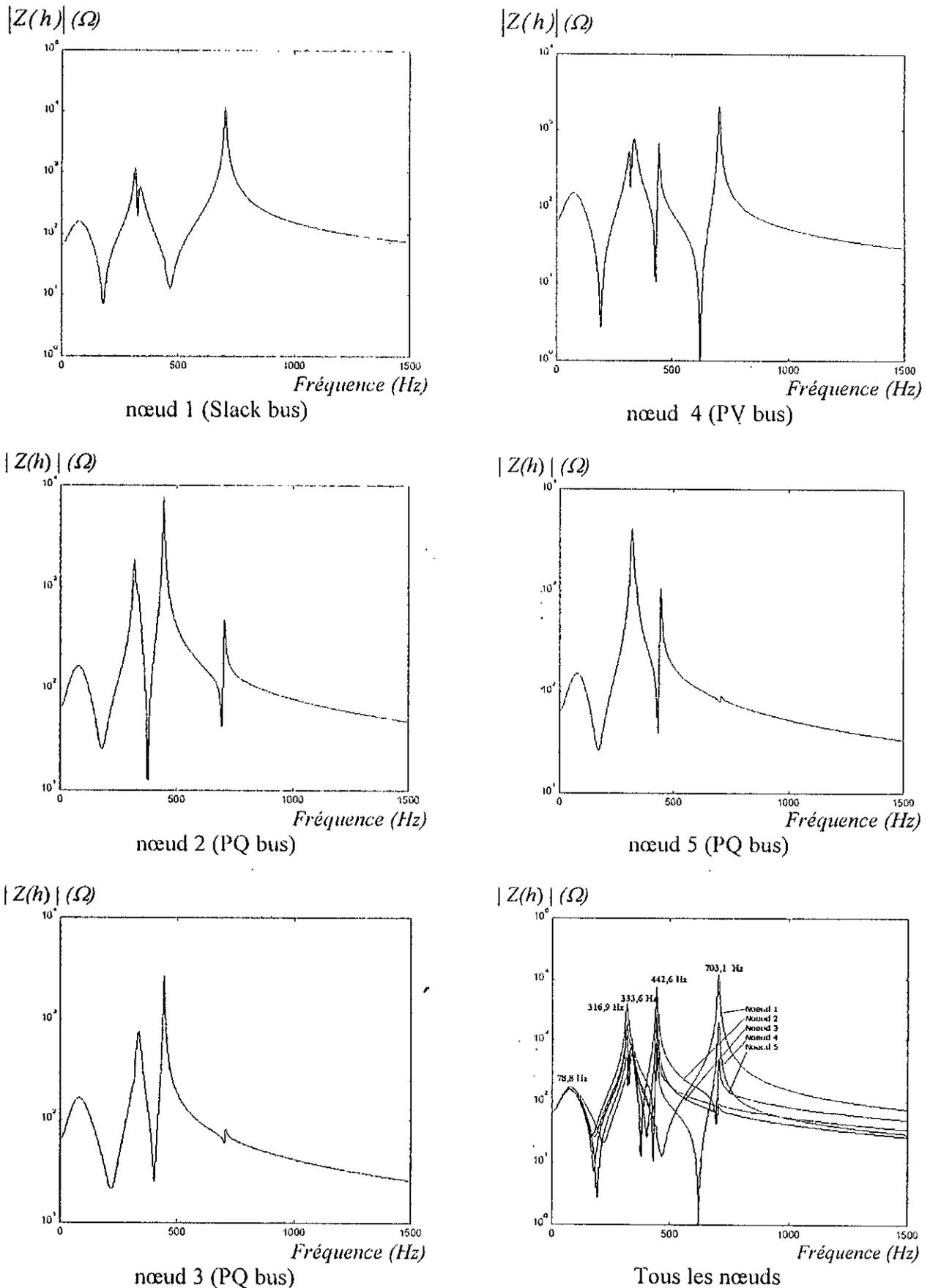
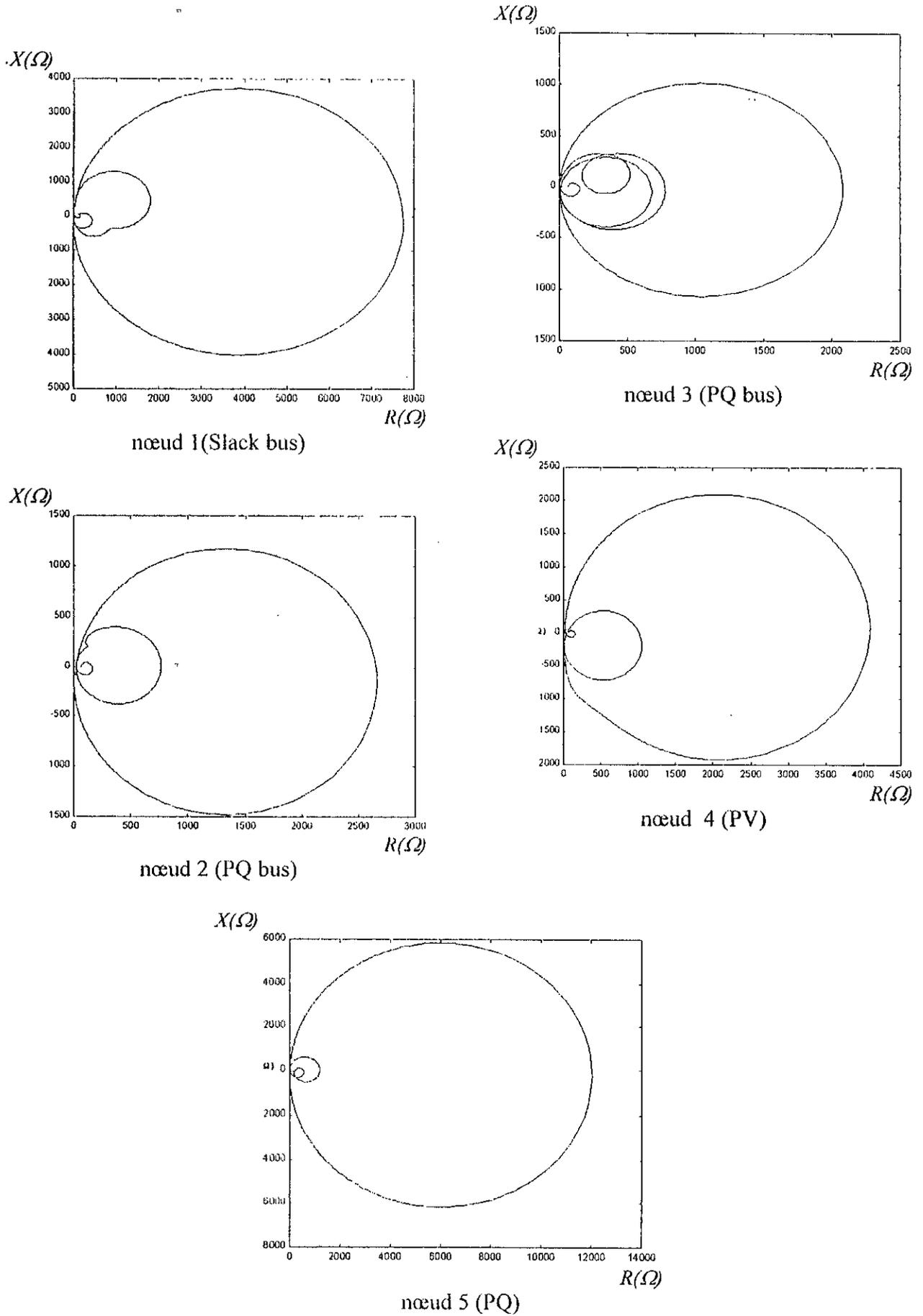


Fig.V.3 Impédance harmonique en fonction de la fréquence.



FigV.4 Impédance harmonique dans le plan X/R

Après calcul des valeurs propres, les fréquences parallèles ou d'anti-résonance suivantes sont obtenues:

$$\begin{aligned} f_{r1} &= 703,1 \text{ Hz.} & f_{r2} &= 316,9 \text{ Hz.} \\ f_{r3} &= 442,6 \text{ Hz} & f_{r4} &= 333,6 \text{ Hz.} \\ f_{r5} &= 78,8 \text{ Hz.} \end{aligned}$$

Ce réseau possède cinq modes oscillatoires (résonances parallèles). Cela est remarqué dans tous les nœuds du réseau, comme le montre les figures V.3 et V.4, dû au fait que le système de variables d'état est le même vu de n'importe quel point du réseau.

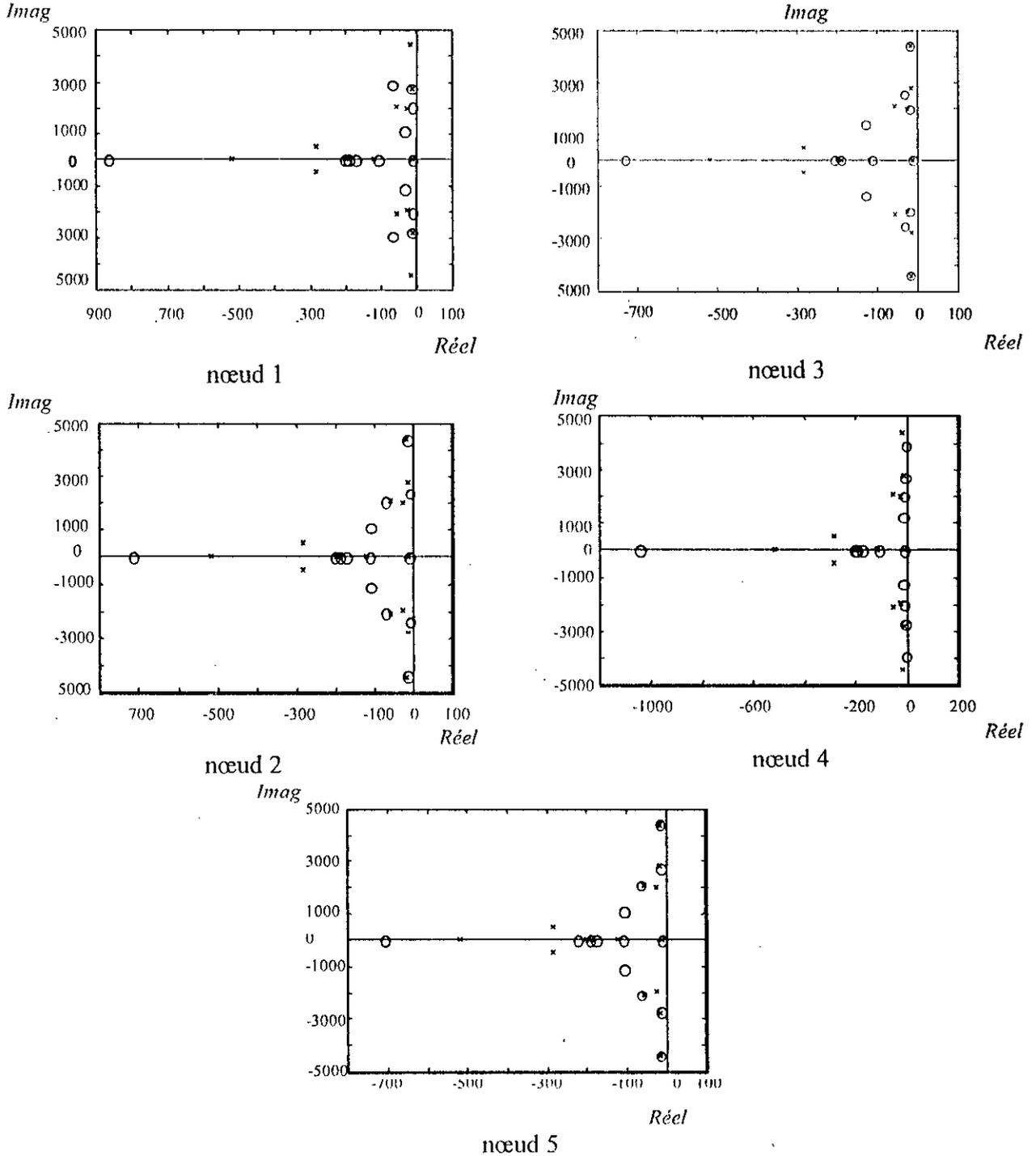


Fig V.5 Résonances série et parallèle aux nœuds du réseau
[o = zéro ; * = pôle]

Dans les réseaux, les résonances série ont une grande importance, car elle sont les points où les exploitant peuvent se permettre une émission relativement importante (même principe des fréquences d'accord des filtres passifs).

Par exemple, pour le nœud 5 ils sont

$$\begin{aligned} f_{r1} &= 703,1 \text{ Hz.} & f_{r2} &= 431,1 \text{ Hz.} \\ f_{r3} &= 332,8 \text{ Hz.} & f_{r4} &= 169,5 \text{ Hz.} \end{aligned}$$

Ce réseau possède cinq (5) résonances parallèles. Cela est remarqué dans tous les nœuds du réseau, comme les figures V.3. le montrent. Cela est du au fait que le système de variables d'états est le même vu de n'importe quel point du réseau.

On peut dire que le système est stable, puisque tous les pôles sont à partie réelle positive.

Influence de la modélisation des lignes.

Choisissons maintenant cinq (5) sections π au lieu d'une pour représenter les lignes de transport. Il est clair que si le nombre de variables d'état augmente, le temps de calcul aussi. De plus, on peut dire qu'il est très probable d'avoir un nombre de résonances parallèles élevé par rapport au cas d'une seule section. Le résultat obtenu est illustré pour les deux cas par la figure V.7.

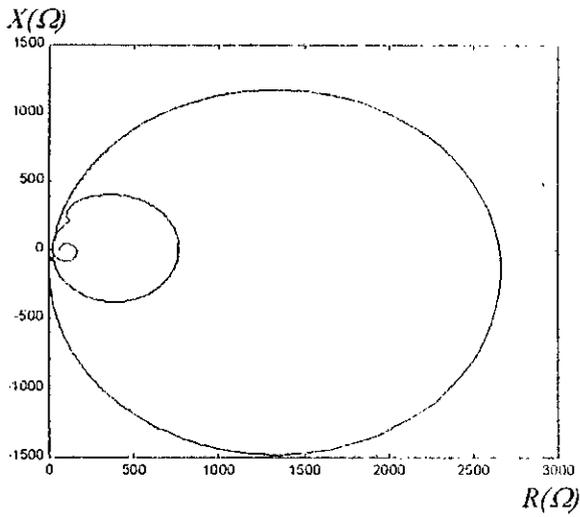
Ces courbes indiquent que les fréquences représentées par le modèle d'une seule section π de ligne sont approximativement limitées à 150 Hz. Pour les fréquences supérieures le modèle avec 5 sections est une meilleure approximation.

Pour un modèle de ligne avec des paramètres uniformément distribués (fonctions hyperboliques), la vitesse de propagation est de :

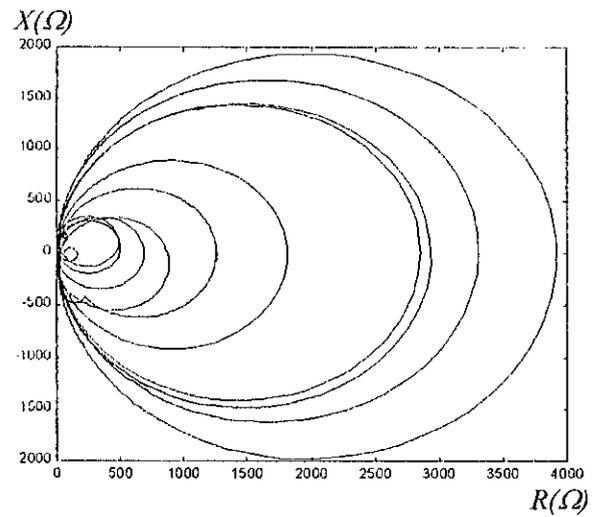
$$v = \sqrt{\frac{1}{LC}} = 293208 \text{ km/s}$$

Par exemple, le temps de propagation d'une ligne de 300 km est $T = 1,0231$ ms, et la fréquence du premier mode est $f_1 = 244$ Hz. Le modèle d'une ligne uniformément distribuée peut avoir une infinité de modes qui sont $244 + n 488$ Hz ($n = 1, 2, 3, \dots$).

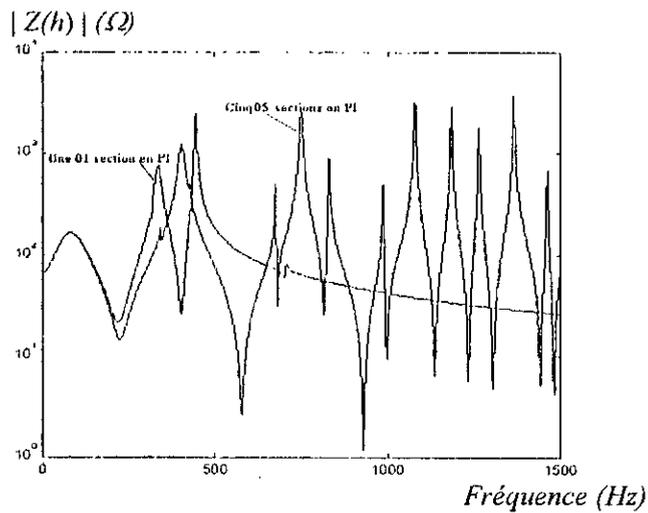
Le modèle de ligne à 5 sections simule les 5 premiers modes oscillatoires (résonances parallèles). A titre indicatif, les trois premiers correspondent aux fréquences 244 Hz, 732 Hz et 1220 Hz.



Impédance harmonique dans le plan X/R
(Une section en π)

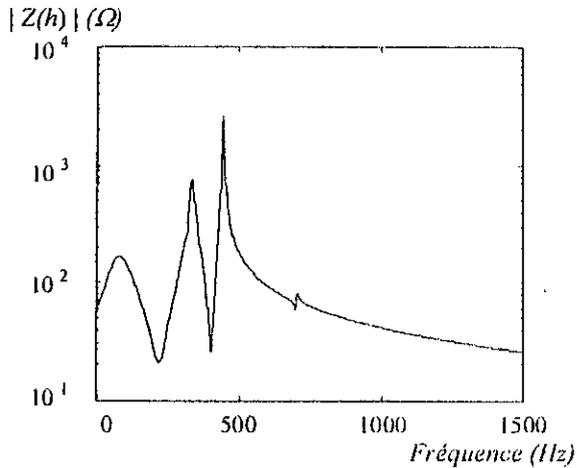


Impédance harmonique dans le plan X/R
(Cinq sections en π)

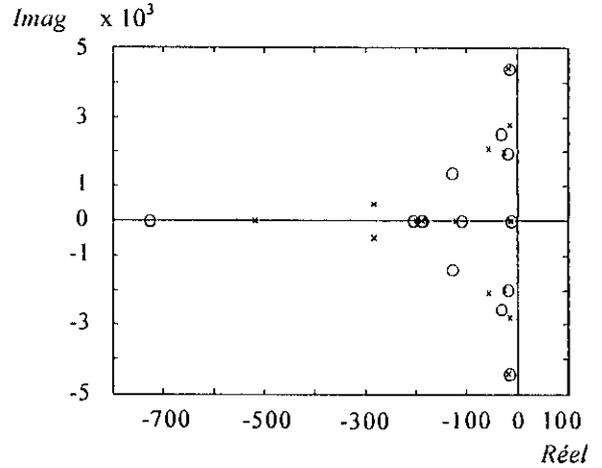


Impédance harmonique en fonction de la fréquence.

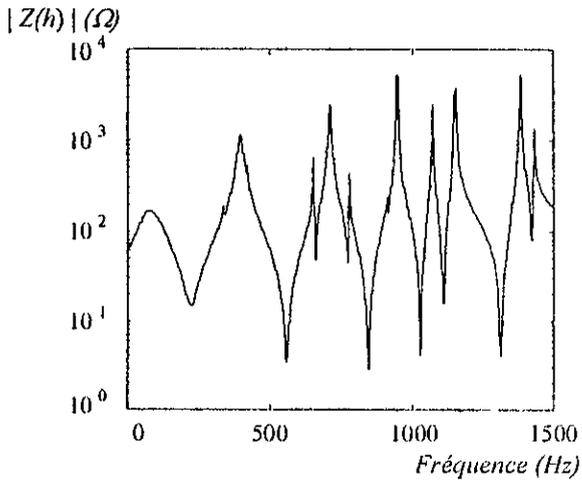
Fig. V.6 Influence de la modélisation des lignes de transport sur l'impédance harmonique au nœud 5 du réseau.



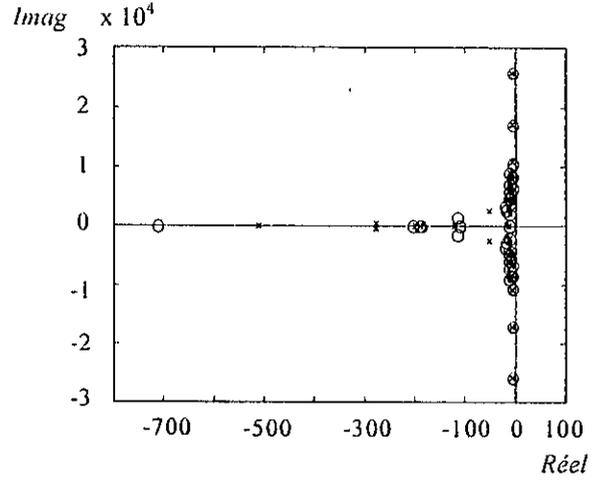
1 section en π



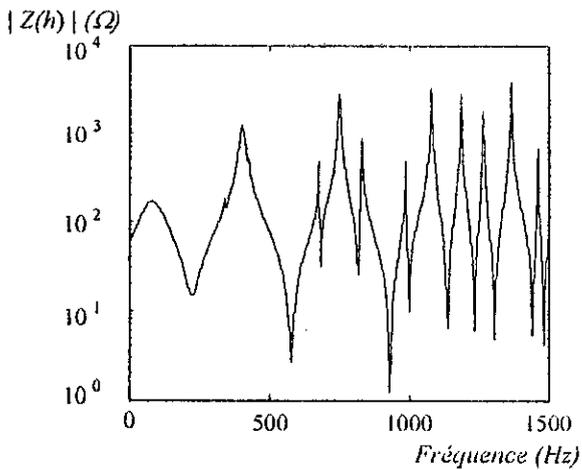
1 section en π



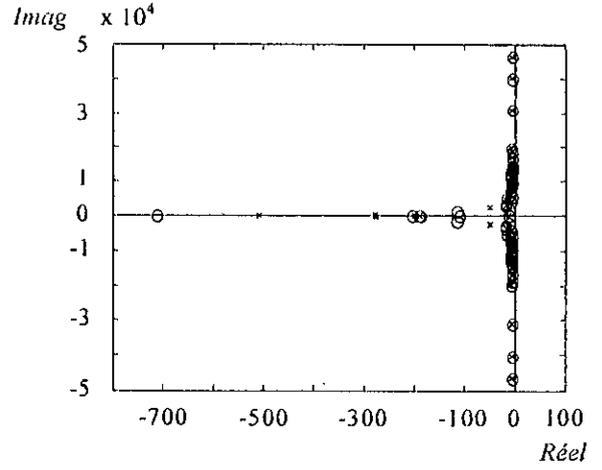
3 sections en π



3 sections en π



5 section en π



5 section en π

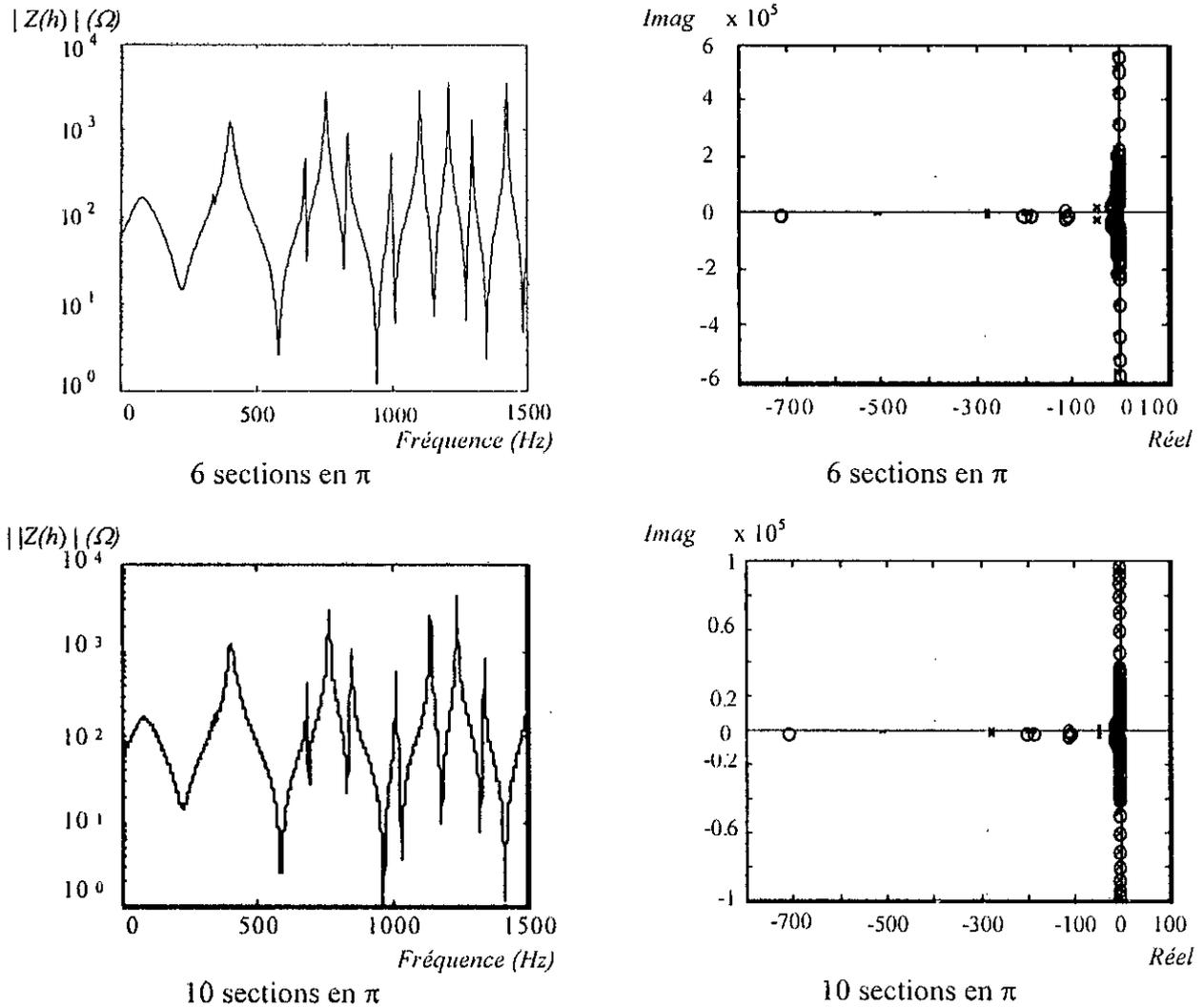


Fig. V.7 Influence de la modélisation des lignes de transport sur l'impédance harmonique au nœud 5 du réseau. (A droite impédance en fonction de la fréquence – A gauche les résonances parallèles .séries)

De même, sur les figures V.7 on remarque le même phénomène. Il est évident que le modèle avec 10 sections en π présente une meilleure approximation, en revanche, il donne temps important.

Influence des charges du réseau.

Afin d'étudier l'importance de la charge sur les phénomènes harmoniques, l'impédance harmonique au nœud P.C.C. 3 a été calculée pour le cas d'une charge normale et pour le cas de la même charge multipliée par 10 (toutes les charges actives). La figure V .8 montre l'influence de cette variation de charge (de P MW à 10•P MW) sur l'impédance harmonique.

Pour les faibles charges du réseau, on remarque que la présence d'une perturbation de courant à la fréquence de résonance f_{rl} engendre une amplification de tension harmonique au nœud P.C.C. 3, ce qui peut provoquer la destruction des appareils raccordés au réseau (claquage des batteries de condensateurs, disjonctions intempestives des protections, etc). En revanche, pour les fortes charges nous remarquons une atténuation du point de résonance parallèle, car les charges, modélisées par des résistances, présentent l'élément d'amortissement au réseau. Aussi,

pour évaluer l'influence des charges sur de l'impédance harmonique d'un réseau électrique, il faut étudier les cas de fortes et de faibles charges.

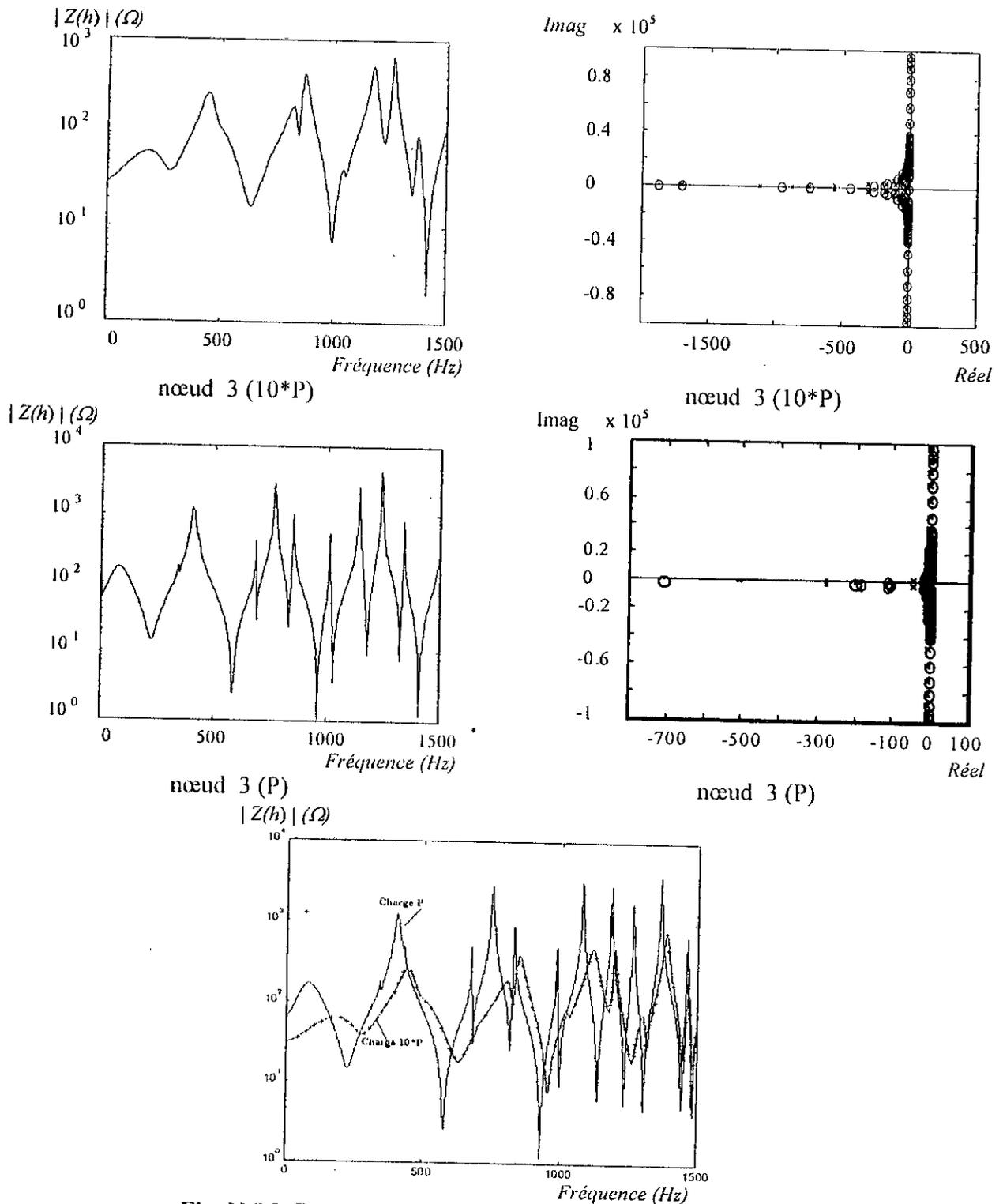


Fig. V.8 Influence de la charge sur l'impédance (au nœud 3)

Influence des contingences

La configuration du réseau ainsi que les différentes contingences ont une influence sur les résultats des études des réseaux électriques. Dans le cas des études de perturbations harmoniques, les entreprises de transport d'énergie électrique doivent

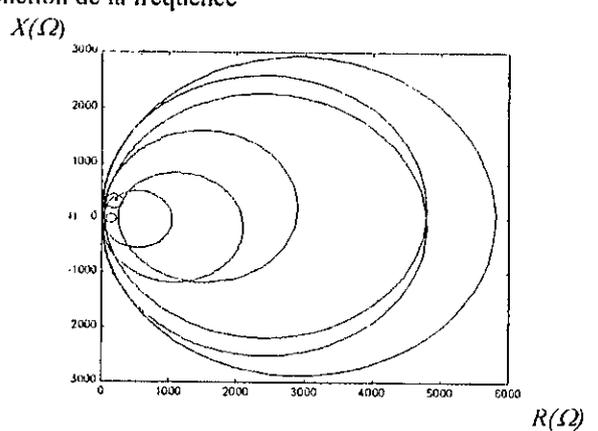
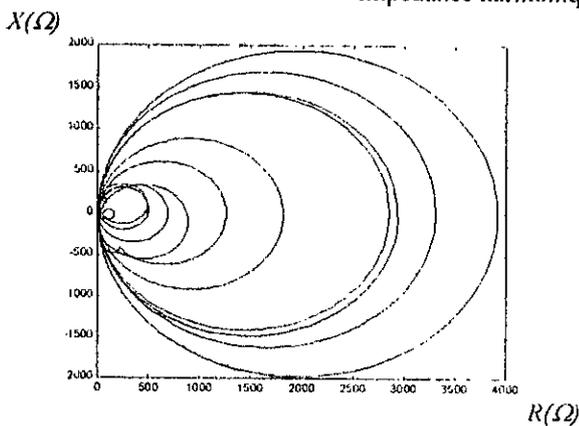
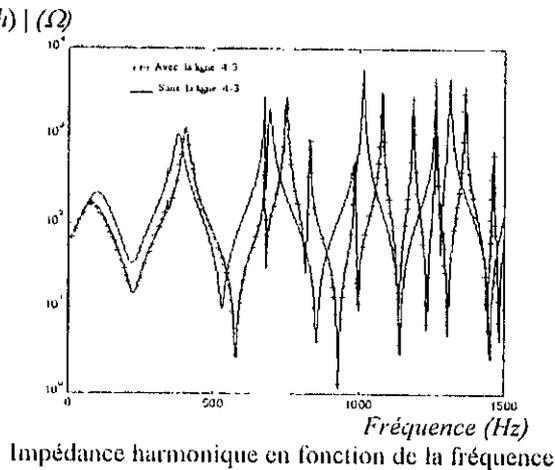
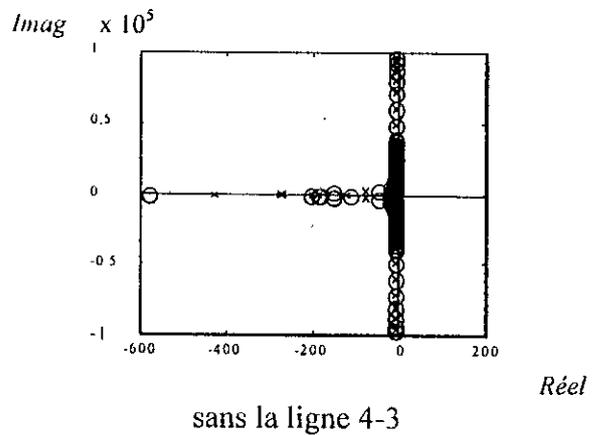
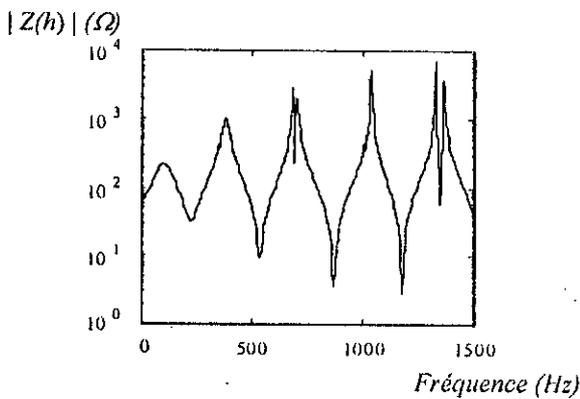
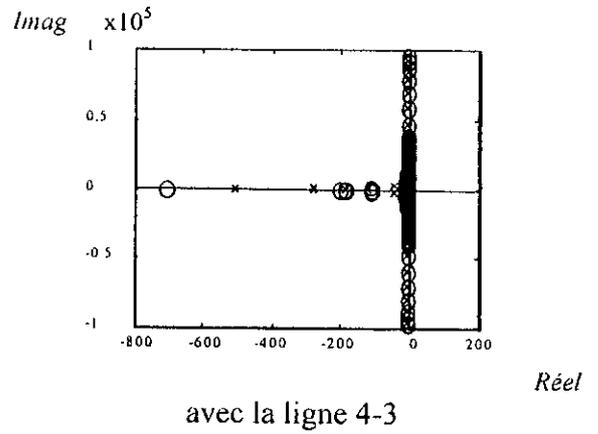
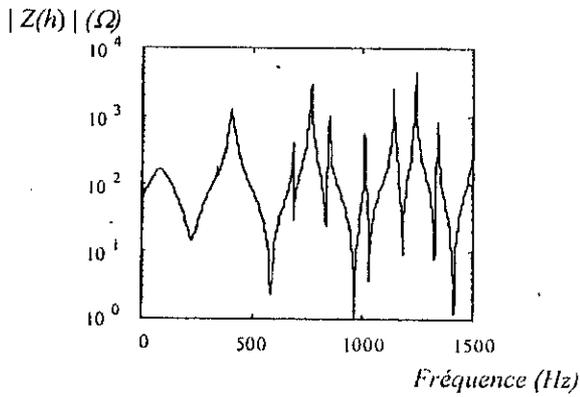


Fig. V.9 Influence de la suppression d'une ligne sur l'impédance harmonique au nœud 3 harmonique au nœud 3 du réseau

fournir les différentes configurations à prendre en considération. Dans notre étude, nous montrons l'influence de la suppression de la ligne 3-4 sur l'impédance harmonique, illustrée par la figure V.9.

Nous remarquons que la suppression de la ligne 3-4 se manifeste par la réduction de nombre de résonances dans le réseau, à cause de la réduction du nombre de variables d'états. Cependant, sans la ligne 3-4, il résulte une amplification importante à proximité de la fréquence 1000 Hz qui peut être dangereuse.

V.4. CONCLUSION

L'introduction des variables d'état pour l'étude de l'impédance harmonique au P.C.C. pour un réseau électrique donne une bonne approximation de l'amplitude et de la phase de Z_h . De plus, cette méthode présente une bonne précision des points de résonance parallèle et des points de résonance série (qui sont les pôles et les zéros de la fonction de transfert $Z_h(s)$), ainsi que la possibilité de calculer Z_h aux bornes de tous les composants du réseau avec le bon choix des entrées et des sorties.

Lors des études relatives aux perturbations harmoniques (soit l'évaluation de l'impédance harmonique, soit les études de propagation et d'émissions), il est primordial de tenir compte des présentes et futures configurations du réseau ainsi que les cas de fortes et faibles charges. Il faut également prendre en considération les phénomènes de propagation d'ondes dans les lignes de transport. Pour ce dernier cas, l'idéal est de choisir une représentation en fonctions hyperboliques, mais cela présente des non-linéarités dans la matrice Λ du système, ce qui fait qu'en général, on mène les études de propagation des ondes avec les méthodes qui consistent à résoudre un état stable du réseau.

L'évaluation de l'impédance harmonique par la méthode des variables d'état offre une bonne précision concernant les points de résonances parallèles (anti-résonance) qui sont les valeurs propres de la matrice A ou les pôles du système. Avec cette formulation, on peut décaler les fréquences de résonance du réseau vers des fréquences plus élevées où est garantie la non présence de perturbation de courant (éloignement des pôles vers des fréquences élevées). En général, dans les réseaux électriques cela est présent fréquemment par l'emplacement de filtres ou de selfs anti-résonance.

Chapitre VI

Evaluation de l'impédance harmonique dans les réseaux de Distribution (< 35 kV)

VI.1. INTRODUCTION

Dans le cas d'un réseau où la structure est simple (réseaux de distribution arborescents en moyenne tension <35 kV), le calcul manuel des différentes grandeurs harmoniques est possible. On peut déterminer facilement les impédances harmoniques en différents points du réseau, ainsi que les autres grandeurs harmoniques (tensions et courants).

Mais si le nombre d'éléments constituant le réseau devient important, le recours à des programmes informatiques de simulation (logiciels) devient préférable.

VI.2. MODELISATION DU RESEAU

Les problèmes de résonance sont dus à l'utilisation de batteries de compensation dans les réseaux industriels. Généralement, ces réseaux sont simplifiés en représentant le réseau en aval du transformateur principal (HT/MT ou MT/MT) par une charge perturbatrice (injection harmonique) en parallèle avec une charge non perturbatrice (impédance inductive) et un condensateur représentant la puissance de compensation.

Les caractéristiques des éléments d'un tel réseau sont illustrés à travers la figure V.1 :

- | | |
|---|--|
| 1- Réseau amont HT: | Puissance de court-circuit (S_{cct}), |
| 2- Ligne: | Résistance, réactance linéique (R_{lig}, X_{lig}) et longueur (l), |
| 3- Transformateur HT/MT : | Puissance nominale (S_n) et tension de court-circuit (u_{cc}), |
| 4- Charge non perturbatrice: | Puissance active (P_{ch}) et tangente à 50 Hz ($\tan\phi$), |
| 5- Batterie de condensateurs: | Puissance de compensation (Q_c), |
| 6- Courant harmonique injecté au rang h : | I_h . |

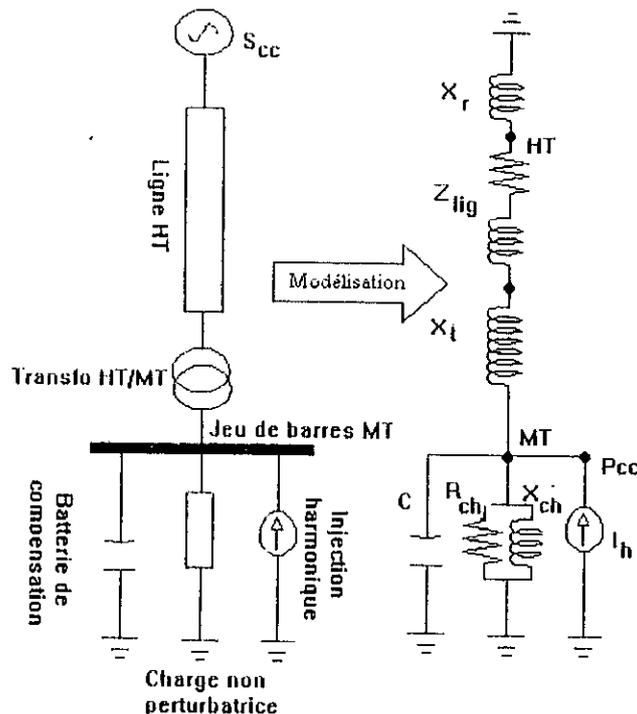


Fig.VI.1 Exemple de modélisation d'un réseau de distribution

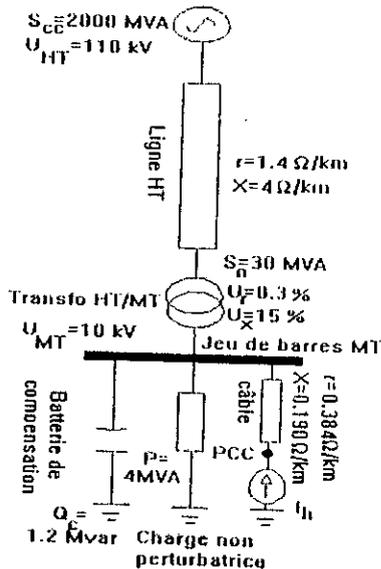
Tableau VI.1 Eléments de modélisation des réseaux MT

Elément	Impédance harmonique
réseau amont	$X_{r,h} = h \frac{U_n^2}{S_{cch}}$
ligne	$Z_{lg,h} = l(R_{lg} + jhX_{lg})$
transformateur	$X_{t,h} = hu_{cc} \frac{U_n^2}{S_m}$
charge	$Z_{ch,h} = \left(\frac{P_{ch}}{U_n^2} + \frac{Q_{ch}}{jhU_n^2} \right)^{-1}$
condensateurs	$Z_{c,h} = \frac{U_n^2}{jhQ_h}$

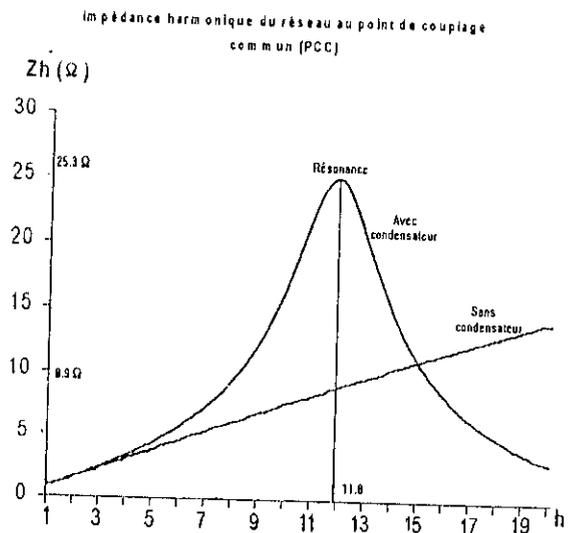
Notons que pour les transformateurs, certains modèles prennent également en considération la résistance (relative aux pertes Joule).

Un modèle sans prise en compte de la résistance des transformateurs est présenté à travers l'exemple du réseau illustré par Fig. VI.2-a. Les pertes Joule sont négligées dans les enroulements du transformateur HT/MT de sorte que celui-ci est représenté par sa seule inductance de fuite. La charge est représentée par une réactance X_{ch} en parallèle avec une résistance R_{ch} tel que :

$$\tan\varphi = X_{ch}/R_{ch} \tag{6-1}$$



a) Schéma du réseau exemple



b) Module de l'impédance harmonique au nœud P.C.C.

Fig. VI.2 Calcul (détaillé) de l'impédance harmonique dans un réseau MT

L'allure de la courbe de la figure VI.2-b représente les modules de l'impédance harmonique au nœud P.C.C respectivement en absence et en présence de condensateurs. Il est nettement observé

que la cause principale des résonances sur les réseaux industriels est l'emploi des batteries de compensation.

Le rapport des deux grandeurs à la fréquence de résonance définit le facteur d'amplification k :

$$k = Z_r / Z_{Ri} \quad (6-2)$$

avec $|Z_r|$ module de l'impédance harmonique à la fréquence de résonance f_i ,
 $|Z_{Ri}|$ module de l'impédance harmonique sans les batteries de compensation, à la fréquence f_i

A.N. $k = 25,3 / 8,89 = 2,84$.

Tableau VI.2 Impédance harmonique du réseau étudié

Rang harmonique h	5	7	11	13	17	19
$Z_h(\Omega)$	4,5	7,4	22,7	20,5	6,4	3,9

Ce rapport n'est généralement pas supérieur à 3 ou 10, la valeur la plus forte correspondant à une faible charge (amortissement réduit) et la valeur la plus faible correspondant à un réseau alimentant une forte charge.

Normalement, ce facteur d'amplification à la fréquence de résonance ne dépasse pas 5 sur les réseaux domestiques, mais peut atteindre 8 à 10 sur certains réseaux industriels dans des conditions de charge peu élevées ou de charges essentiellement dues à des moteurs.

VI.3. METHODES SIMPLIFIEES D'EVALUATION [1,5]

D'autres approches simplifiées d'approximation de l'impédance harmonique dans un réseau de distribution existent et sont valables jusqu'à un certain degré de précision pour des cas particuliers (approches CEI [2]).

VI.3.1. Impédance harmonique directement proportionnelle à la fréquence

Dans des installations simples, dépourvues de condensateurs importants pour correction du facteur de puissance et de câbles étendus (C négligeable), il est peu probable de rencontrer des résonances à des fréquences inférieures au rang 13. Dans ces cas, Z_h est considérée principalement inductive et peut être évaluée approximativement par :

$$Z_h = h (X_{cMTT} + X_{Tr} + X_{lgueMTT}) \quad (6-3)$$

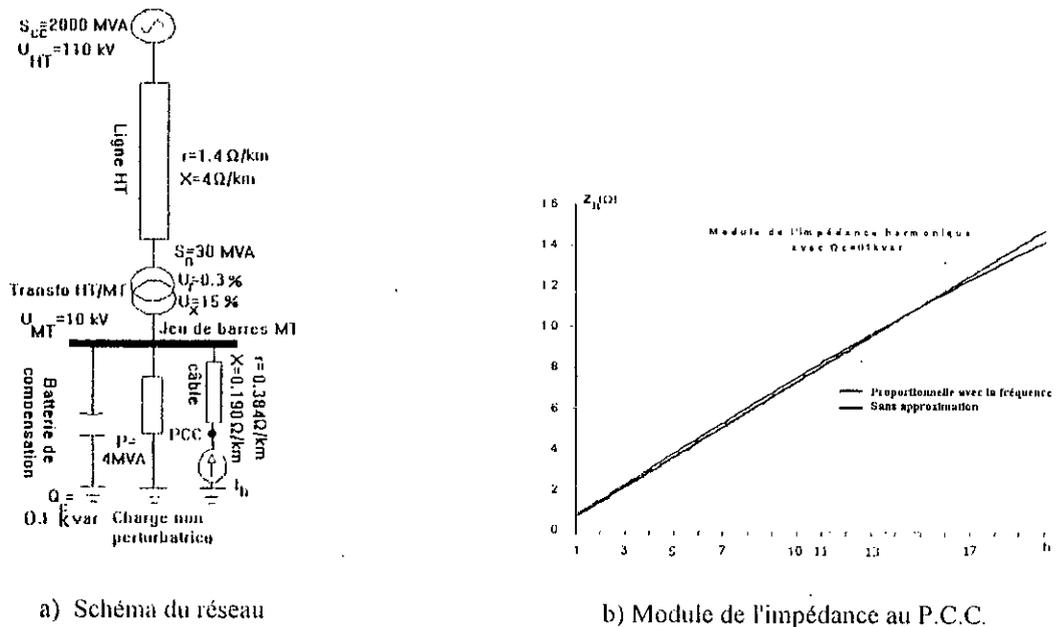


Fig.VI.3 Calcul simplifié de l'impédance harmonique par “ Z_n proportionnelle à X_{ccHT} ”

La fréquence de résonance parallèle de ce circuit est calculée à l'aide de l'expression suivante:

$$f_r = f_1 \sqrt{\frac{S_{ccHT}}{Q_c}} \tag{6-4}$$

Les résultats numériques se traduisent par:

$$f_1 = 50 \text{ Hz}; S_{ccHT} = 2000 \text{ MVA}; Q_c = 0,1 \text{ kVar}; f_r = 14832 \text{ Hz.}$$

Il faut remarquer que la fréquence d'étude (1500 Hz) est 15 fois inférieure à celle de résonance (donc largement au delà de la valeur exigée qui est 2,5), du fait que Q_c est assez faible.

Il est possible d'utiliser cette approche avec une précision raisonnable ($\pm 20\%$) si :

- le jeu de barres MT est alimenté à travers un transformateur dont la réactance X_t est élevée par rapport à celle de l'alimentation haute tension X_{HT} :
 - 1- $X_t / X_{HT} > 10$ s'il y a une possibilité d'une résonance sur le circuit HT dans la gamme de fréquence étudiée (ce n'est pas notre cas).
 - 2- $X_t / X_{HT} > 4$ si une résonance des circuits haute tension est peu vraisemblable dans la gamme de fréquence étudiée.
- La valeur totale des condensateurs connectés au secondaire est si faible que la fréquence de résonance est supérieure à 2,5 fois la fréquence harmonique la plus élevée de l'étude.

VI.3.2. Impédance harmonique avec fréquence de résonance parallèle simple [2]

La première fréquence de résonance parallèle est évaluée à l'aide de la formule suivante :

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (6-5)$$

où L est l'inductance de phase correspondant à la partie Haute Tension (inductance de court-circuit de la ligne HT et du transformateur HT/MT de répartition),
et C capacité totale par phase en tenant compte à la fois des condensateurs de rephasage (compensation) et des capacités des câbles.

D'autre part, il est également possible d'estimer f_r à l'aide de :

$$f_r = f_i \sqrt{\frac{S_{ccMT}}{Q_c}} \quad (6-6)$$

où f_i fréquence nominale,
 S_{ccMT} puissance de court-circuit au jeu de barres MT,
 Q_c puissance réactive totale engendrée par les batteries de compensation et les câbles MT.

Les estimations de la fréquence de résonance f_r sont une approximation qui suppose que tous les composants capacitifs sont reliés aux jeux de barres MT. La valeur résultante de Z_h vue du nœud P.C.C est ainsi la somme de deux composantes en parallèle X_{ccMT} et C , placées en série avec la réactance des câbles MT.

A proximité de la résonance, cette méthode donne une impédance harmonique Z_h beaucoup trop élevée (pas d'amortissement, i.e. pas de résistance). Afin de corriger la valeur de Z_h , il est utile de tenir compte de l'effet d'amortissement des composants résistifs du réseau. Cependant, aux fréquences harmoniques, ces derniers sont difficiles à déterminer dans des cas pratiques. C'est pourquoi il est recommandé de calculer Z_h uniquement avec L et C en négligeant les composantes résistives et de limiter le résultat de façon à ce que le facteur d'amplification k à la résonance ne soit pas supérieur à 3 ou 10. La valeur la plus faible est valable pour les réseaux à forte charge présentant un amortissement important alors que la valeur la plus forte est valable pour les réseaux à faible charge.

En pratique, le facteur d'amplification à la résonance ne dépasse pas 5 dans les réseaux domestiques, mais peut atteindre 8 à 10 dans les réseaux industriels à faible charge ou à charge purement inductive (moteurs à induction).

A travers la figure VI.4-a, il est nettement remarqué que la valeur de Z_h pour f_r est très importante (données du réseau de Fig.VI.3-a). Afin de tenir compte de l'effet des résistances qui présentent l'amortissement du système, l'impédance Z_h est corrigée en la multipliant par une constante k .

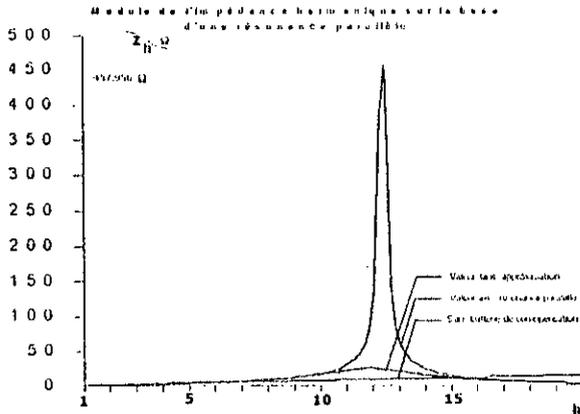
$$h_r = 12,31 \text{ (avec } Q_c = 1.2 \text{ MVar et } S_{ccMT} = 181,82)$$

il faut noter que l'impédance vu du jeu de barre MT est:

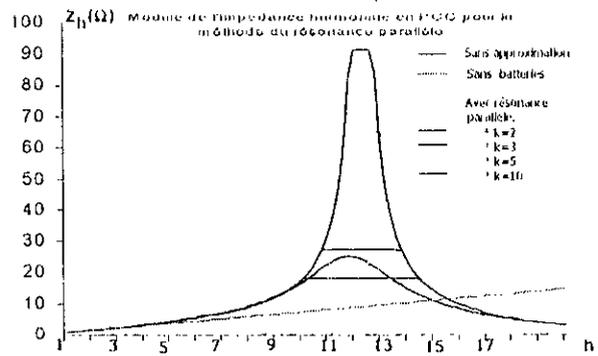
$$X_{ccMT} = X_{ccHT} + X_t = U_n^2 \left(\frac{1}{S_{ccHT}} + \frac{u_{cc}}{S_n} \right)$$

donc :

$$S_{ccMH} = \frac{1}{\frac{1}{S_{ccMH}} + \frac{u_{cc}}{S_n}} \quad (6-7)$$



a) Module de l'impédance harmonique (sans amortissement)



b) Module de l'impédance harmonique (avec amortissement)

Fig.VI.4 Calcul simplifié de l'impédance harmonique par " Z_h avec résonance parallèle"

A la fréquence de résonance 616 Hz, $Z_h = 457,956 \Omega$ (en réalité, elle est infinie) et $h_r X' = 9,10 \Omega$. Donc, il est indispensable de corriger la valeur de l'impédance harmonique au nœud P.C.C en la multipliant par k_1 pour les faibles charges et par k_2 dans le cas de fortes charges.

$$k_1 = 10 \frac{X'}{Z_r} \quad (6-8)$$

$$k_2 = 3 \frac{X'}{Z_r}$$

X' étant la réactance du réseau sans batteries de compensation

La figure VI.4-b montre que la correction (limitation) est une bonne approche pour les fréquences non incluses dans la bande de résonance parallèle. Cependant, dans cette bande de résonance, nous remarquons que pour les faibles charges, il résulte une surestimation de l'impédance, alors que pour les fortes charges, il en résulte une sous-estimation d'impédance harmonique.

VI.3.3. Impédance harmonique avec la méthode de la courbe enveloppe d'impédance

La complexité des réseaux de distribution et des installations qui y sont raccordées est généralement la cause de résonances multiples. Ces résonances trouvent leur origine dans des condensateurs destinés à du matériel de compensation de puissance réactive ou dans les systèmes de filtrage ainsi que dans la capacité des câbles souterrains. De plus, la structure du réseau n'étant pas fixe, l'impédance varie en fonction des diverses configurations du réseau ou des différentes charges.

Plus le système est complexe, plus de résonances apparaissent. Par exemple, l'addition d'un condensateur au nœud P.C.C fait apparaître une deuxième résonance à une fréquence normalement supérieure à celle de la première résonance.

Au niveau des réseaux MT normaux, la première résonance est modérément amortie avec un coefficient k entre 2 et 5, comme constaté précédemment. La deuxième résonance, ainsi que les résonances d'ordre supérieur ont souvent un amortissement inférieur à celui de la première. Néanmoins, l'expérience montre que le facteur d'amplification appliqué à la deuxième résonance ou à une résonance d'ordre supérieur à 2 est inférieur à 1.

Une approche simplifiée consiste à utiliser une courbe enveloppe d'impédance, qui décrit l'amplitude sans information sur l'angle de phase. Cette enveloppe comprend le point d'impédance maximale à la première résonance (avec un facteur d'amplification k) et les points d'impédance maximale des résonances de fréquences plus élevées (avec un facteur d'amplification 1 par rapport à la réactance de court-circuit du réseau qui tient compte des autres circuits résonants).

$$\begin{aligned} \text{Pour } h \leq h_1 & \quad Z_h = k h X_{ccMT} + h X_{L, MT} \\ h > h_2 & \quad Z_h = h X_{ccMT} \end{aligned} \quad (6-9)$$

où h_1 est le rang correspondant à la première résonance (de la formule suscitée),
 h_2 est la fréquence correspondant à la deuxième résonance ($h_2 = 1,5 h_1$)

En reprenant l'exemple de la figure VI.2-a, nous trouvons :

$$h_1 = 12,31 \text{ et } h_2 = 18,47 \text{ (} 3/2 h_1 \text{) pour } k = 2,84 \text{ et } X_{ccMT} = 0,74 \Omega.$$

Remarquons que même avec la courbe concernant les conditions de faible charge (4 MW dans notre exemple) qui présente un facteur d'amplification important, nous n'avons pas de dépassements (Fig.VI.5).

Cependant, tout en évitant une analyse spécifique (mesure et simulation), une telle approche a l'inconvénient de conduire souvent à une surévaluation des tensions harmoniques résultantes. De plus, la courbe ne donne pas suffisamment d'informations pour les cas où une résonance peut apparaître entre le matériel d'un utilisateur et l'impédance du réseau (par exemple avec des filtres harmoniques). Il est donc nécessaire de définir l'angle de phase de l'impédance harmonique. En outre, si pour un utilisateur la limite d'émission en courant harmonique est connue, il convient de tenir compte également de l'impédance minimale du réseau vue du jeu de barres MT sur lequel un filtre éventuel peut être raccordé, afin de vérifier la valeur du courant injecté dans le réseau après filtrage. Un filtre parallèle peut ne pas être suffisant s'il existe une résonance série entre l'équipement de l'utilisateur et le réseau de distribution.

Courbe enveloppe d'impédances d'un réseau MT

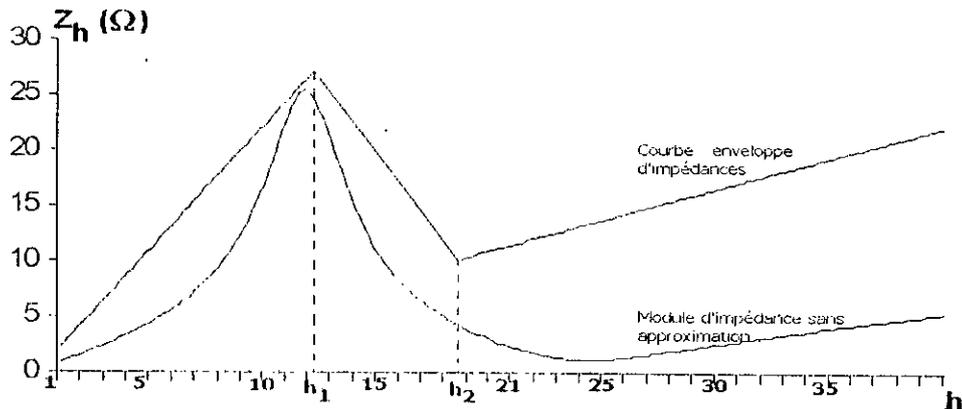


Fig.VI.5 Calcul simplifié de l'impédance harmonique par la "courbe enveloppe"

Il est important à signaler qu'il n'est pas possible d'utiliser ces courbes pour le cas des réseaux HT et THT (>35 kV). D'autre part, il est recommandé d'évaluer cette impédance pour les différents schémas d'exploitation du réseau, ainsi que pour les cas futurs prévisibles. Il est souhaitable de définir l'impédance harmonique résultante sous forme d'un ensemble de graphes montrant les lieux des Z_{min} et Z_{max} tant en amplitude qu'en phase, pour chaque fréquence harmonique présentant un intérêt.

Lorsque des évolutions importantes de configurations du réseau sont prévues, il est bon de fournir deux exemples distincts de résultats pour permettre à l'utilisateur une étude optimale de son matériel.

VI.4. AUTRES METHODES DE CALCUL MANUEL SIMPLIFIE de Z_h

Dans cette partie, deux méthodes de calcul manuel de l'impédance harmonique des réseaux électriques de distribution (moyenne et basse tension) ne nécessitant pas un calcul matriciel intensif sont présentées.

Mais d'abord, définissons deux grandeurs importantes: la puissance réactive d'origine capacitive et la charge du réseau.

VI.4.1. Puissance réactive d'origine capacitive

- *Première méthode (méthode analytique)*

La puissance réactive d'origine capacitive (dont la connaissance est nécessaire à l'évaluation des résonances) est une combinaison de la puissance réactive de la ligne ΣQ_l et de la puissance des batteries de condensateurs connectées directement (sans inductance en série) ΣQ_{Ca} :

$$Q_c = \Sigma Q_{Ca} + \Sigma Q_l \quad (6-10)$$

Tableau VI.3 Charge capacitive des câbles et des lignes aériennes [kVar/km]

Section (mm ²)	120	150	185	240
Câbles				
5,8/10 kV				
isolement papier	14	16	16	20
isolement XLPE	10	11	12	12
11,6/20 kV				
isolement papier	50	50	55	70
isolement XLPE	30	30	35	40
Lignes aériennes				
10 kV			0,3	
20 kV			1,1	

La puissance réactive des lignes peut être évaluée à l'aide des valeurs standard du tableau précédent et de la relation suivante:

$$\Sigma Q_L = \sum_l (l_l Q_{Sv_l}) + \sum_k (l_k Q_{Alk}) \quad (6-11)$$

où l_l , l_k longueur du câble et de la ligne k .

L'estimation de la puissance réactive d'origine capacitive ΣQ_{Lc} est toujours difficile, car c'est une grandeur fonction des condensateurs répartis qui dépendent du nombre de machines synchrones, des dispositifs d'éclairage, etc .

- *Deuxième méthode (méthode de mesures)*

Durant la modélisation d'un réseau de distribution, la capacité totale résultante aux jeux de barres MT est l'élément le plus important à déterminer. Comme une description complète est difficile à obtenir, une méthode simple de mesure peut être utilisée. Cette méthode repose sur le calcul de la susceptance capacitive du réseau à la fréquence fondamentale.

Après la mesure du courant et de la tension en aval du transformateur HT/MT, l'admittance globale du réseau de distribution aval est $Y_1 = G_1 + jB_1$. En répétant plusieurs fois cette mesure, il est possible d'établir la courbe de corrélation entre la conductance G_1 et la susceptance B_1 . Par exemple, la figure VI.6 montre la corrélation obtenue durant une mesure de 4 jours sur un poste EDF 6,6 kV.

De telles mesures effectuées dans les zones rurales, résidentielles, tertiaires et également industrielles, ont toujours révélé la corrélation entre B_1 et G_1 qui s'exprime par:

$$B_1 = \alpha_1 - \beta_1 G_1 \quad (6-12)$$

où α_1 est l'estimation de la susceptance du réseau.

Par exemple dans le cas ci-dessus $\alpha_1 = 0,0246 \Omega^{-1}$ et $\beta_1 = 0,08484 \Omega^{-1}$. La puissance réactive évaluée à l'aide des batteries de condensateurs et les câbles de puissance et ensuite donnée par:

$$Q_c = \alpha_1 U^2 \quad (6-13)$$

A.N. $Q_c = 1,072 \text{ MVar}$

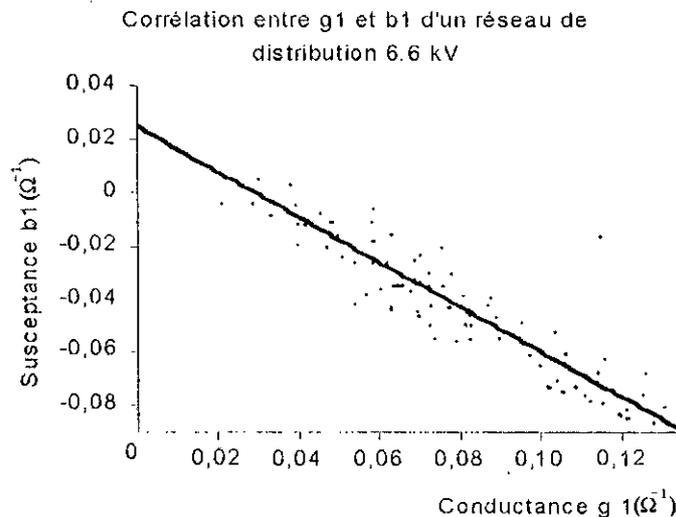


Fig.VI.6 Exemple de corrélation entre G_1 et B_1 d'un réseau de distribution MT à 6,6 kV.

Au cours d'une telle évaluation, des précautions sont à prendre. Une information complète sur les éventuels filtres est nécessaire et leur puissance réactive à la fréquence fondamentale doit être retranchée de la puissance réactive totale estimée (exemple ci-dessus). Si les batteries de condensateurs sont déconnectées pendant les périodes de faibles charges, de telles périodes seront identifiées sur la courbe de corrélation.

VI.4.2. Charge du réseau P_N

La valeur des impédances au voisinage de la première résonance dépend de l'amortissement induit par les éléments du réseau. Ces éléments résistifs peuvent provenir de charges et de la partie résistive des impédances. Pour les moteurs, seule la partie résistive du schéma équivalent sous les conditions de démarrage intervient en terme d'amortissement. En première approximation, il convient de ne pas tenir compte de leur puissance active afin de ne pas surestimer l'amortissement du réseau.

Le calcul de l'amortissement introduit par la charge du réseau P_N doit tenir compte des écarts qu'elle peut subir. Un réseau peu chargé, à puissance active minimale P_{Nmin} a pour conséquence un faible amortissement et une impédance élevée.

P_{Nmin} peut être estimée dans les réseaux domestiques aux environs des deux tiers de la charge spécifiée en période de faible charge (1/3 de la charge représenté par des moteurs). Pour les réseaux industriels, une estimation générale relative, pour lesquels l'amortissement est probablement plus faible, peut être donnée.

VI.4.3. Calcul par addition successive de la valeur de chaque élément du schéma complet

Les schémas détaillé et équivalent d'un réseau de distribution sont respectivement illustrés par les figures VI.7 et VI.8. Il convient de noter que le convertisseur (charge déformante) est connecté au point P.C.C par un câble de longueur dont l'impédance ne peut être négligée .

L'impédance de chaque composant est comptée relativement au carré de la tension de son circuit d'appartenance U_N , afin d'éviter la conversion à chaque niveau de tension :

$$r = \frac{R}{U_N^2}; \quad x = \frac{X}{U_N^2}; \quad z = \frac{Z}{U_N^2} \tag{6-14}$$

D'habitude, ces impédances s'expriment en % MVA.

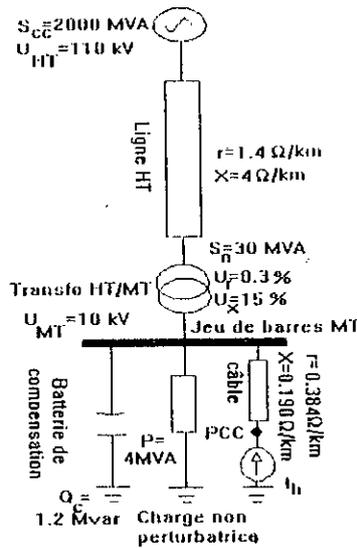


Fig.VI.7 Schéma détaillé d'un exemple de réseau électrique

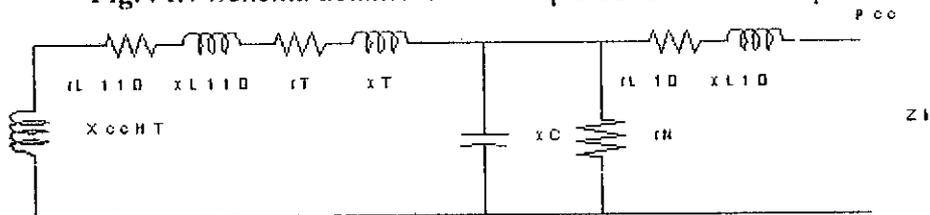


Fig.VI.8 Schéma équivalent du réseau de la figure VI.7

Données des éléments du schéma équivalent :

$$hx_{cchT} = h. 0,05 \quad \% \text{ MVA}$$

$$r_{L110} = 0,012 \quad \% \text{ MVA}$$

$$hx_{L110} = h. 0,033 \quad \% \text{ MVA}$$

$$r_T = 0,01 \text{ \% MVA}$$

$$hx_T = h.0,5 \text{ \% MVA}$$

$$r_N = \frac{1}{P_N} = 25,0 \text{ \% MVA}$$

$$xc/h = -1/(hQ_c) = -(1/h).83,3 \text{ \% MVA}$$

$$r_{L10} = 0,0384 \text{ \% MVA}$$

$$hx_{L10} = h. 0,190 \text{ \% MVA}$$

Les impédances du schéma équivalent conduisent à l'impédance harmonique Z_h , pour chaque fréquence (Tableau VI.4).

Tableau VI.4 Résultats pour différents rangs harmoniques

h	5	7	11	13	17	19
$Z_{pcc}(\%/MVA)$	4,5	7,4	22,7	20,5	6,4	3,9

VI.4.4. Impédance du circuit par schéma équivalent réduit

Dans de nombreux cas, le simple schéma équivalent réduit est suffisant pour l'évaluation de Z_h . Cette méthode est tout à fait appropriée si l'équipement générateur d'harmoniques et les circuits capacitifs effectivement actifs sont directement connectés au point de couplage commun ou dans son voisinage immédiat. La décomposition suivante permet d'évaluer les impédances relatives du circuit de la figure VI.9.

$$Z_h = \frac{hx_{ccMT}}{\sqrt{D^2 + N^2}} \tag{6-15}$$

Les deux grandeurs D et N prennent en compte les impédances à 50 Hz, r_{ccMT} et x_{ccMT} aussi bien que la puissance réactive d'origine capacitive Q_c et la puissance active du réseau .

Pour chaque fréquence, la grandeur auxiliaire N est calculée à partir de la puissance réactive d'origine capacitive Q_c et de la partie inductive de son impédance :

$$N = 1 - h^2 x_{ccMT} Q_c \tag{6-16}$$

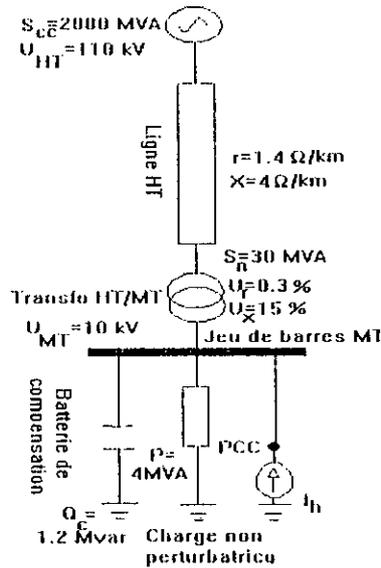


Fig. VI.9 Schéma du réseau

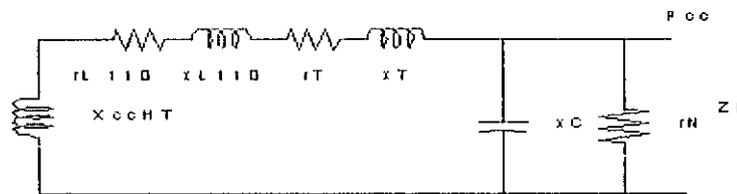


Fig. VI.10 Schéma du circuit équivalent au réseau

La grandeur auxiliaire D représentant l'amortissement dû aux résistances est évaluée en tenant compte de la puissance active du réseau et du terme résistif de l'impédance de court-circuit :

$$D = hx_{ccMT} P_N + \frac{r_{ccMT}}{hx_{ccMT}} \tag{6-17}$$

On peut donc calculer la valeur de l'impédance dont le résultat dépend de la part amortissement due à la charge P_N ; la représentation de ce résultat est située à l'intérieur de la surface hachée de la figure suivante

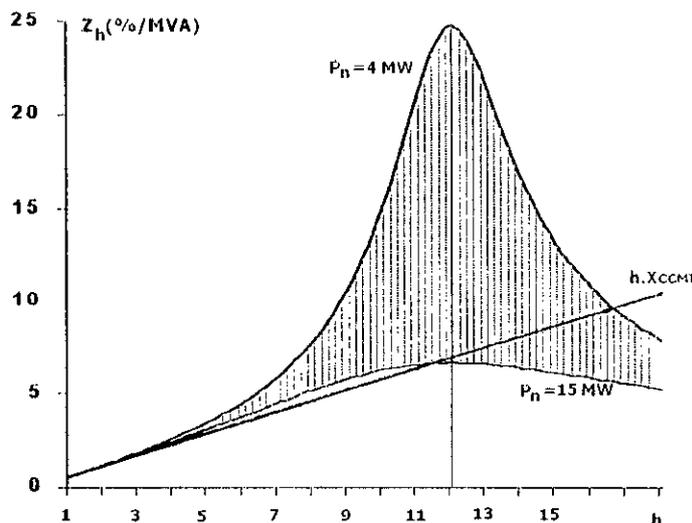


Fig. VI.11 Impédance relative aux fréquences ≥ 50 Hz.

L'impédance est minimale au voisinage de la première résonance parallèle du réseau :

$$h_r = \frac{I}{\sqrt{Q_c X_{cMT}}} \approx \sqrt{\frac{S_{cMT}}{Q_c}} \quad (6-18)$$

A.N. $h_r = 11,98$

Ce reportant à l'équation (6-16) le paramètre auxiliaire N peut être calculé

$$N = 1 - (h/h_r)^2 \quad (6-19)$$

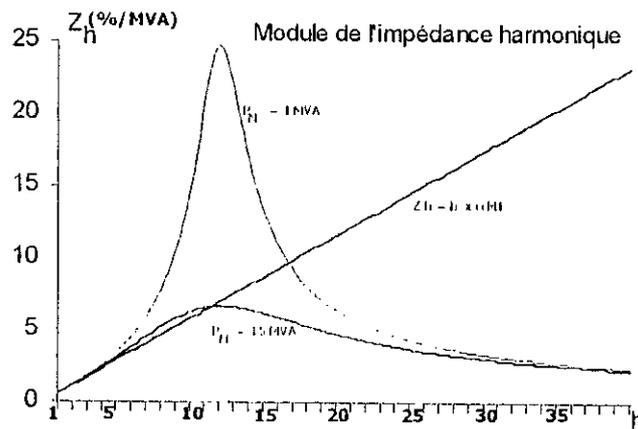


Fig.VI.12 Impédance harmonique relative aux fréquences ≥ 50 Hz où la deuxième résonance n'apparaît pas (normalement elle pour $h_2=18$)

L'amortissement moyen de nombreux réseaux publics peut être déterminé par :

$$D = 0,04 h_r \quad (6-20)$$

L'utilisation du schéma réduit et l'application des deux dernières relations à l'équation (6-15) permet d'estimer l'impédance harmonique dans le domaine $1 < h < 1,5 h_r$.

En raison de la possibilité d'apparition d'une deuxième résonance l'équation (6-15) ne peut être correcte aux fréquences supérieures à $(1,5 h_{res})$.

Dans de nombreux réseaux urbains en basse tension urbains, et pour $1 < h < 20$, l'impédance Z_h au point de couplage commun P.C.C est calculée par:

$$Z_h = h x_{cMT} \quad (6-21)$$

La probabilité d'avoir des résonances secondaires au-delà du rang $h = 20$ interdit l'usage de cette méthode, car elle donne des résultats incorrects.

VI.5. CONCLUSION

Sur les réseaux MT, la méthode la plus simple est " l'approche de la courbe de l'impédance dans le cas le plus défavorable ", recommandée pour les réseaux MT publics ne comportant pas

de gros condensateurs ou filtres. Si cette approche montre une possibilité de dépassement des limites d'émission standard, il faut procéder à une évaluation plus fine (calcul détaillé).

D'autres techniques correspondent aux approches de calcul par addition successive de la valeur de chaque élément du schéma complet ou de calcul par impédance du circuit par schéma équivalent réduit et il est possible de les considérer suffisantes lorsqu'elles montrent que les limites d'injection sont respectées (normes CEM ou IEEE-519). Si une étude plus détaillée semble nécessaire, un programme informatique monophasé serait très utile, car il offre la possibilité d'analyser les influences des variations de configurations du réseau, de prévoir des niveaux de tensions harmoniques futurs basés sur des mesures actuelles, d'étudier le comportement des différentes dispositions de filtres, etc...

Toutefois, la difficulté avec les programmes informatiques est la collecte des données globales et correctes de tous les éléments du réseau et des charges. Par conséquent, une mesure directe de l'impédance est souhaitable. Il est souvent possible de déduire des résultats certaines améliorations du modèle du réseau en tenant compte des données manquantes et réduire les calculs numériques.

L'approche de " l'impédance proportionnelle à la fréquence" (§.V.3.1.) peut révéler des bons résultats, mais toutes en respectant ses conditions d'emploi. Il faut s'assurer que la composante capacitive soit négligeable, et/ou vérifier les conditions citées au sous titre en question. Pour le cas de l'approche de " la simple résonance parallèle ", il est indispensable d'avoir les valeurs du facteur d'amortissement pour les cas de fortes et faibles charges, afin d'avoir une approche tolérable de l'impédance harmonique, et bien considérer l'amortissement apporté par les charges du réseau qui est un facteur très important.

Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE

À défaut de mesures directes de l'impédance harmonique d'un réseau électrique (vu les coûts élevés et le temps de l'opération, entre autres), le choix de la méthode adéquate de l'évaluation de cette impédance harmonique dépend de plusieurs facteurs, principalement la nature du système étudié, de la charge perturbatrice et de la méthode disponible.

Pour les réseaux électriques BT, une simple approche selon la méthode de la courbe d'impédance enveloppe est suffisante.

Pour les réseaux MT, la méthode la plus simple est l'approche " de la courbe d'impédance du cas le plus défavorable ". Il est recommandé de l'utiliser sur les réseaux publics ne comportant pas de gros condensateurs ou filtres. Si cette approche montre une possibilité de limites d'émission harmonique, il est procédé à une évaluation plus fine. Une autre variante consiste en l'approche CEI, considérée comme suffisante lorsque les limites d'émission harmonique sont respectées.

Pour les réseaux électriques HT, de simples approches telles que la recommandation CEI ne conviennent pas. La méthode d'optimisation des courants harmoniques est préférable car elle donne des marges de variation relatives à l'impédance harmonique du réseau étudié. La méthode des variables d'état aboutit également à de bons résultats, mais comme elle ne prend pas en considération l'effet de peau, cela peut induire parfois à des valeurs d'impédance harmonique éloignées de celles de la réalité. De plus, en comparaison avec la méthode d'optimisation, la méthode des variables d'état présente des temps de simulation relativement longs et un espace mémoire important.

L'évaluation de l'impédance harmonique peut toutefois se révéler très complexe. Plusieurs méthodes de calcul existent, mais aucune n'est entièrement satisfaisante. Même le meilleur programme informatique ou le meilleur opérateur de réseaux ne peut remédier au manque de données fiables! Ajoutons que, l'impédance harmonique d'un réseau peut varier de manière significative dans le temps, à cause des charges, de la configuration propre du système, de la collecte des données, etc..

Dans cette thèse, il a été uniquement question de traiter et d'analyser l'évaluation de l'impédance harmonique dans les réseaux électriques par des méthodes largement utilisées en pratique. Cependant, ce travail a permis d'ouvrir une porte vers le domaine plus large de l'étude des perturbations harmoniques et de la compatibilité électromagnétique dans les systèmes d'énergie électrique, car celui-ci est très vaste, et ses effets dans le fonctionnement des réseaux électriques importants. Ce projet ne constitue donc qu'une étape par rapport à tous les aspects que comporte le phénomène des harmoniques, et on peut citer:

- les interférences téléphoniques, qui font appel aux programmes informatiques pour les réseaux électriques triphasés (implication des composantes directes, inverses et homopolaires),
- la propagation harmonique,
- la normalisation propre au réseau algérien (HT, MT et BT),

- le dimensionnement et l'optimisation des coûts des filtres passifs, et l'étude des filtres actifs,
- l'étude des filtres actifs (A.P.L.C) et l'optimisation de leur emplacement dans les réseaux électriques, spécialement ceux de distribution (utilisation du programme d'optimisation MINLP),
- l'introduction des méthodes de probabilité et de statistiques dans ce domaine, ce qui constitue actuellement une nouvelle vision adoptée par les experts en la matière.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES MÉTHODES RELATIVES À L'ÉVALUATION DE L'IMPÉDANCE HARMONIQUE (CALCUL).

Méthode	Domaine d'utilisation	Avantages	Inconvénients
Estimation des courants harmoniques	HT, MT et BT	Marge de variation de l'impédance harmonique. Considération des sources existantes. Prise en compte des phénomènes de propagation d'ondes, ainsi que de l'effet de peau.	Temps de convergence et choix de la constante de pénalité r
Variables d'état		Evaluation de l'impédance harmonique aux bornes de tous les éléments du réseau. Obtention directe des fréquences de résonance série et parallèle Eloignement des fréquences de résonance parallèle	Dimension des matrices importante, espace mémoire important et temps de calcul relativement long. Introduction de l'effet de peau, ce qui se traduit par une non linéarité dans la matrice A
Injection d'un courant 1 p.u.		Gain en temps de convergence Considération de l'effet de peau, et des phénomènes de propagation d'ondes	Négligence des autres sources de courant harmonique
Addition successive des éléments du réseau	MT, BT	Calcul rapide et efficace sans manipulation de matrices de dimension importante (pas de calculs matriciels intensifs)	Evaluation difficile de la puissance d'origine capacitive, et de la puissance active
Schéma réduit			Les constantes N et D doivent être évaluées après mesures.
Courbe d'impédance enveloppe défavorable			Ne peut pas être utilisée pour le dimensionnement des filtres. Evaluation des courbes après mesure
Simple résonance parallèle			Négligence des résonances susceptibles d'avoir lieu au-delà de la première résonance
Impédance proportionnelle avec la fréquence			Application à des réseaux ne comportant pas de grosses batteries de condensateurs et sous des conditions exceptionnelles

BIBLIOGRAPHIE

- [1] T. Deflandre, P. Mauras, " *Maîtrise de harmoniques sur les réseaux d'énergie et dans les installations tertiaires* ", Direction de recherche, EDF, juin 1997.
- [2] CEI 1000-3-6, " *Evaluation des limites d'émission pour les charges déformantes raccordées aux réseaux MT et HT* ", Rapport technique, CEM, Partie III, Section 2, première édition, 1996.
- [3] IEEE-519, " *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems* ", IEEE Std 519-1992, IEEE, New York , 1993
- [4] X. Williamson, " *Effets des harmoniques du réseau sur les machines*", Conférence Internationale sur les Harmoniques dans les réseaux électriques, UMIST, Manchester, Angleterre, 1-2 Sept 1981, pp. 85-101.
- [5] T. Deflandre, A. Robert (DER - EDF), " *Guide pour l'évaluation de l'impédance harmonique du réseau*", Collecte des notes internes de la Direction de recherche EDF 1997.
- [6] P. Meynaud, Y. Bergeal, H. Heikkila, P. Kendall , M. Pilegaard, A. Robert and E. Waldmann (Cigre Working Group 36-05 Disturbing Loads), " *Harmonics, characteristic parameters, methods of study , estimation of values in network* ", ELECTRA 77 35-54, 1981 pp 35-54.
- [7] A. Lacoste, G.L. Brenwer, A. Ekström, A. LE DU, C. Lindh, D. Povh et D.J. Young (CIGRE Working Group 03, A.C), " *Harmonic filter and compensation for HVDC*", ELECTRA 63, 1978.
- [8] Ibrahim AL Alamin, " *Fast decoupled harmonic load flow*". IEEE Vol. PAS -101, N°01 Mars1991, pp220-227.
- [9] A.Hellal, K.Sebaa, " *Network harmonic impedance assessment using Mixed Penalty Methods* ", résumé soumis à 4th Regional Conference of Cigre Committees in Arab Countries, Topic : 2. Power System Analysis, May 2001, Tripoli, Libya
- [10] A.Hellal, K.Sebaa, " *Evaluation de l'Impédance Harmonique d'un Réseau Electrique par Estimation des Niveaux limites des Courants Harmoniques* ", article soumis à ICEL 2000, novembre 2000, Oran.
- [11] A.V. Fiacco, G. P. McCormick, " *Nonlinear programming: Sequential Unconstrained Minimization Techniques*", John Wiley, New York, 1968.
- [12] A.V. Fiacco, " *Sensitivity Analysis for Nonlinear programming using Penalty Methods*", 1976 Mathematical Programming 10, pp 287-311.
- [13] D.G. Luenberger. " *Linear and Nonlinear Programming*", Second Edition- Addison-Wesley Publishing Company, Reading, MA, 1984.

- [14] D.M.Himmelblau, "*Applied Nonlinear Programming*", McGraw-Hill company, New York, 1972.
- [15] M.Minoux, "*Programmation Mathématique - Théorie et algorithmes*", Dunod , 1983, Tome I .
- [16] P.NASLIN, "*Théorie de la commande et variables d'état* ", Société française des électriciens, Paris 1968.
- [17] Hydro-Quebec, TEQSIM International Inc., "*Power System Blockset User's Guide For use with Simulink* " , September 1999.
- [18] A.Hellal, K.Sebaa, "*Evaluation de l'Impédance Harmonique d'un Réseau Electrique par les Variables d'état*" ICEE 2000, novembre 2000, boumerdes (soumis)
- [19] A. Domijan & al "*Directions of harmonics on electric quality*" IEEE Trans on Power Delivery, vol 2 n° 2, 1986.
- [20] NR. Watson, "*Calculation of the harmonic impedance of the New Zealand power system* ", EECPS, Capri, May 1989.
- [21] M. Lahtinen and al. "*harmonic impedance of the hight voltage transmission network* ", paper 36-03 CIGRE 1982
- [22] J. Arrillaga, L. Juhlin, M. Lahtinen, P. Ribeiro et A.R. Saavedra , "*Modélisation de réseau CA pour la conception des filtres CA – Vue d'ensemble sur la modélisation des impédances*", . Electra N° 164 Février 1996, pp132-150.
- [23] J. Arrillaga, D. A. Bradley, and P. S. Bodger. "*Power System Harmonics* ", John Wiley & Sons. IEEE Harmonics Tutorial 1985.
- [25] Breur & al. "*Modèle harmonique des systèmes AC avec comparaison des données calculées & mesurées*". IEEE Vol PAS -101, N°03 Mars1982, pp709-718.
- [26] C. Duffey, R. P. Stratford, P. Cummings, C. St. Pierre, E. Owens, C. Davis. "*Discussion and Preliminary Review of IEEE 519-1992 Harmonic Voltage and Current Limits*". Electrical Systems Analysis, Inc. Group Leader, 519 Limits.
- [27] A. Robert, J. Marquet, "*Evaluation de la qualité de la tension du point de vue harmonique*", flicker et déséquilibre, Cigré Session 1992 30 Aout-5 September
- [28] D. J. Pileggi, N. Harish Chandra, A. E. Emanuel. "*Prediction of harmonic voltage in distribution systems*". IEEE Trans. PAS-100 1362-1369,1981.
- [27] CEI 1000-2-2. "*Niveaux de compatibilité pour les perturbations conduite à basse fréquences et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation à basse tension* ", Rapport technique, CEM, Partie II, Section 2, première édition, 1990.
- [28] CEI 1000-2-4, "*Niveaux de compatibilité dans les installations industrielle pour les perturbations conduites à basse fréquence* ", Rapport technique, CEM, Partie II, Section IV, première édition, 1994.

- [29] T. Deflandre, P. Rioual, J. Martinon, J. L. Javerzac (DER - EDF). "*Modélisation des réseaux de distribution pour la simulation des harmoniques sur les réseaux HT*", Collecte des notes internes de la Direction de recherche EDF 1997.
- [30] T. Deflandre (DER - EDF). "*La normalisation relative aux perturbations harmoniques et son évolution*". Collecte des notes internes de la Direction de recherche EDF 1996.
- [31] Brian Prokuda, "*Power Quality Site Surveys for Industrial and Commercial Buildings*", IEEE A&CPS Conference 1994, pp. 97-103.
- [32] P.Ling, G. Lake, "*Treating Power System Harmonics in the Office Environment*", University of Western Ontario, Canada, May 1990.
- [33] P.Ling, "*Testing and Treating Harmonics in Commercial Buildings*", NETA World, pp.19-28, Spring 1994.
- [34] P.Ling, C.Eldridge, "*Effective Harmonic Reduction utilizing Innovative Electromagnetic Products - A North American Approach*", Power Quality '95 Europe Conference Proceedings, Brehmen, Germany Nov. 1995.
- [35] A. Mansoor, W.M.Grady, A.H. Chowdhury, M.J. Samotyj, "*An Investigation of Harmonics Attenuation and Diversity Among Distributed Single-Phase Power Electronic Loads*" Proceedings of 1994 IEEE T&D Conference, Chicago IL, April 10-15, 1994, pp.110-116.
- [36] EDSA Micro Corporation Power System Analysis Software, "*User Guide*", San Diego - USA 1999.
- [37] CYME International INC, "*User Guide For PSAF-HARMO for windows*", St Bruno QC - CANADA 1995-1999.