



HAL
open science

**Contribution au renvoi de tension et à la reconstitution
du réseau. Identification des paramètres d'un réseau.
Estimation des flux rémanents dans un transformateur**

Didier Cavallera

► **To cite this version:**

Didier Cavallera. Contribution au renvoi de tension et à la reconstitution du réseau. Identification des paramètres d'un réseau. Estimation des flux rémanents dans un transformateur. Autre. Université de Grenoble, 2011. Français. NNT : 2011GRENT121 . tel-00732191v2

HAL Id: tel-00732191

<https://theses.hal.science/tel-00732191v2>

Submitted on 20 Dec 2012

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : **Génie Electrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Didier CAVALLERA

Thèse dirigée par **Jean-Louis COULOMB**

préparée au sein du **Laboratoire Génie Electrique de Grenoble**
dans **l'École Doctorale Electronique, Electrotechnique,**
Automatique et Traitement du Signal

Contribution au renvoi de tension et à la reconstitution du réseau Identification des paramètres d'un réseau Estimation des flux rémanents dans un transformateur

Thèse soutenue publiquement le **3 novembre 2011**,
devant le jury composé de :

M. Mouloud FELIACHI

Professeur des Universités de Nantes, Président

M. Noël BURAS

Professeur des Universités de Lyon 1, Rapporteur

M. Xavier GUILLAUD

Professeur des Universités, à l'Ecole Centrale de Lille, Rapporteur

M. Jean-Louis COULOMB

Professeur des Universités, à l'Ecole ENSE3 de Grenoble, Directeur de thèse

M. Olivier CHADEBEC

Chargé de Recherche CNRS, au G2ELab, Co-directeur de thèse

M. Bruno CAILLAULT

Ingénieur expert EDF, à la DTG de Grenoble, Co-encadrant



Remerciements

Comme le veut la tradition, les premiers mots de ce manuscrit sont consacrés aux remerciements. Ils peuvent faire sourire certains, ..., pour ma part, j'y attache une grande importance car c'est à travers eux que j'exprimerais ma reconnaissance à tous celles et ceux, qui m'ont entourés et aidés durant ces trois années.

Je commencerais par remercier les membres du jury, qui ont accepté de relire et d'analyser le travail présenté dans mon mémoire.

Monsieur Mouloud Feliachi, Professeur des Universités à l'Université de Nantes, pour avoir présidé ce jury.

Monsieur Noël Burais, Professeur des Universités à l'Université de Lyon 1, et Monsieur Xavier Guillaud, Professeur des Universités, à l'Ecole Centrale de Lille, qui ont eu la lourde tâche de relire ce rapport ainsi que pour leurs critiques constructives apportées durant la soutenance.

Monsieur Bruno Caillault, Ingénieur Expert à la Division Technique Générale de la société Electricité de France.

Monsieur Jean-Louis Coulomb, Professeur des Universités à l'Institut National Polytechnique de Grenoble.

Monsieur Olivier Chadebec, Chargé de Recherche au CNRS au Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble.

Monsieur François-Xavier Zgainski, Ingénieur à la Division Technique Générale de la société Electricité de France.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude à Jean-Louis Coulomb, pour sa confiance dans l'attribution de ce sujet de thèse ainsi que toute l'attention apportée lors de ces trois ans. Sa grande compétence scientifique, son analyse, son recul, sa réflexion, son humilité et sa disponibilité font de lui le directeur de thèse idéal. J'espère qu'il trouvera dans ces quelques mots tout le respect que je lui porte.

Je voudrais aussi remercier Bruno Caillault, également pour sa confiance dans l'attribution de ce sujet de thèse. J'aimerais souligner sa connaissance dans le domaine des renvois de tension, ainsi que son background dans le domaine électrotechnique. Ses remarques pertinentes et ses conseils avisés ont permis de toujours avancer.

Je remercie aussi Olivier Chadebec, grand spécialiste de la méthode des moments et des problèmes inverses, pour m'avoir fait confiance dans la proposition de ce sujet de thèse. Ses qualités d'analyse, sa riche culture autour du magnétisme et son énergie ont contribué à l'avancé de ces travaux et ont été d'une aide précieuse.

Je tiens, évidemment, à remercier François-Xavier Zgainski, qui est à l'origine de toute cette fabuleuse histoire : tout d'abord pour sa confiance dans l'attribution du projet de fin d'étude sur les renvois de tension ainsi que sa confiance lors de la continuité en thèse. Ses qualités scientifiques dans ce domaine si particulier des études transitoires, ses très bons conseils, ses qualités d'écoute, son implication débordante d'énergie ont fortement contribué à l'avancé de ces travaux. Certains résultats de cette thèse lui doivent beaucoup. J'espère qu'il gardera autant de plaisir que moi d'avoir à travailler à ses côtés. Je n'oublierai pas les discussions scientifiques, footballistiques et autres que nous avons partagés. Je lui témoigne ici toute mon amitié.

J'aimerais remercier Gilles Feuillade : Directeur de la Division Technique Générale de la société Electricité de France ainsi que Robert Julian : Chef de Service de l'unité Contrôle Expertise Mesure Brive Grenoble (CEMBG) pour leur confiance dans l'attribution de cette thèse CIFRE.

Je voudrais remercier toutes les personnes du service CEMBG qui ont travaillé à mes côtés durant ces dernières années.

Je commencerais par remercier Carole Ferri, pour sa grande disponibilité, sa gentillesse et son attention portée à mon égard. J'ai énormément apprécié nos discussions, nos échanges tant sur les voyages, que sur les discussions du quotidien. Ton sourire, ton énergie débordante ont permis à ces années passées à tes côtés d'être très agréables.

Je remercie également Vincent-Louis Renouard, pour son aide dans la réalisation de mon projet de fin d'étude précédent ma thèse. Ses connaissances dans le domaine des études transitoires et ses qualités d'analyses m'ont été précieuses. Merci également pour ton aide quotidienne dans les tâches administratives et informatiques, et merci pour nos diverses discussions.

J'aimerais remercier Jean-Loup Planque, pour les bons moments passés à ses côtés ainsi que pour les mois passés ensemble dans le même bureau. Je te remercie pour ton accueil et ton suivi durant ces années.

Passons maintenant à une des autres activités phare du service que constitue la Régulation de Tension. Je commencerais par remercier Alain-Gabriel Furon Tatham, pièce maîtresse de cette

activité. Je voulais te remercier pour les bons moments passés ensemble, pour les discussions portant non pas sur la technique mais sur tes nombreux voyages, riches d'évènements rocambolesques. Je tenais à remercier son acolyte de travail : Jean-Marc Bouchet, pour sa gentillesse, son humour et son savoir, autant technique que culturel. J'ai vraiment passé d'agréables moments en ta compagnie, et je n'oublierais pas nos parties de footbolls endiablées...Je remercie aussi une mine de savoir technique dans le domaine : Yoland Gobaraja, pour l'expérience qu'il a pu me transmettre et également pour les riches discussions partagées. Autre personnage tout aussi impressionnant de savoir dans le domaine, je remercie Gilles Chenavier, merci pour les bons moments partagés. Je remercie aussi Laurent Pouyadou, pour sa simplicité, les moments chaleureux passés à ses côtés. Je remercie également Marc Flores, qui a su, par son dynamisme et sa personnalité, apporter un peu de fraîcheur à l'activité. Je remercie également Philippe Magnant, ton humour et ton énergie m'ont toujours enthousiasmés. Un grand merci également pour ta participation lors des expérimentations sur le transformateur de laboratoire, ta contribution a aidé à l'avancement de mon projet. Un grand merci à Laurent Senegas, j'ai beaucoup apprécié travailler avec toi et ta contribution sur la partie expérimentation en laboratoire a été d'une aide précieuse. Ton savoir être et ton savoir vivre font de toi une personne qui mérite d'être connue, je te remercie des bons moments passés à tes côtés. Je remercie également Philippe Cedit, qui sait rire de tout à n'importe quels moments de la journée. Véritable metteur d'ambiance, je voulais te témoigner la sympathie que je te porte et te remercie de tous les bons moments passés ensemble. Un grand merci à Frédéric Cuchet, pour les discussions que nous avons échangé ; ta gentillesse, ta générosité font de toi une personne attachante. Je remercie aussi les derniers arrivés : Jérôme Gribbling et Pierre-Yves Garcia, l'autre sudiste, merci pour les parties de football, et les bons moments à rire ensemble.

Après l'équipe de Régulation de Tension, j'aimerais remercier chacune des personnes qui travaillent dans l'activité de Régulation de Vitesse. Un grand merci tout d'abord à Joël-Remy Nicolas, on s'est connu alors que j'étais encore sur les bancs de l'ENSIEG, c'est grâce à toi que l'aventure à la DTG a commencé. Merci pour les discussions techniques que nous avons eu ainsi que celles autour de tes nombreux voyages. Je remercie Jean-François Taloud pour les bons moments passés ensemble, les nombreuses discussions de ski et autres. Un grand merci également à Brahim Manjal pour ton savoir technique (ton aide sur FlexPro notamment) et toutes les discussions : footballistique, politique, etc. Je tenais à remercier Thierry Le Forestier, grand humoriste et sportif, merci pour ces bons moments. Un grand merci à Claude Maret, puit de savoir dans le domaine, qui m'a toujours renseigné avec envie et sourire. Je remercie également Bertrand Trespeuch, pour ses explications très pragmatiques et les bons moments passés ensemble. Je voudrais aussi remercier Thierry Bellaton, nos diverses discussions professionnelles ou amicales ont été très enrichissantes. J'ai apprécié travailler à tes côtés et te remercie encore pour ton aide dans le choix du matériel pour mes manipulations expérimentales. Je remercie aussi François Pugin, le roi du lasso, le roi de l'humour tout court. Un grand merci à Romain

Goby, j'ai énormément apprécié tous les bons moments passés ensemble : en essai, sur les terrains de foot, et autres. Merci pour ta simplicité et ton enthousiasme. Je voulais aussi remercier une personne qui est passée rapidement, mais dont la gentillesse et le dynamisme ne m'ont pas laissés indifférent, merci Jérôme-Emile Lefort. Je remercie les nouveaux arrivés que je n'ai pas eu forcément le temps de beaucoup connaître : Loic Notzold, Matthieu Chandesris, Frederic Britschu et Cedric Bourachot. Te concernant Cedric, on se connaît d'avant, j'espère que ça se passera bien pour toi et je te souhaite beaucoup de réussite pour l'avenir.

J'aimerais également remercier l'ensemble des personnes à EDF qui m'ont aidées ou celles avec lesquelles j'ai passé de bons moments. Merci entre autre à Michelle Gehin pour les services rendus dans le cadre des missions. Un grand merci à tous les footballeurs de DTG : David Bruhat, Freddy Salles, Abilio de Sousa, et aux autres.

J'aimerais également remercier, ceux qui sont partis du service : Thierry Ardaillon, référent technique, sache que j'ai bien apprécié toutes nos discussions montagnardes. Un grand merci aussi à Frédéric Martin, ta gentillesse et ton écoute font de toi une personne attachante. Merci aussi à Titouan, pour le travail de stage que tu as réalisé ainsi que pour nos discussions montagnardes que nous avons eu.

Un grand merci à Claude Velo, pour tes conseils, pour ton savoir technique qui ne m'ont pas laissés indifférent. Tes devinettes, anecdotes, histoires plus rocambolesques les unes que les autres. Ton originalité peut déranger, pour ma part elle m'a rendu plus indulgent.

Il est vrai que durant cette thèse, j'ai « surfé » entre l'environnement de l'entreprise et un autre environnement, ce dernier est bien différent du premier mais tout aussi enrichissant : le laboratoire. Il me tient à cœur de remercier dans un premier temps l'ensemble du personnel du laboratoire de Génie Electrique de Grenoble.

Je continuerais remerciant ceux que j'ai le plus côtoyé, ceux avec lesquels de réels liens d'amitiés se sont créés.

Un grand Merci à Monica, pour ton accueil dans le bureau, pour la rédaction de thèse que nous avons partagé, les cafés et multiples pauses réalisées à tes côtés. Nos discussions : techniques, psychiques, ...ont été très enrichissantes. Ce mot les résume, mais tu sais bien qu'au fond il s'agit de bien plus que cela. Je te souhaite beaucoup de bonheur pour la suite et j'espère que tu trouveras ce que tu recherches.

Une autre personne travaillait aussi dans ce bureau, je l'ai connu plus tôt, nous nous sommes appréciés, peut être pas au premier abord, mais il n'en demeure pas moins vrai, qu'aujourd'hui, il importe dans ma vie. Il m'a beaucoup appris : scientifiquement, moralement. Mais il m'a surtout

montré qu'il existe des personnes dotées d'un savoir. Certain appelle ça l'intelligence, et je les rejoins à ce niveau là. Mais il y a aussi le savoir être et le savoir faire. Capable de prendre des décisions et des initiatives, ces aptitudes, qui paraissent aujourd'hui anodines aux yeux de certains, sont en fait des qualités remarquables lorsqu'on les possède. Voilà Matthieu, je te remercie toi, ta mère Marie-Laure, ta copine Claire et son fils Raphaël ainsi que sa mère Jacqueline pour tous les bons moments passés à vos côtés.

Dans l'aventure de la rédaction, nous étions trois à partager dans le même bureau cette expérience. Une autre personne : Harun, a partagé cette expérience à nos côtés. Merci pour ton aide, pour nos discussions et nos histoires partagées qui ne cessent d'être plus incroyables les unes que les autres. Tu m'as montré que des personnes de parole existent encore de nos jours, il s'agit là d'une qualité très rare. Encore merci pour tout.

Un grand Merci à Yasmine, pour tous les bons moments passés ensemble, à coder, à discuter de phénomènes physiques. Merci pour ton aide dans les moments difficiles, pour ton écoute et ton attention. Je te souhaite de réussir dans ta nouvelle vie avec à tes côtés Olivier.

Je tenais aussi à remercier David, pour tous les bons moments passés ensemble. Merci pour ton aide sur Matlab ou pour l'anglais. Merci pour les bonnes soirées, parties de pétanque et autres randonnées réalisées ensemble. Je te souhaite d'être heureux avec ta femme Elodie.

Un grand merci à Bill, véritable icône de la salle numérique. Merci pour : ton accueil chaleureux les premiers jours au labo, ton aide dans l'utilisation de Flux et autres. Merci pour nos parties de foot endiablés et notre magnifique une-deux en finale du tournoi du labo. Tes fameuses théories resteront à jamais graver dans mon esprit.

Merci aux thésards (certains sont à ce jours docteur), aux post-doc, stagiaires et amis Roumains : Antoneta, Anca, Mirela, Maria, Iulian, Chritian : un merci spécial pour ton aide en anglais, Adi : pour ta participation et tes travaux menés sur RT-LAB, sans toi la tâche se serait avérée bien plus compliquée.

Merci à tous ceux qui ont travaillé à mes côtés en salle numérique : Sana, Abir, Jean-Michel, Laurent, Matthieu, Ghaith, Hervé, Ali, Lounès, Anis, Hussein, Rasmik, Thomas, Tung, Hoa, Son, Phuong, Baïdy et mes voisins de bureau : Mansour, Benoît, Ulrich.

Un merci tout particulier aux membres du Laboratoire du magnétisme du navire : Laure-Line pour ses conseils pointus en magnétisme, Philippe pour son expertise capteur et son expertise des phénomènes magnétiques, Gilles pour sa bonne humeur et son enthousiasme dans les réunions

d'équipe, Florian pour sa rapidité à trouver des solutions dans l'urgence et au petit dernier Olivier, bonne chance pour la suite.

Merci à Sylvie et Mireille, vos contributions au sein de la médiathèque pour les doctorants sont essentielles et votre gentillesse plus qu'un atout.

Un grand merci à tous les Professeurs du laboratoire et un merci particulier à Seddik et Daniel, vos conseils et votre gentillesse sont tout à fait remarquables.

Un grand merci aux ingénieurs du laboratoire : merci Axel pour ton aide sur les manips sur le transformateur, merci à Jacques, Antoine et François.

J'aimerais également remercier l'ensemble des personnes au G2ELAB qui m'ont aidé ou celles avec lesquelles j'ai partagé d'agréables moments.

Il me tient aussi à cœur de remercier tous mes amis qui m'ont entourés durant ces trois ans et avec lesquels j'ai partagé d'autres expériences que celles du domaine professionnel, nécessaires à un équilibre quotidien.

Un grand merci à Thomas, que je connais depuis mon arrivée sur Grenoble. On a partagé de très bons moments ensemble de « Kicking Horse Mountain Resort » à « Val d'Isère ». Tu es quelqu'un de droit, franc, fiable, j'apprécie toutes ces qualités qui font de toi une personne qui mérite d'être connue. On a fait beaucoup de choses ensemble depuis toutes ces années, j'espère que ça continuera dans le futur. En tout cas un grand merci pour ton soutien dans les moments difficiles où tes paroles et tes actions se sont avérées essentielles.

Merci Arnaud, je t'ai connu aussi grâce à Grenoble. Nous avons partagé de très bons moments ensemble, de Jokurlarson aux Massifs des Ecrins. Merci pour les discussions, soirées et toutes les activités sportives réalisées à tes côtés. Je t'apprécie pour ta simplicité et ton envie d'aller de l'avant, j'espère que nous partagerons encore de bons moments.

Merci Alex, pour toutes ces années de coloc passées à tes côtés. J'ai découvert quelqu'un de très intéressant, avec qui j'ai eu plaisir de discuter de tas de sujets. Merci pour nos sorties d'alpinisme, de ski et autres. J'ai passés des moments forts en émotions avec toi et j'espère que l'on aura encore l'occasion de vivre de tels moments dans l'avenir.

Un grand merci à Asia et Karolina. Nous nous sommes connus grâce à l'EGUG, dont je remercie tous les initiateurs au passage. Merci pour tous ces bons moments passés à vos côtés, sur la piste, en grands ou petits virages. J'ai apprécié cette énergie débordante et cette envie d'aller de l'avant. J'espère que l'on pourra partager encore ensemble de nombreuses aventures hivernales comme estivales.

Un grand merci aux cercles vip du club œnologie : Caro et Seb, Else et Nico, Lucile et David. Merci pour tous ces bons moments passés ensemble, aux discussions échangés et aventures réalisées.

Un merci tout particulier à ceux que j'ai connu lorsque j'étais en école d'ingénieur : Brice le passionné de hockey, Cécile et Ben : de super voisins et amis, riders de talent. Merci aussi à Geoffrey, pour toutes ces pistes et hors pistes partagées. Merci aussi à Damien et Tiphaine, Camille. Merci à Radek et Shagid.

J'en viens maintenant à ma famille. Je commencerais tout d'abord par remercier mon père Joseph, qui a été pour moi un modèle. Merci pour l'éducation que tu m'as donnée. Tu m'as enseigné le sens de la vie, l'envie et le devoir qui se trouve dans le travail. Tu m'as toujours poussé à aller de l'avant : dans les études, la vie. Tu as toujours su me montrer l'importance d'étudier, mais aussi l'importance d'acquérir un savoir vivre et un savoir être. Merci pour tout ce que tu m'as appris, j'espère que tu es fier de moi, et sache que je suis ce que je suis grâce à toi...

Un grand merci à ma mère Marylène. Pour ton amour et ton soutiens. Tu as toujours été là dans les moments difficiles, tu as su trouver les mots et tu m'as aidé à aller de l'avant. Merci aussi pour l'éducation et l'esprit de discipline que tu m'as transmis.

Un grand merci à ma sœur Aurélie, pour son suivi et ses conseils durant toutes ces années. Un merci tout particulier concernant ce manuscrit, pour ta relecture et tes corrections orthographiques. Je te dois beaucoup et ne te remercierais jamais assez pour tout ce que tu as fait pour moi.

Merci à mon parrain Jean-Michel et mon cousin Denis. Pour votre suivi et vos conseils durant toutes ces années. Merci également à ma tante Michou et mon oncle Jojo. Merci à mon oncle Claude, ma cousine Claudia et mon cousin Jean. Merci également à mon oncle Noël, sa femme Bernadette et sa fille Sandrine. Je remercie l'ensemble de ma famille qui m'a entouré depuis toutes ces années, merci pour votre soutien et pour l'attention que vous me portez.

« La façon de remercier dépend de ce que l'on reçoit », j'espère donc, n'avoir oublier personne dans ces remerciements...

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	7
PARTIE I : IDENTIFICATION DES PARAMETRES D'UN RESEAU. APPLICATION AUX ETUDES DE RENVOI DE TENSION.....	13
Introduction	15
Chapitre I : Identification des paramètres d'un réseau.....	16
I. Généralités sur les renvois de tension	17
II. Vers une approche plus analytique de la modélisation	20
III. Identification des paramètres d'un réseau.....	24
IV. Conclusion.....	34
Chapitre II : Validation de l'identification de paramètres sur des données d'essai.....	35
I. Présentation du cas d'étude	36
II. Validation expérimentale de l'identification de paramètres sur un enclenchement de ligne.....	43
III. Conclusion	52
Conclusion.....	53
PARTIE II : NOUVELLE METHODE D'ESTIMATION DU FLUX REMANENT. APPLICATION A UN TRANSFORMATEUR REEL... 	57
Introduction	60
Chapitre III : Mise sous tension d'un transformateur.....	61
I. Problèmes rencontrés lors des mises sous tension	62
II. Etats de l'art sur l'estimation du flux rémanent.....	67
III. Conclusion: vers une nouvelle stratégie.....	74
Chapitre IV : Modélisations d'un transformateur sous tension et hors tension en vue d'estimer le champ magnétique dans son voisinage	75
I. Introduction à la modélisation.....	76
II. Modélisation d'un transformateur hors tension avec matériaux aimantés	80
III. Modélisation d'un transformateur sous tension avec matériaux ferromagnétiques	92
IV. Conclusion.....	101

Chapitre V : Détermination du flux rémanent d'un transformateur par mesure du champ magnétique externe.....	104
I. Présentation du banc test.....	105
II. Instrumentation électrique et magnétique du transformateur	108
III. Premières observations expérimentales.....	111
IV. Vers une estimation quantitative du flux rémanent dans le circuit magnétique	125
V. Application de la méthode au transformateur	128
VI. Conclusions.....	136
Conclusion.....	137
CONCLUSION GENERALE	141
ANNEXES :	
I Généralités sur les études de renvoi de tension et de reconstitution de réseau	147
II Modélisation du transformateur soumis au champ terrestre	152
BIBLIOGRAPHIE	157

Introduction Générale

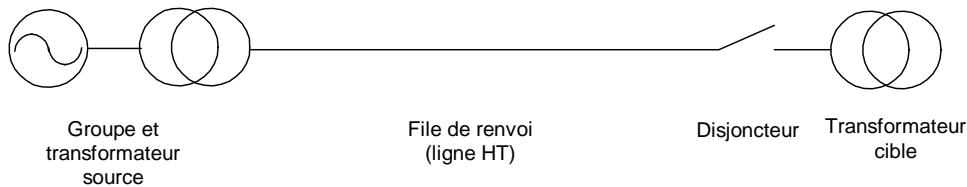
Introduction générale

Les travaux présentés dans ce manuscrit ont été réalisés dans le cadre d'une thèse CIFRE financée par la société EDF (Electricité de France) en collaboration avec le G2Elab (Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble). Au sein de la société EDF, le service dans lequel j'ai travaillé est spécialisé dans le domaine des renvois de tension et de la reconstitution du réseau visant à la définition, à la validation et au maintien en conditions opérationnelles des scénarii à mettre en œuvre conjointement par les producteurs et les dispatchings dans le cas d'incident réseau généralisé ou « black-out ».

Après un incident généralisé, les groupes qui n'ont pas réussi leur îlotage (un groupe est îloté lorsque découplé du réseau, il continue à assurer l'alimentation de ses auxiliaires) doivent être réalimentés par renvoi de tension depuis un groupe disponible à cet effet. La réalimentation des auxiliaires d'une tranche nucléaire est primordiale, car elle permet de rétablir, en particulier, l'alimentation des pompes permettant le refroidissement du cœur du réacteur ainsi que d'autres organes vitaux. Les événements tragiques, qui se sont déroulés au Japon en mars 2011, dans la centrale nucléaire de Fukushima, témoignent de l'importance de disposer de moyens de réalimentation électrique des systèmes de refroidissement afin d'éviter que de telles catastrophes ne se reproduisent.

Il existe différents types de renvoi de tension (annexe I). Celui qui fait l'objet de cette thèse est le renvoi de tension brusque. Dans ce cas (figure ci-dessous), la mise sous tension du transformateur à

réalimenter est réalisée par fermeture « brusque de son disjoncteur » (la fermeture du disjoncteur, côté transformateur cible, se fait à tension réduite, soit 90 % de la tension nominale du groupe source).



Lors de ce renvoi de tension, l'étape la plus à risque est la remise sous tension brusque du transformateur en bout de ligne. Des surtensions temporaires harmoniques ou de forts courants d'appel peuvent survenir suite à ces enclenchements. Les claquages diélectriques et les efforts électrodynamiques, créent respectivement une dégradation de l'isolation et des déformations, voire des déplacements de pièces internes au transformateur. Face à la répétition ou à la durée de ces transitoires, le matériel peut voir sa durée de vie réduite, voire être endommagé.

Pour représenter le plus fidèlement possible ces phénomènes transitoires, la méthodologie actuellement utilisée, repose sur une modélisation fine du réseau électrique, construite à l'aide du logiciel aux différences finies EMTP (ElectroMagnetic Transient Program). Cet outil permet d'obtenir une excellente représentation des phénomènes électromagnétiques transitoires via la représentation de chacun des éléments du réseau étudié (alternateur, transformateurs, lignes, disjoncteurs,...). Dans le processus de validation des études de renvoi de tension ou de reconstitution du réseau, une comparaison entre les données d'essai et de simulation à l'enclenchement du transformateur doit être réalisée. Ces transitoires, souvent riches en harmoniques, constituent la source principale de données indispensables à l'établissement de la comparaison. Des incertitudes autour des paramètres influents dans la modélisation existent et ont besoin d'être réduites.

Afin d'établir des modèles et des prédictions correctes de ces transitoires, une modélisation plus fine de certains éléments du réseau, tels que l'alternateur, les lignes électriques et les transformateurs à enclencher doit être réalisée. Notre objectif est donc de trouver une modélisation fidèle à la réalité de la mise sous tension d'un transformateur à vide.

Dans la plupart des scénarii de renvoi de tension ou de reconstitution de réseau, lors de la constitution de la file de renvoi, des lignes électriques à haute tension (HT) sont enclenchées. Lors de ces premières étapes, des transitoires riches en harmoniques sont observés au niveau des signaux de tension et de courant en différents nœuds du réseau. Il s'avère que ces signaux n'ont que très rarement suscité d'intérêt pour la comparaison essais / simulations, mais ils sont tout de même enregistrés. En effet, ce sont plutôt les mises sous tension des transformateurs en bout de ligne qui retiennent

l'attention, de part la quantité importante d'harmoniques, dus aux résonances entre la capacité des lignes électriques et l'inductance non linéaire du transformateur.

Nous disposons donc de données d'essai d'enclenchement des lignes électriques et d'enclenchement du transformateur à vide, en bout de ligne. La modélisation de ce dernier cas est plus complexe que le premier, car en plus des paramètres mal connus de l'alternateur et de la ligne, interviennent ceux du transformateur. Il apparaît judicieux de diviser le problème en deux parties. Dans un premier temps, l'enclenchement des lignes à vide sera étudié, avec une recherche des paramètres de l'alternateur et de la ligne électrique. Dans un second temps, l'étude de l'enclenchement d'un transformateur sera réalisée, avec pour objectif l'estimation des flux rémanents dans ce transformateur.

Ce mémoire est organisé en deux parties et en cinq chapitres.

La première partie, constituée des chapitres I et II, concerne l'identification des paramètres d'un réseau lors des enclenchements de lignes courtes avec une application sur une étude de renvoi de tension. Une approche basée sur des équations analytiques représentant les signaux de tension et de courant lors de l'enclenchement de la ligne, permet d'apporter un nouveau regard sur les phénomènes physiques présents dans le transitoire. Celles-ci, permettent de générer des signaux simulés, facilitant la mise en œuvre d'une méthodologie d'identification de paramètres, faisant appel à l'optimisation. La robustesse de cet outil apporte une aide supplémentaire pour la comparaison des données : essais / simulations. L'application de cette méthode sur des signaux réels permet d'établir une méthodologie préalable à entreprendre pour utiliser ces outils. Puis, l'analyse des données d'essai permet de mieux comprendre les phénomènes physiques présents dans les signaux.

La deuxième partie, contient les chapitres III, IV et V et traite d'une nouvelle méthode d'estimation du flux rémanent lorsqu'un transformateur est hors tension par mesure du champ magnétique externe. Le chapitre III présente un état de l'art de la mise sous tension des transformateurs, avec la description des problèmes rencontrés et les principales causes. Des modélisations bidimensionnelles et tridimensionnelles d'un transformateur sous et hors tension sont réalisées dans le chapitre IV, en vue d'estimer le champ magnétique dans son voisinage. Le chapitre V, traite de la détermination du flux rémanent d'un transformateur réel par mesure du champ magnétique extérieur. La méthode novatrice proposée est explicitée et mise à l'épreuve sur un transformateur monophasé de faible puissance.

Partie I :

**Identification des paramètres d'un
réseau. Application aux études de
Renvoi de tension**

PARTIE I :

Identification des paramètres d'un réseau.

Application aux études de Renvoi de tension

SOMMAIRE

<i>PARTIE I : Identification des paramètres d'un réseau. Application aux études de Renvoi de tension.....</i>	13
Introduction.....	15
Chapitre I : Identification des paramètres d'un réseau	16
I. Généralités sur les renvois de tension	17
I.1. Etats de l'art sur la modélisation des études de renvoi de tension.....	17
I.1.1. Techniques de modélisation pour les transitoires	17
I.1.2. Difficultés rencontrées.....	17
I.1.3. Intérêts de l'identification des données d'essai d'enclenchements de lignes	18
I.2. Description des modèles utilisés	19
I.2.1. Représentation des modèles et incertitudes associées	19
I.2.2. Limites dans la modélisation	20
II. Vers une approche plus analytique de la modélisation	20
II.1. Description des paramètres des modèles retenus	20
II.1.1. Hypothèses d'étude	20
II.1.2. Définition des données du réseau.....	21
II.2. Elaboration d'un modèle analytique	21
II.2.1. Equations analytiques.....	21
II.2.2. Les signaux utilisés	22
II.3. Conclusion	24
III. Identification des paramètres d'un réseau	24
III.1. Identification des paramètres en temporel	24
III.1.1. Utilisation d'un algorithme d'optimisation.....	24
III.1.1.1 Présentation de la fonction objectif.....	24
III.1.1.2 Etude de sensibilité appliquée aux paramètres du modèle	25
III.1.1.3 Choix de l'algorithme d'optimisation	27
III.1.2. Identifications à un ou plusieurs paramètres	28
III.1.2.1 Vitesse de convergence et erreur obtenue	28
III.1.2.2 Nouvelle stratégie pour l'identification de paramètres.....	30
III.1.3. Application de la méthodologie sur un fichier de simulation issu d'EMTP-RV.....	31
III.2. Identification des paramètres en fréquentiel	31
III.2.1. Utilisation de techniques issues du traitement du signal.....	31
III.2.2. Identification des paramètres	32

III.2.2.1 Pré traitement des signaux	32
III.2.2.2 Résultats obtenus.....	33
IV. Conclusion	34
Chapitre II : Validation de l'identification de paramètres sur des données d'essai.....	35
I. Présentation du cas d'étude.....	36
I.1. Contexte du cas d'étude retenu	36
I.1.1. Caractéristiques de la file	36
I.1.2. Mesures réalisées.....	37
I.1.2.1 Présentation des signaux.....	37
I.1.2.2 Les incertitudes.....	39
I.2. Validation d'une hypothèse d'étude.....	40
I.3. Conclusion	42
II. Validation expérimentale de l'identification de paramètres sur un enclenchement de ligne	43
II.1. Identification de paramètres grâce à l'optimisation	43
II.1.1. Description de la méthodologie.....	43
II.1.2. Analyses suite à l'identification	43
II.1.3. Améliorations proposées.....	45
II.2. Identification de paramètres grâce aux techniques du traitement du signal	47
II.2.1. Actions préalables sur le signal en temporel.....	47
II.2.2. Application de la méthodologie basée sur les techniques issues du traitement du signal	49
II.2.3. Améliorations possibles	51
III. Conclusion.....	52
Conclusion	53

Introduction

Cette partie a pour but de proposer une méthodologie afin d'identifier les paramètres d'un réseau électrique lors d'un essai de renvoi de tension. Elle se focalise plus précisément sur l'enclenchement des lignes électriques, étapes précédant généralement, l'enclenchement d'un transformateur en bout de ligne. Cette dernière nécessite une modélisation bien plus complexe du réseau que dans le cas des enclenchements de lignes. La modélisation de l'enclenchement d'une ligne courte monophasée est choisie pour son caractère simple (monophasée, donc possédant moins de paramètres). Cette partie contient deux chapitres, le premier est qualifié de théorique, le deuxième d'expérimental.

Le premier chapitre, grâce à une approche analytique, propose un modèle simple de l'enclenchement de ligne, modélisée par une capacité. Lors de la mise sous tension de la ligne, un transitoire apparaît. Deux méthodologies sont proposées et ont pour but d'identifier les paramètres du réseau grâce à l'utilisation de ce signal (courant ou tension). La première, utilise un algorithme d'optimisation via un procédé de comparaison et a pour but de rapprocher au mieux le signal simulé, au signal de référence recherché. Une autre méthodologie, basée sur les techniques du traitement du signal, permet d'identifier les paramètres de l'étude.

Le deuxième chapitre permet de confronter les deux méthodologies mentionnées ci-dessus à des signaux réels triphasés. Le cas d'étude est explicité ainsi que les différents signaux enregistrés lors de l'essai. L'application des deux méthodologies d'identification est ainsi réalisée et diverses remarques apparaissent suite à ces travaux.

Une conclusion synthétise les différents aspects abordés dans ces deux chapitres et propose des pistes quant aux possibles perspectives.

Chapitre I : Identification des paramètres d'un réseau

Ce chapitre introduit un nouvel axe d'amélioration pour la modélisation des études électrotechniques appliquées dans le cadre des renvois de tension ou de la reconstitution du réseau. Au cours de la réalimentation des auxiliaires d'une tranche nucléaire, l'étape dite la plus à risque est la remise sous tension du transformateur en bout de ligne. Dans le processus de validation de ces études, une comparaison entre données d'essais et de simulations est réalisée. La tâche s'avère complexe à différents niveaux. La modélisation des paramètres du réseau contient des incertitudes et l'outil permettant la comparaison est à optimiser.

Pour répondre à ces difficultés, l'étude de la mise sous tension des lignes pour la détermination des paramètres du réseau, -précédant la remise sous tension du transformateur- est proposée. Le chapitre s'articule autour de quatre parties. La première présente de façon générale les études transitoires. Dans un second temps, une approche analytique de la modélisation est développée. Une troisième partie présente les résultats de l'identification des paramètres sur deux types de données issues de la simulation : temporelle et fréquentielle. Une dernière partie présente une conclusion de l'étude réalisée.

I. Généralités sur les renvois de tension

I.1. Etats de l'art sur la modélisation des études de renvoi de tension

I.1.1. Techniques de modélisation pour les transitoires

Dans certains cas spécifiques, la remise sous tension des transformateurs peut engendrer des transitoires temporaires critiques pour le matériel présent sur le réseau. La fréquence de résonance calculée à partir des données de la source de puissance et des lignes électriques haute tension joue un rôle majeur dans la constitution de ces transitoires. Durant les remises sous tension brusque d'un transformateur (typiquement de l'ordre de 400 kV), des hypothèses sont faites pour modéliser les dispositifs du réseau [CIG-00]. Des méthodes et outils d'étude de scénarii de renvoi de tension brusque sont utilisés à EDF R&D et DTG, et donnent lieu à un référentiel commun [MAR-07].

Les principaux éléments modélisés sont : l'alternateur, les transformateurs et les lignes. Une modélisation fine basée sur des schémas électriques équivalents à traiter par les logiciels de type aux différences finies, sont nécessaires pour garantir une évaluation correcte des surtensions temporaires lors de la mise sous tension du transformateur cible. L'alternateur est modélisé par une source de tension idéale en série avec sa réactance subtransitoire et la résistance issue de la constante de temps subtransitoire, provenant d'une base de données interne EDF [DUF-99]. Les lignes électriques sont modélisées par un certain nombre de cellules en PI définissant quelques kilomètres de lignes ([CIG-90], [NOR-04]), prenant en considération les caractéristiques des conducteurs et la géométrie des pylônes à la fréquence industrielle (50 Hz). Les transformateurs sous tension sont modélisés selon le schéma classique (dit de Kapp), qui permet une représentation correcte du couplage magnétique, des flux de fuites et des pertes. Concernant les transformateurs triphasés, ils sont modélisés par trois transformateurs monophasés selon certaines hypothèses [IRA-00], [MAR-03]. Pour le transformateur cible, une modélisation plus fine de ces caractéristiques magnétiques est nécessaire : courbe de saturation, hystérésis et flux rémanents sont à renseigner pour la simulation [GAU-02].

Afin d'améliorer la modélisation des transitoires pour les surtensions temporaires, l'utilisation de données issues de mesures d'essais réels semble être une des meilleures solutions pour identifier les paramètres électriques dont nous avons besoin.

I.1.2. Difficultés rencontrées

Dans le processus de validation des études de renvoi de tension, la dernière étape de validation est de comparer les résultats de simulation aux signaux réels. Les données utilisées pour réaliser la comparaison sont les signaux temporels de tension et de courant enregistrés lorsque le transformateur est enclenché. La Figure I-1 donne un exemple, de la chronologie d'une procédure de renvoi de tension « brusque » avec en premier lieu l'enclenchement des lignes puis l'enclenchement du transformateur cible.

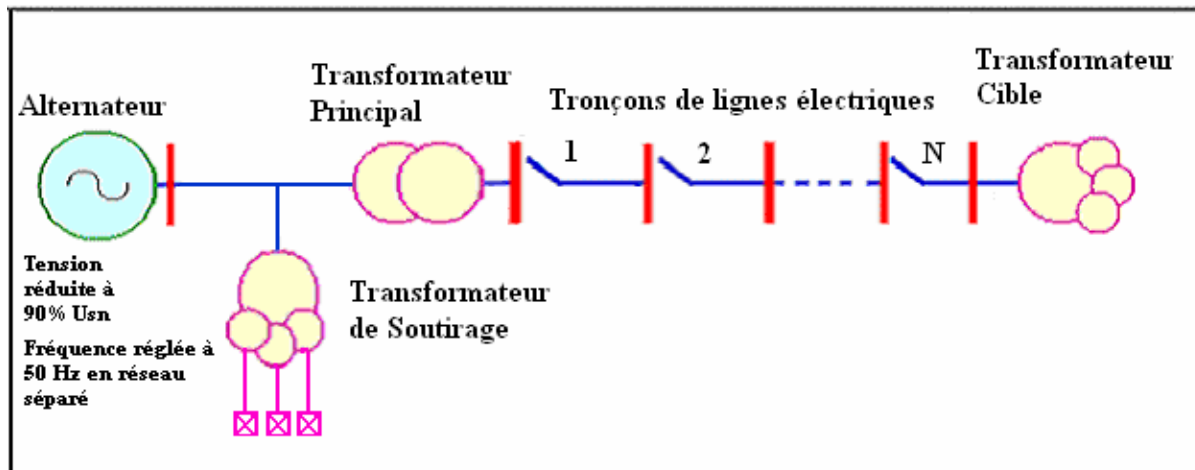


Figure I-1. Configuration du réseau étudié lors de la mise sous tension des lignes et du transformateur

Voici la procédure classiquement utilisée lors de la comparaison des signaux provenant de la simulation et de la mesure réelle :

1. le logiciel EMTP-RV (ElectroMagnetic Transient Program) [MAH-05], est utilisé pour simuler le réseau.
2. MATLAB [MAT-11] est utilisé pour : exécuter EMTP, modifier les paramètres du réseau dans leur domaine et pour faire la comparaison entre les résultats de simulation obtenus à l'aide de EMTP et les données issues de la mesure.

Les résultats de comparaison montrent qu'il est très difficile de converger vers une unique solution [ZGA-07]. De nombreux travaux sont réalisés pour améliorer les modèles des transformateurs [GAU-02], [CHI-11], [HOI-11].

I.1.3. Intérêts de l'identification des données d'essai d'enclenchements de lignes

Notre objectif est de trouver une modélisation fidèle à la réalité lorsque le transformateur est mis sous tension à vide en bout de ligne. Face à la difficulté d'améliorer la modélisation du réseau électrique, une étude plus simplificatrice semble pertinente. En effet, avant d'enclencher le transformateur, des lignes électriques sont mises sous tension. L'absence de la modélisation du transformateur cible, permet de simplifier l'étude à cause d'un nombre de paramètres moins importants à considérer (Tableau I-1).

Nom des paramètres variables	Etude de l'enclenchement d'une ligne	Etude de l'enclenchement d'un transformateur
Δt_i (instants d'enclenchement)	X	X
ΔR_{alt} (résistance de l'alternateur)	X	X
ΔL_{alt} (inductance de l'alternateur)	X	X
ΔC_{lignes} (capacités des lignes)	X	X
ΔL_{sat} (inductance de saturation)		X
$\Delta \phi_{rem}$ (flux rémanent)		X

Tableau I-1 Liste des incertitudes à considérer

Les enclenchements de lignes électriques haute tension sont riches en harmoniques [MAH-08], il semble donc intéressant d'étudier ces signaux pour comprendre les phénomènes observés et déterminer les paramètres du réseau. Dans certains cas, des surtensions apparaissent à l'enclenchement de la ligne et peuvent endommager le matériel. Des dispositifs qui visent à minimiser ces surtensions existent et sont proposés par des industriels tels que : ABB [ABB-04], ALSTOM [DUP-05], selon des techniques bien maîtrisées [CIG-99.1], [CIG-99.2]. Contrairement à notre démarche, ces systèmes ne se focalisent pas sur l'étude des surtensions en vue d'améliorer des modèles.

I.2. Description des modèles utilisés

I.2.1. Représentation des modèles et incertitudes associées

Les éléments du réseau électrique modélisé, sont ceux cités dans le paragraphe §I.1.1. Certains paramètres de la modélisation admettent des incertitudes. En effet, comme il est décrit dans [CIG-00], l'inductance subtransitoire de l'alternateur est connue à $\pm 15\%$. Des hypothèses d'essais et d'études encadrent un domaine de variation donné à la résistance, intervenant dans la modélisation de l'alternateur. La modélisation des lignes électriques repose sur l'hypothèse de la représentation des pylônes prépondérants. Ces calculs de données des lignes sont réalisés en prenant en compte la géométrie des pylônes et le type de conducteur. Ils sont comparés aux grandeurs données par RTE dans [RTE-06]. Pour tenir compte de cette hypothèse (pylônes non représentés, hauteur des flèches,...) et des valeurs des capacités phase/terre qui sont supposées connues à 5%, une plage de variation de $\pm 5\%$ est retenue.

Pour la modélisation des transformateurs, il faut distinguer deux cas. Les transformateurs sous tension et les transformateurs hors tension qui vont être enclenchés.

Concernant les transformateurs sous tension, un simple modèle de Kapp est utilisé avec une répartition des pertes dans le noyau du transformateur pour moitié entre celles par effet de peau et celles par hystérésis. La saturation est aussi prise en compte dans la modélisation. Pour le transformateur à enclencher, certains de ces paramètres sont non linéaires. Il faut donc tenir compte de la saturation du noyau magnétique, de l'hystérésis et des flux rémanents [MAR-07].

Aussi, les instants de fermeture des pôles des disjoncteurs manœuvrés (cas d'un disjoncteur triphasé) ne sont pas exactement simultanés et peuvent se produire en tout point de l'onde de tension. Une plage d'incertitude de ± 1 ms est retenue.

I.2.2. Limites dans la modélisation

Malgré la prise en compte des incertitudes pour certains paramètres de la modélisation, de fortes hypothèses persistent, notamment sur les caractéristiques non linéaires du transformateur à enclencher.

En effet, la courbe de saturation est construite à partir de données du constructeur (essais à vide), souvent jugées insuffisantes pour représenter au mieux la saturation lors des forts courants d'appel. La détermination des flux rémanents repose sur les techniques d'intégration de la tension lors de la mise hors tension du transformateur, selon un certain nombre d'incertitudes explicitées dans le chapitre III. Les disjoncteurs sont représentés par des interrupteurs parfaits, il n'y a pas de prise en compte des chambres de coupure et des capacités de répartition.

Les parafoudres dans les postes électriques et l'effet couronne dans les lignes ne sont pas modélisés à cause de leur effet a priori négligeable et à cause des difficultés provoquées par des non linéarités qui peuvent amener à des non convergences ou des instabilités numériques.

Toutes ces limites dans la modélisation ainsi que la complexité des différents modèles constituant ce réseau électrique montrent la difficulté à valider des modèles issus de l'état de l'art face à des signaux réels. Par conséquent, une nouvelle approche de la modélisation est proposée afin de comprendre et de maîtriser les phénomènes physiques observés lors des différents enclenchements. Une étude analytique simple et globale est donc présentée par la suite pour tenter de répondre à ces attentes.

II. Vers une approche plus analytique de la modélisation

II.1. Description des paramètres des modèles retenus

II.1.1. Hypothèses d'étude

Cette étude se focalise sur la mise sous tension de la première ligne électrique haute tension depuis une source de tension (alternateur) et de son transformateur principal (TP). Afin de réaliser une identification des paramètres de l'alternateur et des lignes, le nombre de paramètres variables de l'étude est réduit. Afin de simplifier l'étude, seul le cas monophasé est étudié.

Dans un souci de simplification maximale, la ligne électrique retenue est une ligne dite courte : ne dépassant pas 100 à 200 km [PEL-93]. Le choix de la longueur de la ligne pour notre étude est de cinquante kilomètres, ceci dans le but de permettre la comparaison avec des données réelles (chapitre II) et pour remplir les hypothèses de modélisation d'une ligne courte. Le transformateur de soutirage (Figure I-1) n'est pas modélisé par souci de simplicité.

II.1.2. Définition des données du réseau

Le système étudié est composé d'un alternateur, d'un transformateur sous tension, d'un disjoncteur et d'une ligne courte haute tension. Une modélisation simplifiée en monophasé est réalisée. L'alternateur est modélisé par une force électromotrice en série avec une résistance et une inductance. Le transformateur est caractérisé par une résistance et une inductance fixes. La ligne est modélisée par une capacité. Cette hypothèse est acceptable car la longueur de la ligne est courte et inférieure à 50 km. Ces éléments sont représentés dans la Figure I-2.

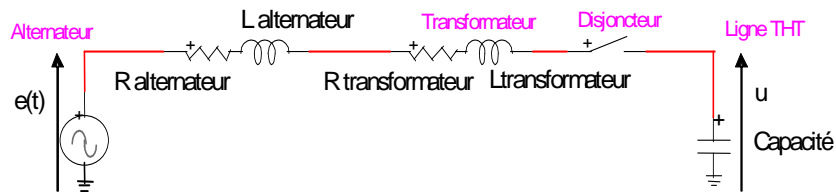


Figure I-2. Modélisation simple du réseau avec une ligne courte

Afin d'étudier un système réel, les données des paramètres du réseau sont extraites et calculées à partir d'un système réel. Les valeurs des paramètres sont présentées dans le Tableau I-2. Les différents paramètres du réseau électrique sont calculés pour un niveau de tension de $400 \text{ kV}_{\text{eff}}$.

	Unités	Valeurs
E	V	215640
L alternateur	mH	140
R alternateur	Ω	22
L transformateur	mH	69
R transformateur	Ω	0,75
Capacité	μF	0,55

Tableau I-2 Données électriques du réseau pour les calculs

Nous constatons que l'inductance qui entre dans la modélisation de l'alternateur est deux fois plus importante que celle du transformateur. La partie résistive de l'alternateur est plus de 20 fois supérieure à celle du transformateur.

II.2. Elaboration d'un modèle analytique

II.2.1. Equations analytiques

L'équation différentielle qui décrit le système présenté sur la Figure I-2 est (I-1) :

$$\frac{d^2u(t)}{dt^2} + 2\lambda \cdot \frac{du(t)}{dt} + \omega_0^2 \cdot u(t) = e(t) \quad (\text{I-1})$$

Avec :

$$\lambda = \frac{R}{2L} \text{ et } \omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}} \quad (\text{I-2})$$

$$R = R_{\text{alternateur}} + R_{\text{transformateur}} \text{ et } L = L_{\text{alternateur}} + L_{\text{transformateur}} \quad (\text{I-3})$$

Le terme λ représente l'amortissement du signal et ω_0 est la fréquence de résonance (I-2). L'expression de la force électromotrice de l'alternateur $e(t)$ est donnée par l'équation suivante (I-4) :

$$e(t) = E \cdot \sqrt{2} \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi) \quad (\text{I-4})$$

Dans cette équation, la pulsation est représentée par ω et ψ est l'angle représentant la phase au moment de la mise sous tension, réalisée à $t=0$. La tension, $u(t)$, en bout de ligne et le courant, $i(t)$, qui circule dans la ligne sont liés par la simple équation exprimant la loi d'ohm pour une capacité. Nous considérerons qu'avant l'instant $t=0$, il n'y a aucune tension résiduelle, aucun courant ainsi qu'aucune charge électrique sur la ligne.

La résolution de l'équation différentielle (I-1) permet d'établir une expression mathématique pour la tension qui est :

$$u(t) = \frac{(E \sqrt{2})}{Z} \times \frac{1}{(C \omega)} \left[\cos(\omega t + \psi) - \cos(\psi) \times e^{a_1 \cdot t} + \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right) \sin(\psi) \times e^{a_2 \cdot t} \right] \quad (\text{I-5})$$

$$\text{Avec : } a_1 = -\lambda + \sqrt{(\lambda^2 - \omega_0^2)} \text{ et } a_2 = -\lambda - \sqrt{(\lambda^2 - \omega_0^2)} \text{ et l'impédance totale : } Z = \sqrt{\left(L\omega - \frac{1}{C\omega} \right)^2 + R^2} \quad (\text{I-6})$$

L'expression du courant qui en dérive a pour expression :

$$i(t) = \frac{(E \sqrt{2})}{Z} \left[\cos\left(\omega t + \psi + \frac{\pi}{2}\right) - \left(\frac{a_1}{\omega}\right) \times \cos(\psi) \times e^{a_1 \cdot t} + \left(\frac{a_2}{\omega}\right) \times \sin(\psi) \times e^{a_2 \cdot t} \right] \quad (\text{I-7})$$

Un modèle mathématique est à présent établi pour le calcul des surtensions intervenant lors des enclenchements de lignes sur un réseau 400 kV, avec comme nous le verrons par la suite, des paramètres que l'on peut considérer comme fixes (connus) ou variables (inconnus), comme c'est le cas dans des études similaires sur les enclenchements de lignes : [ADI-99], [SKU-04].

II.2.2. Les signaux utilisés

Lors des essais réels sur site, les signaux de tension et de courant sont enregistrés en différents nœuds du réseau sur des réducteurs de mesure (transformateurs de tension ou de courant). Les signaux qui nous intéressent plus particulièrement, car étant des sources de comparaison pour la suite de l'étude, sont : le courant circulant dans la ligne et la tension en bout de ligne.

Le principal facteur qui contrôle le niveau des surtensions apparaissant à l'enclenchement est l'angle représentant la phase au moment de la mise sous tension : ψ . Par exemple, si $\psi = 0$, la valeur de la tension dans l'équation (I-4) au moment de la mise sous tension est un maximum [SAN-03]. L'enclenchement de la ligne sur un maximum de tension de la source provoque la surtension la plus importante. Les Figure I-3.a et Figure I-3.b illustrent les allures temporelles des signaux de tension et de courant que nous sommes à même d'observer lors de l'enclenchement d'une ligne électrique 400 kV. Ce sont des résultats de simulation obtenus grâce aux équations analytiques (I-5) et (I-7). Le maximum de tension crête atteint est proche de 580 kV, quant au courant crête, il est de 480 A.

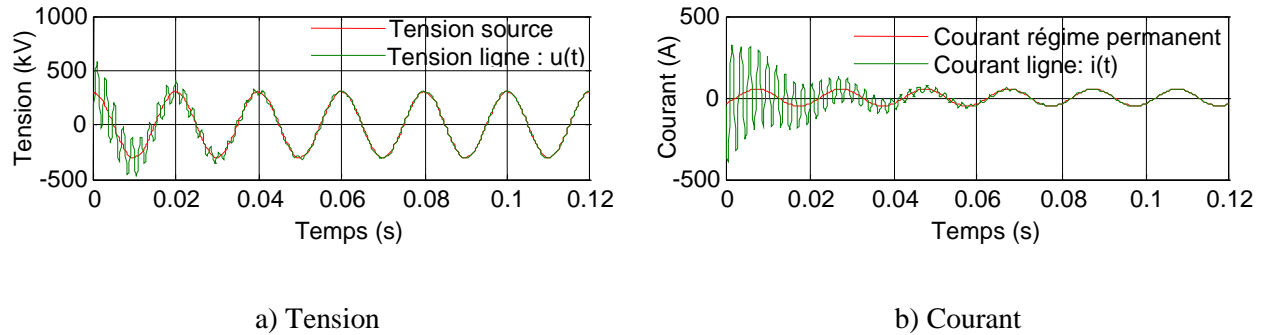


Figure I-3. Tension et Courant lors de la mise sous tension de la ligne électrique 400 kV dans le cas qui présente les surtensions les plus importantes

Pour le cas où ψ est voisin de $\pi/2$, la valeur de la tension dans l'équation (I-4) au moment de la mise sous tension est proche de zéro. Les allures temporelles des signaux de tension et de courant observés, sont illustrés sur les Figure I-4.a et Figure I-4.b. Dans ce cas présent, il n'y a aucune surtension ou surintensité observée.

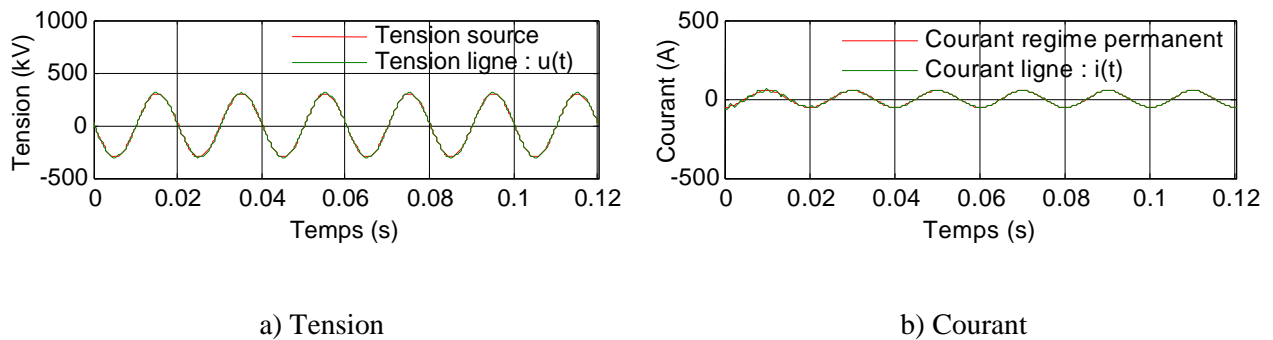


Figure I-4. Tension et Courant lors de la mise sous tension de la ligne électrique 400 kV dans le cas qui présente les surtensions les moins importantes

II.3. Conclusion

L'élaboration d'un modèle analytique simplifié, basé sur la mise sous tension d'une capacité, permet selon des hypothèses d'études (cas d'une ligne courte) de disposer d'équations mathématiques (tension et courant). Celles-ci nous permettront de mieux comprendre les phénomènes électriques suite à l'enclenchement de lignes électriques et seront utilisées pour l'identification de paramètres.

III. Identification des paramètres d'un réseau

III.1. Identification des paramètres en temporel

III.1.1. Utilisation d'un algorithme d'optimisation

III.1.1.1 Présentation de la fonction objectif

Afin de réaliser l'identification des paramètres variables de l'étude, il faut suivre la méthodologie schématisée dans la Figure I-5. Une comparaison des signaux temporels (tension ou courant) provenant de la simulation est réalisée.

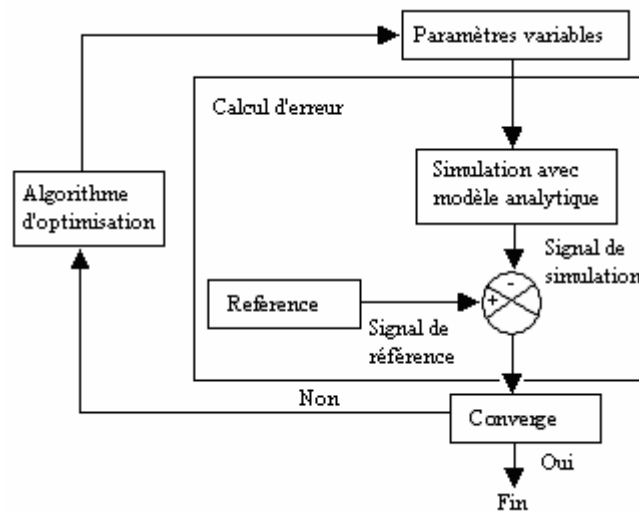


Figure I-5. Schéma de principe d'une identification de paramètres

Celle-ci s'appuie sur une comparaison point à point du signal de référence (signal simulé selon les paramètres du Tableau I-2 et $\psi = 0$) et du signal de simulation où les paramètres variables varient dans leur domaine respectif.

Dans ce paragraphe, nous définirons les critères de la fonction objectif. Celle-ci est basée sur la méthode des moindres carrés. Elle a pour expression, l'équation suivante :

$$\text{Erreur} = - \frac{\|\text{Signal}_{\text{reference}} - \text{Signal}_{\text{simulation}}\|_2}{\|\text{Signal}_{\text{reference}}\|_2} \quad (\text{I-8})$$

$$\text{Où : } \|\mathbf{V}\|_2 = \sqrt{\sum_{i=1}^{\text{nombre de points}} (V_i)^2} \quad (\text{I-9})$$

La réalisation d'une comparaison point à point, toutes les 0,1ms, (dépendant de la fréquence d'échantillonnage retenue), a pour but de rapprocher au mieux le signal simulé du signal de référence recherché, (I-8). Le dénominateur de l'équation (I-8) permet de normaliser l'erreur. L'utilisation de la norme euclidienne est rendue possible par une fonction de MATLAB (Norm2) représentée dans l'équation (I-9). Le nombre de points considérés pour le calcul de la norme est choisi de manière à ne comparer que des grandeurs transitoires (la valeur retenue est de 100 ms, valeur explicitée dans le paragraphe suivant).

III.1.1.2 Etude de sensibilité appliquée aux paramètres du modèle

L'objectif de cette étude de sensibilité est de montrer qu'il existe des paramètres d'influence prépondérante dans les surtensions et courants transitoires calculés par le modèle. Les paramètres du cas de référence ainsi que leur plage d'incertitude respective sont illustrés dans le Tableau I-3. Les plages d'incertitudes prises pour chacun des paramètres dépendent d'hypothèses d'études établies dans [CIG-00] et [MAR-07]. La capacité est connue à $\pm 5\%$, l'inductance de la source à $\pm 15\%$, la résistance de l'alternateur prend en compte d'importantes incertitudes de modélisation telles que : la résistance continue et subtransitoire de l'alternateur avec la modélisation des pertes dans le réseau (courants de Foucault, effet de peau, etc.) et l'angle de la tension au moment de la mise sous tension est connu à $\pm 1\text{ms}$.

Nom des paramètres variables	Valeurs du cas de Référence	Borne inférieure	Borne supérieure
Capacité (μF)	0,55	0,52	0,58
Inductance (mH)	140	119	161
Résistance (Ω)	22	2	42
Angle au moment de l'enclenchement (rad)	$0,73*\pi$	$0,73*\pi - \pi/10$	$0,73*\pi + \pi/10$

Tableau I-3 Données pour le cas de référence avec les incertitudes associées

La durée de simulation du cas de référence est de 100ms, durée permettant d'isoler le transitoire et quelques périodes du régime permanent, c'est donc la taille de la fenêtre de comparaison entre signaux de référence et de simulation. La fréquence d'échantillonnage est fixée à 10 kHz (valeur typique de celle utilisée en essai réel) et le signal de tension est retenu pour cette étude.

Le principe de la méthode est de fixer deux paramètres et de laisser les deux autres varier librement dans leur domaine d'incertitude. Les paramètres sont normalisés, donc compris entre -1 et 1 . La fonction objectif calcule les erreurs entre le signal calculé et le signal de référence en parcourant l'intégralité des plages de variation de chaque paramètre. Les résultats obtenus sont illustrés ci dessous :

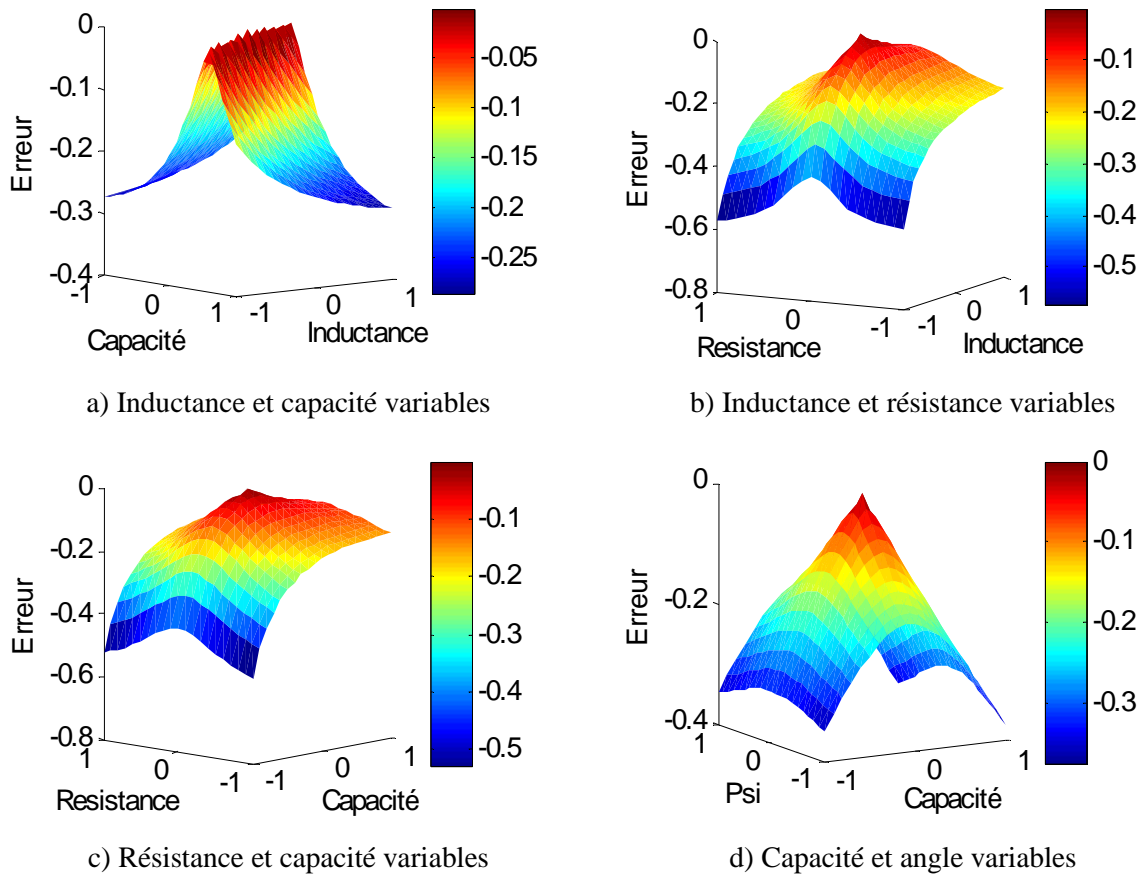


Figure I-6. Résultats de l'étude de simulation avec les différentes configurations

La corrélation entre les valeurs de la capacité et de l'inductance est visible par la forme d'une crête (Figure I-6.a). Ce lien s'explique par le fait qu'il peut exister différentes combinaisons de valeurs capacité-inductance pour une même fréquence de résonance : ω_0 .

Dans la Figure I-6.b, la forme de « crête » montre le lien entre la résistance et l'inductance de l'alternateur. Le lien physique qui lie ces deux paramètres est l'amortissement du signal : λ . Cependant, la variation du gradient est plus faible que sur la Figure I-6.a. Le système est donc moins influencé par ce paramètre. Le lien, visible sous forme d'une légère « crête » est illustré sur la Figure I-6.c pour les paramètres résistif et capacitif du système. Celui-ci provient du fait que l'inductance est liée à ces deux paramètres par les constantes : ω_0 et λ . Pour finir, la forme de pic de la Figure I-6.d, est le parfait exemple de l'absence de lien physique entre l'instant de fermeture et la capacité. L'instant de fermeture est donc un paramètre complètement indépendant des trois autres.

Cette analyse confirme les liens physiques entre les paramètres variables du modèle d'après les équations (I-2). L'amplitude de la fonction objectif pour différents couples de paramètres permet de mesurer la sensibilité sur le modèle.

III.1.1.3 Choix de l'algorithme d'optimisation

Pour l'identification des paramètres variables de l'étude, il est indispensable d'utiliser un algorithme d'optimisation afin de maximiser ou de minimiser un critère. Celui-ci représente une grandeur scalaire significative de l'objectif à atteindre. Dans notre cas, le problème ne dépend que d'un seul critère, défini dans l'équation (I-8), il s'agit d'un problème mono objectif. Afin de justifier du choix de l'algorithme d'optimisation, nous commencerons par énoncer de façon générale et simplifiée les méthodes d'optimisation selon [COU-02].

Un problème d'optimisation de dimension n peut être écrit de façon générale sous la forme :

- Minimiser

$$f(x) = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \text{ avec } x = \{x_1, x_2, \dots, x_n\} \in \mathfrak{R}_n$$

- Sous la contrainte

$$G_i(x) = 0 \quad i=1, \dots, m_e$$

$$G_i(x) \leq 0 \quad i=m_e+1, \dots, m$$

$$x_j^{\min} \leq x_j \leq x_j^{\max} \quad j=1, \dots, n$$

Où

- la quantité $f(x)$ est le *critère* à minimiser, appelé aussi *fonction objectif*
- le vecteur x est constitué de n variables x_j qui représentent les *paramètres* du problème
- les fonctions $G_i(x)$ représentent les *contraintes d'égalité* et *d'inégalité*
- les valeurs x_j^{\min} et x_j^{\max} désignent les *contraintes de domaine*.

Le domaine de recherche va être borné par les contraintes de nos paramètres variables. Ce premier domaine sera défini comme le domaine admissible alors que le reste est du domaine interdit.

Une fonction objectif peut avoir des minima locaux (Figure I-7), le plus petit de ces minima est le minimum global du système. La détermination de celui-ci constitue notre objectif.

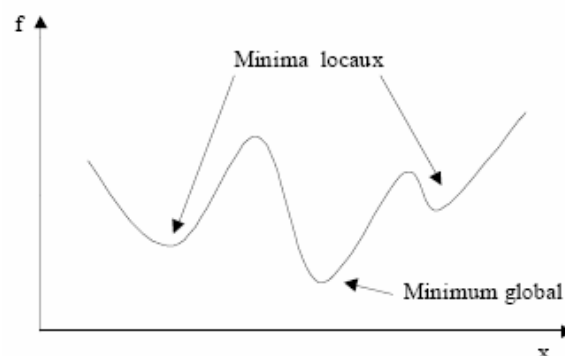


Figure I-7. Représentation des minima locaux et du minimum global d'une fonction objectif $f(x)$

Deux grandes familles d'algorithmes existent. Les méthodes déterministes (méthodes des gradients, méthodes quasi-Newton,...) et les méthodes non déterministes ou stochastiques (méthode Monte Carlo, algorithmes évolutionnistes,...). Voici les différentes propriétés de ces algorithmes :

- Méthodes déterministes :
 - Pour un point initial identique, elles conduisent à la même solution finale.
 - Elles nécessitent peu d'évaluation de la fonction objectif.
 - Elles peuvent se bloquer sur un optimum local.
- Méthodes stochastiques :
 - Pour un point initial donné, elles peuvent conduire à des solutions différentes.
 - Elles nécessitent un grand nombre d'évaluation de la fonction objectif.
 - Elles sont adaptées pour trouver l'optimum global du système.

Le principal objectif étant de converger vers le minimum global de notre système, le choix d'un algorithme faisant appel aux méthodes stochastiques, semble le plus approprié et plus précisément : un algorithme génétique est choisi. Le grand nombre d'évaluations de la fonction objectif peut apparaître comme une contrainte pour certaines études, car elles sont coûteuses en temps de calcul [GIR-06]. Dans notre cas, l'évaluation de la fonction objectif est très rapide. Un grand nombre d'évaluations n'est pas par conséquent un problème. L'objectif sera de maximiser la fonction erreur (équation (I-8)), le signe négatif de l'équation (I-8) est ainsi justifié.

III.1.2. Identifications à un ou plusieurs paramètres

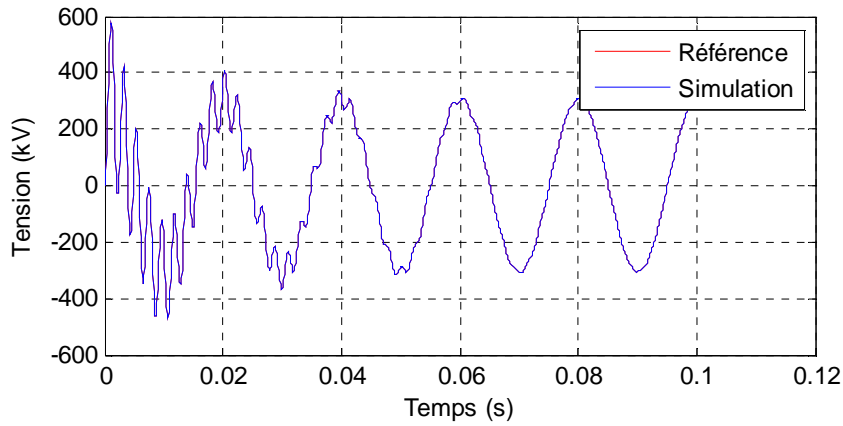
III.1.2.1 Vitesse de convergence et erreur obtenue

L'identification de paramètres est basée sur la méthodologie illustrée sur la Figure I-5. Les paramètres variables de l'étude sont : la résistance et l'inductance de l'alternateur, la capacité, et l'angle au moment de la mise sous tension. Les incertitudes autour des paramètres variables sont identiques à celles définies au paragraphe §III.1.1.2. Les paramètres de l'algorithme génétique [HOU-95] sont les suivants : un nombre de populations fixé à 10 et un nombre de générations de 500.

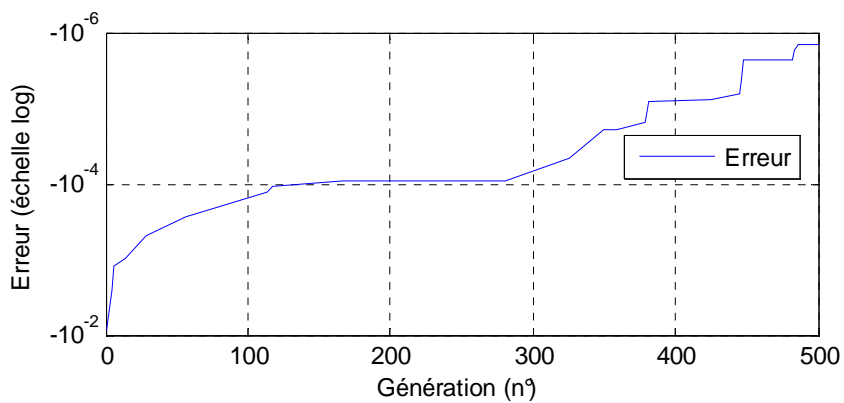
Dans un premier temps, afin d'implémenter et de valider la méthodologie d'identification, une simple recherche d'identification d'un seul paramètre a été réalisée. Le cas de référence est le signal de tension représenté sur la Figure I-3 avec les données présentées dans le Tableau I-2. La comparaison est réalisée sur une fenêtre incluant le transitoire et le début du régime permanent. Ce qui représente 100 ms de signal et par conséquent 1000 points de comparaison selon une fréquence d'échantillonnage de 10 kHz.

L'identification dure une dizaine de secondes. A titre d'exemple, pour la recherche de la capacité, la simulation converge avec succès car l'erreur est inférieure à $-1^{\circ}-3$ après les 100 premières

génération. La Figure I-8.a permet de voir le signal de référence (en bleu) et le signal obtenu après l'identification (en rouge) ainsi que la convergence du critère d'erreur en fonction du nombre de générations (Figure I-8.b).



a) Cas de référence et résultat après l'identification



b) Convergence du critère d'erreur

Figure I-8. Résultat de l'identification d'un seul paramètre variable

Les signaux obtenus sont superposables et l'erreur obtenue est égale à $-1,45 \cdot 10^{-6}$.

Dans un deuxième temps, la même méthodologie d'étude est appliquée dans le cadre de la recherche de quatre paramètres variables. L'angle de la tension au moment de la mise sous tension ψ , la fréquence de résonance ω_0 et l'amortissement du signal λ sont obtenus avec une grande précision, comme nous pouvons le voir dans le Tableau I-4 et le Tableau I-5.

Nom des paramètres variables	Valeurs du cas de référence	Borne inférieure	Borne supérieure	Résultats obtenus (Erreur %)
Capacité (µF)	0,55	0,52	0,58	0,58 (5%)
Inductance (mH)	140	119	161	129,2 (8%)
Résistance (Ω)	22	2	42	20,83 (5%)
Angle au moment de l'enclenchement (rad)	0	$-\pi/10$	$\pi/10$	0 (0%)

Tableau I-4 Données du cas de référence, plages de variation des paramètres variables et résultats

Constantes	ω_0 (rad·s ⁻¹)	λ (s ⁻¹)
Case de référence	2950	54
Résultats de l'identification	2950	54

Tableau I-5 Constantes du cas de référence de l'étude / Résultats de l'identification

Toutefois, malgré une superposition parfaite des signaux de référence et identifié, la résistance, l'inductance de l'alternateur et la capacité sont différentes du cas de référence. L'identification à 4 paramètres sur le signal de courant conduit à la même remarque.

Compte tenu de l'impossibilité d'identifier les paramètres variables lors d'une simple identification, une nouvelle stratégie doit être trouvée.

III.1.2.2 Nouvelle stratégie pour l'identification de paramètres

Lorsque le régime permanent (après le transitoire) est atteint, les termes exponentiels (en $\exp(-\lambda t)$) des équations (I-5) et (I-7) disparaissent. Les équations décrivant la tension et le courant en fonction du temps deviennent :

$$u(t) = \frac{(E\sqrt{2})}{Z} \times \frac{1}{C \cdot \omega} [\cos(\omega \cdot t + \psi)] \text{ et } i(t) = \frac{(E\sqrt{2})}{Z} \left[\cos(\omega \cdot t + \psi + \frac{\pi}{2}) \right] \quad (\text{I-10})$$

Prenant en compte un déphasage de $\pi/2$ entre les signaux en courant et tension, et utilisant le ratio I/U , la valeur de la capacité de la ligne peut être obtenue.

Il est important d'attendre que le régime transitoire soit terminé pour réaliser ce calcul (a minima il faut attendre que les 100 premières millisecondes se soient écoulées). La valeur trouvée pour la capacité est égale à 0,55 µF. Grâce à l'identification de $\omega_0 = 469,5$ Hz et de l'équation (I-2), on trouve $L_{\text{alternateur}} = 140$ mH. Puis grâce à l'identification de λ et à l'équation (I-2), on remonte à la valeur de $R_{\text{alternateur}} = 22 \Omega$.

A présent, une méthodologie d'identification de paramètres est établie. Afin de valider les outils d'identification, nous utilisons le logiciel EMTP-RV pour générer le signal de référence.

III.1.3. Application de la méthodologie sur un fichier de simulation issu d'EMTP-RV

Dans cette partie, le cas de référence monophasé est généré à l'aide du logiciel de simulation EMTP-RV [MAH-05]. Les données du cas de référence et les résultats obtenus par identification selon la méthode présentée dans la Figure I-5 sont exposés dans le Tableau I-6.

Nom des paramètres variables	Valeurs du cas de référence	Borne inférieure	Borne supérieure	Résultats obtenus (Erreur %)
Capacité (μF)	0,55	0,52	0,58	0,53 (4%)
Inductance (mH)	140	119	161	147,5 (5%)
Résistance (Ω)	22	2	42	22,84 (4%)
Angle au moment de l'enclenchement (rad)	0	$-\pi/10$	$\pi/10$	0 (0%)

Tableau I-6 Données du cas de référence, plages de variation des paramètres variables et résultats

Les résultats obtenus après une seule identification montrent encore une fois qu'il n'est pas possible de trouver parfaitement les paramètres suivants : résistance, inductance et capacité. Néanmoins, les paramètres ω_0 et λ obtenus après l'identification sont ceux du cas de référence (Tableau I-7).

Constantes	ω_0 ($\text{rad}\cdot\text{s}^{-1}$)	λ (s^{-1})
Case de référence	2950	54
Résultats de l'identification	2950	54

Tableau I-7 Constantes du cas de référence de l'étude / Résultats de l'identification

La capacité est déterminée à l'aide du ratio I/U (méthodologie définie précédemment). Celle-ci est donc trouvée égale à $0,55 \mu\text{F}$. Grâce à l'identification de $\omega_0 = 469,5 \text{ Hz}$, on trouve $L_{\text{alternateur}} = 140 \text{ mH}$ et grâce à l'identification de λ , on remonte à la valeur de $R_{\text{alternateur}} = 22 \Omega$.

Le but est atteint car l'identification des constantes de l'étude ainsi que le calcul des paramètres variables permettent de trouver toutes les valeurs de référence.

La méthodologie sur laquelle repose le modèle analytique est donc validée compte tenu des résultats obtenus.

III.2. Identification des paramètres en fréquentiel

III.2.1. Utilisation de techniques issues du traitement du signal

Afin de déterminer plus précisément les paramètres variables du modèle, une méthode utilisant les techniques du traitement du signal est proposée dans cette partie. Elle reprend des travaux

du projet de fin d'études de [AYR-10] auquel j'ai participé à l'encadrement. Les signaux de tension et de courant obtenus durant la mise sous tension de la ligne contiennent beaucoup d'harmoniques. C'est pourquoi, les outils basés sur les techniques du traitement du signal peuvent aider à déterminer les paramètres du modèle. Les signaux temporels sont générés par le modèle mathématique développé au paragraphe §II.2.1. Les données des paramètres sont énoncées dans le Tableau I-2.

III.2.2. Identification des paramètres

III.2.2.1 Pré traitement des signaux

Tout d'abord, il est nécessaire de déterminer la fréquence du signal fondamental pour deux raisons. La première raison est d'obtenir précisément la valeur de la capacité déterminée grâce au ratio I/U . La seconde raison est de soustraire par la suite de l'étude, la composante du fondamental aux signaux, pour ne garder que la composante haute fréquence (ω_0). A ce titre, il est nécessaire de préciser que la fréquence du groupe source n'est pas précisément égale à 50 Hz, mais avoisine cette valeur.

En effet, la suppression de la composante fondamentale du signal permet d'améliorer la caractérisation du transitoire.

Nous présentons deux possibilités pour remplir notre objectif : l'utilisation d'un filtre ou l'utilisation de la soustraction. Le type de filtre utilisé est un passe-haut « butterworth » qui a une fréquence de coupure fixé à 300 Hz. Les signaux de tension non filtré et filtré sont illustrés sur la Figure I-9.

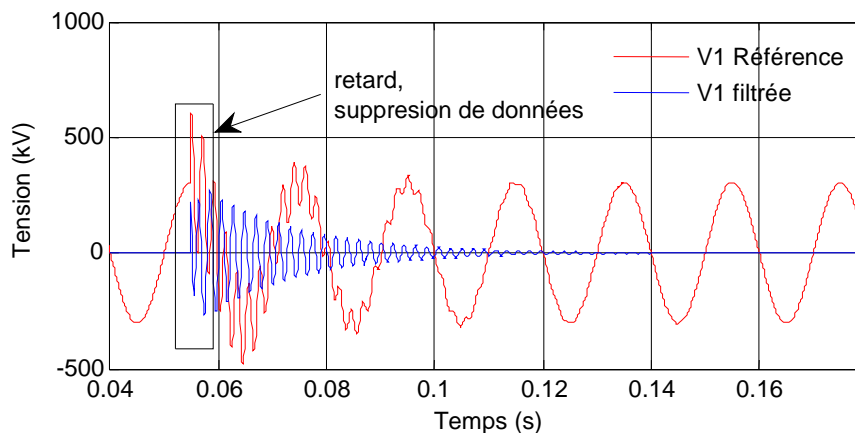


Figure I-9. Signal de tension filtrée

La composante du fondamental (proche de 50 Hz) est ainsi complètement supprimée, mais les inconvénients de l'utilisation d'un filtre sont le retard qu'il introduit et les données supprimées, comme on peut le voir sur les deux premières périodes (ω_0) du signal (Figure I-9). La méthode de soustraction permet de supprimer parfaitement la composante fondamentale du signal et d'éviter le retard introduit par le filtre, c'est donc cette méthode qui sera retenue par la suite. Notons que le signal

correspondant au fondamental est trouvé grâce à l'utilisation de l'optimisation sur quelques périodes du régime permanent. Par cette méthode, le transitoire du signal est parfaitement isolé.

La partie suivante présente la méthode et les résultats obtenus pour l'estimation des paramètres.

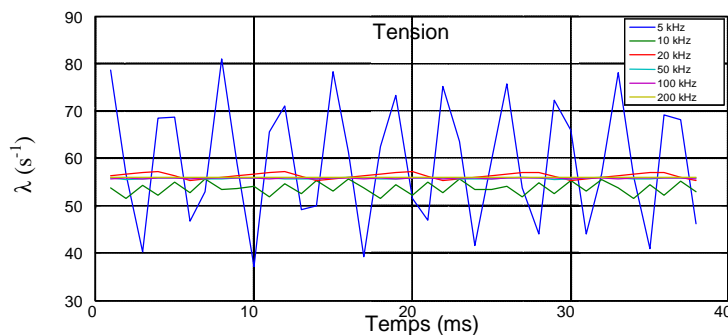
III.2.2.2 Résultats obtenus

Nous pouvons dès à présent évaluer la fréquence de résonance du signal. Le spectre du signal est calculé grâce à la méthode de Welch [WEL-67]. Avec un signal de fréquence d'échantillonnage de 10 kHz, la précision obtenue est de l'ordre de grandeur du Hertz. Afin d'améliorer artificiellement cette précision d'un rapport 10, une interpolation en fréquence est réalisée (ajout d'un signal nul de même longueur avant et après le transitoire). Le calcul de la fréquence de résonance est 469,5 Hz et sa précision est améliorée. La valeur de l'inductance est obtenue grâce à la méthodologie définie précédemment, en utilisant la connaissance de la fréquence de résonance et la valeur de la capacité calculée avec le ratio I/U.

La détermination de l'amortissement du signal est nécessaire afin d'obtenir la valeur de la résistance. Dans un premier temps, le signal est redressé : c'est à dire que nous isolons les valeurs absolues du signal. Puis, la valeur du point maximum en amplitude du signal est trouvée et stockée. Ensuite, le prochain maximum est déterminé pour la prochaine demi-période de ω_0 . De manière itérative, chaque point maximum de la demi-période est obtenu. L'équation (I-11) de cette courbe est représentée ci-dessous, où « A » représente l'amplitude du signal et λ est le facteur d'amortissement.

$$E(t) = A.e^{-\lambda.t} \quad (\text{I-11})$$

Pour déterminer le facteur d'amortissement, le logarithme du signal est calculé point par point. L'amortissement trouvé est de $52 \text{ (s}^{-1}\text{)}$, l'erreur est donc de 4% par rapport au cas de référence. Pour améliorer ce résultat, le signal de référence doit avoir une fréquence d'échantillonnage supérieure à 10 kHz. Les résultats obtenus avec d'autres valeurs de fréquence d'échantillonnage sont présentés dans la Figure I-10 sur les signaux de tension et de courant.



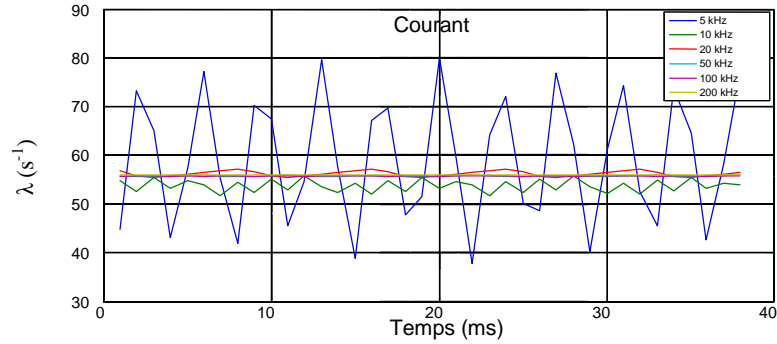


Figure I-10. Détermination de l'amortissement en fonction de la fréquence d'échantillonnage

La résistance peut être précisément calculée si l'amortissement est calculé correctement. Conformément aux figures précédentes, pour une fréquence d'échantillonnage supérieure ou égale à 20 kHz, la détermination des paramètres est très précise.

IV. Conclusion

L'identification de paramètres apparaît essentielle afin de valider des études de surtension à partir de données d'essai. Les méthodologies développées [CAV-11] concernent uniquement le cas d'une ligne courte monophasée. Une méthode d'identification utilisant un algorithme génétique et une méthode utilisant les techniques du traitement du signal sont présentées dans ce chapitre. Deux approches méthodologiques sont développées afin d'identifier les paramètres variables de l'étude. On s'aperçoit que l'augmentation de la fréquence d'échantillonnage améliore la précision des paramètres à identifier.

La comparaison entre un signal de référence obtenu par la simulation, permet de comprendre la sensibilité des paramètres des équations analytiques.

L'utilisation de ces outils dans l'analyse de données d'essai issues d'un cas réel d'enclenchement de ligne apparaît possible pour améliorer la modélisation et la compréhension des phénomènes physiques intervenant dans les transitoires.

Chapitre II : Validation de l'identification de paramètres sur des données d'essai

Ce chapitre clôture la partie 1 de ce manuscrit. Après avoir réalisé une première étude théorique sur l'identification de paramètres lors de l'enclenchement de ligne, il est désormais nécessaire de confronter la méthodologie établie à des mesures réelles. Bien que la méthode porte sur le cas d'une ligne courte monophasée, nous allons l'appliquer à un enclenchement de ligne courte triphasée.

Ce chapitre est constitué de deux parties et d'une conclusion. La première partie présente le cas d'étude retenu et ses principales caractéristiques électrotechniques au niveau de la modélisation. Une présentation des signaux d'enregistrement de tensions et courants est réalisée afin de montrer les différents phénomènes intervenant lors de l'enclenchement d'une ligne électrique.

La deuxième partie porte sur l'application des méthodologies d'identification de paramètres sur le cas de l'enclenchement de ligne retenue. Une première méthode faisant appel à l'optimisation est présentée puis une autre méthode faisant appel aux techniques du traitement du signal est exposée.

Une conclusion permet de faire une synthèse de l'étude réalisée et de présenter les intérêts et les limites des méthodes et de la modélisation.

I. Présentation du cas d'étude

I.1. Contexte du cas d'étude retenu

I.1.1. Caractéristiques de la file

Le scénario de renvoi de tension étudié concerne les CNPE (Centre Nucléaire de Production d'Electricité) de Cruas et de Tricastin. Ce renvoi de tension consiste au final à la réalimentation depuis Cruas de certains auxiliaires (notamment des pompes permettant le refroidissement du cœur d'un réacteur nucléaire) de Tricastin.

Avant la réalimentation de ces auxiliaires, une connexion via un réseau électrique est réalisée entre ces deux entités. La constitution de ce réseau isolé nécessite l'enclenchement de lignes électriques constituant la « file de renvoi de tension ». Dans le cas précis de notre étude, une ligne de 2,5 km est enclenchée entre le CNPE de Cruas et le poste de distribution électrique de Coulange puis une ligne de 45,5 km est mise sous tension depuis Coulange vers le CNPE de Tricastin.

Il s'ensuit l'enclenchement d'autotransformateurs d'une puissance totale de 1071 MVA (3×357 MVA) puis d'un tronçon de ligne de quelques centaines de mètres et enfin l'enclenchement d'un ensemble : Transformateur Principal (TP) et Transformateur de Soutirage (TS) de puissances respectives 1080 MVA et 58 MVA.

La Figure II-1 illustre de manière schématique les principaux dispositifs présents sur ce réseau isolé de renvoi de tension. Au niveau du groupe source, la tension est réglée à 90% de la tension nominale afin de limiter au maximum les effets néfastes de surtensions harmoniques pouvant apparaître lors de l'enclenchement des transformateurs [ADI-92], [ADI-05]. Les enclenchements (de lignes ou de transformateurs) sont réalisés par l'intermédiaire de disjoncteurs [DUF-01], schématisés par des interrupteurs ouverts sur la Figure II-1.

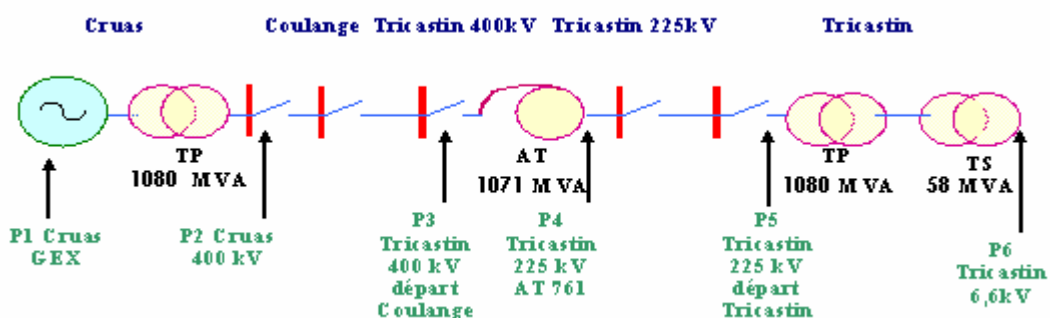


Figure II-1. Vue schématique du renvoi de tension entre les CNPE de Cruas et de Tricastin

Dans cette étude, nous ne nous intéressons qu'aux enclenchements de ligne. La Figure II-2 présente la file sans les transformateurs à enclencher. Nous nous focalisons que sur l'étude de

l'enclenchement du tronçon de ligne : Coulange-Tricastin (45,5 km) sachant que le tronçon Cruas-Coulange (2,5 km) est déjà enclenché. Cette hypothèse simplificatrice fait l'objet de l'étude développée dans le paragraphe §I.2.

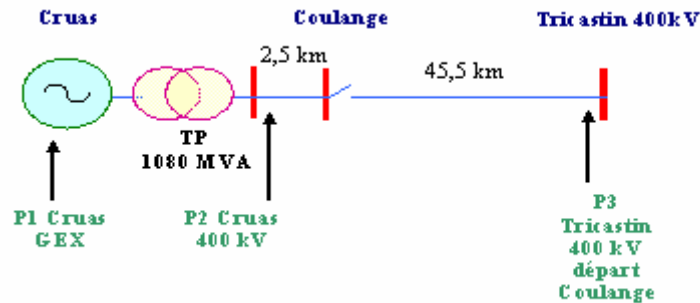


Figure II-2. Vue schématique de l'enclenchement de ligne

Le réseau est constitué d'un alternateur de 1211 MVA, d'un transformateur principal de 1080 MVA et de tronçons de lignes électriques très haute tension (400 kV) d'une longueur totale de 48 km.

Conformément à ce qui était énoncé dans le chapitre I, l'alternateur est modélisé par une source de tension parfaite en série avec sa résistance et inductance subtransitoire. Le transformateur (sous tension) est modélisé par une résistance en série avec une inductance. La ligne (courte) est modélisée par une capacité. La Figure II-3 et le Tableau II-1 ci-dessous, illustrent les grandeurs du réseau. Nous reprendrons les mêmes plages d'incertitudes que celles définies au chapitre I pour les paramètres variables de la modélisation.

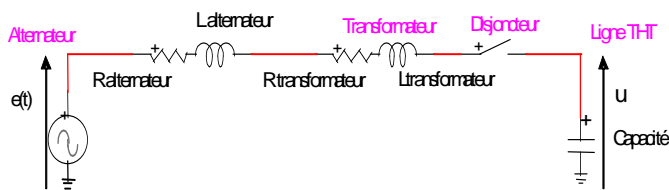


Figure II-3. Modélisation avec une ligne courte

	Unités	Valeurs
E	V	215640
L alternateur	mH	140
R alternateur	Ω	22
L transformateur	mH	69
R transformateur	Ω	0,75
Capacité	μF	0,55

Tableau II-1 Données électriques

I.1.2. Mesures réalisées

I.1.2.1 Présentation des signaux

Comme nous pouvons le voir sur la Figure II-2, des mesures de tension et courant sont réalisées sur la file de renvoi. Au niveau du poste source (noté P1), ce sont essentiellement les paramètres de régulation en tension et en vitesse qui sont mesurés. Pour l'essai spécifique étudié, seul

les paramètres « tension stator » et la « fréquence » sont disponibles. Au niveau du poste 2 (noté P2) à Cruas, la tension côté 400 kV et le courant sont mesurés via respectivement des transformateurs de tension et de courant [DUP-90]. Le paragraphe suivant montrera la précision de ces appareils de mesure. Afin de capturer le maximum d'information lors des transitoires tout en réalisant un compromis au niveau de la taille des fichiers d'enregistrement, la fréquence d'échantillonnage retenue pour l'essai était de 10 kHz. Une mesure des tensions et des courants est aussi présente au poste de Tricastin (noté P3). Cependant dans ce cas précis d'enclenchement de ligne, comme aucune charge n'est présente en bout de ligne, un courant nul sera mesuré en P3.

La Figure II-4 présente les signaux de tensions mesurés en P2, lors de l'enclenchement de la ligne Coulange-Tricastin.

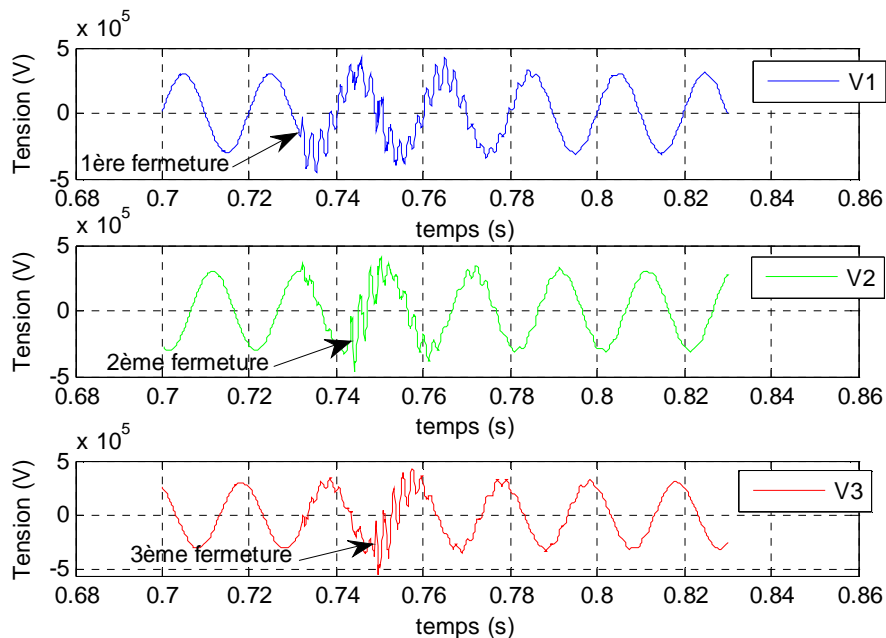


Figure II-4. Tensions simples mesurées en P2 lors de l'enclenchement de ligne

Tout d'abord, avant les perturbations consécutives à l'enclenchement de la ligne, nous voyons que les signaux ne sont pas complètement lisses, il existe un certain niveau de bruit sur la mesure.

Une première perturbation (notée 1^{ère} fermeture sur la Figure II-4) apparaît sur la phase 1 à cause de la fermeture du premier pôle du disjoncteur. Il s'ensuit un transitoire sur la phase 2 (fermeture du pôle de disjoncteur de la phase 2) qui se ferme quelques millisecondes après le premier, puis intervient la fermeture du troisième pôle sur la phase 3.

Ces différents instants de fermeture des pôles du disjoncteur sont aussi visibles sur la Figure II-5, où sont présentés les courants des circuits de protection enregistrés lors de l'enclenchement de la ligne. En effet, lors de la fermeture de chaque pôle du disjoncteur, un pic de courant apparaît, suite à l'arc électrique créé entre les contacts mécaniques du système de fermeture. C'est en se basant sur

l'analyse des courants que les instants de fermeture sont généralement déterminés dans les études de renvois de tension avec une incertitude estimée en général à 1 ms [MAR-07].

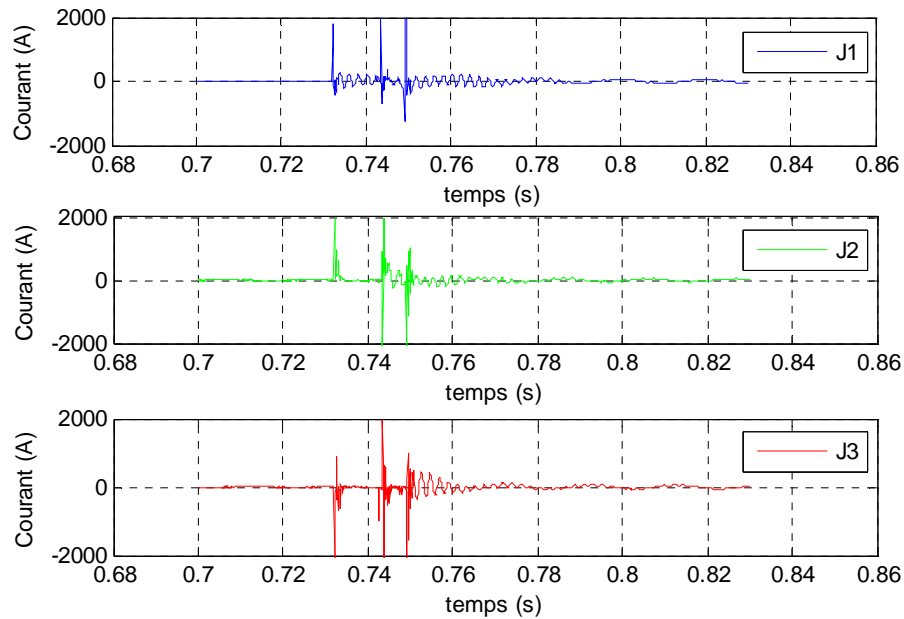


Figure II-5. Courants simples mesurés en P2 lors de l'enclenchement de la ligne

Les tensions (Figure II-4), présentent à première vue, des transitoires plus riches en harmoniques que les courants. Si l'on se restreint à cette notion, il semble plus intéressant d'utiliser les tensions pour notre future étude d'identification de paramètres que les courants. Entre chaque fermeture de pôle de disjoncteur, chaque phase peut subir les conséquences (surtensions par exemple) d'une autre phase étant donné que ces phases sont couplées (couplages au niveau des enroulements du transformateur, ...). Ces remarques seront constructives quant à l'établissement des comparaisons essais/simulations que nous réaliserons dans le paragraphe §II.

I.1.2.2 Les incertitudes

L'utilisation d'appareils de mesure : transformateurs de tension et de courant (évoqués dans le §I.1.2.1) est indispensable pour la réalisation des études de comparaison essais/simulations. Afin d'établir des comparaisons qui soient pertinentes, le signal de mesure doit être le plus précis possible.

Au niveau de la mesure en tension, le signal mesuré est du même ordre de grandeur que celui du régime nominal. En effet, la tension imposée au niveau de la source (explicitée au chapitre I) est généralement réduite à 0,9 Usn. Selon la note technique [EDF-78] et compte tenu de la classe de précision des transformateurs de mesure utilisés, l'erreur commise sur la mesure de tension est de $\pm 0,5\%$.

Le courant nominal du transformateur de mesure est de 3000 A (noté I_N). Dans notre étude, l'ordre de grandeur des courants capacitifs en régime permanent lorsque le tronçon de ligne est enclenché est de 50 A. Cette valeur est inférieure à 2% I_N . En reportant cette valeur sur la Figure II-6, nous nous apercevons que nous sommes en dehors du diagramme. L'erreur commise est donc au minimum de 2% mais nous ne sommes pas en mesure de l'estimer précisément. De plus, les appareils de mesure de courants sont généralement utilisés pour des courants assignés s'échelonnant de quelques centaines à quelques milliers d'ampères.

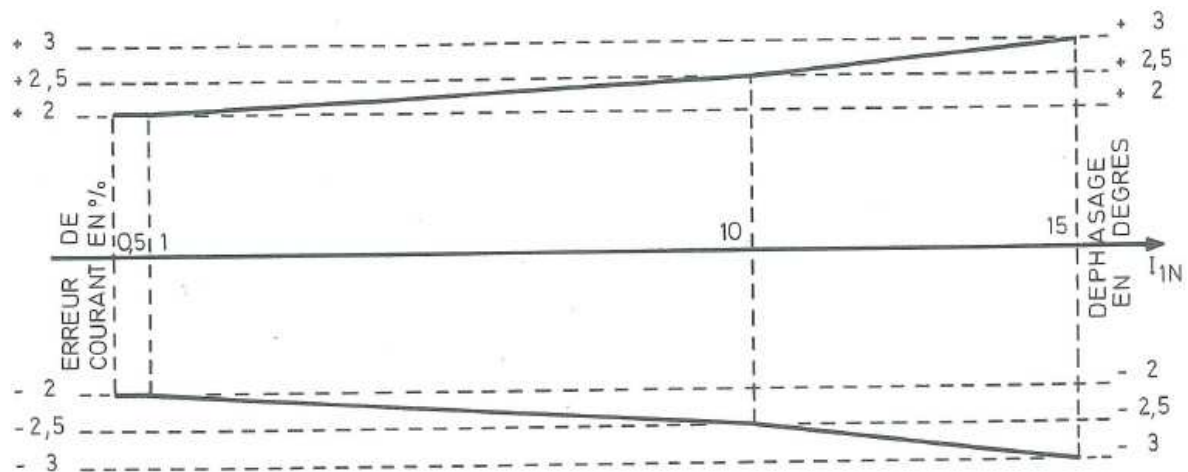


Figure II-6. Limite d'erreur sur un transformateur de courant des circuits de protection

La précision sur la mesure semble donc bien plus grande sur la mesure des tensions que sur la mesure des courants. De plus, le bruit vient polluer la mesure. La mesure des courants est plus particulièrement impactée de part sa faible valeur en régime permanent par rapport au signal de tension.

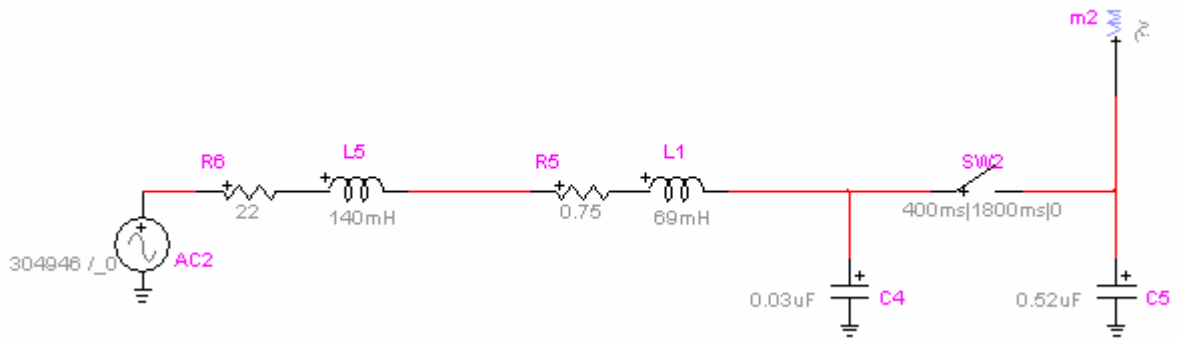
Cette analyse montre, que l'utilisation de la mesure des tensions, comme référence de comparaison pour l'étude d'identification de paramètres, est plus adaptée que la mesure des courants.

I.2. Validation d'une hypothèse d'étude

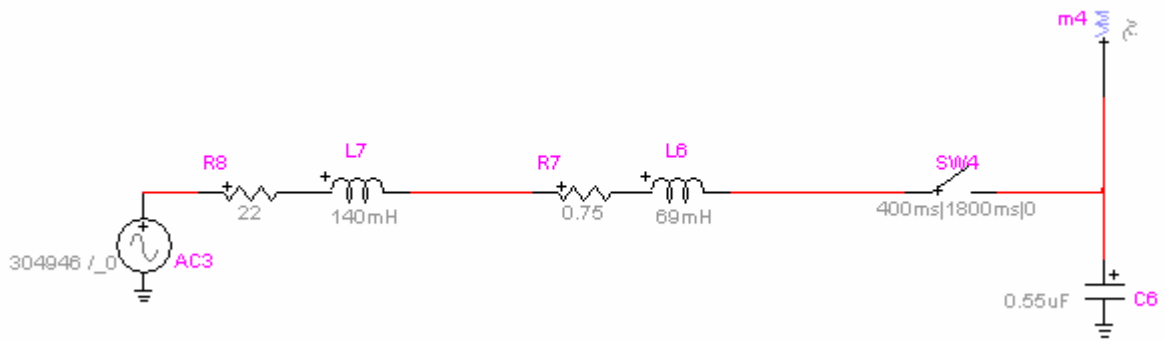
L'objectif de cette partie est de valider l'hypothèse que l'enclenchement du tronçon de ligne Coulange-Tricastin sachant que le tronçon Cruas-Coulange est déjà sous tension (Cas 1), revient à enclencher le tronçon de ligne Cruas-Tricastin (Cas 2). Une simulation est réalisée sous le logiciel EMTP-RV, le signal de tension lors de l'enclenchement de la ligne sera notre élément de comparaison.

Les paramètres représentatifs du réseau électrique sont identiques à ceux présentés dans le Tableau II-1. Seul le paramètre capacitif modélisant la ligne va avoir des valeurs différentes de celle énoncée dans ce tableau de part l'hypothèse d'étude. Pour le cas 1, la valeur de la capacité déjà enclenchée est de $0,03\mu\text{F}$, la capacité que l'on enclenche vaut $0,52\mu\text{F}$. Ces valeurs de capacités proviennent de données RTE [RTE-06]. Dans le cas 2, la capacité que l'on enclenche vaut $0,55\mu\text{F}$,

c'est la somme des deux capacités du cas 1. La Figure II-7.a et la Figure II-7.b illustrent respectivement la modélisation du réseau électrique pour le cas 1 et le cas 2.



a) Cas 1



b) Cas 2

Figure II-7. Modélisation de l'enclenchement de ligne sous EMTP-RV selon les hypothèses retenues

Le signal de tension mesuré lors de l'enclenchement des capacités est présenté sur la Figure II-8, avec le cas 1 (en rouge) et le cas 2 (en bleu). A première vue, les signaux semblent superposés.

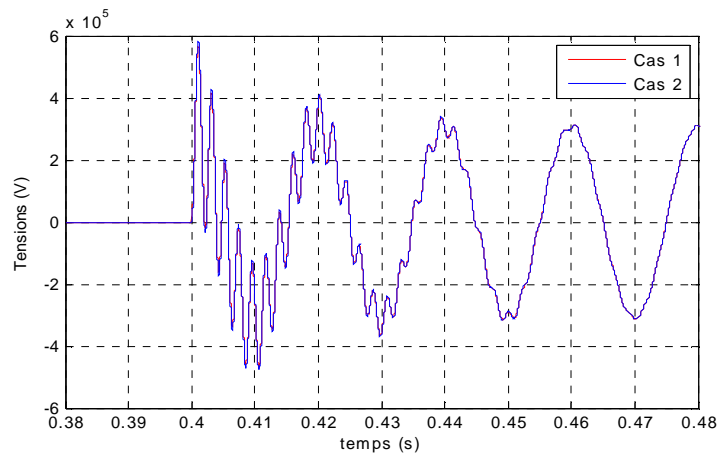


Figure II-8. Allures temporelles des tensions simulées pour les deux modélisations retenues

La Figure II-9 est un zoom des premières périodes du signal de la Figure II-8. Les signaux possèdent la même fréquence propre car le maximum et le minimum sur les harmoniques du signal sont en phase. Les signaux diffèrent tout de même au niveau des amplitudes qui ne sont pas strictement identiques. Grâce à l'équation (I-8), nous pouvons calculer l'écart entre les deux signaux, il est de $-1,4^{\circ}2$. Ce dernier est relativement faible en comparaison de l'écart qu'il existe pour une variation des paramètres mal connus comme par exemple la capacité ($-2,4^{\circ}1$).

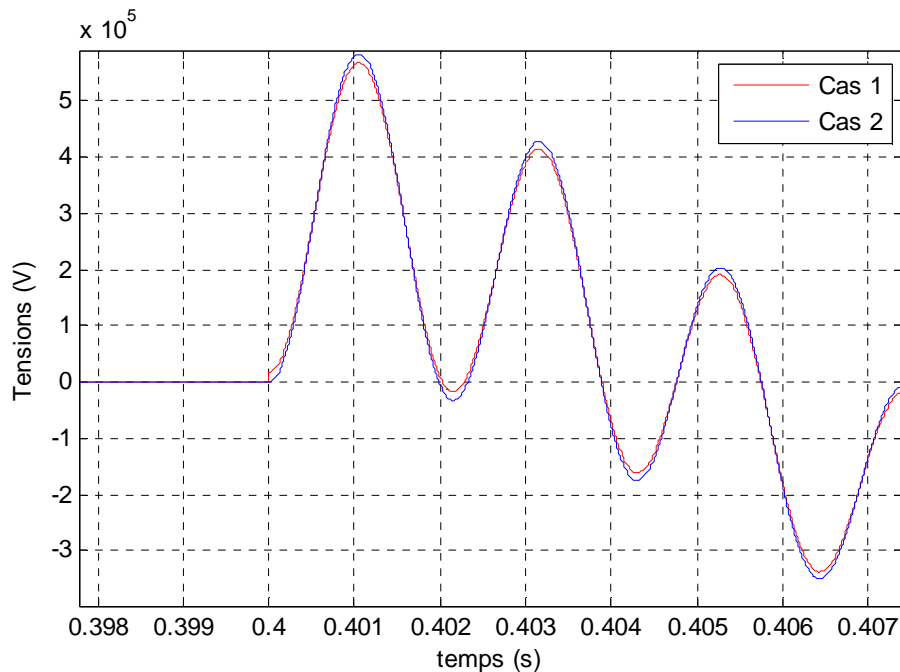


Figure II-9. Zoom sur les premières périodes du signal des cas 1 et 2

Compte tenu de cette analyse, l'hypothèse simplificatrice énoncée en début de ce paragraphe est validée.

I.3. Conclusion

La présentation du cas d'étude d'enclenchement de ligne lors du renvoi de tension de Cruas vers Tricastin montre notamment que les signaux de tension sont mesurés avec précision. Après la validation d'une hypothèse d'étude reposant sur de la simulation numérique, il est proposé d'étudier cet enclenchement de ligne afin d'identifier plus précisément certains paramètres de la modélisation à l'aide d'une modélisation très simplifiée de la ligne. En effet, les paramètres de l'alternateur et de la ligne ne sont pas connus avec précision, l'identification sur un signal réel est mise en avant pour tenter d'apporter des solutions pertinentes quant à la valeur de ces paramètres et sur la compréhension des phénomènes physiques.

II. Validation expérimentale de l'identification de paramètres sur un enclenchement de ligne

II.1. Identification de paramètres grâce à l'optimisation

II.1.1. Description de la méthodologie

Dans cette partie, nous utiliserons la méthode d'identification de paramètres s'appuyant sur l'optimisation, telle qu'elle a été définie dans la troisième partie du chapitre I. Nous chercherons à identifier quatre paramètres de l'étude qui sont mal connus. Il s'agit de la résistance et de l'inductance de l'alternateur, la capacité de ligne et l'instant d'enclenchement lors de la mise sous tension de la ligne. Les plages d'incertitudes prises pour ces paramètres variables sont celles exposées dans le chapitre I et illustrées dans le Tableau II-2. La fréquence d'échantillonnage des signaux d'essais est de 10 kHz.

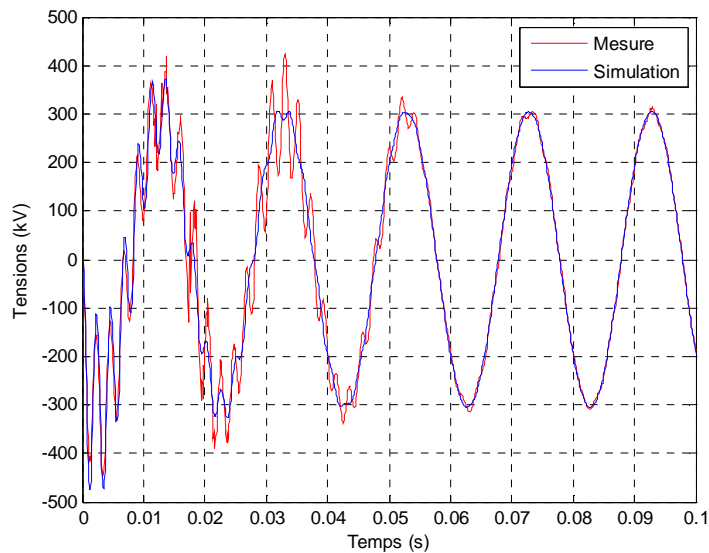
Noms des paramètres variables	Incertitudes par rapport au cas de référence	Noms des paramètres variables	Borne inférieure	Borne supérieure
Capacité	±% 5	Capacité (µF)	0,52	0,58
Inductance	±% 15	Inductance (mH)	119	161
Résistance	±% 90	Résistance (Ω)	2	42
Angle au moment de l'enclenchement	±% 1ms ou ± π/10 rad	Angle au moment de l'enclenchement (rad)	-π/10	π/10

Tableau II-2 Données du cas de référence et plages d'incertitudes des paramètres variables

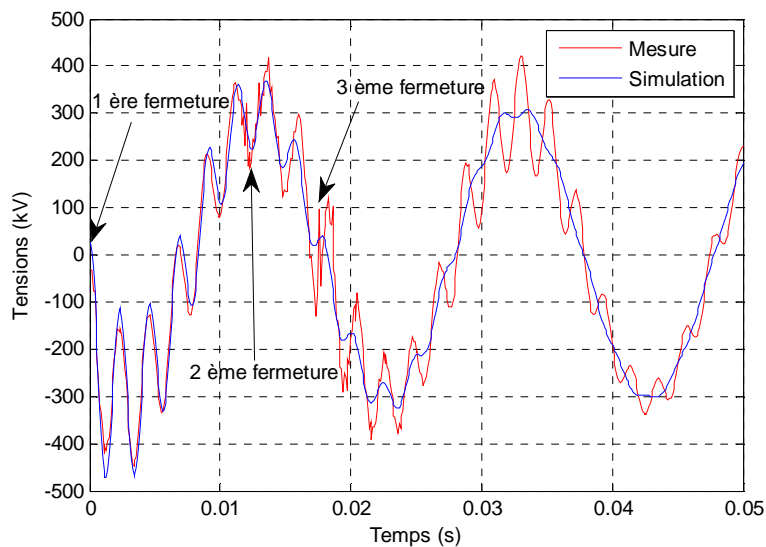
Le signal de référence comparé est le signal de tension mesuré sur la première phase. Ce choix provient d'une mesure précise du signal de tension (explicitée au paragraphe §I.1.2.2) ainsi que du fait que le transitoire est visible en premier sur la phase 1. Le choix de la fenêtre de comparaison est fixé à 100 ms, de manière à ne garder que la partie transitoire du signal.

II.1.2. Analyses suite à l'identification

Les résultats de l'identification sont présentés sur la Figure II-10.a. La Figure II-10.b est un zoom des cinquante premières millisecondes du signal en tension. La fréquence de résonance semble bien déterminée sur les dix premières millisecondes de la première période du signal de par une bonne superposition du signal mesuré et du signal simulé.



a) Tensions mesurées et simulées



b) Zoom de la figure a (50ms)

Figure II-10. Comparaison entre la tension mesurée et simulée (résultat de l'identification de paramètres) sur la phase 1

Nous voyons une évaluation correcte de l'amplitude et de l'amortissement des signaux pour les dix premières millisecondes (entre la 1^{ère} et la 2^{ème} fermeture de pôle de disjoncteur). Les instants de fermeture des pôles de disjoncteur ont lieu à : 0 ms, 11 ms et 17 ms.

Après la fermeture du deuxième pôle, les signaux ne sont pas corrélés. Le problème provient vraisemblablement du couplage existant entre les autres phases voire les autres lignes du réseau et la valeur spécifique de la capacité de chaque phase.

Il apparaît suite à cette étude où la fréquence de résonance varie sur chacune des phases, que le simple modèle mathématique appliqué sur des signaux bruts issus d'un réseau triphasé n'est pas adapté.

II.1.3. Améliorations proposées

La méthodologie adoptée pour utiliser le modèle analytique sur des signaux d'essais consiste tout d'abord à retravailler le signal réel. Un nouveau signal de référence est par conséquent élaboré. Celui-ci provient toujours du même enclenchement de ligne, mais il s'agit maintenant du signal sur la phase 3. En effet, le troisième pôle du disjoncteur qui se ferme est sur cette phase, ce qui permet d'éliminer les problèmes de variation de la fréquence de résonance due aux couplages capacitifs entre phases.

Afin d'éliminer les effets des autres phases polluant la phase 3, une suppression de la composante homopolaire est effectuée. Par définition, la composante homopolaire est la somme des contributions de chaque phase, le tout divisé par 3 [SAB-07]. La Figure II-11 et la Figure II-12 illustrent les résultats de l'identification de paramètres sur respectivement le signal complet de la phase 3 et le signal sans sa composante homopolaire. Seules les 60 premières millisecondes des signaux sont comparées. Par la suite, la sensibilité de ce paramètre comparatif sera étudiée afin de voir l'impact sur les résultats d'identification.

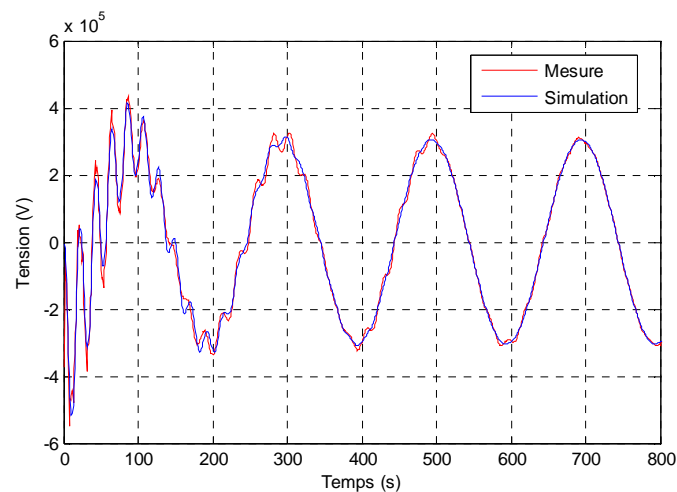


Figure II-11. Comparaison entre la tension mesurée (signal complet) et simulée (résultat de l'identification des paramètres) sur la phase 3

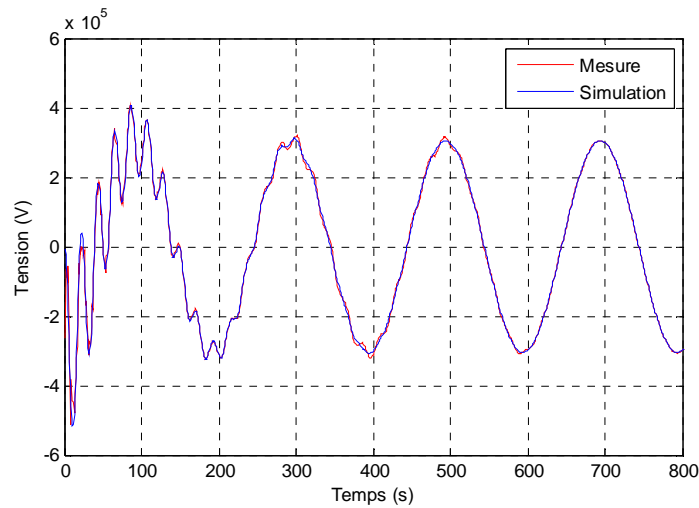


Figure II-12. Comparaison entre la tension mesurée (signal sans la composante homopolaire) et simulée (résultat de l'identification des paramètres) sur la phase 3

A première vue, la meilleure superposition est obtenue pour l'identification où le signal mesuré est celui sans sa composante homopolaire. Le Tableau II-3 ci-dessous permet de chiffrer cet écart ainsi que l'écart pour différents intervalles de comparaison. Les résultats provenant du signal complet sont en bleu et ceux sans la composante homopolaire en rouge.

Intervalle de temps (ms)	Fréquence de résonance (Hz)	ω_0 (rd.s ⁻¹)	λ (s ⁻¹)	ψ (rad)	Erreur
1 à 10	471	2959	77,75	0,4* π	-0,193
1 à 10	469	2946	122	0,4* π	-0,165
1 à 30	471	2957	105	0,4* π	-0,155
1 à 30	469	2948	113	0,4* π	-0,104
1 à 60	470	2953	105	0,4* π	-0,122
1 à 60	469	2946	111	0,4* π	-0,081

Tableau II-3 Résultats d'identification basée sur différents intervalles de temps

Pour chaque intervalle de comparaison, l'erreur trouvée (définie au chapitre I) entre la mesure et la simulation apparaît toujours plus petite dans le cas sans la composante homopolaire que le cas du signal complet.

L'instant d'enclenchement de la ligne est parfaitement identifié. La fréquence de résonance identifiée (cas sans la composante homopolaire) est la même que la valeur théorique (469 Hz). Concernant l'amortissement du signal, il est différent par rapport à la valeur théorique (54 s⁻¹) pour chaque intervalle de comparaison. La résistance sera donc différente du cas théorique. En utilisant la méthodologie développée dans le chapitre I (au paragraphe §III.1.2.2), grâce à la connaissance de ω_0 et λ ainsi que du ratio I/U, nous pouvons déterminer la valeur de la capacité équivalente du tronçon de ligne.

Cependant, conformément à ce que nous avons pu voir au paragraphe §I.1.2.2, l'utilisation du signal de courant peut introduire quelques incertitudes supplémentaires quant à la détermination des paramètres variables de l'étude. En effet, la mesure de courant n'est pas très précise de par le peu de courant transitant sur la ligne et la mesure pas adaptée à ce niveau de courant.

La Figure II-13 montre le niveau de courant crête que l'on peut mesurer sur chacune des phases au poste P2 en régime permanent après que la ligne soit enclenchée. Les valeurs crêtes relevées sont de 55 A, 50 A et 56 A crête respectivement pour les phases 1, 2 et 3. Les tensions (pas illustrées) sont elles, bien équilibrées et d'amplitude maximale identique. Etant donné ces valeurs différentes des courants mesurés, les capacités calculées grâce au ratio I/U pour chaque phase seront différentes.

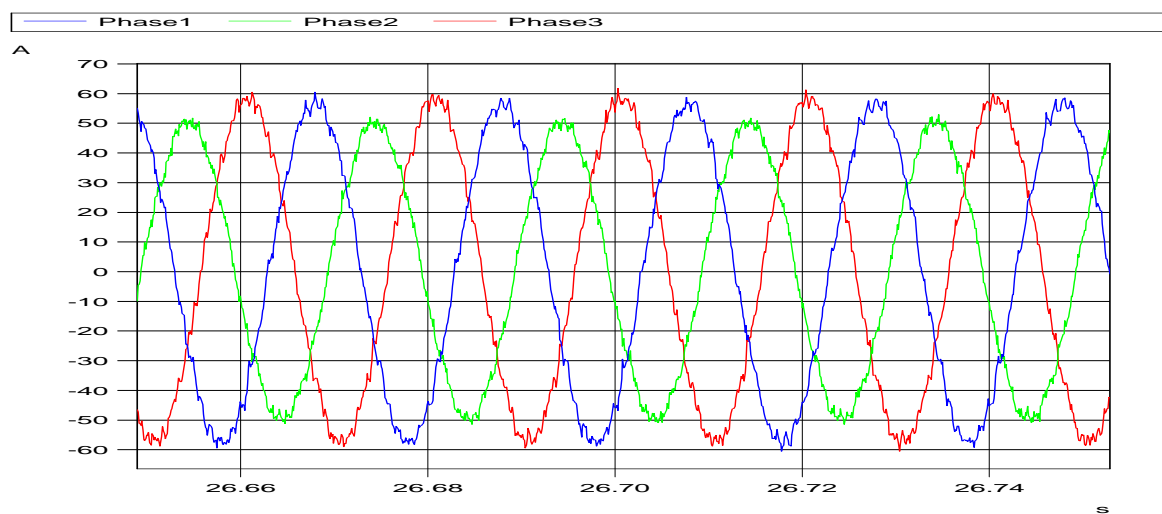


Figure II-13. Courants mesurés en P2 après l'enclenchement de la ligne (régime permanent)

L'utilisation des signaux de courant, de par l'erreur provenant de la mesure, rend incertaine la détermination de la valeur de la capacité pour chaque phase. Cette dernière remarque montre que l'utilisation du modèle analytique n'est pas parfaite pour identifier les paramètres grâce aux données d'essai. L'utilisation des techniques basées sur le traitement du signal (développées dans le chapitre I) peut apporter quelques éléments de réponse quant à la détermination des paramètres variables de notre étude.

II.2. Identification de paramètres grâce aux techniques du traitement du signal

II.2.1. Actions préalables sur le signal en temporel

Dans cette partie, nous utiliserons la méthode d'identification de paramètres s'appuyant sur les techniques du traitement du signal, telle qu'elle a été définie dans la troisième partie du chapitre I. Afin d'améliorer la caractérisation du transitoire, celui-ci doit être isolé, ce qui signifie que la composante à 50 Hz du signal doit être supprimée. Il est au préalable intéressant de visualiser le

contenu fréquentiel des signaux de tension et de courant. Les signaux (temporels) sont ceux présentés au paragraphe §I.1.2.1. La fenêtre choisie a une durée de 1 seconde et l'instant initial est fixé à $V=0$ sur la phase 1, deux périodes avant l'enclenchement de la ligne.

Le découpage des signaux est une étape importante, celui-ci doit être réalisé de manière à ne garder que le transitoire (riche en harmoniques). Les résultats obtenus sont illustrés sur la Figure II-14 pour les tensions et sur la Figure II-15 pour les courants.

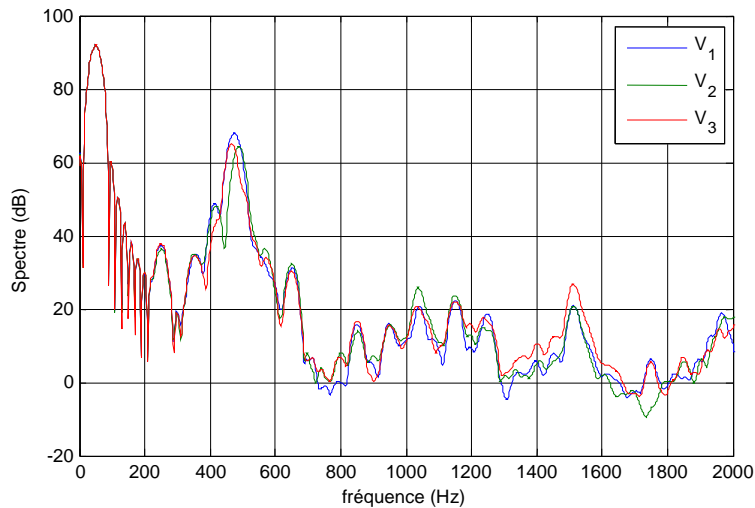


Figure II-14. Spectre du signal en tension pour les 3 phases (signaux complets)

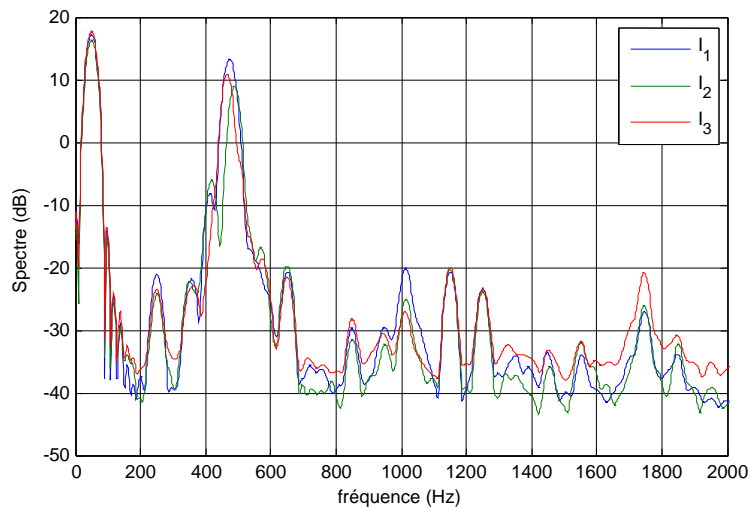


Figure II-15. Spectre du signal en courant pour les 3 phases (signaux complets)

Outre la composante fondamentale proche de 50 Hz commune à tous les signaux, nous voyons un contenu fréquentiel important pour les fréquences comprises entre 400 Hz et 500 Hz. C'est dans cet intervalle que se trouve la fréquence de résonance propre à chacune des phases considérées. Un pic

apparaît commun entre les phases et l'autre non. Le pic commun provient de la composante homopolaire (proche de la fréquence de 416 Hz).

Afin de déterminer précisément la fréquence de résonance de chacune des phases de l'étude, la composante fondamentale du signal doit être éliminée. La composante homopolaire peut être facilement supprimée par la simple soustraction d'un tiers de la somme des signaux de chacune des trois phases.

La composante fondamentale du signal n'est pas forcément égale à 50 Hz lors de cet essai. Il est donc nécessaire de la déterminer pour pouvoir ensuite la soustraire. La méthode est basée sur la même méthodologie que celle employée pour l'identification de paramètres grâce à l'optimisation. Il suffit de faire une identification de paramètre sur un régime stable (de quelques périodes) après que la ligne soit enclenchée et de le soustraire au signal complet.

II.2.2. Application de la méthodologie basée sur les techniques issues du traitement du signal

Comme dans le paragraphe §II.1.3, nous supprimons le signal homopolaire pour éliminer les probables effets des autres phases. Les signaux temporels de tension (Figure II-16) et de courant (Figure II-17) sans leur composante homopolaire et leur fondamental sont illustrés ci-dessous. Seule la phase 1 est illustrée, les signaux des autres phases sont relativement semblables. On y voit un fort contenu harmonique pour la tension et le courant, avec l'effet bien marqué de chaque fermeture de pôle du disjoncteur.

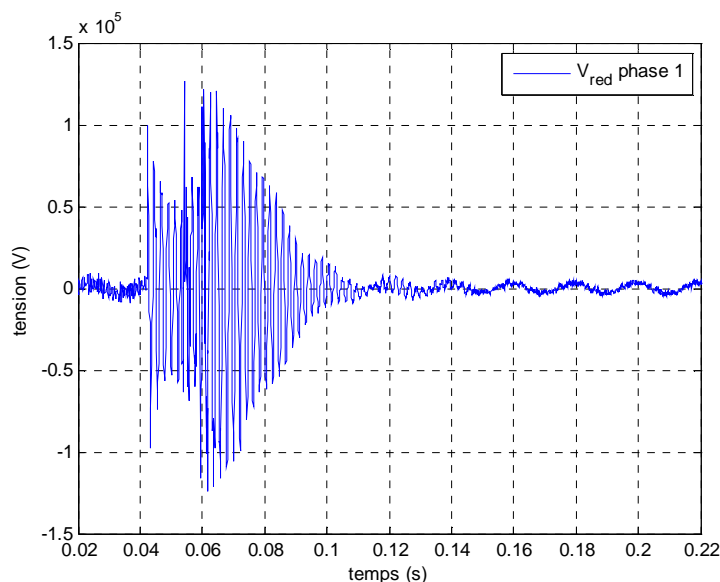


Figure II-16. Signal de tension après traitement (phase 1)

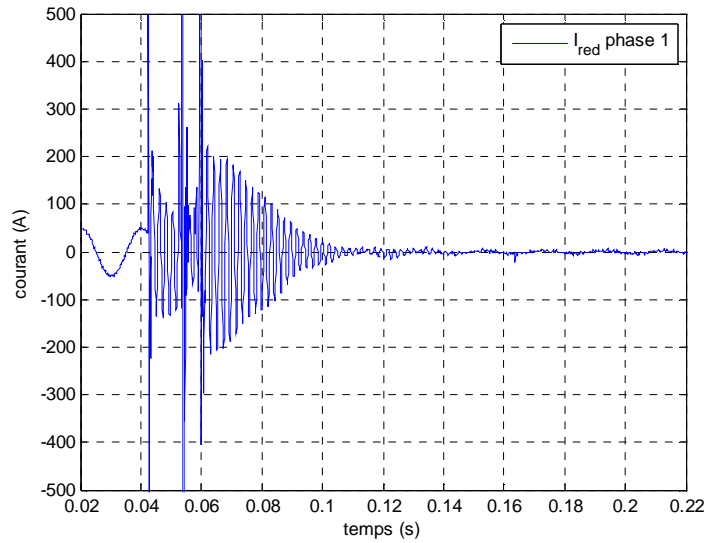


Figure II-17. Signal de courant après traitement (phase 1)

Les Figure II-18 et la Figure II-19 illustrent respectivement les spectres des signaux de tension et de courant sur la phase 1 après traitement.

Le maximum du spectre de chacune des phases donne la fréquence de résonance. Les valeurs de fréquence de résonance sont de 472 (Hz) pour la phase 1, 490 (Hz) pour la phase 2 et 468 (Hz) pour la phase 3. La valeur de la fréquence de résonance théorique est de 469 Hz, des écarts existent avec le cas réel. Ceci peut être justifié par le fait que la fréquence de résonance dépend de la capacité associée aux conducteurs, celle-ci dépend principalement de la longueur de la ligne et de la localisation topologique des conducteurs sur le pylône. Les capacités équivalentes sont différentes pour chacune des phases, par conséquent les fréquences de résonance le sont elles aussi.

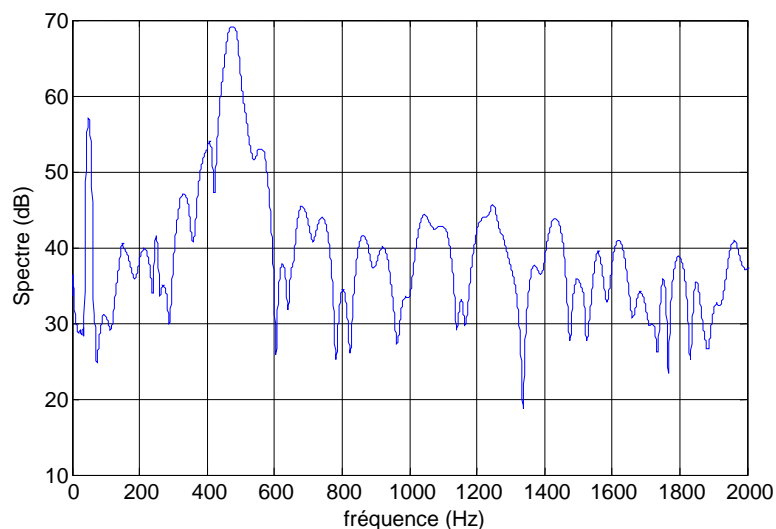


Figure II-18. Spectre du signal de tension sur la phase 1 (signal après traitement)

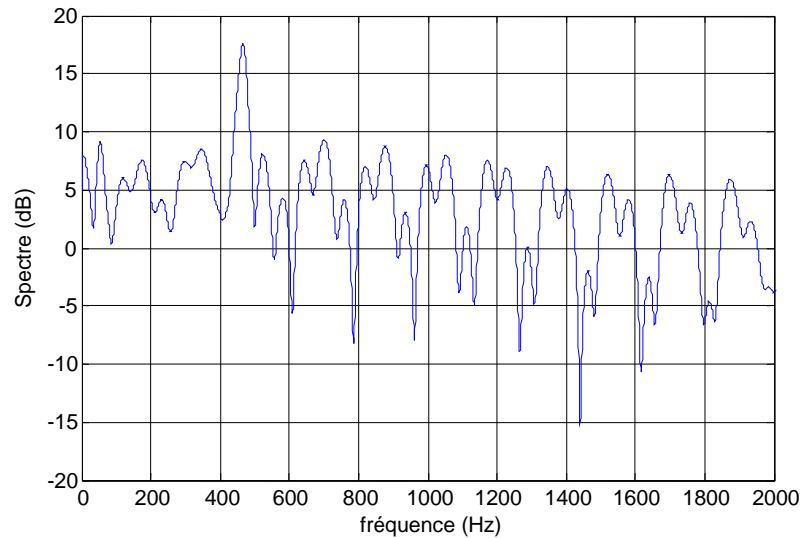


Figure II-19. Spectre du signal de courant sur la phase 1 (signal après traitement)

L'amortissement du signal peut être déterminé en utilisant la méthodologie définie au chapitre I sur des signaux de simulation. Nos signaux réels sont échantillonnés à 10 kHz, conformément aux résultats théoriques trouvés pour une telle fréquence, l'erreur d'identification trouvée pour le facteur d'amortissement sera d'au moins 3% (chapitre I). L'identification de la capacité de chaque phase est déterminée grâce à la méthodologie basée sur le ratio I/U avec toutes les incertitudes déjà évoquées dans le §II.1.3.

De par toutes ces incertitudes, entachant la possibilité d'identifier les paramètres variables de notre étude, des pistes d'améliorations sont proposées.

II.2.3. Améliorations possibles

Les techniques issues du traitement du signal ont montré un grand intérêt au travers de cette confrontation sur des signaux réels. Malgré la complexité des signaux réels, nous avons démontré la possibilité de pouvoir extraire une information précieuse concernant la fréquence propre.

Cependant, la détermination est loin d'être parfaite, le facteur d'amortissement et la capacité ne peuvent être identifiés avec précision. Une amélioration possible serait d'augmenter la fréquence d'échantillonnage lors de l'enregistrement de ces transitoires lors des essais réels. En effet, nous avons vu (dans le chapitre I) que l'augmentation du nombre de points d'un signal permet de réduire à 1% l'erreur sur la détermination du facteur d'amortissement.

Une mesure plus précise des courants capacitifs permettrait d'identifier plus précisément la capacité de chaque phase et ainsi grâce à la connaissance de la fréquence de résonance et du facteur d'amortissement d'identifier les paramètres inductifs et résistifs de l'alternateur. Pour cet essai, les courants étaient mesurés grâce aux transformateurs de courant de protections. Ceux-ci sont moins adaptés à mesurer ces faibles courants que les transformateurs de courant pour la mesure.

III. Conclusion

Les résultats suite aux diverses identifications sur des signaux réels triphasés montrent dans un premier temps les limites du modèle analytique. Celui-ci a été élaboré dans le but de pouvoir effectuer des identifications de paramètres du réseau avant d'enclencher le transformateur en bout de ligne. Son application, se focalisant sur une ligne courte monophasée, il a fallu trouver des moyens pour réaliser des identifications sur des signaux réels : supprimer la composante homopolaire du signal, considérer le signal une fois toutes les fermetures de pôle terminées.

Les résultats des diverses identifications grâce à l'optimisation ont permis de converger vers des résultats encourageants. Nous avons pu voir que la fenêtre de comparaison ainsi que la fréquence d'échantillonnage choisie sont déterminantes pour la convergence des résultats.

Les techniques issues du traitement du signal permettent tout en réalisant un travail sur les signaux d'essai d'obtenir des résultats encourageants. Ils constituent une alternative à la méthode utilisant l'optimisation et sous réserve d'utiliser une fréquence d'échantillonnage élevée, ils permettent d'obtenir des résultats précis pour l'identification de la fréquence de résonance et de l'amortissement.

L'utilisation de signaux réels triphasés s'avère être une tâche compliquée. Le bruit, le manque de précision que l'on retrouve sur la mesure sont des facteurs qui rendent difficile l'identification des paramètres variables. Notre étude se focalisant sur une ligne courte, il apparaît compliqué de l'étendre au cas des lignes longues (influence non négligeable de la résistance et de l'inductance). Seule, une modélisation plus complexe du réseau pourrait a priori nous aider. Néanmoins, cette étude a permis de mettre en évidence l'effet des couplages entre les phases au niveau des enroulements du transformateur principal ainsi que les couplages capacitifs existants entre les lignes aériennes.

De récents travaux, axés sur les techniques issues de l'automatique (identification paramétrique, fonction de transfert,...), font l'objet d'un projet de fin d'étude [PHU-11], se focalisant sur la construction d'un modèle équivalent du réseau, toujours dans la perspective d'améliorer les modèles d'étude utilisés pour la modélisation des transitoires.

Conclusion

Cette partie décrit deux procédés d'identification de paramètres appliqués à l'enclenchement d'une ligne électrique haute tension, d'abord sur des données de simulation puis sur des données d'essai réelles.

La première méthodologie repose sur la construction d'un modèle analytique et l'utilisation d'un algorithme génétique afin de rapprocher un signal de référence (tension ou courant) à un signal simulé, ces derniers proviennent du transitoire, suite à l'enclenchement de la ligne. La deuxième méthodologie est basée sur des techniques du traitement du signal. En faisant appel partiellement à l'optimisation, elles permettent d'identifier les paramètres variables de l'étude.

Une première approche appliquée sur des signaux simulés permet de comprendre la sensibilité des paramètres des équations analytiques grâce aux formes d'onde des signaux (tension, courant). Face à l'impossibilité d'identifier les paramètres variables lors d'une unique identification, une méthodologie robuste est construite. La connaissance de la fréquence de résonance et du facteur d'amortissement, ainsi que de la capacité de la ligne (rapport I/U) permettent d'identifier les paramètres résistifs et inductifs de l'étude.

L'application de ces méthodes sur des signaux réels triphasés a démontré dans un premier temps les limites du modèle analytique. Malgré ces premières difficultés, un travail sur les signaux réels a permis de réaliser des identifications de paramètres tout à fait pertinentes. Ces travaux ont permis de mettre en évidence l'importance d'une qualité de mesure : échantillonnage de grande précision (au moins 20 kHz), des mesures adaptées au niveau du signal enregistré. Aussi, cette étude montre l'effet des couplages entre phases (enroulements du transformateur principal) ou les capacités existantes entre les lignes aériennes au niveau des signaux mesurés.

L'identification de paramètres apparaît essentielle afin de valider des études de surtension à partir de données d'essai. L'étape de comparaison sur les enclenchements de lignes se veut une étape clé qui permettra d'aborder l'identification de paramètres lors des enclenchements de transformateur de façon plus aisée aux vues de ce qui était réalisé jusqu'à présent.

Partie II :

**Nouvelle méthode d'estimation
du flux rémanent. Application à
un transformateur réel**

PARTIE II :

Nouvelle méthode d'estimation du flux rémanent.

Application à un transformateur réel

SOMMAIRE

<i>PARTIE II : Nouvelle méthode d'estimation du flux rémanent. Application à un transformateur réel</i>	57
Introduction	60
Chapitre III : Mise sous tension d'un transformateur	61
I. Problèmes rencontrés lors des mises sous tension	62
I.1. Observations de forts courants d'appel et de surtensions temporaires	62
I.2. Aspect théorique.....	64
I.2.1. Divers moyens pour limiter les surintensités	64
I.2.2. Equations analytiques	65
I.3. Conclusion	67
II. Etats de l'art sur l'estimation du flux rémanent.....	67
II.1. Méthodes permettant d'estimer le flux rémanent.....	67
II.2. Méthodologie actuellement utilisée dans les études de renvoi de tension	70
II.2.1. Détermination du flux rémanent.....	70
II.2.2. Validation par analyse du courant d'appel	71
II.3. Illustrations de dispositifs actuels	72
II.4. Bilan / Critiques de ces méthodes	73
III. Conclusion : vers une nouvelle stratégie	74
Chapitre IV : Modélisations d'un transformateur hors tension et sous tension en vue d'estimer le champ magnétique dans son voisinage	75
I. Introduction à la modélisation.....	76
I.1. Choix du transformateur réel retenu pour l'étude	76
I.2. Flux de fuite d'un transformateur.....	78
I.2.1. Un circuit magnétique non parfait	78
I.2.2. La cuve	79
I.2.3. Le niveau d'induction dans le circuit magnétique	80
I.3. Les outils utilisés.....	80
I.4. Conclusion	80
II. Modélisation d'un transformateur hors tension avec matériaux aimantés	80
II.1. Première modélisation : circuit magnétique parfait	80
II.1.1. Hypothèses de modélisation.....	81
II.1.2. Première modélisation : circuit magnétique parfait aimanté	81

II.1.3. Résultats de simulations en 2D	82
II.2. Deuxième modélisation : circuit magnétique aimanté avec entrefer.....	84
II.2.1. Hypothèses de modélisation.....	84
II.2.2. Aspect théorique.....	87
II.2.3. Etude de sensibilité	90
II.2.4. Conclusion	92
III. Modélisation d'un transformateur sous tension avec matériaux ferromagnétiques.....	92
III.1. Introduction	92
III.2. Modélisation du transformateur sous tension	94
III.3. Estimation du champ magnétique créé par le circuit magnétique.....	97
III.4. Etude de sensibilité.....	98
III.4.1. La simulation en 2D et ses hypothèses	98
III.4.2. La simulation en 3D et ses hypothèses	99
III.4.3. Conclusion	101
IV. Conclusion	101
IV.1. Niveau du champ magnétique à l'extérieur	101
IV.1.1. Sources du champ magnétique	101
IV.1.2. Niveaux attendus	102
IV.2. Positionnement des capteurs.....	102
Chapitre V : Détermination du flux rémanent d'un transformateur par mesure du	
champ magnétique externe.....	104
I. Présentation du banc de test	105
I.1. Choix du transformateur.....	105
I.2. Réseau environnant	106
I.2.1. Caractéristiques de la source de tension	106
I.2.2. Source de tension commandée par un système temps réel	107
II. Instrumentation électrique et magnétique du transformateur.....	108
II.1. Mesures électriques.....	108
II.2. Capteurs de champ magnétique	109
III. Premières observations expérimentales.....	111
III.1. Essais avec une succession d'enclenchements et de déclenchements	111
III.1.1. Présentation des essais	111
III.1.2. Analyse électrique des essais	112
III.2. Analyse du champ magnétique externe	115
III.2.1. Premières mesures magnétiques sur un capteur éloigné	115
III.2.2. La relation flux rémanent / champ externe	117
III.2.3. Cas d'un capteur collé sur le circuit magnétique	121
III.2.4. Cas de deux capteurs symétriques	122
III.2.5. Décroissance spatiale du champ magnétique	123
III.3. Conclusion.....	124

IV. Vers une estimation quantitative du flux rémanent dans le circuit magnétique	125
IV.1. Nouvelle technique d'estimation par mesure du champ magnétique	125
IV.1.1. Méthode avec un capteur	125
IV.1.2. Méthode avec plusieurs capteurs	127
IV.2. Comparaison avec les méthodes existantes	127
V. Application de la méthode au transformateur	128
V.1. Etude d'un enclenchement	128
V.1.1. Description de l'enclenchement	128
V.1.2. Estimation du flux rémanent par les méthodes classiques	128
V.1.3. Analyse et estimation avec un capteur collé	130
V.2. Application à une série d'enclenchements	131
V.2.1. Résultats pour différents scénarii	131
V.2.2. Applications de la méthode à d'autres capteurs	132
V.3. Comparaison des différentes méthodes	135
V.4. Conclusions	136
VI. Conclusions	136
Conclusion	137

Introduction

Cette partie propose une nouvelle approche pour déterminer le flux rémanent d'un transformateur hors tension à partir de la mesure du champ magnétique à l'extérieur de celui-ci.

Une première partie établit un état de l'art autour de la mise sous tension des transformateurs de forte puissance. Celle-ci présente les principaux problèmes rencontrés lors des ré-enclenchements brusques des transformateurs tels que les forts courants d'appel et les surtensions temporaires harmoniques pouvant les endommager. Le lien entre ces phénomènes et le flux rémanent est illustré de manière théorique. La connaissance de cette donnée s'avère au travers de cette étude, un élément précieux pour solutionner la problématique de la remise sous tension.

Une deuxième partie se focalise sur la modélisation d'un transformateur hors tension et sous tension en vue d'estimer le champ magnétique dans son voisinage. Il s'agit d'une étape indispensable à valider en vue de réaliser des mesures réelles. Une étude en deux et trois dimensions permet à la fois de valider la présence de fuites magnétiques dans le voisinage du transformateur ainsi que de connaître les ordres de grandeur des champs magnétiques pour différents états du transformateur (hors tension, sous tension).

Une troisième partie s'oriente autour de la détermination du flux rémanent d'un transformateur réel par mesure du champ magnétique externe. L'expérimentation porte sur un transformateur de faible puissance où nous avons la possibilité de contrôler le niveau de tension et l'instant de mise sous tension. L'étude vise tout d'abord à montrer qualitativement la présence de fuites magnétiques dans son voisinage. Puis, la détermination du flux rémanent par mesure du champ magnétique externe y est présentée.

Cette étude propose une nouvelle approche de la détermination du flux rémanent de manière plus directe que la méthode traditionnelle basée sur l'intégration de la tension. Ces méthodes d'estimation du flux rémanent seront comparées grâce à l'expérimentation d'un cas réel.

Chapitre III : Mise sous tension d'un transformateur

Ce chapitre introduit la problématique liée à la mise sous tension d'un transformateur de manière brusque, ce qui signifie qu'une tension proche de sa tension nominale est soudainement appliquée à ses bornes par l'intermédiaire d'un disjoncteur. Il a pour objectif de faire un état de l'art autour des enclenchements de transformateurs de forte puissance présents à différents niveaux sur le réseau électrique. A titre d'exemple, sur le réseau français, ils peuvent être localisés dans les centres de production d'électricité (nucléaire, hydraulique, thermique, ...), leur rôle est d'évacuer la puissance produite. Ils sont aussi présents dans les postes de distribution et de transformation d'énergie. On dénombre un peu plus d'un millier de transformateurs présents sur le réseau français (400, 225 et 115 kV) [RTE-02].

Concernant les études de renvoi de tension ou de reconstitution de réseau, l'enclenchement de transformateur est une phase importante. Dans la plupart des scénarii, après avoir enclenché des portions de lignes électriques (chapitre I et II), des transformateurs sont mis brusquement sous tension. Ces mises sous tension ne constituent qu'une part des enclenchements de transformateur. En effet, des transformateurs peuvent être réenclenchés suite aux déclenchements provenant de diverses sources (foudre, isolation, protection, ...) [BUK-05]. Il est commun de retrouver cette problématique d'enclenchement dans l'hydraulique (dans les STEP : Stations de Transfert d'Energie par Pompage) [DEN-05] ou l'éolien [MA-05], [KIN-11].

Une première partie expose les phénomènes observés lors de mises sous tension de transformateurs, quelles en sont les principales causes et conséquences tout en faisant un lien entre les observations réelles et les explications théoriques. La principale inconnue repose sur l'estimation des flux rémanents, c'est grâce à leur connaissance qu'il est possible de déterminer les instants propices à une mise sous tension sans dommage. Nous verrons dans une deuxième partie les méthodes permettant à l'heure actuelle d'estimer le flux rémanent. Il sera aussi présenté quelques dispositifs qui utilisent ces méthodes et permettent de contrôler la mise sous tension de transformateurs. Nous expliciterons la méthode que nous employons actuellement pour estimer les flux rémanents dans nos études. Enfin une dernière partie clôturera ce chapitre en présentant les raisons et les nécessités d'une nouvelle méthode d'estimation du flux rémanent.

I. Problèmes rencontrés lors des mises sous tension

I.1. Observations de forts courants d'appel et de surtensions temporaires

Lors de la mise sous tension d'un transformateur de forte puissance sur un réseau de transport ou de distribution d'électricité, il est connu que des surintensités transitoires peuvent apparaître [BLU-44], [HOL-68].

Ces surintensités riches en harmoniques peuvent générer des surtensions [POV-78], [SYB-85], ayant dans certaines configurations du réseau des valeurs largement supérieures aux niveaux admissibles par le transformateur. Ces surintensités sont à l'origine d'efforts électrodynamiques importants survenant dans les bobinages, conduisant à une dégradation accélérée du transformateur (déformation, déplacement des bobinages) [STE-02]. L'illustration suivante (Figure III-1) [ALZ] montre les dégradations occasionnées auprès d'un transformateur qui a subi ce type d'efforts.



Figure III-1. Vue de l'intérieur d'un transformateur victime d'efforts électromécaniques

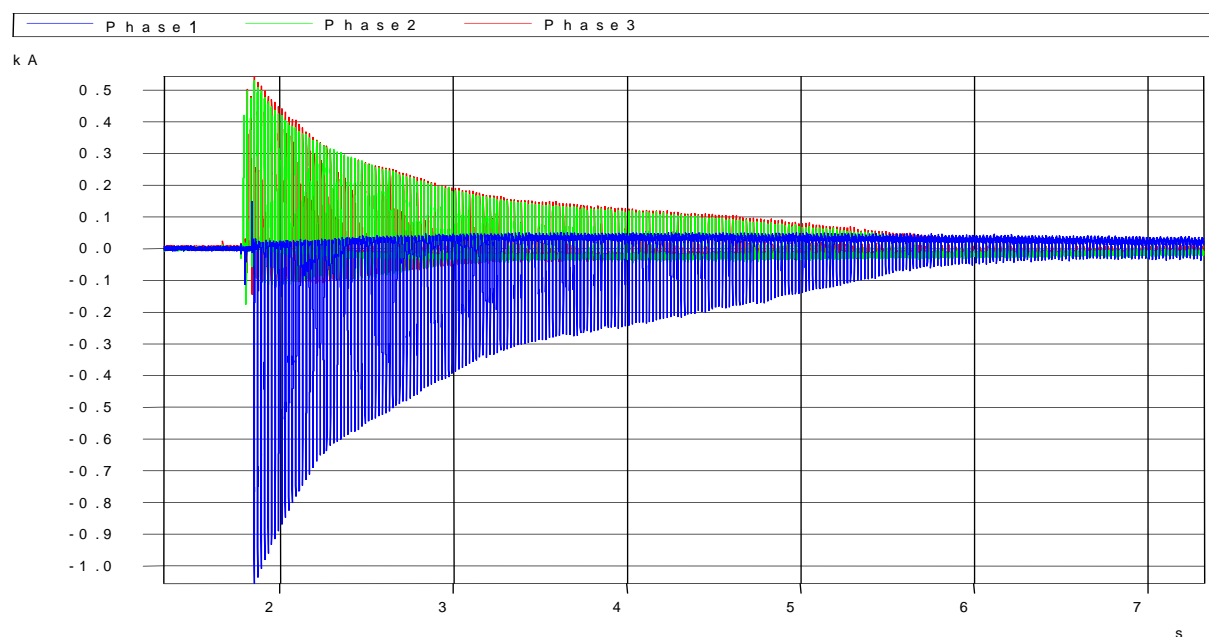
Certains transformateurs présents sur le réseau comme ceux situés dans les STEP, sont soumis à un grand nombre d'enclenchements. Par conséquent ils subissent des contraintes diélectriques et mécaniques [DOS-03].

La figure ci-dessous (Figure III-2.a) montre, à titre d'exemple, de forts courants d'appel mesurés lors de la remise sous tension d'un transformateur de puissance. Ces mesures ont été réalisées lors d'un essai de renvoi de tension où un transformateur d'une puissance de 96 MVA était mis brusquement sous tension. Ces principales caractéristiques sont données dans le Tableau III-1.

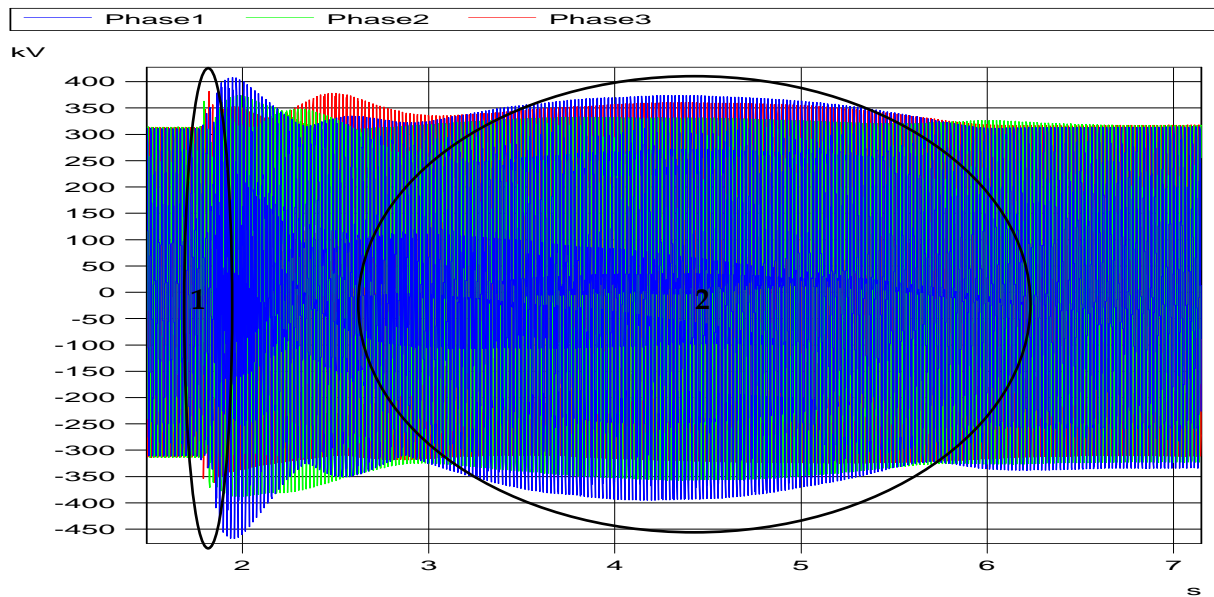
S nominale (MVA)	V primaire entre phase côté HT (kV)	V secondaire entre phase côté MT (kV)	I primaire (A)	I secondaire (A)
96 (3*32)	410	6,8	135	4725

Tableau III-1 Caractéristiques nominales du transformateur

Les surintensités observées (Figure III-2.a) peuvent être supérieures au courant nominal (phase 1). Les surtensions observées sont de deux types (Figure III-2.b). Sur les premières millisecondes, il s'agit de surtensions de manœuvre dues à la fermeture de pôles des disjoncteurs (cercle 1). Des surtensions qualifiées de résonance sont visibles quelques centaines de millisecondes plus tard (cercle 2). Celles-ci proviennent de la résonance survenant entre les capacités de ligne et l'inductance non linéaire du transformateur [R0C-82], c'est un phénomène de ferrorésonance [KIE-96].



a) Intensité mesurée sur chaque phase (côté HT)



b) Tension mesurée sur chaque phase (côté HT)

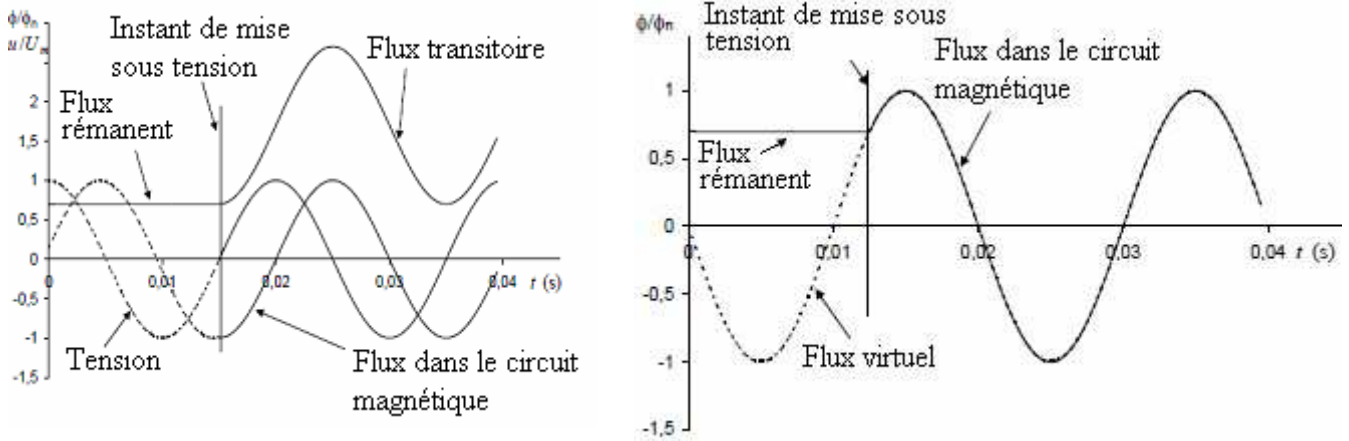
Figure III-2. Mise sous tension d'un ensemble de transformateurs

I.2. Aspect théorique

I.2.1. Divers moyens pour limiter les surintensités

La mise sous tension de transformateurs est donc problématique et fait parfois l'objet d'une attention particulière au sein des réseaux électriques à des fins de réduction des surtensions [BUK-05]. Pour pallier ces problèmes de surintensité, des solutions existent. Une d'elle consiste à utiliser une résistance de neutre et une séquence spécifique de fermeture des pôles du disjoncteur [BRU-01.2], [ABD-05], [EBN-09]. De nombreuses simulations ont été réalisées à ce sujet ainsi que des tests grandeur nature, les résultats sont encourageants [CUI-05.1], [CUI-05.2]. Une autre solution consiste à disposer des résistances de pré-insertion dans le disjoncteur manœuvré pour réduire les forts courants d'appel [CIG-04]. Cependant, cette solution exige la présence d'un mécanisme auxiliaire de fermeture pour chacun des disjoncteurs manœuvrant le transformateur, ce qui a pour conséquence une élévation des coûts et une diminution de la fiabilité [SMC].

La solution qui apparaît aujourd'hui la meilleure est le contrôle des instants de mises sous tension des trois phases dans le cas d'un transformateur triphasé. La Figure III-3 ci-dessous, illustre de manière synthétique le lien théorique établi entre la tension et le flux circulant dans le circuit magnétique pour le cas d'un transformateur monophasé [PET-03].



a) Flux et tension (pire cas)

b) Flux et tension (meilleur cas)

Figure III-3. Pire et meilleur cas de mise sous tension d'un transformateur monophasé

La Figure III-3.a, montre l'allure temporelle du flux avant la mise sous tension du transformateur ainsi qu'après l'enclenchement. Le flux, lorsque le transformateur est sous tension, est par définition l'image de l'intégrale de la tension, comme ceci est décrit dans la partie 2 de [PET-03].

Avant la mise sous tension, il peut demeurer un flux « continu » perdurant dans le circuit magnétique. Ce flux dépend essentiellement des conditions dans lesquelles le transformateur a été mis hors tension. Il est communément appelé flux rémanent ou flux résiduel. Selon l'instant de la mise sous tension, instant directement lié à un niveau de tension visible sur l'allure temporelle de l'onde de tension, le flux va avoir un transitoire.

Si l'instant de la mise sous tension correspond à la valeur opposée en terme de flux virtuel, nous sommes dans le pire des cas. Le flux prend alors des valeurs très élevées, ce qui a pour conséquence l'apparition d'un fort courant d'appel (explications dans le paragraphe suivant). Par contre, si la mise sous tension a lieu à un instant où le flux virtuel dans le circuit magnétique est identique au flux rémanent (Figure III-3.b), il n'y a pas de transitoire, donc aucune surintensité.

I.2.2. Equations analytiques

Afin d'illustrer les propos précédents et de fixer des notations pour le reste de l'étude, les équations analytiques liant flux et tension sont exposées ci-après.

Lors de l'enclenchement d'un transformateur à vide, l'équation de fonctionnement peut s'écrire :

$$V\sqrt{2}\sin(\omega t + \alpha) = Ri(t) - n \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (\text{III-1})$$

où :

V est la valeur efficace de la tension imposée

α est l'angle représentant la phase au moment de la mise sous tension

ω est la pulsation de la tension

R est la résistance totale du circuit électrique y compris celle du bobinage inducteur

n est le nombre de spires du bobinage inducteur

Φ est le flux moyen dans le circuit magnétique

A la mise sous tension à $t=0$, la tension appliquée étant une tension sinusoïdale, la tension aux bornes du bobinage inducteur peut s'écrire :

$$V_0 = V\sqrt{2} \sin(\alpha) \quad (\text{III-2})$$

Cette tension V_0 , ne dépend que de l'angle α . A cette tension, est associé un flux Φ_0 imposé dans le circuit magnétique. D'après l'équation (III-1), moyennant quelques hypothèses telles que : le fait que la résistance primaire est négligée (néanmoins des constantes de temps d'amortissement sont introduites), de légers déphasages existent entre le courant, la tension et le flux, le flux a pour expression :

$$\phi(t) = \frac{V\sqrt{2}}{n\omega} \cos(\omega t + \alpha) + \left(\phi_r - \frac{V\sqrt{2}}{n\omega} \cos \alpha \right) e^{-t/\tau} \quad (\text{III-3})$$

Avec : $\tau = L / R$ et L est l'inductance de l'enroulement primaire, la grandeur Φ_r est le flux rémanent, définie en début de paragraphe.

A titre d'exemple, si $\Phi_r = 0$ et $\alpha = \pi/2$ (i.e. mise sous tension au maximum de tension et absence de flux rémanent), alors :

$$\phi(t) = \frac{V\sqrt{2}}{n\omega} \cos\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) \quad (\text{III-4})$$

Il n'y a pas de régime transitoire. La mise sous tension est donc optimale.

En revanche, si $\Phi_r = \Phi_{r \max}$ et $\alpha = 0$ (i.e. mise sous tension au 0 de tension et flux rémanent maximum), alors :

$$\phi(t) = \frac{V\sqrt{2}}{n\omega} \cos(\omega t) + \left(\phi_{r \max} - \frac{V\sqrt{2}}{n\omega} \right) e^{-t/\tau} \quad (\text{III-5})$$

Dans ce cas, le flux prend des valeurs très élevées et entraîne un appel de courant important. A titre d'exemple, la Figure III-4. empruntée à [PET-03] illustre ces propos bien que les conventions ne soient pas strictement les mêmes que les nôtres.

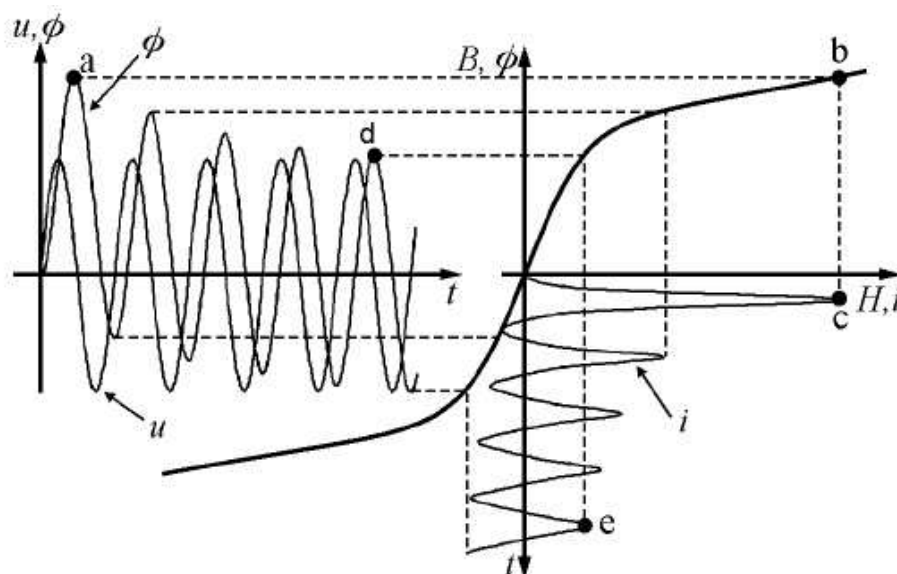


Figure III-4. Relation entre le flux circulant dans le circuit magnétique et le courant

Connaissant la valeur du flux rémanent, il est assez aisé de remonter à la détermination de l'instant idéal de mise sous tension (III-6) grâce à la résolution d'équations analytiques bien connues mentionnées ci-dessus.

$$\alpha = \arccos\left(\frac{\varphi_r n \omega}{V \sqrt{2}}\right) \quad (\text{III-6})$$

De même, une méthodologie existe dans le cas de transformateur triphasé [CIG-02].

I.3. Conclusion

Cette partie expose les cas de surintensité et de surtension survenant à la suite de mises sous tension brusque de transformateur. Faces aux dégâts que ces phénomènes peuvent engendrer sur les installations électriques, des solutions tentent d'éviter ces effets désastreux. Une d'elles est basée sur le contrôle de la fermeture des pôles de disjoncteur aux bornes d'un transformateur triphasé. Celle-ci repose sur la détermination des flux rémanents. Ces données sont donc très importantes et ont besoin d'être estimées avec précision. La partie suivante se focalise sur la détermination des flux rémanents.

II. Etats de l'art sur l'estimation du flux rémanent

II.1. Méthodes permettant d'estimer le flux rémanent

L'état magnétique dans lequel se trouve un transformateur avant sa remise sous tension ainsi que la maîtrise ou non du contrôle des instants d'enclenchement, vont avoir des incidences directes sur le résultat de sa mise sous tension. Comme nous l'avons vu dans le paragraphe §I, à titre d'exemple pour un transformateur monophasé, connaissant la valeur du flux rémanent, nous pouvons déterminer

l'instant propice à sa remise sous tension. La plus grande inconnue du problème est donc le flux rémanent.

Le ou les flux rémanents, dépendent en premier lieu des instants de mise hors tension du transformateur. Ces instants d'ouvertures des pôles du disjoncteur correspondent à un certain niveau de tension pour chacune des phases manœuvrées et n'ont pas forcément lieu à un instant précis (Figure III-5).

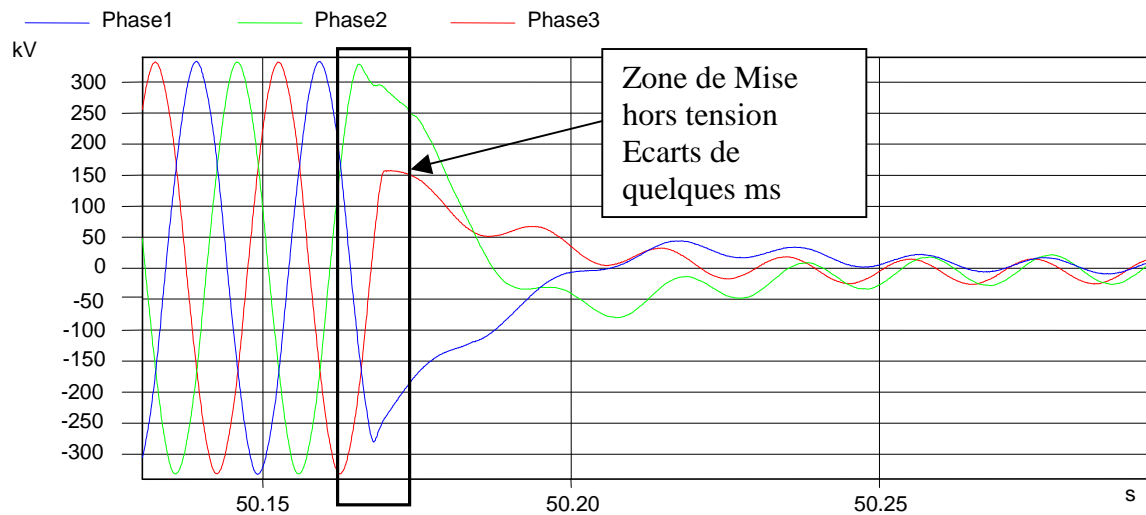


Figure III-5. Mise hors tension d'un transformateur de forte puissance

D'autres facteurs contribuent à conditionner la valeur du rémanent. Au niveau du transformateur, les capacités internes, les inductances des enroulements et surtout les propriétés magnétiques du matériau composant le circuit magnétique sont des facteurs influençant le rémanent [BRU-01.1]. Le disjoncteur est aussi un dispositif influençant le rémanent, de par la présence de capacité de répartition et selon ses caractéristiques, celui-ci a une influence directe sur le courant arraché lors de la mise hors tension. Généralement, dans la littérature, le niveau de flux rémanent maximum est compris entre 0,75 et 0,9 pu [COL-84], [CHI-10], voire 0,6 pu [EBN-08].

De nos jours, il existe différentes méthodes pour déterminer le flux rémanent. La plus connue et la plus utilisée de toutes, est la méthode que nous qualifierons d'intégration de la tension. La Figure III-6, extraite de l'article [OLI-06], illustre les flux obtenus par intégration de la tension.

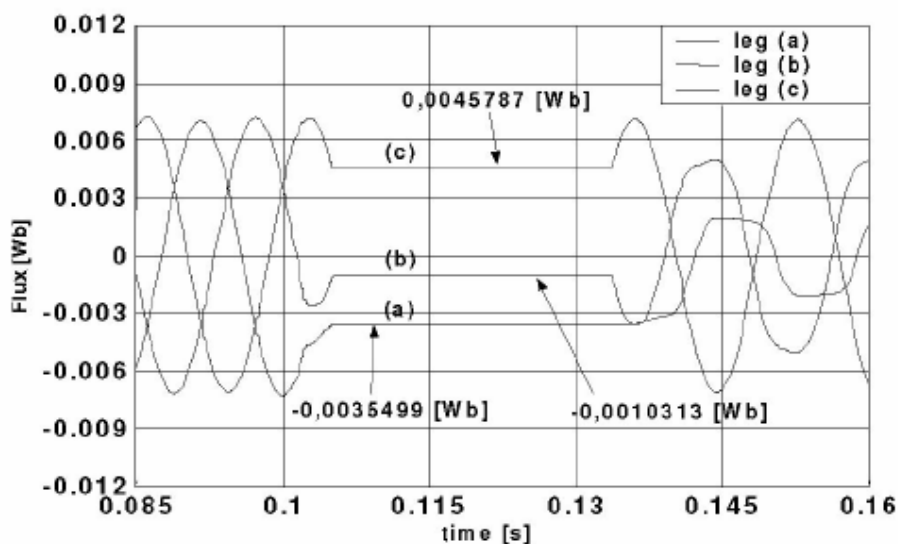


Figure III-6. Flux lors de mises hors tension et sous tension d'un transformateur triphasé

Sur la figure précédente, les flux rémanents (flux après la mise hors tension) ne varient pas et restent constants jusqu'à la remise sous tension du transformateur. Même si la durée entre la mise hors tension et la remise sous tension est courte (quelques millisecondes), il apparaît comme une hypothèse forte que les flux rémanents restent constants. Si l'on prend l'exemple des scénarii de renvois de tension, dans la plupart des cas, le transformateur à réenclencher brusquement est mis hors tension pendant une durée de quelques secondes, voire de plusieurs minutes. Il n'est pas évident d'affirmer que les flux rémanents restent constants pendant ces durées. Cependant, certains travaux montrent que le flux rémanent ne change pas significativement entre la mise hors tension et la remise sous tension [PET-02].

Comme on a pu le voir, le flux rémanent n'est donc pas mesuré, il est calculé à partir d'une mesure de la tension et d'hypothèses (pas de variation entre la mise hors et sous tension). Pour calculer le flux, une mesure de la tension est donc nécessaire. Cette mesure est généralement réalisée grâce à des transformateurs capacitifs de tension : « Capacitive Voltage Transformer » en anglais (CVT) présents sur la traversée du transformateur [SMC] ou sur le réseau électrique [LIU-11]. Des études montrent qu'à partir de ces mesures, afin de déterminer le flux rémanent, des erreurs peuvent être commises lors de l'intégration des tensions [LIU-10].

D'autres méthodes, beaucoup moins répandues car donnant lieu à des résultats approximatifs, existent. Certaines se basent sur des modèles mathématiques autour de la caractéristique magnétique du transformateur [WUY-06]. Certaines vont jusqu'à prédire les courants d'appel [KIT-02].

Afin de réduire les courants d'appel, un système basé à la fois sur la commande de l'instant d'enclenchement et le flux imposé a été développé par une équipe de chercheurs [TAY-09]. La mesure du flux rémanent y est réalisée par la méthode d'intégration de la tension.

Cette méthode est donc celle qui est la plus communément employée et c'est aussi celle qui est actuellement utilisée pour les validations d'études de renvois de tension. Celle-ci est explicitée par la suite.

II.2. Méthodologie actuellement utilisée dans les études de renvoi de tension

II.2.1. Détermination du flux rémanent

La technique d'intégration de la tension est présentée ci-dessous, de manière précise pour pouvoir être ensuite utilisée dans l'étude (notamment dans le chapitre V).

Le flux rémanent est calculé par une méthode indirecte faisant appel à la tension. On entend par indirect, le fait d'utiliser l'intégrale de la tension pour remonter à la valeur du flux.

La mesure en tension est relevée, soit sur le transformateur de mesure au primaire du transformateur, soit au secondaire ou encore sur des prises capacitatives présentes directement sur le transformateur. La tension est proportionnelle à la dérivée du flux. C'est donc au moment de la mise hors tension, que cette grandeur est calculée, comme le montre la Figure III-7, qui est un exemple de détermination du flux rémanent. La présente méthode [RIO-05] montre une dérive visible sur le signal obtenu par calcul.

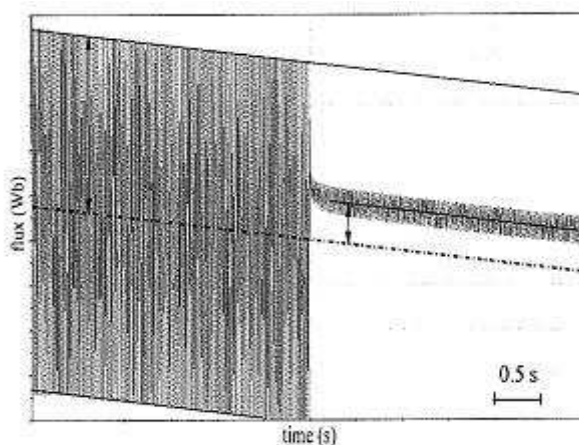


Figure III-7. Détermination par analyse graphique du flux rémanent

Cette dérive qui ici admet une pente décroissance, est calculée, puis le signal est centré autour de zéro pour faciliter la détermination du flux rémanent. La valeur du flux rémanent est généralement relevée quelques centaines de millisecondes après la mise hors tension et l'on suppose que celui-ci ne varie pas dans le temps après la mise hors tension.

Suite à la détermination du flux rémanent, une analyse du courant d'appel à la remise sous tension du transformateur permet de valider sa valeur.

II.2.2. Validation par analyse du courant d'appel

Dans cette partie, nous verrons une description de la méthode s'appuyant sur l'analyse du courant d'appel afin d'estimer le flux rémanent lors de l'enclenchement d'un transformateur. A titre d'exemple, le paragraphe suivant présente la méthodologie pour un transformateur monophasé.

Grâce aux équations analytiques présentées au paragraphe §I.2.2, il est possible de connaître le flux en fonction du temps après l'enclenchement du transformateur. Sachant que flux et courant sont décalés tous deux de $\pi/2$ par rapport à l'onde de tension et étant en phase, lorsque le flux est maximum sur le transitoire après la mise sous tension, le courant l'est aussi.

Le courant d'appel (s'il en existe un) suite à l'enclenchement, admet un pic maximum lors de la première période du transitoire. Grâce à une mesure précise de celui-ci et grâce à une caractéristique « flux-courant » du transformateur (Figure III-8) ou une courbe de saturation du transformateur, il est possible de remonter à la valeur du flux rémanent.

Pour simplifier la détermination du flux rémanent, et celle-ci se faisant sur la première période du transitoire du courant, le terme résistif dans l'équation est négligé. Le flux a donc pour expression [YAC-81] :

$$\phi(t) = \frac{V\sqrt{2}}{n\omega} \cos(\omega t + \alpha) + \phi_r - \frac{V\sqrt{2}}{n\omega} \cos \alpha \quad (\text{III-7})$$

La Figure III-8 illustre la caractéristique « flux-courant » du transformateur. Le flux peut être obtenu par l'intégration de la tension et le courant mesuré. Pour une valeur de pic de courant (I_{pic}), deux valeurs de flux en dépendent (ϕ_1 et ϕ_2). Nous faisons l'hypothèse que la moyenne de ces deux flux donne le flux maximum atteint lors de l'enclenchement. C'est aussi ce que nous pouvons voir sur la Figure III-4. Grâce à l'équation (III-7), on peut aisément trouver ϕ_r , qui est le résultat de la moyenne de ϕ_1 et ϕ_2 et de la soustraction du flux nominal.

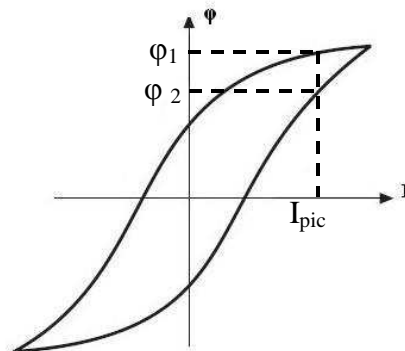


Figure III-8. Caractéristique d'une courbe « flux-courant »

Cette méthode, tout en tenant compte des hypothèses établies, permet a posteriori de déterminer le flux rémanent qui a précédé la mise sous tension du transformateur. Cette méthode ne peut pas être utilisée pour notre application, car elle a lieu après la remise sous tension, c'est donc trop tard pour nous. Par contre, il s'agit d'un excellent moyen pour vérifier la valeur du flux rémanent calculé par une autre méthode.

II.3. Illustrations de dispositifs actuels

Les phénomènes de forts courants d'appel apparaissant à la mise sous tension de transformateurs sont aujourd'hui bien connus, comme on l'a décrit précédemment. Afin de les éliminer, des moyens plus ou moins coûteux et complexes sont utilisés.

Un de ces moyens consiste à équiper les disjoncteurs manœuvrés d'une chambre auxiliaire avec résistances de pré-insertion (Figure III-9). Le transformateur est alors enclenché sans contrôle des instants de fermeture sur les pôles du disjoncteur. De façon générale, les surtensions sont éliminées et le courant d'appel est inférieur au courant nominal et de durée plus faible. Par contre, l'utilisation de ces résistances de pré-insertion a un coût élevé et diminue la fiabilité des dispositifs. En effet, pour chacun des disjoncteurs à manœuvrer, il faut rajouter un système auxiliaire de fermeture en plus des résistances, d'où l'augmentation des coûts d'une telle installation.



a) Sans résistance

b) Avec résistances

Figure III-9. Photographies de disjoncteurs

Il existe un autre moyen qui est basé directement sur l'aspect théorique développé au paragraphe §I.2.2. Il est basé sur le contrôle des instants de mise sous tension grâce à l'estimation du flux rémanent basé sur la méthode d'intégration de la tension. La technique consiste à enclencher le transformateur phase par phase tout en sélectionnant avec soin l'instant d'enclenchement des trois phases [POR-02].

En effet des systèmes dits « à commande synchronisée » sont développés par certains constructeurs tels que Hydro-Québec et Snemo [SMC], Mitsubishi [MIT-07] et ABB [ABB-04]. A titre d'exemple, si l'on prend le dispositif utilisé par Hydro-Québec, il a trois tâches à accomplir ;

- Déterminer avec précision l'instant idéal d'enclenchement
- Prévoir le délai d'opération (temps de fermeture) du disjoncteur
- Activer au bon instant le mécanisme de fermeture du disjoncteur.

La détermination des flux rémanents est l'élément primordial qui va dicter le bon déroulement des tâches à réaliser puisque la détermination des instants d'enclenchements est calculée grâce aux valeurs des flux rémanents.

II.4. Bilan / Critiques de ces méthodes

Concernant la méthode de détermination du flux rémanent basée sur la technique d'intégration de la tension, il y a quelques aspects qui la mettent en défaut. En effet, lorsque la tension est mesurée par un transformateur de tension, celui-ci est généralement adapté pour mesurer une tension nominale. La mesure d'une tension faible, apparaissant à la mise hors tension du transformateur, est inévitablement moins bien estimée que la tension nominale. L'imprécision de la mesure peut être accrue à cause du bruit qui est présent sur le signal. Les opérations de correction d'offset, de correction de dérive, viennent accentuer l'imprécision de l'estimation du flux rémanent.

Aussi une telle méthode indirecte peut s'avérer peu précise et peu robuste dans le cas où des phénomènes ont pu intervenir et changer l'état magnétique du circuit magnétique (cyclage thermique, sources d'aimantations ferromagnétiques proches du circuit magnétique, forts courants au voisinage dans d'autres lignes, autres systèmes transitoires [COR-11]). La détermination du flux rémanent est généralement réalisée à la mise hors tension du transformateur. Un long laps de temps peut s'écouler entre cette mise hors tension et la remise sous tension du transformateur. Pour une détermination qui a été réalisée juste après la mise hors tension, se pose la problématique énoncée ci-dessus où des phénomènes ont pu changer l'état magnétique du circuit magnétique. Si la détermination est réalisée plus tardivement, se rajoutent les problèmes d'archivage de données, de dérive qui s'accroît, etc.

La méthode qui s'appuie sur l'analyse du courant à la mise sous tension du transformateur est considérée comme une méthode de validation de la valeur du flux rémanent. En effet, il est impossible d'estimer le flux rémanent avant la mise sous tension, car la donnée principale est la valeur du pic de courant faisant suite à l'enclenchement.

III. Conclusion : vers une nouvelle stratégie

La mise sous tension d'un transformateur à vide donne parfois lieu, à l'apparition de forts courants d'appel (engendrant des efforts électrodynamiques dans les bobinages) et des surtensions temporaires harmoniques (générant des claquages diélectriques dans les isolants).

Ces effets sont directement liés aux instants de mise sous tension du transformateur et à l'état magnétique dans lequel se trouve le transformateur. La connaissance des flux rémanents, permet de connaître les instants propices de mises sous tension du transformateur afin d'estomper d'éventuels transitoires harmoniques susceptibles de dégrader le transformateur.

La méthode traditionnelle, communément utilisée pour estimer les flux rémanents, se base sur la méthode d'intégration de la tension à la mise hors tension du transformateur. Cette méthode peut être peu précise de par la méthode indirecte d'évaluation des flux. En effet, le manque de précision sur la mesure en tension, les notions de dérive, d'offset dus à l'intégration, mais encore des hypothèses basées sur un régime invariant magnétiquement entre la mise hors tension et le ré-enclenchement du transformateur, prêtent à croire que cette méthode ne présente pas que des avantages.

Notre méthodologie s'appuiera sur une méthode plus directe d'estimation des flux rémanents par mesure externe du champ magnétique. Afin de confirmer la possibilité de mesurer un champ magnétique provenant du transformateur, une étude de modélisation sera réalisée, il s'en suivra une étude réelle de mesure du champ magnétique à proximité d'un transformateur.

Chapitre IV : Modélisations d'un transformateur hors tension et sous tension en vue d'estimer le champ magnétique dans son voisinage

Ce chapitre est une étape indispensable quant à la validation/confirmation de la présence d'un champ de fuite au voisinage d'un transformateur hors tension. Notre but est de déterminer s'il existe un champ magnétique externe provenant des fuites du circuit magnétique suffisamment conséquent pour être mesurable.

Notre premier objectif ayant un caractère qualitatif, l'utilisation de simulations bidimensionnelles semble tout à fait adaptée pour le remplir. Certes, les résultats de simulations en deux dimensions, ne sont pas toujours représentatifs de la réalité tridimensionnelle des lois de décroissance du champ magnétique dans l'espace [COA-99]. Cependant, la modélisation en 2D est bien adaptée à la simulation des phénomènes internes au circuit magnétique, ce qui sera, comme nous le verrons par la suite, très instructif. Aussi, la grande souplesse de l'outil permet de changer rapidement les paramètres de l'étude tout en répercutant fidèlement les phénomènes électromagnétiques sur les résultats de la simulation.

Une étude 3D, peut s'avérer nécessaire dans le cas d'une estimation quantitative du champ magnétique en des points précis du dispositif notamment au voisinage du circuit magnétique.

Dans ce chapitre, il sera tout d'abord exposé une description du transformateur retenu ainsi que les hypothèses nous permettant d'envisager de possibles fuites magnétiques de son circuit magnétique. Puis, une première étude fera appel aux éléments finis 2D, le circuit magnétique étant modélisé à l'aide de plusieurs aimants avec des entrefers localisés dans les coins. Cette modélisation portera donc sur l'étude d'un transformateur hors tension. Une deuxième étude, se focalisera sur le transformateur sous tension. Un circuit magnétique entouré d'une bobine sera modélisé grâce aux éléments finis en 2D puis en 3D. Celle-ci permettra de quantifier le niveau du champ magnétique à proximité du circuit magnétique.

Une conclusion à la fin de ce chapitre récapitulera tous les résultats mis en évidence.

I. Introduction à la modélisation

I.1. Choix du transformateur réel retenu pour l'étude

Les critères de choix du transformateur, avant d'en entamer la modélisation, sont multiples. Une connaissance que nous qualifierons de géométrique est indispensable pour avoir une modélisation correcte du dispositif. Une connaissance électrique est nécessaire dans le cadre d'éventuels essais sur site. De plus, il semble essentiel, si nous sommes amenés à réaliser des essais sur site, que nous puissions accéder à l'environnement du transformateur afin de l'instrumenter. Enfin, l'étude d'un transformateur monophasé semble à première vue moins complexe que l'étude d'un transformateur triphasé.

Le transformateur qui, pour nous, répond à tous ces critères est un autotransformateur monophasé de 357 MVA, (Figure IV-1).



a) Photo réelle (vue oblique)

Figure IV-1. Autotransformateur Monophasé 357 MVA

Les principales caractéristiques de cet autotransformateur sont les suivantes :

Puissance :	357 MVA
Tensions nominales:	$\frac{395}{\sqrt{3}} / \frac{230}{\sqrt{3}} / 13kV$ (HT / MT / BT)
Intensités nominales :	1565 / 2690 / 1885 A
Design circuit magnétique :	cuirassé

La principale caractéristique d'un autotransformateur est qu'il possède un enroulement commun au primaire et au secondaire sans la présence d'isolation galvanique. A puissance égale avec un transformateur classique, il occupe moins de place [DAL-84].

De plus, comme il est spécifié ci-dessus, cet autotransformateur a un circuit magnétique de type cuirassé. Les chemins de retour du flux magnétique sont externes et entourent les bobinages, le circuit magnétique possède donc des dimensions d'une taille plus conséquente qu'un transformateur colonne à puissance égale. La géométrie du circuit magnétique est un élément fondamental de notre modélisation, une représentation interne de l'autotransformateur est visible ci-après (Figure IV-2).

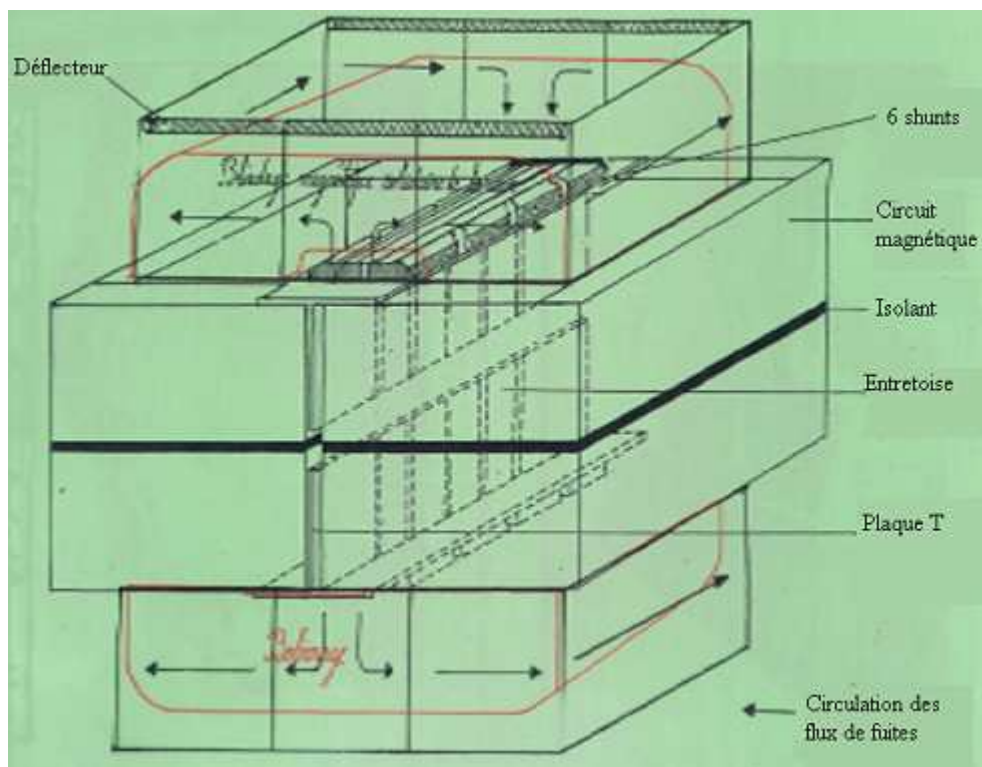


Figure IV-2. Vue schématique du circuit magnétique et du bobinage de l'autotransformateur

Les illustrations précédentes donnent une représentation schématique du circuit magnétique et du bobinage, il ne reflète pas exactement ce que l'on est à même d'observer dans la réalité.

I.2. Flux de fuite d'un transformateur

I.2.1. Un circuit magnétique non parfait

Le circuit magnétique de cet autotransformateur est constitué de tôles magnétiques de la qualité Hipersil. Elles sont à cristaux orientés, faites d'acier et contiennent environ 3% de silicium, leur épaisseur est de 0,30 mm. Elles sont obtenues par alternance de laminages à froid et de traitements thermiques suivis d'un recuit à haute température. Un traitement avec de la carlite (silicate de magnésite) est obtenu par un procédé thermochimique et assure un isolement des tôles. Un autre avantage de ce traitement est qu'il confère aux tôles une résistance parfaite à l'huile chaude ainsi qu'aux diélectriques chlorés tout en présentant l'avantage d'une très faible épaisseur [LAB-97], [EUR].

Dans cet autotransformateur de type cuirassé, le circuit magnétique est constitué d'une pluralité de tôles magnétiques enchevêtrées les unes sur les autres, avec des zones de recouvrement à angle droit (Figure IV-3.a). Une illustration (Figure IV-3.b), permet d'avoir une visualisation de l'empilage de tôles magnétiques dans un transformateur cuirassé, même si ce ne sont pas des tôles possédant un découpage strictement identique à celui étudié.

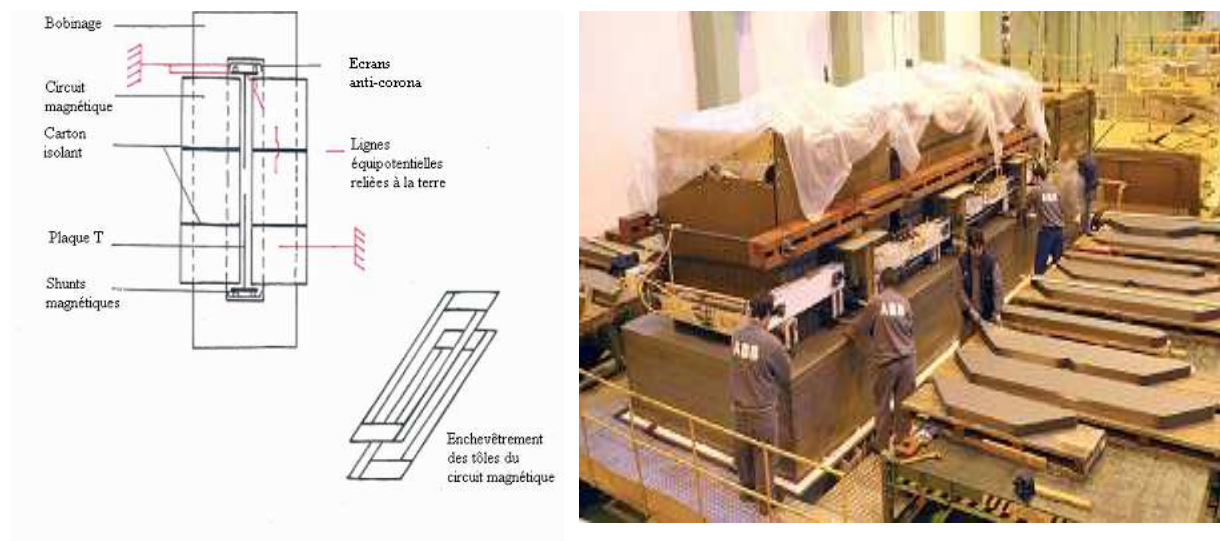


Figure IV-3. Représentation interne d'éléments de transformateur

C'est a priori dans ces zones, où des joints sont établis de manière à réduire au maximum les pertes (ainsi que le courant à vide et les échauffements locaux) que l'hypothèse de fuite magnétique est née. En effet, malgré l'étroitesse de ces zones, il n'en demeure pas moins vrai que de légères discontinuités subsistent et par conséquent que des fuites magnétiques existent. L'empilage des tôles se fait de manière horizontale, quant à la fixation mécanique verticale, elle se fait à l'araldite (colle spécifique). La section du circuit magnétique est rectangulaire, avec des tôles de même largeur. Cette

forme procure un degré de liberté dans le choix des dimensions du transformateur. De plus, dans la conception de ce circuit magnétique, des cartons isolants sont disposés à des emplacements spécifiques pour réduire « la vague », c'est à dire le fait que la surface de la tôle ne soit pas entièrement plane.

En effet le circuit magnétique n'est pas une unité indépendante de l'autotransformateur. Le montage du circuit magnétique se fait une fois que les enroulements sont disposés dans la partie basse de la cuve. D'autres matériaux magnétiques sont présents dans le dispositif et jouent directement un rôle dans la canalisation des fuites magnétiques.

Nous y retrouvons une ceinture magnétique qui se situe dans la partie inférieure de la cuve, sous le bobinage (respectivement au niveau de la cuve supérieure, sur le bobinage). Deux couches horizontales de six barreaux feuilletés verticalement sont situées dans la fenêtre de bobinage en partie supérieure et inférieure du circuit magnétique. Ces systèmes de canalisation du flux de fuite dus aux têtes des bobinages, sont qualifiés de shunts magnétiques. A contrario du circuit magnétique qui a un rôle de canalisation du flux créé par le bobinage, ces shunts ont pour but d'éviter tout échauffement nuisible de la cuve.

D'autres systèmes, tels les écrans anti-corona, sont des pièces isolantes, permettant d'atténuer le champ magnétique et limiter les effets de pointe. Elles se situent à l'intérieur de la fenêtre de la bobine et sont reliées à la masse.

I.2.2. La cuve

La cuve d'un transformateur est généralement faite de tôle d'acier, mais peut parfois être réalisée en tôle d'aluminium (exemple des transformateurs de traction) [GUE-94]. Dans le cas étudié, la cuve de l'autotransformateur est en acier. Elle est constituée d'une cuve inférieure et d'une cuve supérieure appelée « cloche ». La combinaison des deux permet d'assurer plusieurs fonctions. La première permet de servir de récipient pour l'huile de refroidissement. La deuxième est d'assurer le serrage du circuit magnétique et des bobinages, supprimant ainsi les systèmes de serrage des noyaux et culasses utilisés par exemple dans les transformateurs à colonnes.

La partie inférieure de la cuve, de par sa fonction de supporter tous les éléments constituant l'autotransformateur (bobinage, circuit magnétique, huile,...), présente des plats soudés qui la raidissent et forment un cadre solide. La cloche est parsemée de dispositifs faits d'acier permettant le serrage à l'aide de vérins de l'intégralité de sa structure. Il existe aussi des poutres en U soudées assurant sa résistance au vide et aux contraintes mécaniques de court-circuit.

N'ayant pas d'information très précise au sujet de l'épaisseur de la cuve de l'autotransformateur choisi, nous reprendrons arbitrairement celle d'un transformateur de 100 MVA [GUE-94], qui est de 10 mm.

I.2.3. Le niveau d'induction dans le circuit magnétique

Habituellement, lorsqu'un transformateur fonctionne sous sa tension nominale, la valeur d'induction rencontrée est de 1 à 1,2 T pour le cas de transformateur de faible puissance. Pour des transformateurs de forte puissance, où les tôles du circuit magnétique sont comme nous l'avons vu précédemment composées de fer – silicium à grains orientés, le cycle d'hystérésis de ces matériaux dit doux, est étroit et l'induction à saturation élevée [BRI-97]. L'induction magnétique pour un fonctionnement dans le coude de saturation est pour cet autotransformateur de 1,7 Tesla. Comme nous le verrons dans la partie suivante, l'induction retenue dans la modélisation tient compte de la nature magnétique de la tôle et des hypothèses exposées dans le chapitre III (§II.1) quant à l'aspect quantitatif de flux persistant lorsqu'un transformateur est hors tension.

I.3. Les outils utilisés

La modélisation numérique du circuit magnétique, du bobinage ainsi que de la cuve de l'autotransformateur est réalisée grâce au logiciel éléments finis Flux [FLU] développé par la société Cedrat [CED-09] et le laboratoire de Génie électrique de Grenoble. Les modélisations qui vont suivre sont pour la grande majorité effectuées en deux dimensions, nous rappelons une nouvelle fois qu'elles ne reflètent pas la réalité tridimensionnelle, mais leurs réalisations nous aideront à analyser de manière rapide et concise les résultats trouvés.

I.4. Conclusion

Cette partie a eu pour but de présenter le choix du transformateur pour une modélisation future que nous verrons dans les deux parties suivantes. Une description des tôles composant le circuit magnétique a été également donnée, elle a eu pour but d'énoncer la nature, la taille et la disposition de celles-ci pour mettre en avant le concept de fuite magnétique. Des informations sur la cuve du système seront détaillées, permettant ainsi de comprendre ses différents rôles.

II. Modélisation d'un transformateur hors tension avec matériaux aimantés

Comme il a déjà été stipulé précédemment, la tôle du circuit magnétique du transformateur retenu est du fer-silicium à grains orientés. C'est un matériau ferromagnétique au travers duquel circule un flux magnétique. La direction de laminage de la tôle est la direction facile d'aimantation [LEB-05]. Selon le sens du flux magnétique, les petits cristaux qui constituent la matière de la tôle s'orientent.

II.1. Première modélisation : circuit magnétique parfait

Conformément au chapitre précédent, une certaine quantité de flux dépendant majoritairement des caractéristiques du transformateur et de sa mise hors tension, peut perdurer dans le circuit

magnétique lorsqu'il est à l'arrêt. Dans cette configuration précise, la matière constituant le circuit magnétique est aimantée. C'est la raison pour laquelle, il nous semble intéressant de mener cette étude où le circuit magnétique est modélisé comme un ensemble d'aimants.

II.1.1. Hypothèses de modélisation

Une des premières hypothèses de modélisation consiste à simplifier la géométrie du circuit magnétique de l'autotransformateur. En effet comme nous voyons sur la figure suivante (Figure IV-4.a), le circuit magnétique se décompose en quatre blocs indépendants. Ils sont distants de 5 millimètres concernant l'écart vertical et de 30 millimètres pour l'écart horizontal. D'un point de vue magnétique, ces quatre structures indépendantes n'en font qu'une (Figure IV-4.b), si nous acceptons l'hypothèse qui semble raisonnable, que l'espace entre les blocs ne perturbe pas les trajets du flux.

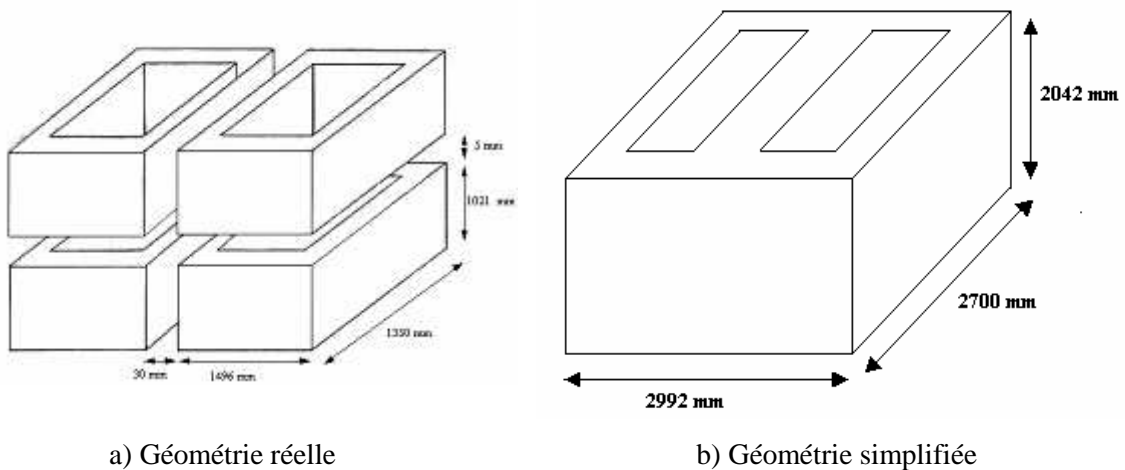


Figure IV-4. Représentation du circuit magnétique en vue de le modéliser

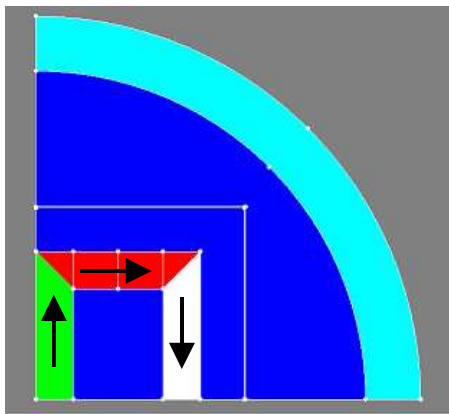
Les éléments de l'autotransformateur modélisés sont le circuit magnétique et la cuve. Nous ferons abstraction des autres éléments ferromagnétiques présents, tels que les tuyaux de circulation d'huile, des renforts mécaniques sur la cuve. La hauteur totale du circuit magnétique sera de 2700 millimètres, sa largeur de 2992 millimètres et quant à sa profondeur de 2042 millimètres (Figure IV-4.b). L'épaisseur du circuit magnétique est de 340 millimètres.

II.1.2. Première modélisation : circuit magnétique parfait aimanté

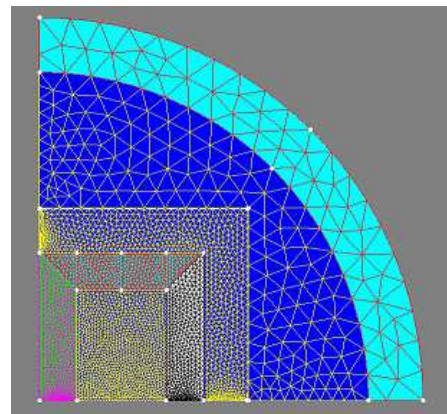
Le circuit magnétique de l'autotransformateur est représenté en position couchée sur un de ses flancs par rapport à la position qu'il occupe en réalité (Figure IV-5.a). La cuve se trouve à une distance du circuit magnétique de 400 millimètres, valeur retenue de par les dimensions extérieures du transformateur. L'épaisseur de celle-ci (comme il a été dit au paragraphe §I.2.2) est de 10 millimètres.

Le circuit magnétique est modélisé par un ensemble d'aimants linéaires qui ont chacun en commun une induction rémanente et une perméabilité relative. Ils diffèrent au niveau de leur direction

d'aimantation. La perméabilité de l'aimant a été fixée à 5000, valeur représentative d'une perméabilité utilisée pour les tôles de fer silicium à grains orientés [LEB-05]. Le niveau d'induction qui doit circuler dans le circuit magnétique en fonctionnement sera de l'ordre de grandeur de 1T. Cette valeur repose sur les hypothèses explicitées dans le paragraphe §I.2.3 avec pour rappel une induction de fonctionnement à 1,7 T et une valeur maximale de rémanent de 0,6 pu. La valeur d'induction rémanente, fixée pour l'aimant est de 1T. La cuve est modélisée par un matériau isotrope de type ferromagnétique de perméabilité 100, correspondant à celle d'un acier commun. La « boîte infinie » (zone simulant dans le logiciel Flux la décroissance du champ jusqu'à l'infini) entoure le dispositif à une distance correspondant à une demi largeur du circuit magnétique. Le maillage (Figure IV-5.b) est réalisé de manière automatique sous forme de triangles sous Flux [FLU]. Il doit être assez fin pour assurer par la suite une représentation correcte des lignes de champs magnétiques.



a) Visualisation des régions surfaciques



b) Maillage

Figure IV-5. Modélisation 2D du transformateur hors tension

La Figure IV-5.a représente un quart de la modélisation réelle du dispositif. Grâce à des outils de symétrie présents sous Flux, le système total est simulé. Comme il a été stipulé précédemment, chaque aimant constituant le circuit magnétique possède une direction d'aimantation spécifique. Un sens de rotation du flux est choisi, et par conséquent une direction d'aimantation (flèches sur la Figure IV-5.a) pour chaque aimant en découle.

II.1.3. Résultats de simulations en 2D

Ce premier résultat (Figure IV-6.a et Figure IV-6.b) montre le niveau d'induction à l'intérieur du circuit magnétique et les lignes de champ.

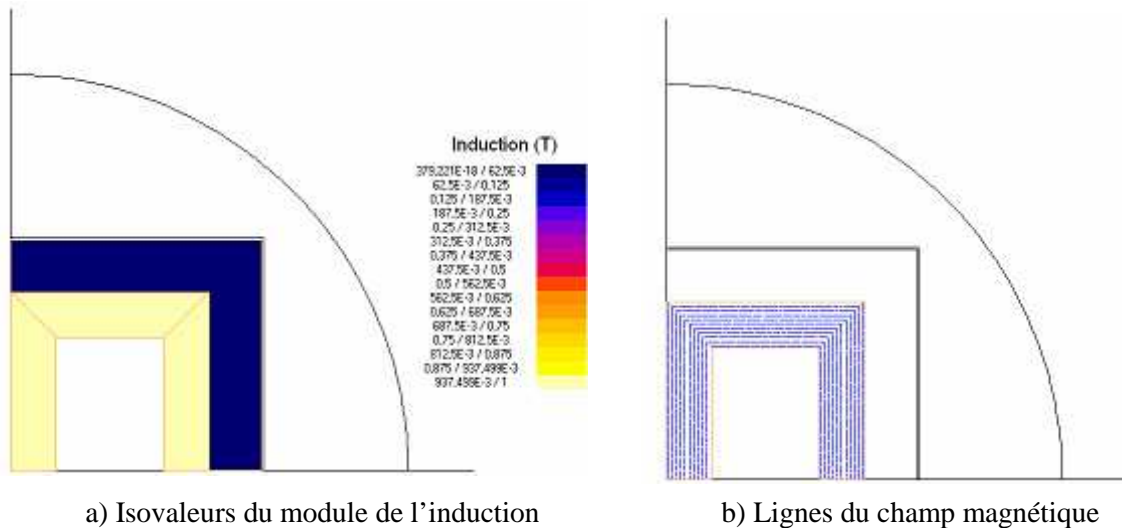


Figure IV-6. Isovaleurs du module de l'induction et lignes du champ dans le circuit magnétique

La valeur d'induction rémanente imposée pour chaque aimant est de 1T, c'est la valeur que nous retrouvons dans le circuit magnétique. On observe aussi que l'induction en dehors du circuit magnétique est nulle (Figure IV-7).

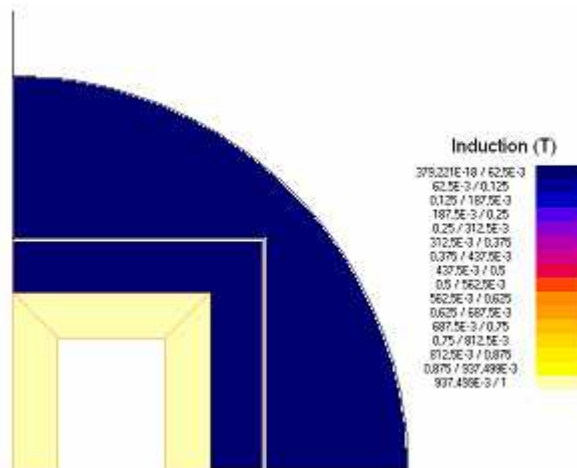


Figure IV-7. Isovaleurs en dehors du circuit magnétique

Pour une telle configuration, le champ magnétique créé à l'extérieur du circuit magnétique ou de la cuve est donc nul. Deux explications sont proposées pour donner une réponse à ce résultat qui pourrait surprendre.

La première explication fait référence à la relation de charge magnétique. En effet, l'éventuel champ extérieur est créé par des charges magnétiques situées sur les frontières du circuit magnétique où l'induction n'est pas tangentielle. Dans notre modélisation, ces régions sont celles où la direction de l'induction change. L'induction rémanente étant uniforme sur celles-ci, la contribution des charges magnétiques est donc inexistante, ce qui a pour conséquence directe, un champ nul à l'extérieur.

La deuxième, est établie grâce au théorème d'Ampère. Comme le transformateur est hors tension, la somme algébrique des intensités qui circulent dans le bobinage est nulle. C'est aussi la raison pour laquelle le bobinage n'est pas modélisé. Si l'on somme, chaque contribution du champ dans chaque portion du circuit magnétique, on arrive à la conclusion que le champ magnétique « H » est nul. Par conséquent, le champ magnétique tangentiel dans le circuit magnétique est nul. Il y a une conservation du champ magnétique tangentiel au passage dans l'air, celui-ci étant nul, l'induction tangentielle l'est aussi.

Ce résultat va à l'encontre de ce que nous avons énoncé dans le paragraphe §I.2.1, où nous avons émis l'hypothèse que l'existence d'un flux de fuite était possible. Si l'on se replace dans ce contexte, l'élément d'enchevêtrement des tôles magnétiques (Figure IV-8) n'est pas modélisé. En effet, la modélisation des imperfections de la continuité du flux dans les coins du circuit magnétique n'est pas réalisée. La partie suivante apporte une nouvelle hypothèse d'étude pour donner une réponse à cette interrogation.

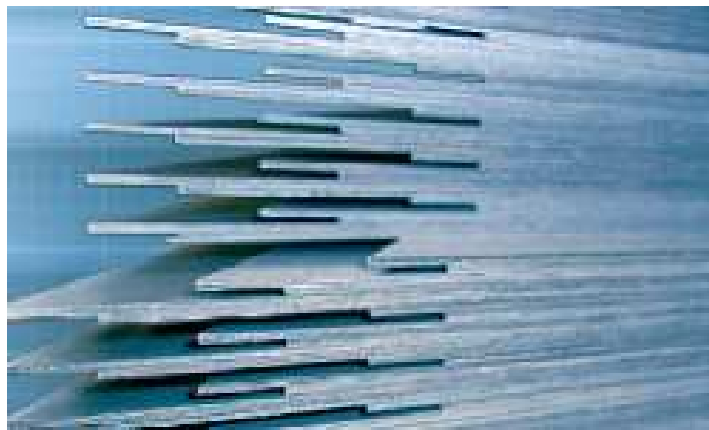


Figure IV-8. Enchevêtrement de tôles dans le coin d'un circuit magnétique d'un transformateur

II.2. Deuxième modélisation : circuit magnétique aimanté avec entrefer

Une nouvelle hypothèse de modélisation est donc ajoutée pour représenter les imperfections du circuit magnétique dans les angles du circuit magnétique. Ces zones sont en fait des régions où se trouvent les joints, parsemées d'absence de matière ferromagnétique, c'est pourquoi, l'idée de les modéliser comme des entrefers est avancée.

II.2.1. Hypothèses de modélisation

La géométrie du système reste inchangée par rapport au précédent, seul l'ajout d'entrefer, complète la modélisation. Ils sont positionnés dans les coins du circuit magnétique tels que représentés dans la Figure IV-9. Le nombre et l'épaisseur de ces entrefers ont des conséquences directes sur le niveau d'induction dans le circuit magnétique. Nous placerons un entrefer dans chaque coin du circuit

magnétique, leur épaisseur sera quant à elle fixée de manière arbitraire à 0,5 millimètres. L'objectif principal étant dans un premier temps de vérifier l'existence d'un flux de fuite à l'extérieur, nous ne débattons pas ici de ce paramétrage. Il fera l'objet du paragraphe II.2.3.

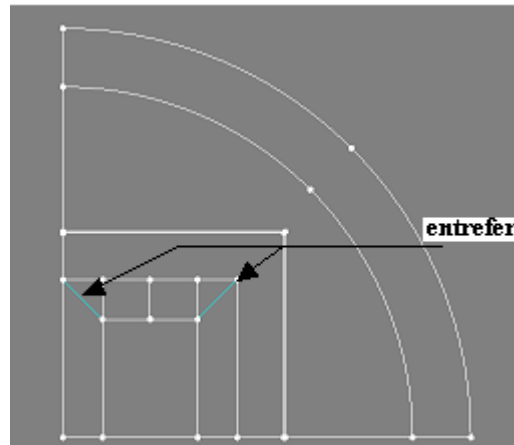


Figure IV-9. Modélisation 2D du transformateur hors tension (avec des entrefers)

Les résultats de la simulation permettent d'observer que le niveau d'induction dans le circuit magnétique est de l'ordre de 0,5 T (Figure IV-10.a). Ce niveau est inférieur à celui observé Figure IV-6.a, et confirme la présence d'un champ magnétique démagnétisant. Les lignes du champ dans le circuit magnétique sont quant à elles toujours régulières (Figure IV-10.b).

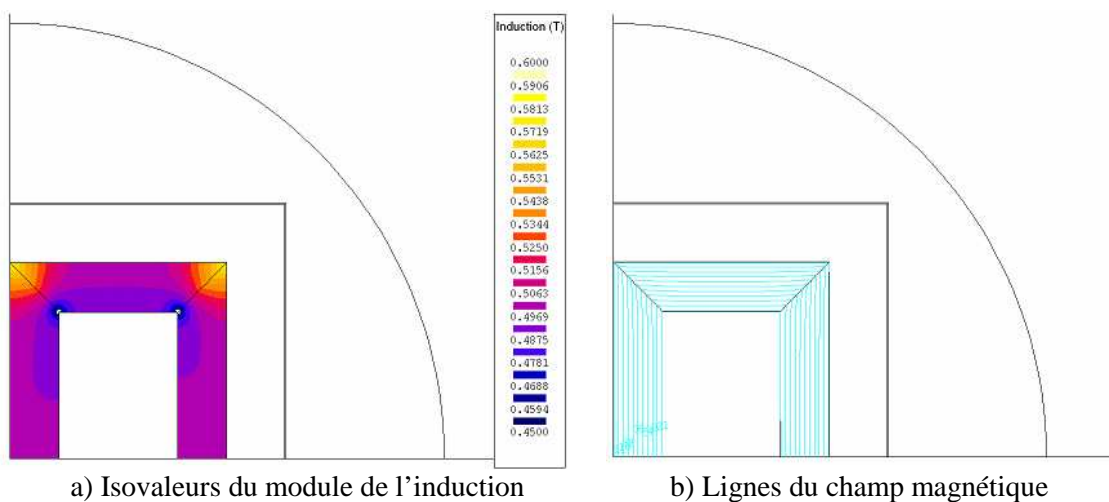


Figure IV-10. Isovaleurs du module de l'induction et lignes du champ dans le circuit magnétique

La Figure IV-11.a montre le niveau d'induction magnétique entre le circuit magnétique et la cuve. Des effets de pointe de l'induction magnétique sont visibles au niveau des coins du circuit magnétique. Des valeurs proches de 50 μ T sont visibles, ce qui est déjà une induction non négligeable et de l'ordre de grandeur de l'induction magnétique terrestre [RTE-11]. La Figure IV-11.b donne

l'allure des lignes du champ entre le circuit magnétique et la cuve. Les tubes de flux sont concentrés au voisinage des entrefers.

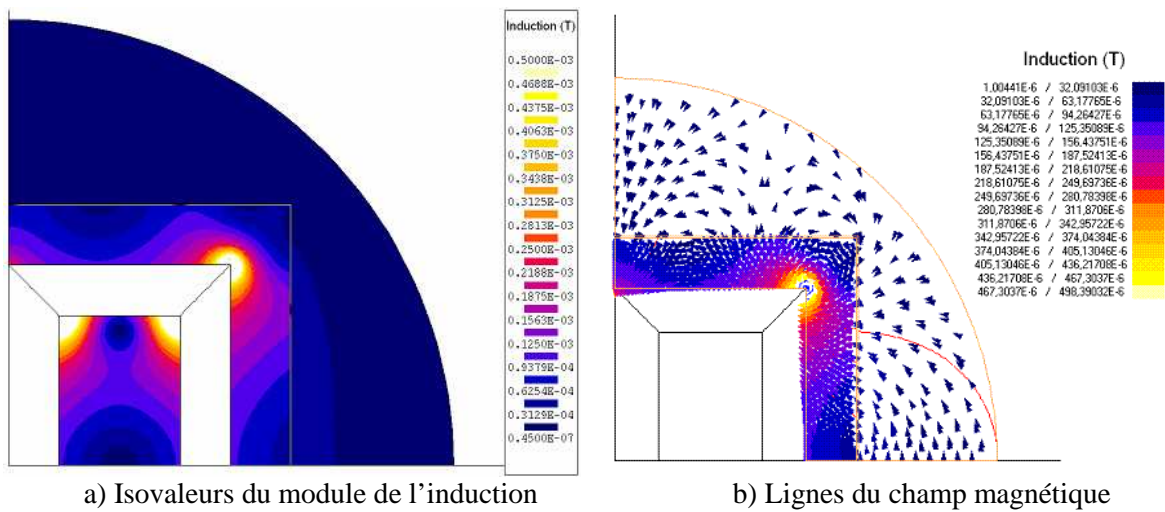


Figure IV-11. Isovaleurs du module de l'induction et lignes du champ entre le circuit magnétique et la cuve

La Figure IV-12.a illustre le niveau d'induction en dehors de la cuve. La valeur calculée est d'une trentaine de microteslas, ce qui montre que la cuve n'annule vraisemblablement pas le champ magnétique, mais a seulement pour effet de l'atténuer.

La Figure IV-12.b donne une représentation des lignes du champ à l'extérieur de la cuve. Nous observons, comme c'était le cas dans la Figure IV-11.b, l'effet du rebouclage des lignes du champ dans la direction des entrefers.

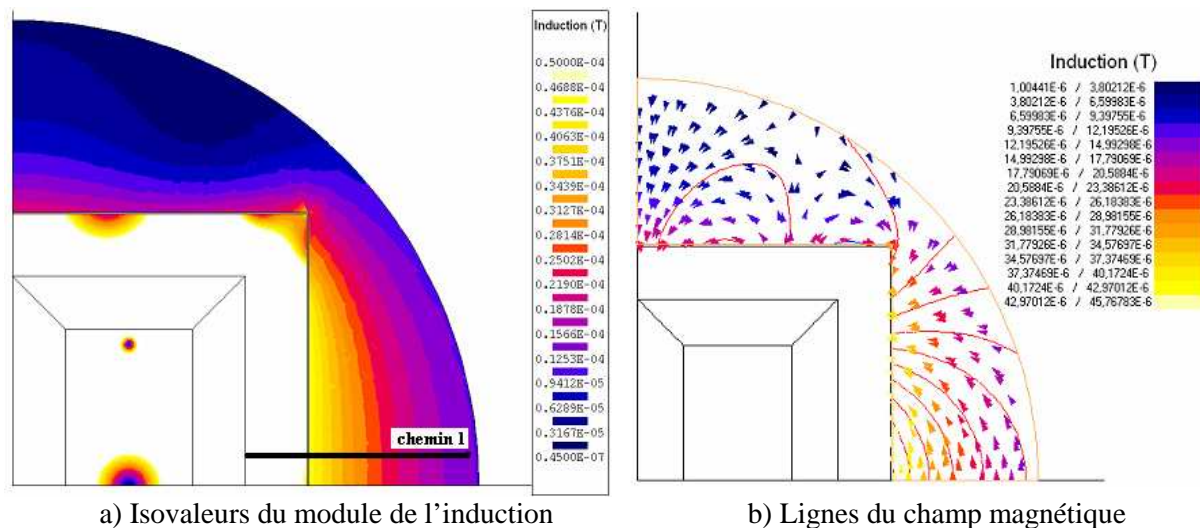


Figure IV-12. Isovaleurs du module de l'induction et lignes du champ en dehors de la cuve

Le chemin 1 est défini sur la Figure IV-12.a. Il permettra par la suite d'établir des analyses. La figure ci-dessous (Figure IV-13) montre le niveau d'induction relevé le long du chemin 1 à partir de la cuve et en s'éloignant, pour le cas où la cuve a une épaisseur de 10 millimètres et le cas où elle est inexistante. Ceci renforce l'idée que la cuve ne joue pas le rôle d'un blindage parfait. Lorsque la cuve est présente, un accroissement de l'induction dans la cuve est visible. Celui-ci est dû à la différence de perméabilité existante entre l'air et l'acier constituant l'enceinte métallique. Cette dernière canalise mieux le flux que l'air et donc capte les fuites issues du circuit magnétique.

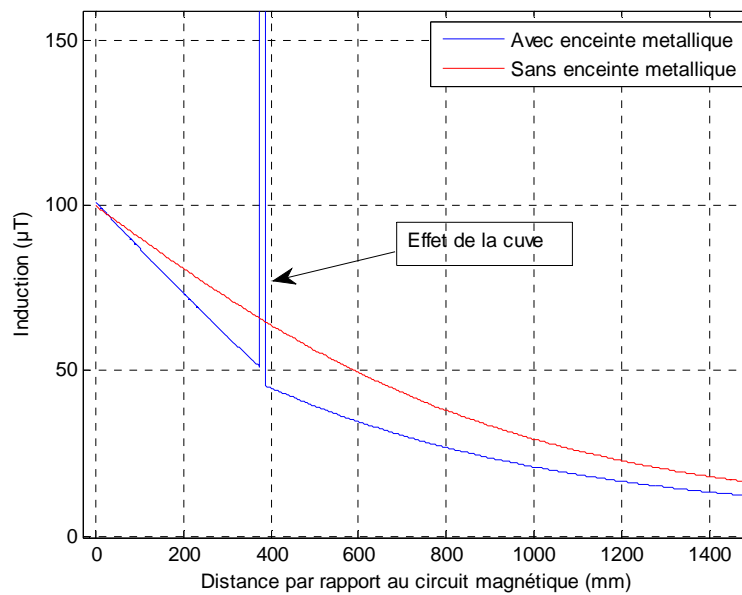


Figure IV-13. Induction magnétique le long du chemin 1 (avec et sans cuve)

Cette étude présente une première approche de la modélisation d'un transformateur à l'arrêt, en prenant soin de modéliser le circuit magnétique avec ses hypothétiques imperfections dues aux recouvrements non parfaits des tôles dans les joints magnétiques. Dans cette modélisation, des hypothèses reposant sur le nombre et l'épaisseur des entrefers, n'ont pas été vraiment justifiées, l'étude avait avant tout un but prospectif. La partie suivante se veut plus critique et apporte des éléments de compréhension des influences de certains paramètres.

II.2.2. Aspect théorique

Dans cette étude, le nombre d'entrefers de la modélisation reste inchangé par rapport à ce qui a été spécifié dans le paragraphe précédent. Il se base sur les imperfections du circuit magnétique dues à des recouvrements imparfaits des tôles dans les coins du circuit magnétique. L'épaisseur de ces entrefers a, comme nous le voyons dans la figure suivante (Figure IV-14), une influence directe sur le niveau d'induction dans le circuit magnétique et par conséquent à l'extérieur de celui-ci. Par rapport à la première modélisation du paragraphe §II.2.1, l'épaisseur des entrefers a été doublée. Le niveau

d'induction dans le circuit magnétique est plus faible dans cette configuration (Figure IV-14.a), il y a plus de fuites dues à la présence d'entrefers plus grands. Le niveau d'induction à l'extérieur du circuit magnétique et de la cuve est plus fort (Figure IV-14.b).

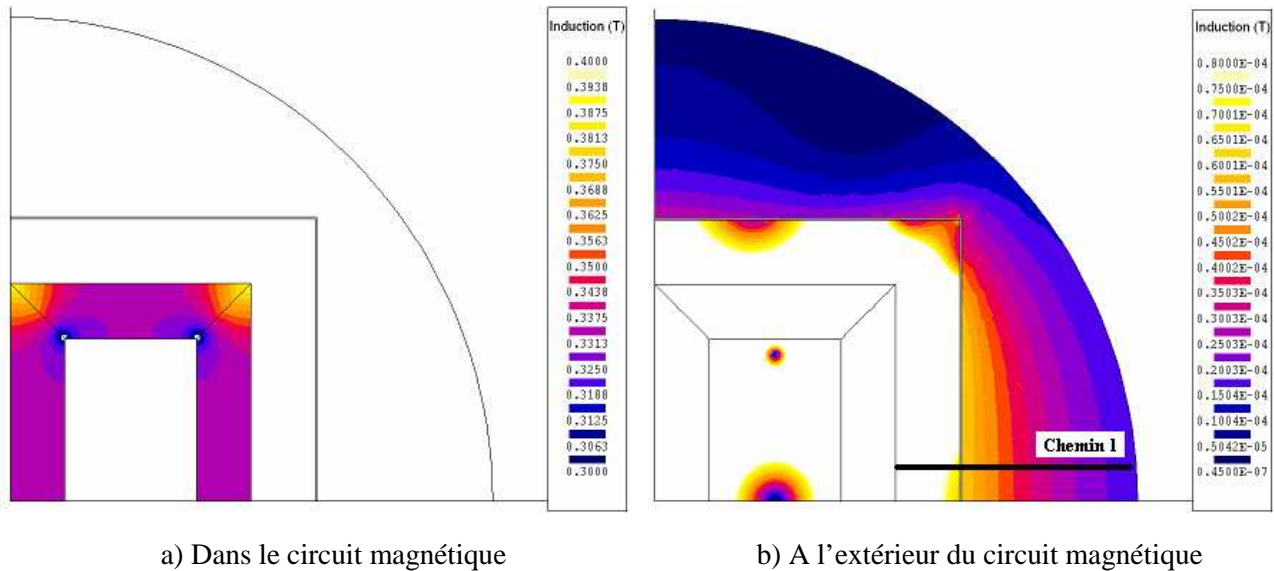


Figure IV-14. Isovaleurs du module de l'induction dans différents lieux de la modélisation

Grâce aux équations analytiques issues du théorème d'Ampère, de la conservation du flux et des relations simples liant l'induction magnétique au champ magnétique, nous calculons l'induction magnétique circulant dans le circuit magnétique en fonction des hypothèses retenues.

Nous appellerons « H_{fer} » et « H_{air} » respectivement la somme de toutes les contributions du champ magnétique circulant dans les tôles du circuit magnétique et dans les entrefers. Les entités « L_{fer} » et « L_{air} » correspondent respectivement aux longueurs moyennes du chemin parcouru dans la tôle magnétique et dans les entrefers.

D'après le théorème d'Ampère, nous pouvons écrire l'équation (IV-1).

$$H_{fer} L_{fer} + H_{air} L_{air} = NI = 0, \text{ car } I = 0 \quad (IV-1)$$

L'induction magnétique, selon le milieu dans laquelle elle est considérée, a pour expression :

Dans le circuit magnétique :

$$B_{fer} = B_r + \mu_0 \mu_{fer} H_{fer} \quad (IV-2)$$

Avec :

Perméabilité du vide : $\mu_0 = 4.\pi.10^{-7} \text{ H.m}^{-1}$

Perméabilité relative du matériau : $\mu_{fer} = 5000$ (sans dimension)

Induction rémanente : $B_r = 1\text{T}$

Dans l'air (matérialisés par les joints ayant une orientation à 45°) :

$$B_{air} = \mu_0 \mu_{air} H_{air} \quad (IV-3)$$

Avec :

Perméabilité de l'air : $\mu_{air} = 1$

Si l'on considère qu'il y a une conservation du flux entre le milieu fer et entrefer, nous pouvons écrire :

$$\Phi_{fer} = \Phi_{air} \Rightarrow B_{fer} S_{fer} = B_{air} S_{air} \Rightarrow B_{fer} S_{fer} = B_{air} S_{fer} \sqrt{2} \Rightarrow B_{air} = \frac{B_{fer}}{\sqrt{2}} \quad (IV-4)$$

Notons que la surface de l'air considéré dans l'équation (IV-4) est égale au produit de la surface du fer par racine de 2, à cause du fait que les entrefers soient localisés dans les coins du circuit magnétique.

Grâce aux équations : (IV-1), (IV-2), (IV-3), (IV-4), nous pouvons écrire :

$$B_{fer} = Br \cdot \frac{1}{1 + \frac{\mu_{fer} L_{air}}{L_{fer} \sqrt{2}}} \quad (IV-5)$$

En se basant sur la dernière équation (IV-5) et selon les hypothèses retenues tant au niveau de l'épaisseur des entrefers que de la perméabilité prise pour caractériser le matériau constituant le circuit magnétique, le niveau d'induction circulant dans le circuit magnétique (CM) est calculé.

Les différents résultats obtenus sont reportés dans le Tableau IV-1 ci-dessous et ils sont comparés aux résultats de simulation.

Epaisseur entrefer (mm)	Induction dans CM (T) Calcul analytique	Induction dans CM (T) Calcul Flux 2D	Ecart (%)
0,25	0,665	0,662	0,5
0,5	0,499	0,497	0,4
1	0,332	0,333	0,3

Tableau IV-1 Comparaison calcul analytique et simulations pour différentes épaisseurs d'entrefer

Grâce au tableau ci-dessus, nous pouvons tout d'abord constater que les écarts entre les résultats des simulations et ceux du calcul analytique sont inférieurs à 1%, ce qui valide les résultats provenant de la simulation. Aussi, cette étude révèle la sensibilité de l'induction dans le circuit magnétique vis à vis de l'épaisseur des entrefers. Le niveau d'induction à l'extérieur du circuit magnétique dépend de l'épaisseur de l'entrefer choisi. La Figure IV-15 montre le niveau d'induction calculé sur le chemin 1 pour différentes épaisseurs d'entrefer définies dans le Tableau IV-1. Selon ces hypothèses, le niveau d'induction en dehors de la cuve est de quelques dizaines de microteslas. C'est

un niveau qui est certes relativement faible (de l'ordre du champ magnétique terrestre), mais qui reste mesurable.

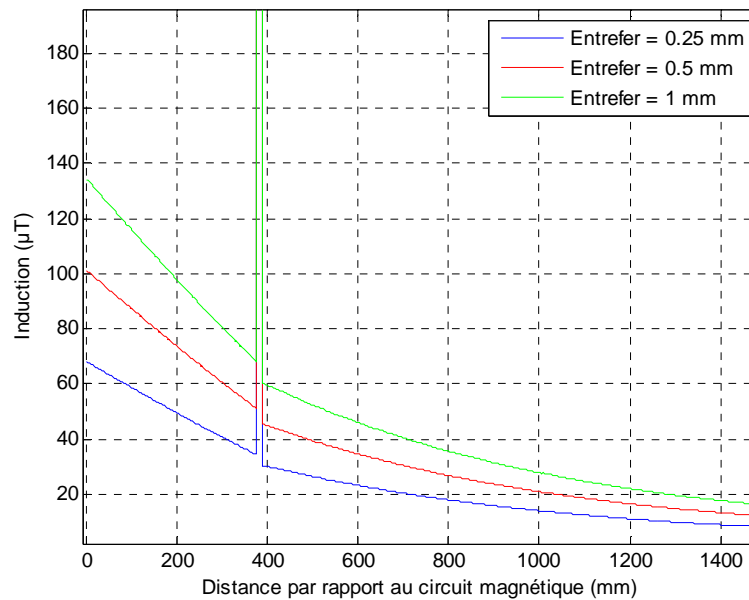


Figure IV-15. Induction magnétique le long du chemin 1 pour différentes épaisseurs d'entrefer

II.2.3. Etude de sensibilité

Les résultats de simulation dépendent fortement des hypothèses de modélisation. Précédemment, la variation des épaisseurs des entrefers a été étudiée et les résultats obtenus montrent une sensibilité importante du niveau d'induction dans et à l'extérieur du circuit magnétique. Dans cette partie, nous présentons quelques résultats basés sur la sensibilité de la modélisation à l'égard de la perméabilité du matériau choisi pour le circuit magnétique et l'épaisseur retenue pour la cuve.

La perméabilité prise pour de la tôle fer-silicium à grains orientés est généralement plus grande que celle initialement choisie [LEB-05]. De nouvelles perméabilités, de 10000 et 20000, sont prises pour réaliser de nouvelles modélisations. La Figure IV-16, illustre le niveau d'induction relevé le long du chemin 1 pour des perméabilités différentes.

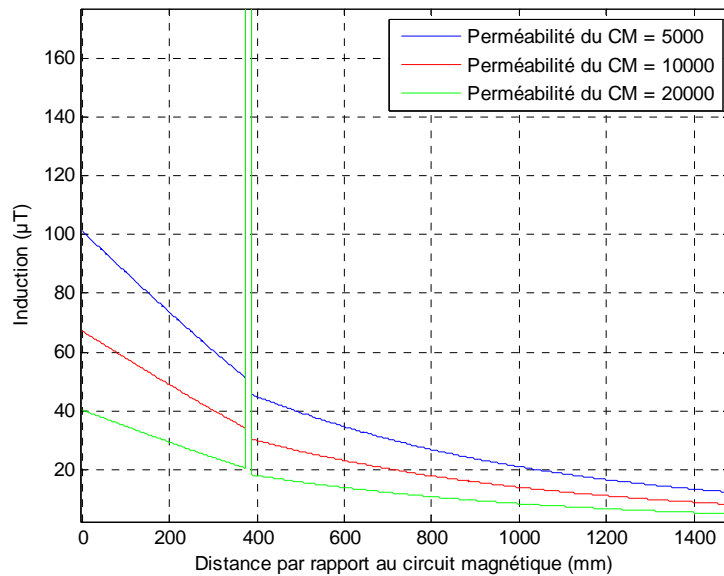


Figure IV-16. Induction magnétique selon le chemin 1 pour différentes perméabilités du circuit magnétique

D'après la figure précédente (Figure IV-16), plus la perméabilité est grande, plus le niveau d'induction en dehors du circuit magnétique et de la cuve est faible. Ce résultat obtenu par la simulation peut s'expliquer par la théorie. En effet, selon l'équation (IV-5), si μ_{fer} augmente, B_{fer} diminue, donc le flux dans le circuit magnétique et dans l'entrefer diminue. Ce flux dans l'entrefer étant la source des champs de fuite dans les joints, le champ en dehors du circuit magnétique diminue.

En fait, l'équation (IV-5) indique que c'est le produit de la perméabilité par la largeur de l'entrefer qui influe sur l'induction. La figure ci-dessous (Figure IV-17) illustre le niveau d'induction en dehors de la cuve, le long du chemin prédéfini, pour des épaisseurs de cuve différentes. Plus l'épaisseur de la cuve est grande plus le niveau d'induction est faible à l'extérieur. Les épaisseurs de cuves étudiées sont de 10, 20 et 50 millimètres.

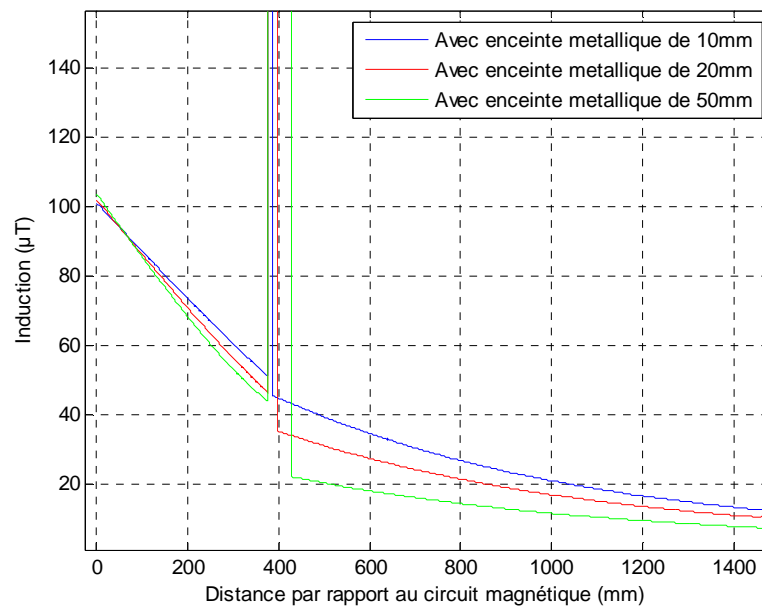


Figure IV-17. Induction magnétique selon le chemin 1 pour différentes épaisseurs de cuve

Cette étude de sensibilité montre toute l'importance des paramètres d'étude choisis sur les résultats de simulation. Selon la perméabilité du circuit magnétique, l'épaisseur de la cuve, le niveau d'induction à l'extérieur de l'enceinte métallique est légèrement modifié.

II.2.4. Conclusion

Une première modélisation, basée sur une représentation du circuit magnétique, comme un ensemble d'aimants de forte perméabilité, possédant chacun une direction d'aimantation spécifique, a été réalisée. Celle-ci montre que le niveau d'induction à l'extérieur est nul. Lorsque des entrefers sont placés dans les coins du circuit magnétique afin de modéliser les imperfections dues à l'enchevêtrement des tôles magnétiques, le transformateur présente des fuites magnétiques. Celles-ci sont de l'ordre de grandeur de l'induction magnétique terrestre et dépendent entièrement des hypothèses de modélisation. L'épaisseur des entrefers et de la cuve ainsi que la perméabilité du circuit magnétique ont une influence directe sur le flux de fuite présent à l'extérieur.

III. Modélisation d'un transformateur sous tension avec matériaux ferromagnétiques

III.1. Introduction

Cette partie s'inscrit dans la démarche de la connaissance du niveau du champ magnétique dans le voisinage d'un transformateur. Notre étude porte sur une modélisation du transformateur en 2D et 3D, en considérant cette fois-ci la présence d'une source électrique. Celle-ci est spécifique au

bobinage du transformateur, encerclée par un circuit magnétique modélisé par un matériau ferromagnétique.

Il n'est pas rare de rencontrer dans la littérature, la notion de calcul et de mesure du champ électromagnétique au voisinage de dispositifs électriques [DAI-94], [STR-09]. Le but de ces études est généralement de déterminer le niveau de champs électriques et magnétiques près de dispositifs sous tension. Ces mesures sont réalisées dans le cadre de prescriptions minimales de sécurité et de santé relatives à l'exposition des travailleurs aux risques dus aux agents physiques (champs électromagnétiques) [DIR-04]. Il est fréquent de rencontrer des travaux se focalisant sur les phénomènes qu'induisent ces champs magnétiques sur le corps humain [BUR-02].

Ces études sont intéressantes, car des mesures de niveaux des champs magnétiques y sont relevées, comme par exemple dans des postes de distribution électrique [SAF-05], [MA-11]. Les niveaux de champs magnétiques mesurés sont de l'ordre de grandeur du microtesla et dépassent parfois la centaine de microteslas lors de mesures proches des transformateurs. Pour ces dernières, les limites d'exposition autorisées sont dépassées, comme ceci est explicité dans [ICN-01]. Pour des mesures réalisées à proximité d'un transformateur, il est important de souligner que le niveau du champ mesuré dépend du niveau de charge du transformateur. En effet, si l'on prend l'exemple d'un transformateur exploité à mi-charge ou à pleine charge, on a l'intuition que le niveau du champ magnétique en un point précis proche du transformateur ne présentera pas le même niveau du champ pour ces deux situations.

Afin d'avoir une idée plus précise du niveau du champ magnétique à proximité de transformateurs sous tension et ayant la possibilité d'accéder à un site de distribution électrique, quelques mesures du champ magnétique ont pu être réalisées sur le poste de distribution électrique de Champagnier à proximité de Grenoble. Au sein de celui-ci, plusieurs transformateurs de puissance et de technologie différentes sont présents. L'illustration suivante (Figure IV-18) montre deux types de transformateurs autour desquels nous avons réalisé des mesures.



a) AT 762 JST



b) TR 632 ALSTOM

Figure IV-18. Photos de deux transformateurs sur le poste de Champagnier

L'autotransformateur triphasé de technologie cuirassé (AT 762 JST) admet un rapport de tension de 400/ 225 kV et une puissance nominale de 600 MVA. Le transformateur triphasé de technologie colonne (TR 632 ALSTOM) a un rapport de tension de 225/ 63 kV, une puissance nominale de 100 MVA. Lorsque les mesures ont été réalisées, les deux transformateurs travaillaient à mi-charge. Les appareils de mesure utilisés sont : un appareil de mesure du champ magnétique (trois axes) permettant de ne mesurer que la composante alternative d'un signal [ISO] et un gaussmètre permettant de mesurer la composante alternative et continue d'un signal (la valeur lue correspond au module du signal mesuré). Le niveau d'induction magnétique mesuré sur la cuve de l'autotransformateur était de l'ordre de la centaine de microteslas avec un maximum dans les coins de l'ordre de 200 μ T. Des niveaux d'induction similaires voire supérieurs ont été mesurés sur le transformateur de technologie colonne. Malgré une différence notable de transit de puissance au sein de ces deux transformateurs, il semblerait que le transformateur de technologie colonne, au sein duquel il transite moins de puissance, soit celui autour duquel l'induction magnétique est la plus importante.

Ces mesures permettent de voir que le niveau du champ magnétique à proximité d'un transformateur est vraisemblablement de l'ordre de grandeur de la centaine de microteslas. Il est important de rappeler que ces mesures sont réalisées dans un milieu fortement pollué par la présence de conducteurs électriques aériens qui émettent eux aussi des champs magnétiques, sans compter d'autres pollutions magnétiques provenant de câbles dans le sol, ou de masses ferromagnétiques aimantées se trouvant à proximité.

Pour faire la part des choses, il est donc essentiel de modéliser notre autotransformateur sous tension afin d'évaluer quantitativement et qualitativement le champ magnétique dans son voisinage. Des hypothèses de modélisation tant sur la répartition du courant dans le bobinage que sur la perméabilité du circuit magnétique et l'épaisseur de la cuve seront bien sûr nécessaires pour l'analyse.

III.2. Modélisation du transformateur sous tension

Les éléments de l'autotransformateur modélisés sont le circuit magnétique, les bobinages et la cuve. Nous ferons abstraction des autres éléments présents tels que les conducteurs positionnés sur la partie haute du transformateur, la poutre en forme de T en acier amagnétique qui a pour fonction de maintenir fermement le bobinage et le circuit magnétique. Les dimensions du circuit magnétique sont données dans la Figure IV-4.b, la hauteur est notée (H), sa largeur (L), sa profondeur (P) et son épaisseur (E). Il est représenté en position couchée sur un de ses flancs par rapport à la position qu'il occupe en réalité. L'épaisseur de la cuve (comme il a été précisé au paragraphe §I.2.2) est de 10 millimètres.

Le circuit magnétique est modélisé comme un matériau isotrope de type ferromagnétique, dont la perméabilité a été fixée à 5000, valeur représentative d'une perméabilité utilisée pour les tôles de fer silicium à grains orientés. La cuve est modélisée par un matériau isotrope de type ferromagnétique de

perméabilité 100, correspondant à celle d'un acier commun. Nous faisons l'hypothèse que le bobinage occupe toute la fenêtre disponible de part et d'autre des jambes du circuit magnétique. La répartition du courant est réalisée sous forme de densité de surface.

Le niveau d'induction qui doit circuler dans le circuit magnétique a été fixé à 1T (valeur explicitée dans le paragraphe §I.2.3). Pour obtenir une telle valeur d'induction magnétique, nous devons calculer la densité de courant qui doit circuler dans le bobinage pour permettre cette circulation d'induction.

Les équations suivantes permettent de la déterminer :

$$B = \mu_0 \mu_r H \text{ dans le circuit magnétique} \quad (\text{IV-6})$$

$$H = \frac{B}{\mu_0 \mu_r} = \frac{1}{4 \cdot \pi \cdot 1e^{-7} \cdot 5000} \cong 160 A/m \quad (\text{IV-7})$$

Le bobinage réel est constitué d'une multitude de spires, nous modéliserons l'ensemble de ces conducteurs comme un seul conducteur.

Dans cette modélisation, nous faisons l'hypothèse d'un circuit magnétique parfait, c'est à dire sans entrefer dans les coins.

Calcul de la longueur moyenne du chemin parcouru par le flux (IV-8) ainsi que de la section du bobinage (IV-9).

$$l = \left(2 \left[\frac{L}{2} - E \right] + 2 \left[\frac{H}{2} - E \right] \right) = 7032 mm \quad (\text{IV-8})$$

$$S = (L - 2E) \cdot (H - 2E) = 1648320 mm^2 \quad (\text{IV-9})$$

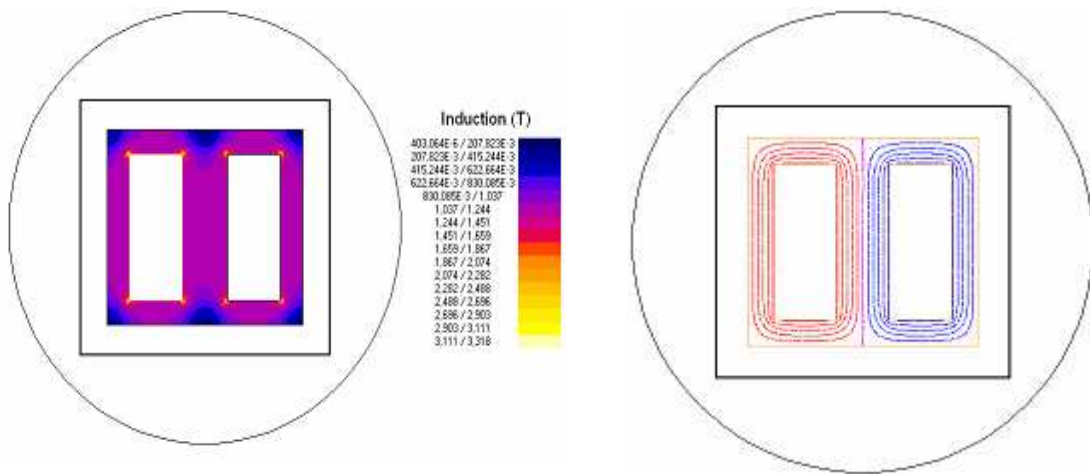
On en déduit que :

$$I = H \cdot l \cong 1125 A \text{ et donc } J = \frac{I}{S} \cong 0.683 mA/mm^2 \quad (\text{IV-10})$$

Les régions bobines sous Flux 2D seront des régions définies comme régions avec densité de courant de module 0.683mA/mm², résultant de l'équation (IV-10).

Les résultats de la simulation sont reproduits Figure IV-19. Tout d'abord, le sens de circulation du flux dans le circuit magnétique est validé par rapport au sens du courant imposé dans le bobinage. En effet le signe positif du courant était imposé dans la fenêtre de gauche et par conséquent le signe négatif dans la fenêtre de droite. Le flux circule bien de bas en haut dans le noyau et de haut en bas dans les jambes du circuit magnétique. Des effets de pointe existent dans les coins extérieurs

des bobinages (valeur lue 2-3T). Des régions où l'induction magnétique admet quelques centaines de milliteslas sont localisées dans les coins extérieurs du circuit magnétique.

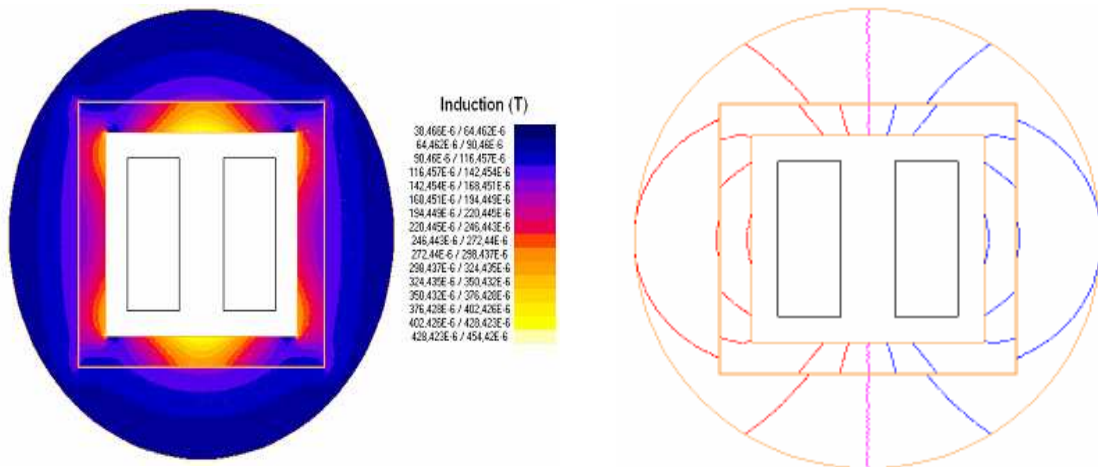


a) Isovaleurs du module de l'induction

b) Lignes du champ magnétique

Figure IV-19. Isovaleurs du module de l'induction et lignes du champ dans le circuit magnétique

La répartition spatiale de l'induction magnétique autour du transformateur est l'objectif de cette partie. La figure suivante (Figure IV-20) permet de voir la répartition des lignes du champ à l'extérieur du circuit magnétique et le niveau d'induction présent.



a) Isovaleurs du module de l'induction

b) Lignes du champ magnétique

Figure IV-20. Isovaleurs du module de l'induction et lignes du champ en dehors du circuit magnétique

Le niveau d'induction magnétique calculé à proximité du circuit magnétique est de 200 μ T, quant au niveau calculé sur la cuve, il est de 140 μ T. Ces grandeurs dépendent des hypothèses de

modélisation que nous verrons dans le paragraphe §III.4.1 selon une étude de sensibilité autour des paramètres de modélisation.

III.3. Estimation du champ magnétique créé par le circuit magnétique

Dans la partie précédente, nous avons prédit près du circuit magnétique et en dehors de celui-ci, au delà de la cuve, un niveau d'induction magnétique s'échelonnant de quelques centaines à quelques dizaines de microteslas, le transformateur étant hors tension. Ce qui est l'objet de cette étude est l'analyse des sources qui sont à l'origine de l'aimantation du circuit magnétique.

Dans un premier temps (cas 1), la stratégie employée consiste à analyser sur un chemin donné le niveau d'induction total créé par le bobinage et le circuit magnétique tel qu'il a été défini. Dans un second temps (cas2), nous analyserons le niveau d'induction créé par le bobinage et un circuit magnétique différent du premier de part sa perméabilité. En fait, la perméabilité du matériau employé pour le circuit magnétique sera égale à celle de l'air, c'est à dire 1. Cette technique permet, par soustraction du cas 1 et du cas 2, d'éliminer la source magnétique due au bobinage et de conserver seulement le niveau d'induction provenant du circuit magnétique.

Les résultats des simulations sont illustrés dans la Figure IV-21. Le niveau d'induction magnétique est mesuré sur le même chemin tel qu'il a été défini précédemment.

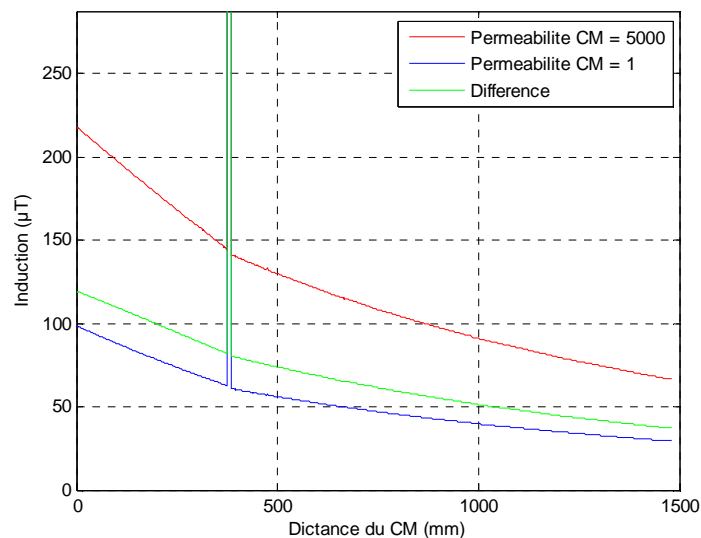


Figure IV-21. Induction magnétique le long du chemin 1 pour isoler la signature du circuit magnétique

Le niveau d'induction total mesuré avoisine $220\mu\text{T}$, près du circuit magnétique (courbe rouge). La signature de la bobine seule (courbe bleu) est de $100\mu\text{T}$ au même point de mesure. La différence des deux courbes (courbe verte) donne une mesure d'induction de $120\mu\text{T}$.

Ce champ magnétique provient du circuit magnétique. Il est dû à la réaction d'induit du matériau ferromagnétique soumis au champ d'excitation dû au courant circulant dans le bobinage.

Cette signature magnétique du transformateur sous tension n'est en aucun cas représentative de ce que nous avons pu décrire dans le paragraphe §II.2.1, où est exposée une modélisation montrant la possibilité de mesurer un éventuel flux de fuite du rémanent à l'extérieur de l'enceinte d'un transformateur hors tension.

III.4. Etude de sensibilité

Cette partie permet d'exposer les résultats de simulation en 2D et 3D lorsque l'on modifie certains paramètres.

III.4.1. La simulation en 2D et ses hypothèses

La modélisation du circuit magnétique dans le paragraphe §III.2, a été réalisée à l'aide d'un matériau ferromagnétique isotrope de perméabilité 5000. Conformément à l'étude réalisée dans le paragraphe §II.2.3, différentes perméabilités sont étudiées ici. En réutilisant les équations décrites dans le paragraphe §III.2, les courants et densités de courant permettant de créer des inductions égales à 1T dans le circuit magnétique et sont ainsi calculées (les courants sont ajustés pour maintenir 1T dans le circuit magnétique).

Les résultats observés sont illustrés selon le chemin 1, pour la modélisation selon un bobinage sous forme de densité de courant (Figure IV-22).

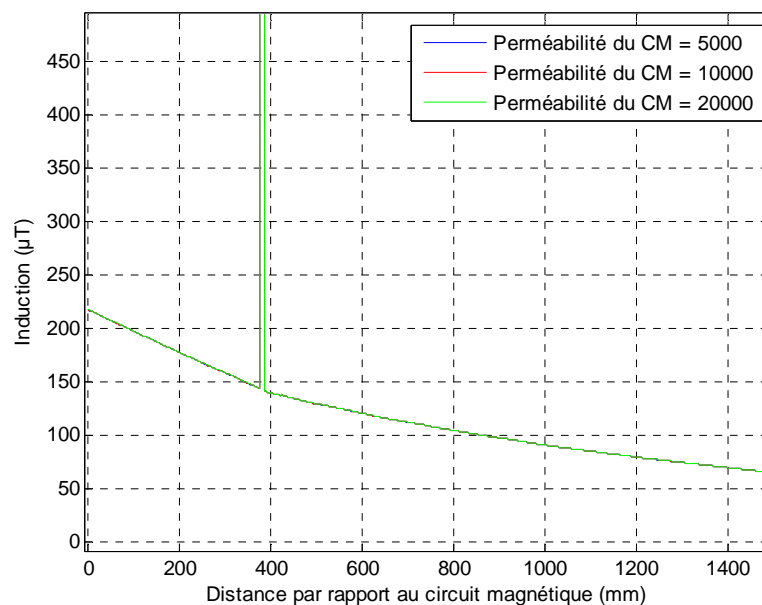


Figure IV-22. Induction magnétique selon le chemin 1 pour différentes perméabilités du circuit magnétique (les trois courbes sont superposées)

Le long du chemin 1, les niveaux d'induction mesurés depuis le circuit magnétique et au fur à mesure que l'on s'en éloigne sont les mêmes quelle que soit la perméabilité du circuit magnétique. Cette remarque confirme que nous ne mesurons que l'effet du bobinage à l'extérieur de la cuve.

Un autre paramètre de modélisation qui fait l'objet d'une incertitude est l'épaisseur de la cuve. Nous connaissons l'épaisseur moyenne d'une cuve d'acier pour un transformateur de 100 MVA, mais nous ne sommes pas certain que l'épaisseur de la cuve de l'autotransformateur modélisé possède la même épaisseur. De plus, une cuve de transformateur n'a pas une homogénéité parfaite au niveau de son épaisseur. En effet les renforcements, les barres de serrages, possèdent elles aussi une épaisseur non négligeable. Pour prendre en compte ces incertitudes, la Figure IV-23 illustre les niveaux d'induction obtenus pour différentes épaisseurs.

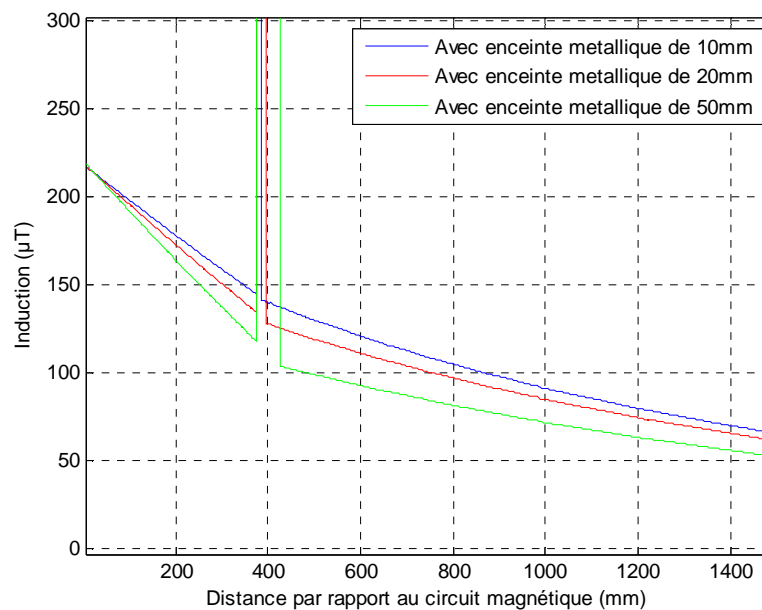
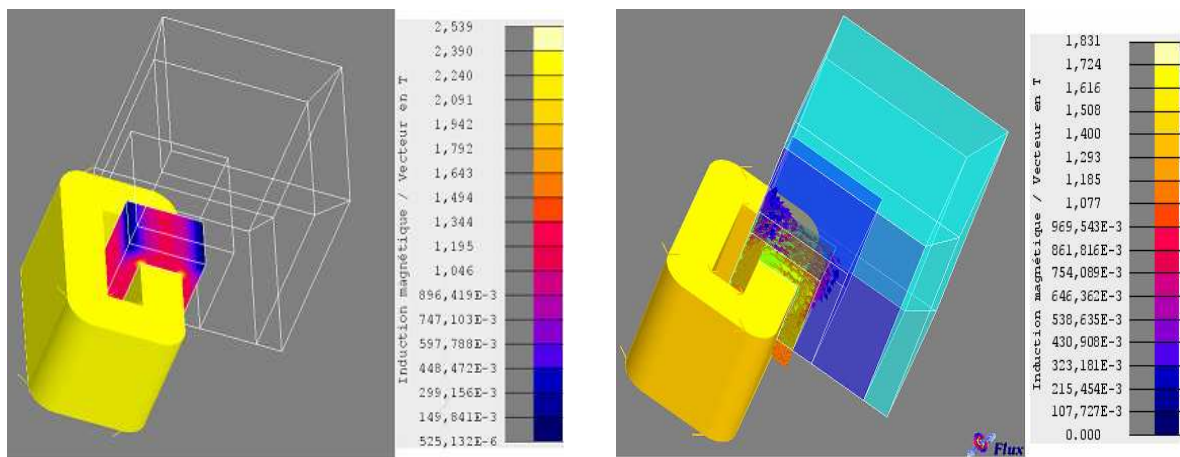


Figure IV-23. Induction magnétique selon le chemin 1 pour différentes épaisseurs de cuve

Plus l'épaisseur de la cuve est importante, plus les niveaux d'induction magnétique mesurés en dehors de la cuve sont faibles. Il en est de même à l'intérieur. La cuve se comporte comme une barrière au niveau du champ magnétique, mais ce n'est pas une barrière qui annule le champ, elle l'atténue seulement. La simulation bidimensionnelle permet de donner les tendances du champ magnétique. Pour avoir des valeurs du niveau de ce champ magnétique plus réalistes, nous modéliserons l'autotransformateur en 3D.

III.4.2. La simulation en 3D et ses hypothèses

La modélisation tridimensionnelle de l'autotransformateur se base sur ce qui a déjà été fait en 2D. Le circuit magnétique, le bobinage et la cuve sont modélisés avec les mêmes hypothèses que celles retenues au paragraphe §III.2. Concernant les dimensions du circuit magnétique, elles sont aussi précisées dans le paragraphe §III.2. La Figure IV-24 permet de voir le système tel qu'il est modélisé, de vérifier le niveau d'induction dans le circuit magnétique et le sens des lignes du champ dans le circuit magnétique.



a) Isovaleurs du module de l'induction

b) Lignes du champ magnétique

Figure IV-24. Modélisation 3D de l'autotransformateur sous tension

De la même manière que pour la modélisation en 2D, différentes perméabilités peuvent être attribuées au circuit magnétique. Les conclusions obtenues sont cohérentes avec celles du 2D.

Une étude de sensibilité portant sur l'épaisseur de la cuve peut être également réalisée, les résultats trouvés sont reproduits sur la Figure IV-25. Le chemin 2 est identique au chemin 1 (pour les composantes 2D) selon les composantes x et y et sur l'axe de symétrie dans la direction z.

Conformément à ce qui avait pu être observé en 2D, plus l'épaisseur de la cuve est grande, plus le niveau d'induction à l'extérieur du circuit magnétique est faible. Pour l'épaisseur de cuve la plus importante, le niveau d'induction en dehors de la cuve est de quelques dizaines de microteslas.

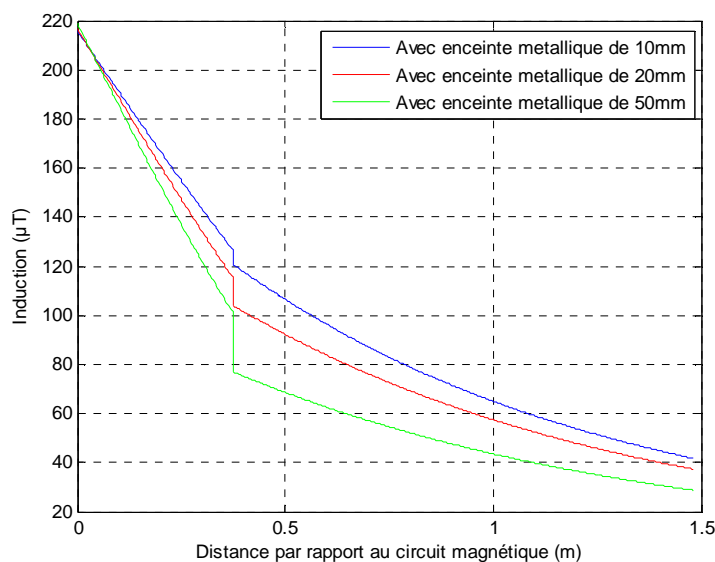


Figure IV-25. Induction magnétique selon le chemin 2 pour différentes épaisseurs de cuve

III.4.3. Conclusion

La mesure d'induction à proximité d'un transformateur sous tension a permis dans un premier temps d'avoir un ordre de grandeur du niveau du champ lorsque le transformateur est en fonctionnement, de l'ordre de grandeur de la centaine de microteslas. La modélisation du transformateur sous tension permet de confirmer que le niveau d'induction magnétique en dehors de l'enceinte métallique est de l'ordre de grandeur de celle mesurée sur site. Une étude de sensibilité montre l'influence des paramètres de la modélisation sur le niveau d'induction à l'extérieur. En effet, plus l'épaisseur de la cuve est importante, plus le niveau d'induction est faible. La simulation tridimensionnelle, apporte une vision plus réaliste des niveaux du champ magnétique que ce soit dans ou en dehors de la cuve.

IV. Conclusion

IV.1. Niveau du champ magnétique à l'extérieur

IV.1.1. Sources du champ magnétique

Ce chapitre a permis de mettre en évidence les deux sources du champ magnétique dans le voisinage d'un transformateur. Une source provient des courants dans les bobinages et l'autre est due au flux rémanent. La première n'est bien évidemment présente que pendant le fonctionnement du transformateur, la seconde est présente en permanence, y compris lorsque le transformateur est à l'arrêt.

Nous nous plaçons dans le cas où le transformateur est à l'arrêt, donc hors tension. Le principal objectif de l'étude établie dans le paragraphe §II a été de démontrer si oui ou non un transformateur hors tension générerait un flux de fuite assez important pour en avoir une mesure conséquente. La modélisation adoptée, représente le circuit magnétique comme un ensemble d'aimants ayant chacun une direction d'aimantation et des entrefers sont disposés dans les coins du circuit magnétique pour modéliser les imperfections de celui-ci. Cette modélisation a permis de voir, en tenant compte des incertitudes définies sur les paramètres importants (épaisseur des entrefers et de la cuve, perméabilité du circuit magnétique) que le circuit magnétique d'un transformateur à l'arrêt pourrait générer une signature magnétique mesurable dans son voisinage.

Dans le cas où le transformateur est sous tension, selon la première hypothèse de modélisation qui est de fixer une induction circulant dans le circuit magnétique de 1T, une induction conséquente est mesurée à l'extérieur du circuit magnétique et de la cuve. Comme dans la précédente modélisation, des variations des perméabilités de matériaux et d'épaisseurs de l'enceinte métallique modifient le niveau d'induction, mais ne l'annulent pas.

Il est important de préciser que le champ magnétique n'a pas comme seule origine le champ de fuite dû au circuit magnétique ou au bobinage. Le champ terrestre (de l'ordre de 40 μ T) de

composante continue sous nos latitudes, vient s'additionner aux autres champs susmentionnés. Il existe vraisemblablement d'autres sources de champs, provenant de corps magnétiques aimantés, tels que des pièces ferromagnétiques, pouvant perturber la mesure du champ. Celles-ci n'ont pas été modélisées.

IV.1.2. Niveaux attendus

Comme il a été spécifié dans les parties précédentes, une certaine induction a été relevée pour différents états dans lequel peut se trouver le transformateur. Lorsque le transformateur est hors tension et considérant les hypothèses établies dans le paragraphe §II.2.1, le niveau d'induction attendu en dehors de la cuve provenant des fuites du circuit magnétique est de l'ordre de la dizaine de microteslas. Si l'on considère le transformateur en état de fonctionnement, selon les différentes modélisations réalisées et moyennant toutes les hypothèses énoncées dans le paragraphe §III, le niveau d'induction devrait être de quelques centaines de microteslas. Des sources aimantées pourraient avoir une réelle influence sur ces niveaux prédits par la simulation, un élément de réponse à cette question est sans doute la mesure réelle. Le paragraphe §III.1 donne une illustration rapide de ce que nous pouvons trouver en réalité bien que la pollution magnétique soit sans doute bien plus grande (conducteur électrique à proximité, rail métallique au sol, etc.) que celle que nous avons considérée ici.

IV.2. Positionnement des capteurs

Cette étude présente des illustrations de l'orientation des lignes du champ magnétique en dehors de la cuve. Si nous voulons par la suite mesurer le champ magnétique grâce à des capteurs, la simulation numérique peut apporter quelques renseignements quant à leur positionnement et leur orientation. Nous remarquons que le niveau d'induction magnétique est très élevé dans les coins du circuit magnétique, là où se trouvent les entrefers, ces zones seront donc propices à la mesure du champ de fuite. On s'aperçoit aussi, que l'induction tangentielle prise en un point proche du circuit magnétique est l'image à un rapport de perméabilité prêt de la circulation de l'induction dans le circuit magnétique. Le choix d'orienter le capteur de manière parallèle aux lignes du champ de fuite semble une idée défendable compte tenu de ce que l'on obtient en simulation. Nous voyons aussi qu'il semble idéal de positionner le capteur sur le circuit magnétique pour capter le maximum d'information. L'apport de ce chapitre est donc une source d'information importante quant à la présence et à l'orientation d'un champ de fuite.

Le chapitre suivant présente des mesures réelles du champ magnétique autour d'un transformateur sous différents fonctionnements. Il a pour objectif de valider les hypothèses de simulation quant à la véracité de la présence d'un champ de fuite et à la possibilité de remonter à la valeur du flux rémanent.

Chapitre V : Détermination du flux rémanent d'un transformateur par mesure du champ magnétique externe

Ce chapitre clôture la partie 2 de ce manuscrit. Il est connu que certains circuits magnétiques d'appareils à courant alternatif présentent des entrefers importants (machines tournantes, actionneurs,...), il en résulte l'apparition de flux de fuite [GUI-73]. Même si le transformateur de puissance n'entre pas dans cette catégorie, le chapitre précédent vient de montrer que par modélisation, de telles fuites magnétiques existent. En effet, une quantité non négligeable de champs magnétiques peut s'échapper d'un transformateur alors que celui-ci n'est pas sous tension. Dans un premier temps, nous nous intéresserons à l'observation de ce champ à partir de mesures d'induction réalisées à proximité d'un transformateur. Une seconde étape consistera en l'estimation du flux rémanent à partir de ces mesures. A notre connaissance, cette approche est novatrice et constitue le principal apport de ces travaux.

Ce chapitre s'articule autour de six paragraphes. Le premier présente le dispositif réel constitué d'un transformateur et d'une source de tension commandée par un système temps réel. Le détail de l'instrumentation électrique et magnétique du transformateur est présenté dans la deuxième partie. Une troisième partie décrit les premières observations expérimentales issues à la fois des mesures magnétiques et électriques. La quatrième partie propose une technique d'estimation du flux rémanent basée sur la mesure de champs magnétiques situés à proximité du transformateur. La cinquième partie est l'application de cette technique à notre cas réel. Cette méthode est appliquée mais aussi comparée à des approches plus classiques. Enfin une conclusion réalise une synthèse des idées énoncées précédemment.

I. Présentation du banc de test

I.1. Choix du transformateur

Le transformateur que nous avons choisi pour réaliser cette étude est un transformateur monophasé de technologie colonne de faible puissance. Celui-ci a retenu notre attention car il remplissait différents critères. D'un point de vue pratique, sa facilité d'accès, car il est disposé dans les locaux du laboratoire de Génie électrique de Grenoble (G2ELab), a été un premier argument de poids. Bien qu'originellement ce transformateur ait été instrumenté pour des travaux n'ayant que peu de lien avec les nôtres [CRA-10], [FLO-09], il répond à nos attentes. Pour information, le transformateur permet de générer un très fort courant nominal au secondaire et permet ainsi d'étudier des systèmes de protections.

Le transformateur est monophasé, abaisseur en tension et de rapport de transformation 100. Ces principales caractéristiques sont exposées dans le Tableau V-1. Il possède un enroulement primaire et deux enroulements secondaires.

S nominale (kVA)	V primaire (V)	V secondaire (V)	I primaire (A)	I secondaire (A)
32	400	4	40	4000

Tableau V-1 Caractéristiques nominales du transformateur

Ce transformateur présente l'avantage de ne pas posséder de cuve. Comme nous l'avons vu dans le chapitre IV, le transformateur de puissance modélisé possédait une cuve, qui avait pour principal objectif de servir de récipient au liquide de refroidissement. Le circuit magnétique et le bobinage de ce transformateur ne baignent pas dans l'huile et il s'agit d'un transformateur dit à « sec » possédant un refroidissement naturel par l'air [EDF-75]. La Figure V-1.a et la Figure V-1.b présentent le transformateur respectivement avec et sans son enveloppe ferromagnétique. Le rôle de cette dernière est vraisemblablement de protéger le circuit magnétique et le bobinage de l'extérieur. Elle est faite d'acier et son épaisseur est de 1 mm.



a) Avec son armature ferromagnétique



b) Sans l'armature ferromagnétique

Figure V-1. Photographies du transformateur étudié

Le circuit magnétique est donc relativement accessible et il est possible d'y coller un capteur de champ magnétique comme nous le verrons par la suite. N'ayant pas de caractéristiques plus précises sur ce transformateur, les informations suivantes sont issues de mesures que nous avons pu réaliser. Le circuit magnétique a une section estimée de 10 cm^2 et possède les dimensions suivantes : 60 cm de largeur et 50 cm de hauteur, la Figure V-2 permet d'avoir une vue schématique du dispositif.

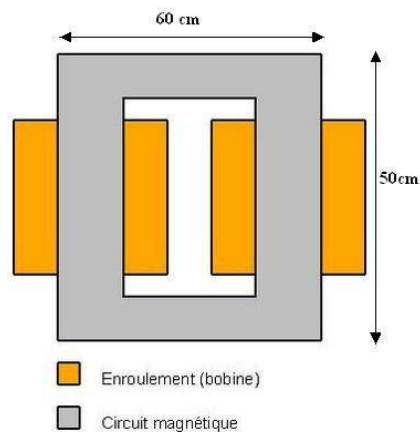


Figure V-2. Vue schématique du transformateur

Un autre avantage de ce transformateur est l'environnement électrique au sein duquel il se trouve. En effet, un système temps-réel, présent sur une plateforme du laboratoire (G2ELab), permet la commande de son alimentation. Ce système est décrit plus en détail ci-dessous.

I.2. Réseau environnant

I.2.1. Caractéristiques de la source de tension

Le transformateur est relié à la sortie d'un amplificateur de puissance. Celui-ci est triphasé et régulé en tension ou en courant.

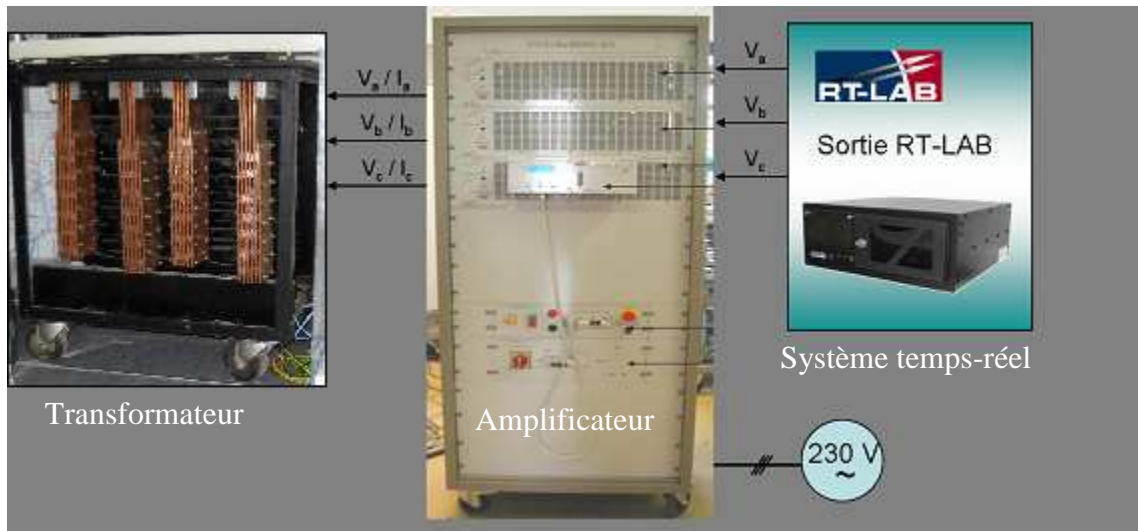


Figure V-3. Environnement de l'amplificateur de puissance

Les principales caractéristiques électriques sont détaillées dans le Tableau V-2 pour une phase [PUI-04]. Sa bande passante est comprise du DC à 2 kHz pour le fondamental et jusqu'à 150 kHz pour les petits signaux. Le transformateur étudié, ayant une tension nominale de 400 V_{eff}, la stratégie choisie consiste alors à coupler deux phases de l'amplificateur pour garantir un fonctionnement du transformateur sous tension nominale.

V _S nominale (V)	I _S nominale (A)	P _S nominale (W)	I _S max (A)
180	20	5000	80

Tableau V-2 Caractéristiques nominales de sortie de l'amplificateur

Cet amplificateur permet de transformer les signaux provenant du dispositif temps-réel (signaux en tension de ±16V max) en grandeurs électriques réelles (Figure V-3). Dans la partie suivante, nous présenterons le système temps-réel.

I.2.2. Source de tension commandée par un système temps réel

Le système temps-réel commandant l'amplificateur présenté ci-dessus est fabriqué par OPAL-RT technologie [OPA] et se nomme RT-LAB. RT-LAB est une technologie temps réel qui facilite la conception de dispositifs basés sur la modélisation de leur environnement électrique. Ainsi, l'environnement électrique (ou le réseau extérieur) est modélisé puis implanté informatiquement dans le simulateur temps-réel. Celui-ci pilote ensuite l'amplificateur relié au dispositif pour émuler l'environnement désiré. RT-LAB se compose de deux parties principales (Figure V-4) : une station de commande et une station de calcul. La première a deux fonctions qui sont : la réalisation et la validation des modèles ainsi que la génération du code. La deuxième permet d'exécuter les calculs en temps réel via des processeurs de calcul.

Dans le cadre de ces travaux, il s'avère très intéressant de contrôler l'instant de la mise sous tension de notre transformateur. Le système RT-LAB offre cette possibilité. Nous disposons ainsi d'un

environnement capable de reproduire l'enclenchement de transformateurs dans des conditions proches de la réalité tout en maîtrisant un paramètre important pour notre étude. Cette possibilité est un avantage important qui a justifié le choix de l'utilisation de ce système.

Notons que la maîtrise de l'instant d'enclenchement ne nous est actuellement pas encore possible dans le cas réel d'un transformateur et le nombre d'enclenchement est par nature limité puisqu'il induit de fortes contraintes sur le réseau. Nous disposons donc d'un système proposant une réelle valeur ajoutée pour notre étude et offrant un nombre d'essais potentiels quasiment illimité avec des paramètres maîtrisés par rapport à une expérimentation grandeur réelle.

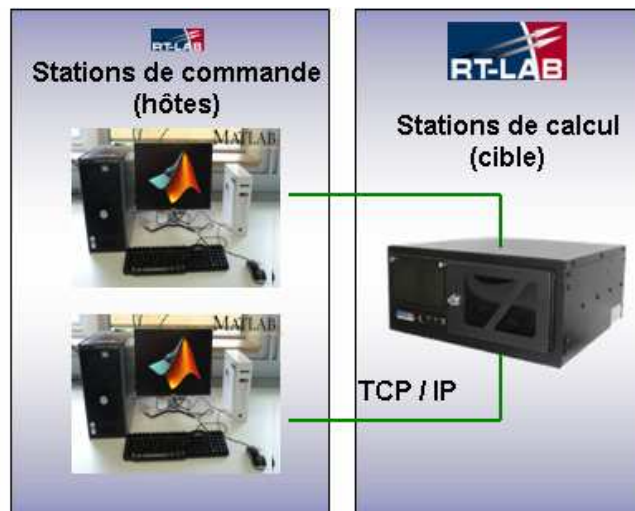


Figure V-4. Plate-forme matérielle RT-LAB

II. Instrumentation électrique et magnétique du transformateur

Cette partie présente les capteurs utilisés afin de réaliser les mesures sur le transformateur. L'instrumentation comporte des mesures électriques et magnétiques, toutes reliées à un système d'acquisition de 16 bits, 100 kHz et 16 voies [NIC].

II.1. Mesures électriques

Les grandeurs électriques à mesurer sont le courant et la tension. Une mesure de la tension primaire et secondaire est réalisée. Ces mesures permettent tout d'abord de valider le niveau de la tension ainsi que l'instant de mise sous tension imposé aux bornes du transformateur via le système temps-réel et l'amplificateur de puissance. Elles permettront aussi de déterminer le flux rémanent par la méthode basée sur l'intégration de la tension. La chaîne d'acquisition, sature au delà de $500 V_{\text{eff}}$, un diviseur de tension (rapport : 1/100) est utilisé pour mesurer la tension primaire. Pour ce qui est de la tension secondaire, conformément au Tableau V-2, la tension secondaire étant de $4 V_{\text{eff}}$, il est possible de la mesurer directement.

Le courant est une grandeur fondamentale de notre étude. Nous avons dimensionné l'appareil de mesure de courant pour une valeur proche de la valeur du courant nominal du transformateur. Le capteur de courant choisi est un shunt de 30A / 120mV. Comme il est stipulé dans [MSA-09], les shunts possèdent une très grande précision et permettent la mesure de courants continus et alternatifs. Leurs principaux inconvénients sont une mauvaise isolation galvanique et les pertes joules qui augmentent proportionnellement au carré de l'intensité du courant. Ceci entraîne, pour la mesure de courants élevés, des problèmes de refroidissement [FAV-04]. N'étant pas en présence de forts courants qui persistent durant plusieurs secondes, ce problème ne nous affectera pas. Ce shunt est positionné au dessus du transformateur, de sorte à ne pas polluer la mesure de champ magnétique réalisée par les capteurs (Figure V-5).

Dans un objectif de redondance, une autre mesure est réalisée à l'aide d'une pince ampèremétrique. Celle-ci peut mesurer avec précision les courants jusqu'à 450 A_{crête} sur la gamme de fréquence du DC jusqu'à 20 kHz. La gamme de 30A est sélectionnée, elle admet une précision de $\pm 1\%$ du résultat [FLU-07]. La pince est positionnée en aval du shunt et en amont du transformateur.

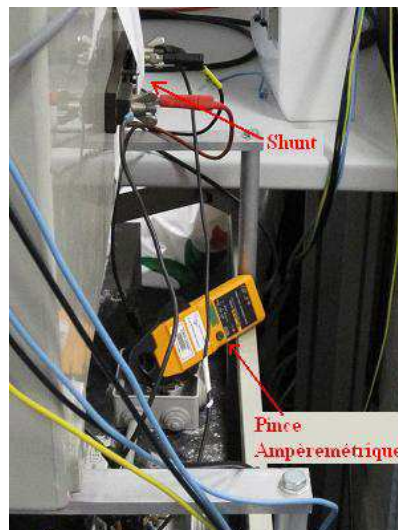


Figure V-5. Disposition des appareils de mesures de courant

Un organe de coupure est disposé en amont du transformateur et du shunt. Il s'agit d'un disjoncteur qui a pour principales caractéristiques 415 V~ / 20 A. Celui-ci permet de mettre hors tension de manière aléatoire le transformateur lors d'une action manuelle.

II.2. Capteurs de champ magnétique

Il est tout d'abord important de préciser quelle technologie de capteurs nous allons utiliser dans nos essais. Il faut qu'ils satisfassent le cahier des charges qui suit.

Nous cherchons à mesurer des fuites magnétiques à proximité du circuit magnétique du transformateur. Les champs que nous cherchons à mesurer sont du même niveau que ceux mesurés dans le cadre d'études du champ de fuite de machines électriques [BUI-07]. Le niveau de champs

magnétiques attendu au voisinage du transformateur est d'après la simulation d'une dizaine de microteslas lorsque le transformateur est hors tension et d'une centaine lorsqu'il est sous tension. La fréquence du signal est de 50 Hz. Le capteur doit pouvoir mesurer un signal dynamique (50 Hz) ainsi qu'un signal statique, lorsque le transformateur sera hors tension. Aussi le milieu environnant dans lequel se trouve le transformateur est magnétiquement pollué. Des machines électriques se trouvent à proximité (quelques mètres) ainsi qu'une ligne de Tramway (une centaine de mètres).

La technologie de capteurs choisie est la technologie Fluxgate. Elle est utilisée au sein du G2Elab depuis des dizaines d'années et a fait ses preuves dans les mesures de champs magnétiques basses fréquences avec une précision de l'ordre du nanoteslas [VUI-08]. Ces capteurs possèdent trois axes, il est possible d'utiliser chacun des axes indépendamment les uns des autres (Figure V-6). Leur électronique est déportée, il fonctionne en ± 12 V et leur fréquence de coupure est de 3 kHz [BAR]. Leur gamme est de ± 100 μ T. Cette gamme est faible et les capteurs vont certainement saturer, en particulier, s'ils sont proches du transformateur et que celui-ci est sous tension.



Figure V-6. Capteur trois axes Bartington

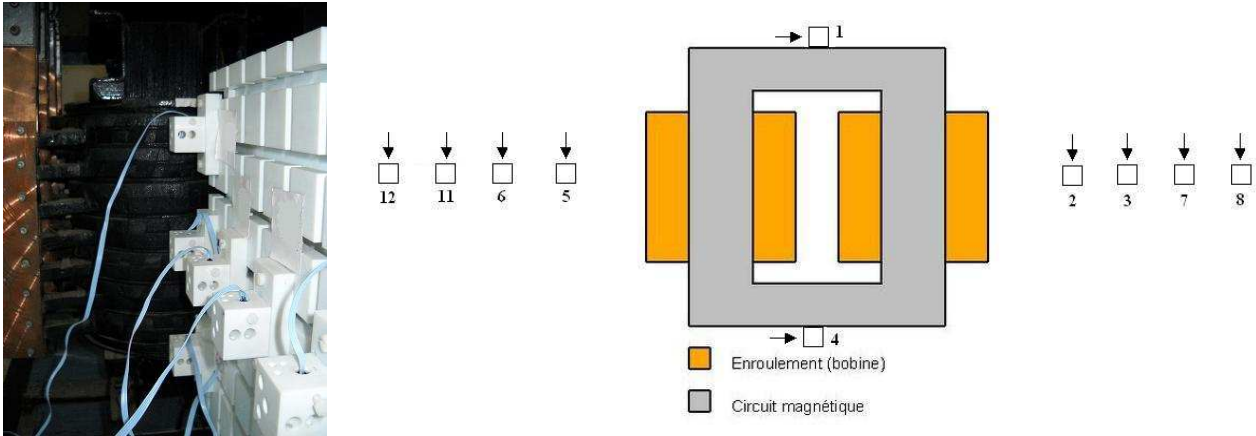


Figure V-7. Dispositif du banc d'essai avec les différents éléments

Les capteurs sont disposés de part et d'autre du transformateur grâce à des matrices de positionnement. Le matériau les constituant est amagnétique et non conducteur.

Ils mesurent principalement les composantes du champ tangentielles au circuit magnétique du transformateur (Figure V-7) afin de capter la composante principale du champ de fuite. Des capteurs, distants de 10 cm en 10 cm en s'éloignant du transformateur, ont pour fonction d'observer la

décroissance du champ magnétique (2, 3, 7, 8 et 5, 6, 11, 12). Deux capteurs sont collés sur le circuit magnétique (1 et 4), comme représentés sur l'illustration de la Figure V-8.b. Chacun a une direction de mesure représentée par une flèche.



a) Vue de côté du dispositif

b) Vue schématique du circuit magnétique

Figure V-8. Positionnements des capteurs de champs magnétiques autour du transformateur

III. Premières observations expérimentales

Cette partie a pour but de présenter les premiers résultats des premières expérimentations qui ont pu être réalisées sur le banc test et de proposer quelques analyses qualitatives.

III.1. Essais avec une succession d'enclenchements et de déclenchements

III.1.1. Présentation des essais

De nombreux essais ont pu être réalisés sur ce banc test : alimentation du transformateur sous différents niveaux de tension, mise sous tension à différents instants, différentes stratégies de mise sous tension, différentes configurations de capteurs, etc. Nous en avons retenus deux, qui serviront de base à l'étude qui suit. En voici une description détaillée:

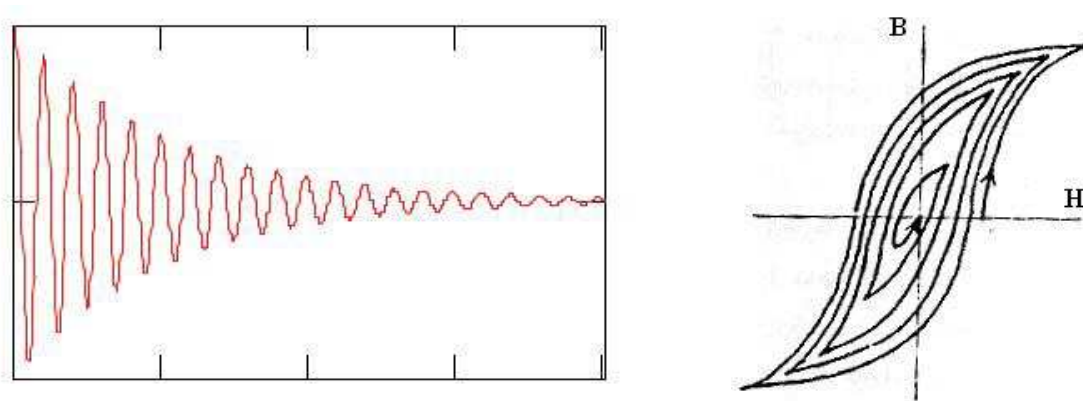
Essai n°1 :

- Transformateur à vide
- Série de 8 mises sous tension brusque sous 400 V~ (appliquée au primaire du transformateur) Instant de la mise sous tension à $\alpha = \pi/2$ (définie au chapitre III). Si le flux rémanent est nul, aucune surintensité ne doit apparaître.
- Mise hors tension brusque par action manuelle sur le disjoncteur (au nombre de huit), pas de contrôle de l'instant de mise hors tension

Essai n°2 :

- Transformateur à vide
- Série de 5 mises sous tension brusque sous 400 V~ (appliquée au primaire du transformateur)
- Mise sous tension à $\alpha = i * \pi / 100$, avec $i = 50\%, 40\%, 39\%, 38\%$ et 37%
- Mise hors tension progressive dans le but d'annuler le flux rémanent. Le procédé de désaimantation est décrit ci-dessous.

Nous avons réalisé des mises hors tension progressive du transformateur afin d'essayer de reproduire un procédé de désaimantation des tôles du circuit magnétique et ainsi d'annuler le flux rémanent. La méthode employée [LEB-05], consiste à appliquer une onde sinusoïdale décroissante en tension depuis la tension nominale et ce durant 2 minutes (durée jugée suffisante pour avoir parcouru un grand nombre de fois le cycle d'hystérésis). La Figure V-9 illustre ce procédé de désaimantation.



a) Tension sinusoïdale décroissante

b) Analogie avec une courbe B(H)

Figure V-9. Procédé de démagnétisation des tôles du circuit magnétique

III.1.2. Analyse électrique des essais

Dans ce paragraphe, seule la tension primaire et le courant mesuré par le shunt sont présentés, les autres grandeurs mesurées n'apportant pas d'informations supplémentaires.

Première analyse de l'essai n°1 :

La Figure V-10 illustre l'allure temporelle de la tension et du courant pour l'essai 1. Après chaque mise sous tension, une attente d'une minute est respectée avant de mettre hors tension le transformateur, ceci afin de réaliser les manœuvres lors de régimes stabilisés. Des pics de courant à la mise sous tension du transformateur apparaissent et ont un ordre de grandeur de 20A. Ils sont parfois positifs et parfois négatifs.

Conformément aux principes énoncés dans le chapitre III, si le flux rémanent est nul lors de la mise sous tension, nous devrions avoir une absence de courant d'appel. Il y a donc vraisemblablement un flux rémanent dans le transformateur car de tels courants apparaissent distinctement.

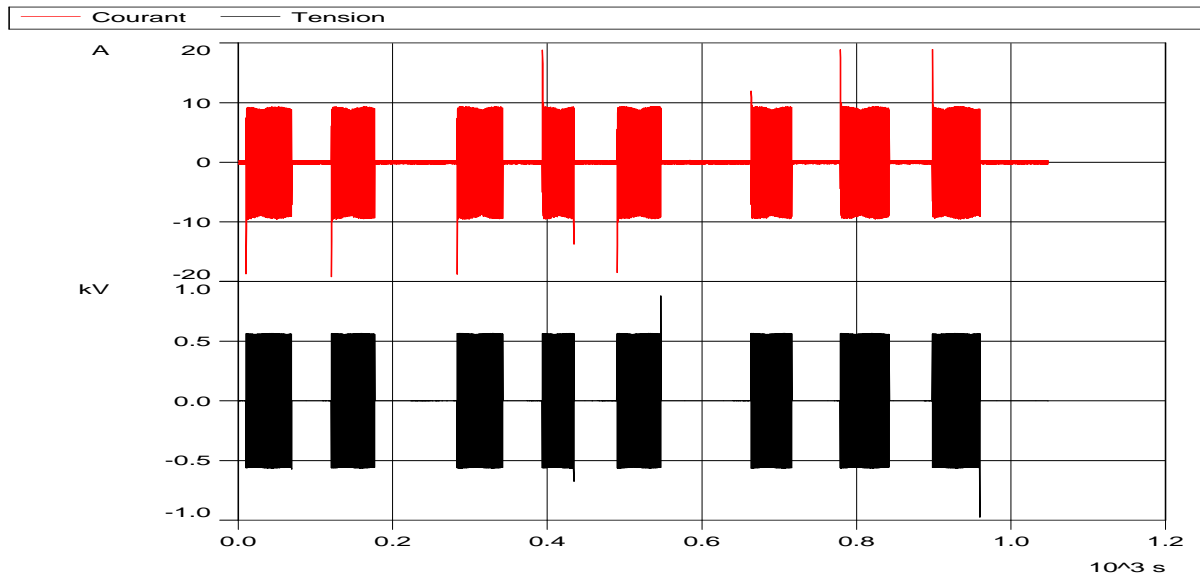


Figure V-10. Allures temporelles de la tension et du courant au cours de l'essai n°1

La Figure V-11 présente un zoom de la première mise sous tension. Nous observons effectivement une mise sous tension à un maximum de tension. Conformément à la théorie, le courant et la tension sont déphasés de 90° . Le courant est riche en harmonique 3, ce qui a pour conséquence cette forme bien différente de celle observée lorsque le transformateur est en charge.

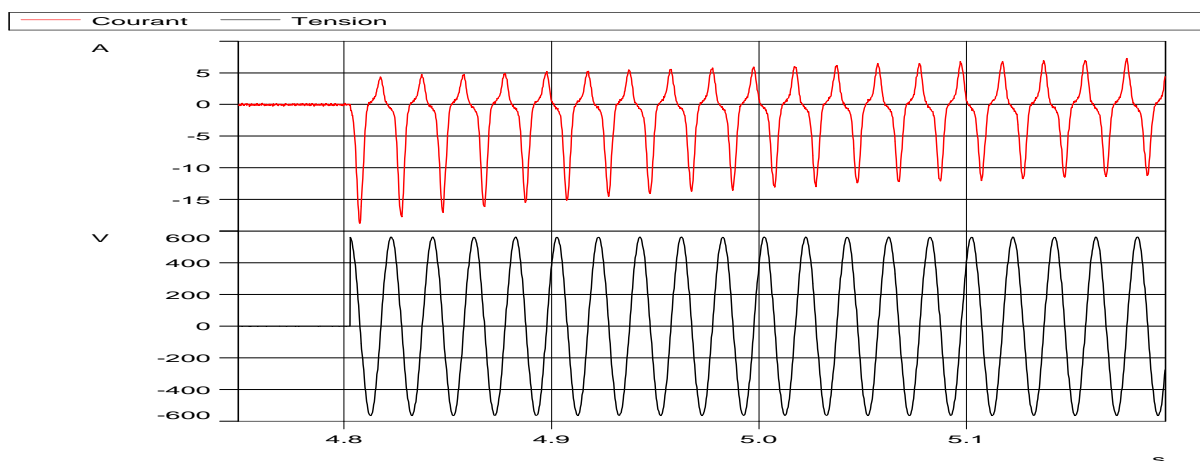


Figure V-11. Allures temporelles de la tension et du courant lors de la mise sous tension n°1

Première analyse de l'essai n°2 :

La Figure V-12 présente les mesures de la tension et du courant durant l'essai 2. Avant la première mise sous tension, le transformateur a été désaimanté suivant la procédure ci-dessus. Si celle-

ci est efficace, son flux rémanent doit être nul. On observe aucun courant d'appel au niveau de l'enclenchement n°1, le flux rémanent est donc nul avant cette mise sous tension. Le procédé de désaimantation semble donc efficace.

Si l'on s'intéresse aux autres enclenchements, conformément à la théorie, plus l'angle est faible (au niveau de l'onde de tension), plus le courant d'appel augmente, avec l'hypothèse d'un flux rémanent nul avant chaque mise sous tension. Ce phénomène est effectivement observé.

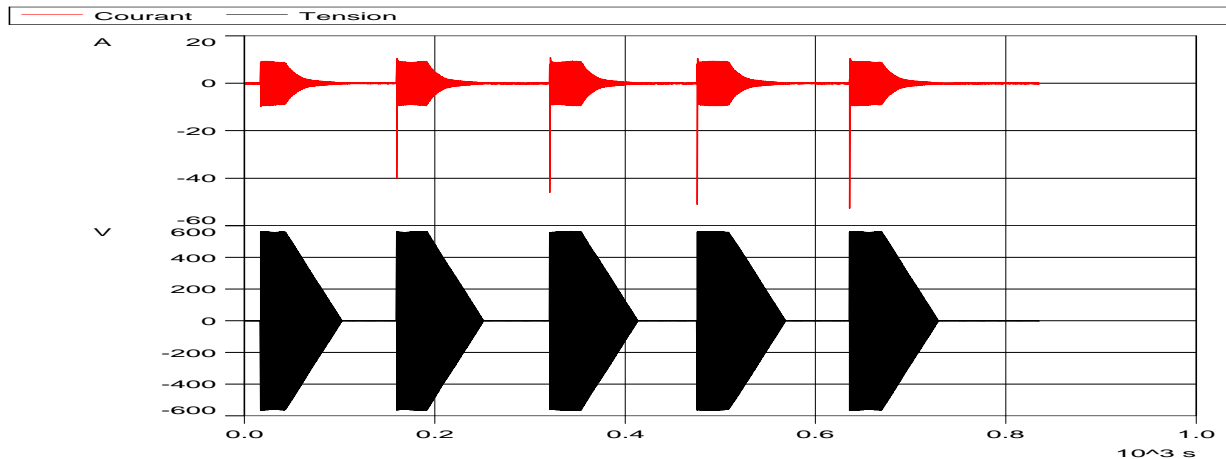
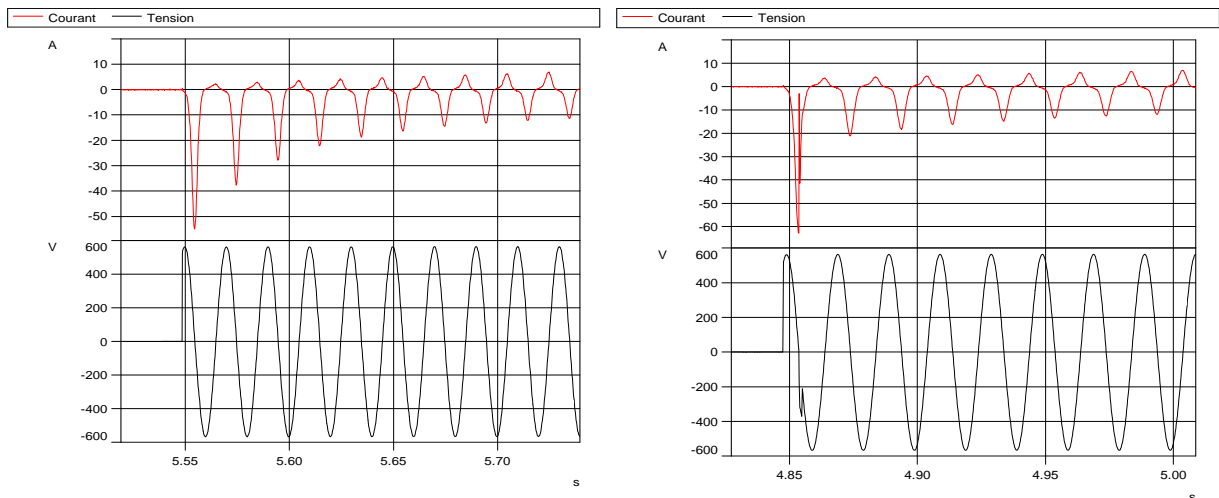


Figure V-12. Allures temporelles de la tension et du courant au cours de l'essai n°2

La Figure V-13.a est un zoom de l'avant dernière mise sous tension et la Figure V-13.b est un zoom de la dernière mise sous tension. Nous observons que le courant d'appel est plus fort dans le second cas, ce qui est en accord avec la théorie.

Par contre, nous remarquons que la source de tension « s'écroule » sur ce fort courant d'appel. En effet, elle ne peut pas fournir de courant crête supérieur à 60 A pour une tension de 400 V_{eff}. Nous sommes ici confrontés aux limites de notre dispositif qui ne possède pas, comme le réseau, de puissance « infinie ». Nous serons par la suite dans l'obligation de nous adapter à cette contrainte.



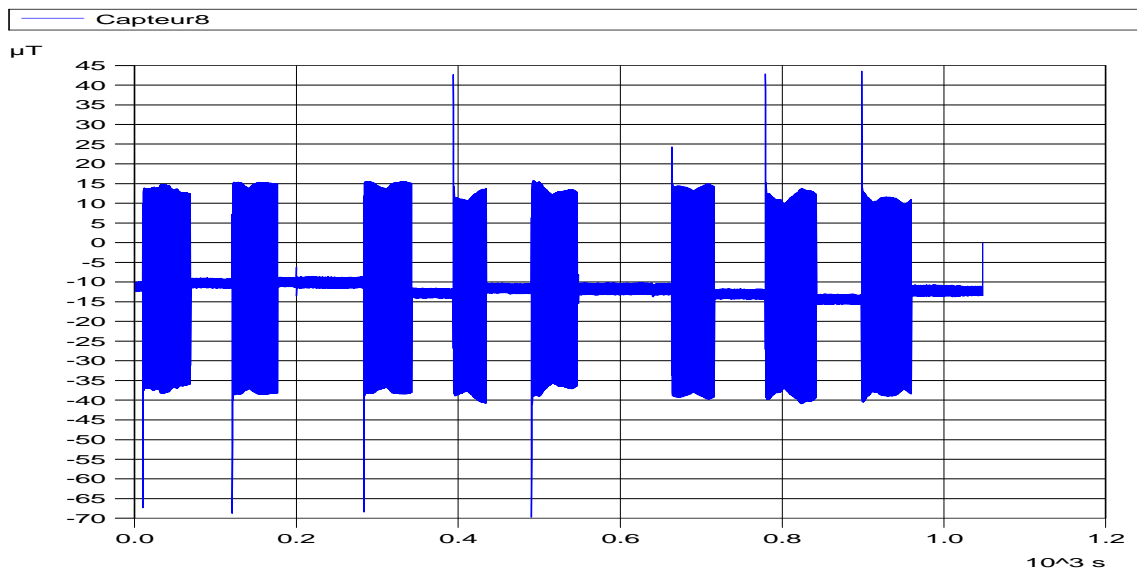
a) Zoom sur l'avant dernière mise sous tension b) Zoom sur la dernière mise sous tension
Figure V-13. Allures temporelles de la tension et du courant lors des deux derniers enclenchements

Pour conclure cette partie, nous pouvons donc dire que dans l'essai 1, nous avons bien une variation du flux rémanent, justifiée par l'apparition d'appels de courants de signes positifs ou négatifs. Dans l'essai 2, nous remarquons que le procédé de démagnétisation du circuit magnétique à l'aide d'une onde de tension décroissante a bien l'effet recherché, à savoir celui d'annuler le flux rémanent. Les appels de courant sont logiques et en accord avec la théorie. Nous disposons donc de deux séries d'essais que nous maîtrisons. Nous allons maintenant analyser les champs magnétiques au voisinage du transformateur.

III.2. Analyse du champ magnétique externe

III.2.1. Premières mesures magnétiques sur un capteur éloigné

Nous exposons dans ce paragraphe ce que le capteur 8, positionné à une distance de 43 cm du circuit magnétique a mesuré lors de l'essai 1. La Figure V-14 représente la mesure réalisée, échantillonnée à 1 kHz. Nous voyons les différents états dans lesquels se trouve le transformateur au cours de l'essai. En effet, lorsque le transformateur est sous tension, le capteur mesure un champ magnétique d'amplitude égale à 22 μT . Lorsqu'il est hors tension, le capteur relève un niveau de champ magnétique qui nous apparaît faible, mais qui reste mesurable, il est approximativement de -10 μT . De plus si l'on ne s'intéresse qu'aux états où le transformateur est hors tension, on distingue un niveau d'induction qui varie légèrement entre deux enclenchements.



Lors des transitoires des mises sous tension, des pics apparaissent sur la mesure. Evidemment une analogie existe entre la mesure du champ magnétique et la mesure de courant car des pics existent également sur la mesure du courant (Figure V-10).

Si l'on zoome sur un régime permanent (Figure V-15), lorsque le transformateur est sous tension à vide, on observe que le signal du capteur est périodique et de même fréquence que la source. Il est fortement semblable au signal en courant.

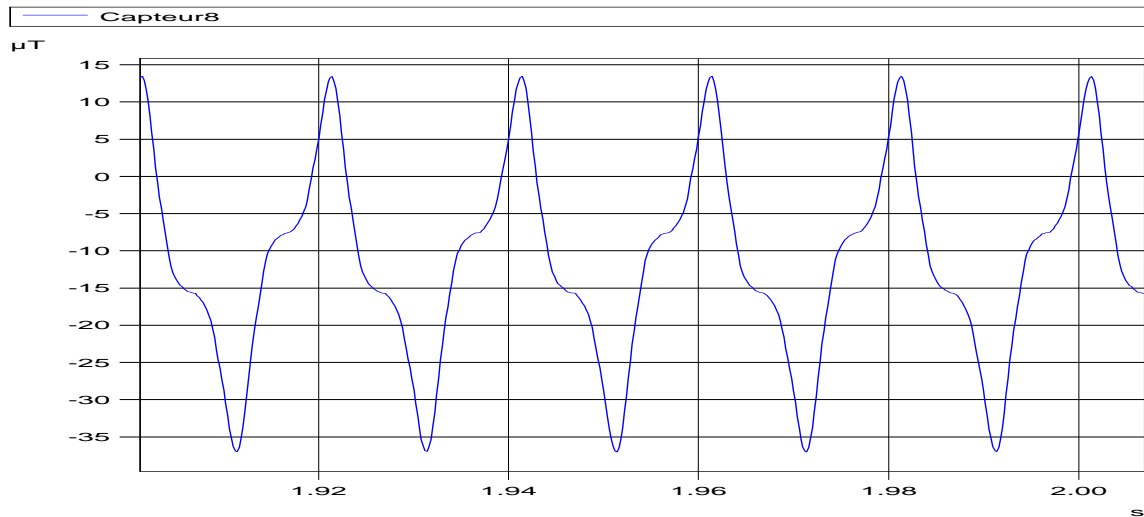


Figure V-15. Zoom sur un régime permanent après le premier enclenchement (essai 1)

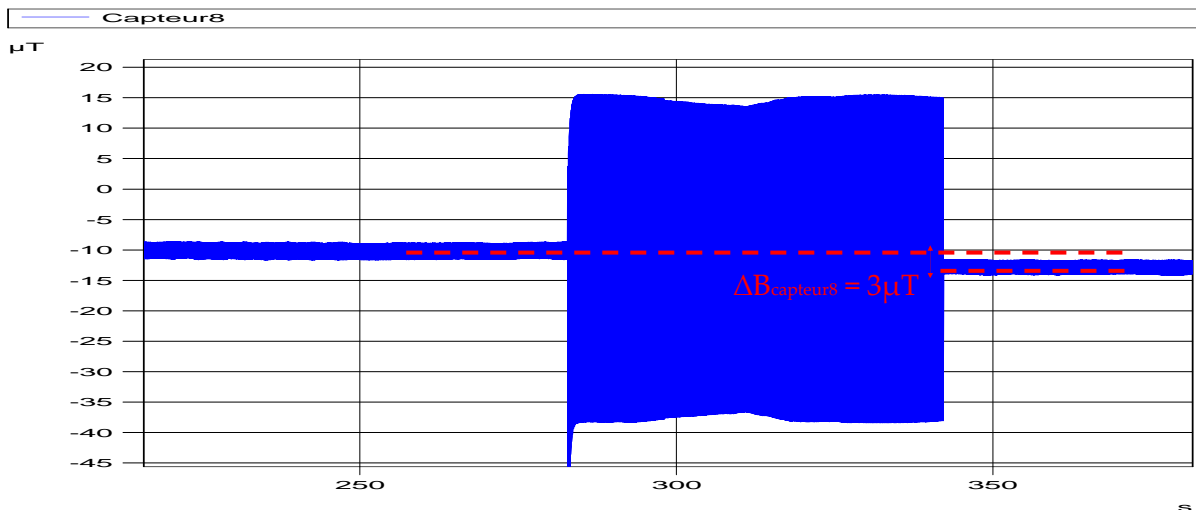


Figure V-16. Zoom au moment de la mise sous et hors tension n°3

La Figure V-16 zoome sur l'enclenchement n°3 de l'essai 1. Le niveau moyen du champ magnétique mesuré sur le capteur 8 a changé de 3 μT entre l'état avant et après la mise hors tension. Cette différence de niveau de champ est certainement la signature d'une variation du flux rémanent dans le transformateur.

La Figure V-17 présente la mesure de champ magnétique sur le capteur 8 durant l'essai 2. Contrairement à l'essai 1, le niveau d'induction magnétique est constant lorsque le transformateur est hors tension. Après chaque désaimantation du circuit magnétique, le niveau d'induction moyen reste inchangé. Ce point confirme le fait que dans l'essai 1, c'est bien le flux rémanent qui signait.

Remarquons également que lors des forts appels de courants ayant lieu lors des mises sous tension 3, 4 et 5, le capteur sature (pendant la durée du transitoire).

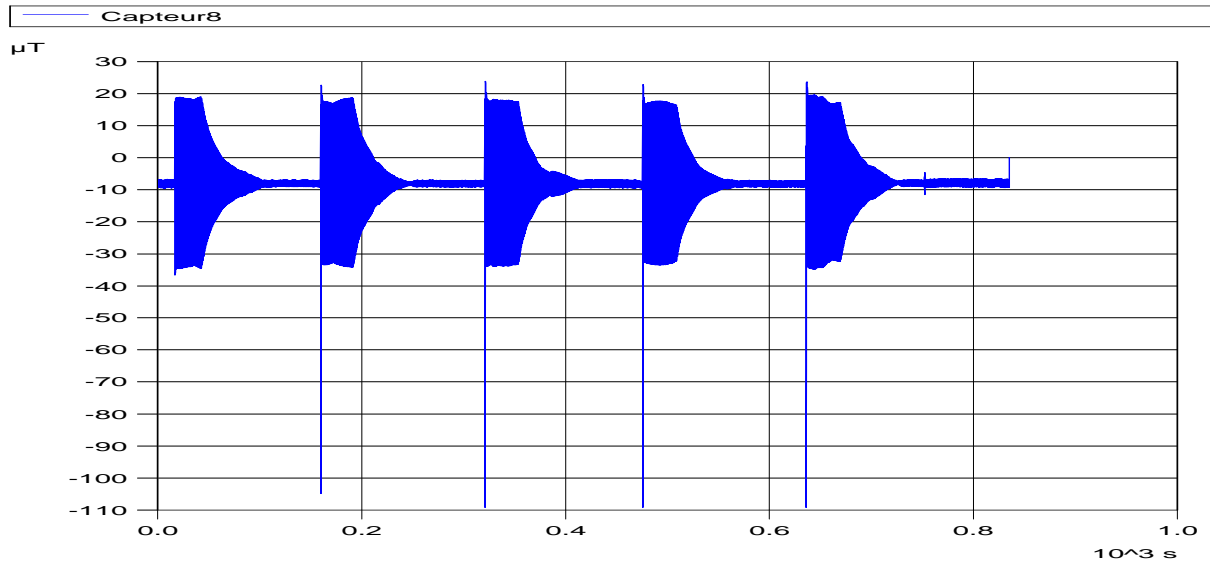


Figure V-17. Allures temporelles de l'induction mesurée sur le capteur 8 (essai 2)

III.2.2. La relation flux rémanent / champ externe

Dans ce paragraphe, nous allons montrer qu'il est possible de qualifier la relation flux circulant dans le circuit magnétique / champ magnétique externe. En effet, celle-ci est absolument nécessaire pour notre étude, si l'on souhaite par la suite l'inverser pour déterminer le flux rémanent à partir du champ externe.

Tout d'abord, il est nécessaire de faire une remarque importante. Lorsque le transformateur est sous tension et à vide, le champ mesuré sur un capteur de champ magnétique est la somme du champ provenant des fuites du circuit magnétique, du champ créé par le bobinage mais aussi du champ homogène externe (le champ terrestre). La Figure V-18 illustre de manière schématique ces différents champs et donne une idée de leurs orientations autour du dispositif. Nous remarquons le sens différent du champ magnétique créé par le transformateur de part et d'autre. La difficulté à laquelle nous allons être confrontés est qu'il est difficile de discriminer ces champs, en particulier le champ créé par le flux rémanent modifié par le champ terrestre quand le transformateur n'est pas alimenté.

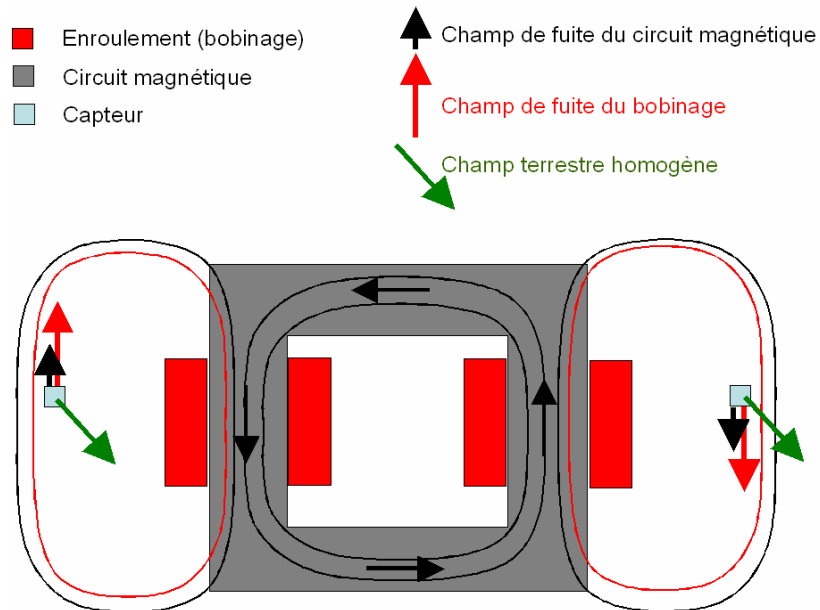


Figure V-18. Vue schématique des fuites magnétiques à proximité du transformateur

Intéressons nous maintenant à la Figure V-19 qui présente le champ mesuré par le capteur 8 ainsi que le courant lors de la première mise hors tension de l'essai 1.

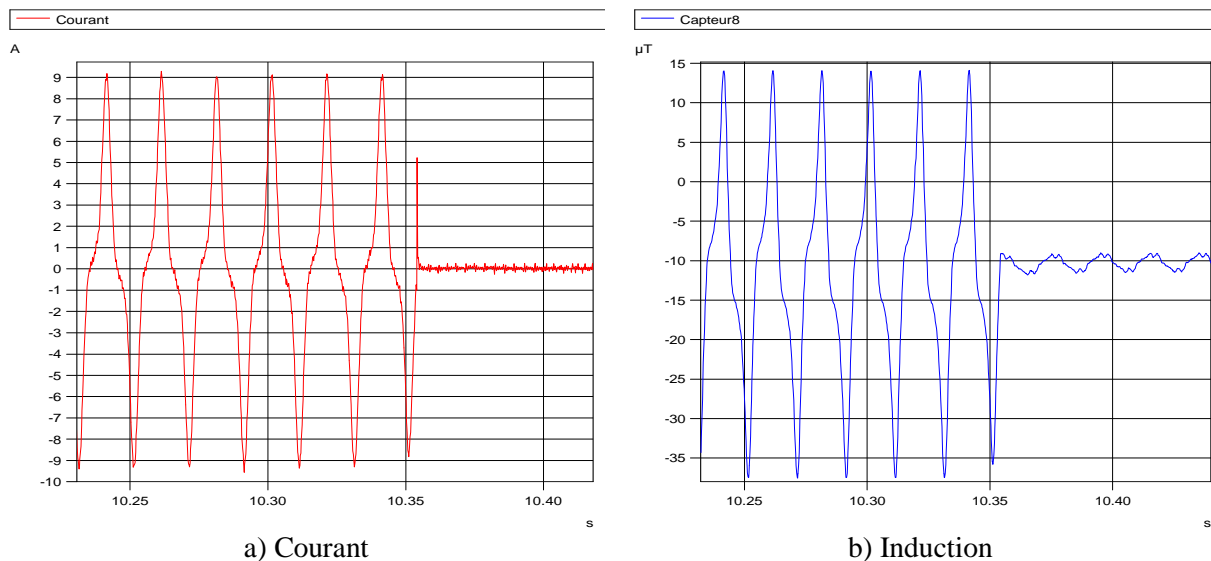


Figure V-19. Allures temporelles du courant et du champ magnétique sur le capteur 8 lors des deux derniers enclenchements

Nous remarquons clairement une similitude visuelle entre les deux signaux. Le champ magnétique possède donc une forte composante due au champ créé par le bobinage, mais ce n'est pas la seule. En effet, la signature du circuit magnétique intervient elle aussi et évidemment le champ terrestre uniforme dans lequel baigne le dispositif. Nous verrons cependant par la suite (III.2.5) que le champ terrestre est tout de même perturbé par l'environnement magnétique du laboratoire. Lorsque le courant est nul, le champ se stabilise autour de $-10 \mu\text{T}$ et présente autour de ce point une oscillation de

quelques μT . Cette oscillation est clairement due à l'environnement magnétique perturbé du laboratoire. La valeur de $-10 \mu\text{T}$ statique est la somme du champ terrestre et du champ créé par le flux rémanent dans le transformateur.

Pour discriminer ces effets, il suffit de considérer maintenant la Figure V-20.a. Sur une courbe $\phi(I)$ classique, au passage du courant par zéro, nous constatons que le flux n'est pas nul. A cet instant, le flux dans le circuit magnétique va générer un champ sur le capteur puisque le courant dans le bobinage sera nul. Ce champ va s'ajouter au champ terrestre. S'intéresser au champ mesuré lorsque le courant est nul permet de ne garder que la signature magnétique externe du flux et du champ terrestre. Remarquons de plus qu'il existe deux points où le courant s'annule, il s'agit de B_r^+ et B_r^- , la valeur du champ terrestre est alors la moyenne des deux.

Un algorithme a été développé pour permettre d'isoler, au passage par zéro du courant, la valeur du champ magnétique (Figure V-20.b). La détermination de l'instant précis où le courant s'annule est basée sur une interpolation du courant. Une fois l'instant t déterminé, la valeur de B est calculée (toujours par interpolation).

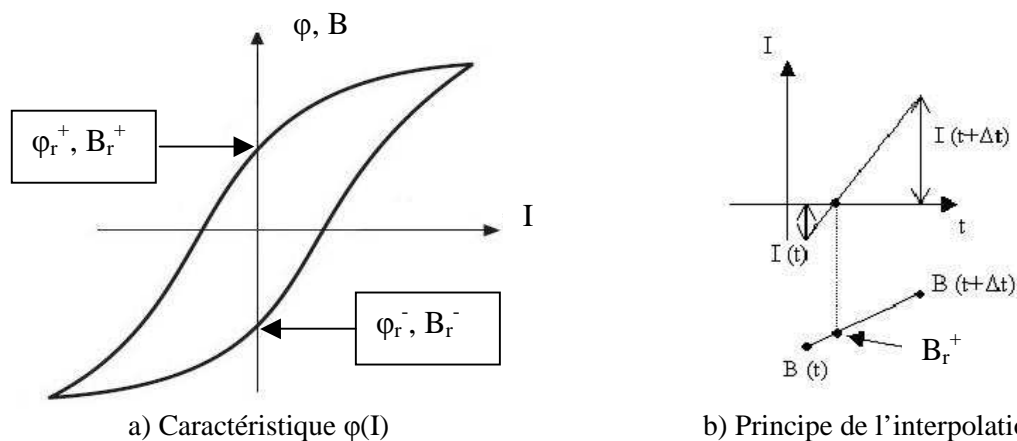


Figure V-20. Courbe d'hystérésis et Schéma de principe de l'algorithme de détermination

La Figure V-21.a montre l'allure temporelle du courant lors de la mise hors tension (zoom de celle-ci). Le signal nommé « B pour I nul » est l'induction au passage du courant par zéro (Figure V-20.b) et est présentée sur la Figure V-21.b. Remarquons toutefois que cette méthode a quelques limites. En effet, les signaux présentés en Figure V-19 sont considérablement bruités, en particulier le champ magnétique possède une composante perturbatrice de plusieurs μT . Il s'agit ici de l'environnement magnétique perturbateur de notre laboratoire. De même, la mesure de courant est imparfaite. Ceci se traduit par du bruit sur la courbe V-21.b, par contre il est facile d'extraire ce bruit en ne considérant que les valeurs moyennes.

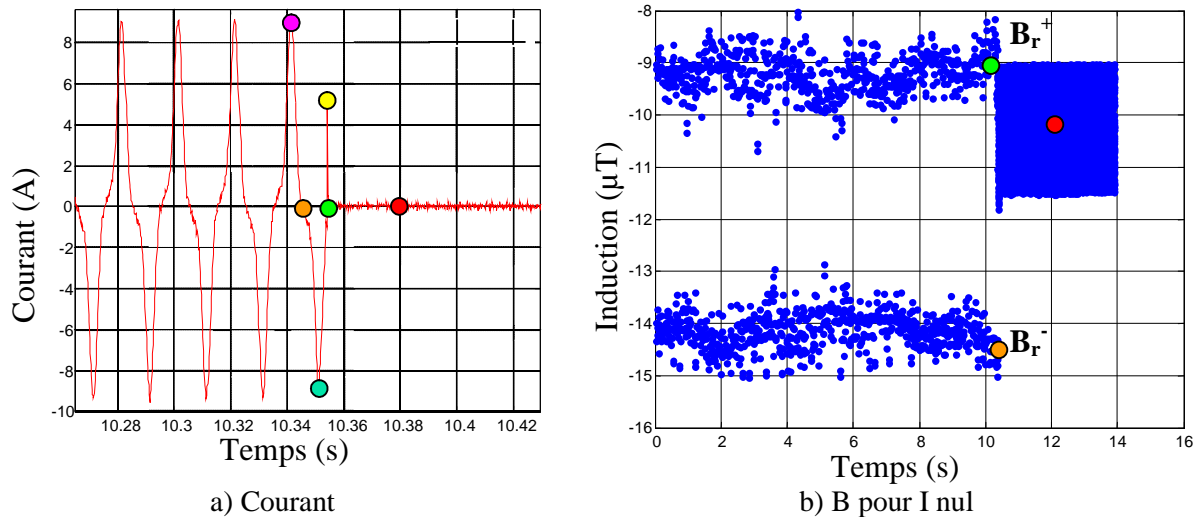


Figure V-21. Allure temporelle du courant, de l'induction lors de la mise hors tension n°1

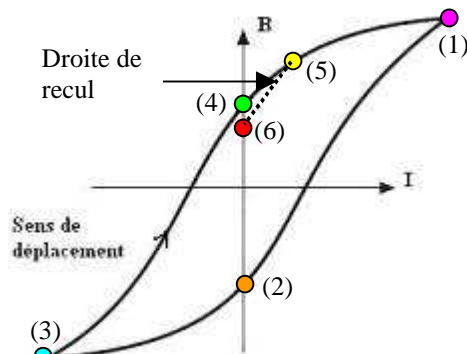


Figure V-22. Schéma d'une courbe B(I)

Lorsque le transformateur est alimenté, le courant est maximum pour le point (1) (rose) et minimum pour le point (3) (bleu). La courbe « B pour I nul » présente distinctement deux paliers qui correspondent respectivement aux points B_r^+ (point (4) ou vert) et B_r^- (point (2) ou orange) (Figure V-21.b). Lors de la mise hors tension, le courant passe d'une valeur fortement négative (point (3) ou bleu sur la Figure V-21.a) à zéro mais tout en faisant une incursion très rapide dans la plage positive (point (5) ou jaune). Le flux rémanent se stabilise ensuite à une valeur intermédiaire entre B_r^+ et B_r^- (point (6) ou rouge) suivant ce qu'il est classique d'appeler une droite de recul [MUL]. Notons comme nous l'avons déjà évoqué que la valeur « B pour I nul » est très bruitée, il est pourtant possible de déterminer assez précisément la valeur du point rouge par moyennage. Celle-ci peut être évaluée autour de $-10 \mu\text{T}$. Le champ terrestre est évalué autour de $-12 \mu\text{T}$ (valeur moyenne entre les points vert et orange). Le flux rémanent crée donc sur notre capteur un champ de $+2 \mu\text{T}$. Nous avons ainsi réussi à discriminer les différents effets et à déterminer l'effet du flux rémanent circulant dans le circuit sur notre capteur externe.

III.2.3. Cas d'un capteur collé sur le circuit magnétique

Nous analysons maintenant le champ magnétique sur un capteur collé sur le circuit magnétique (capteur n°1) au cours de l'essai 1. L'intérêt du capteur tangentiel est de mesurer directement la valeur du flux car il y a une conservation de cette composante, comme ceci a déjà été exposé dans le chapitre IV. La Figure V-23 illustre cette mesure. Le courant est aussi présenté pour aider à l'analyse.

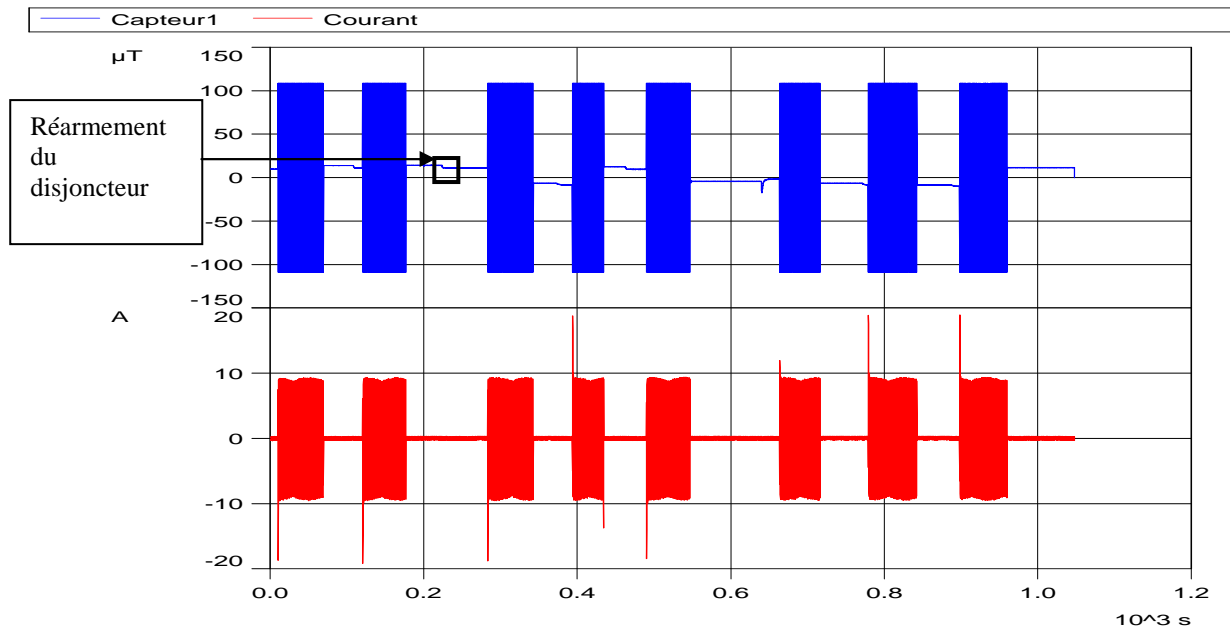


Figure V-23. Mesure d'induction sur le capteur 1 et du courant (essai 1)

Rappelons que dans l'essai 1, le transformateur est mis hors tension de manière brusque en basculant manuellement le disjoncteur. Avant chaque mise sous tension, on réarme le disjoncteur et le transformateur est mis sous tension à l'aide du dispositif temps-réel RT-LAB. Le petit saut d'induction (sur la mesure du champ) visible après chaque mise hors tension et avant chaque mise sous tension provient du réarmement du disjoncteur (Figure V-23). Ce saut d'induction provient, selon toute vraisemblance, de la régulation, qui n'impose pas tout à fait 0V aux bornes du transformateur. Un léger courant est donc présent avant l'enclenchement.

Si l'on s'intéresse au signe du courant d'appel, celui-ci change selon les mises sous tension. Le flux rémanent change donc de signe lui aussi. La mesure d'induction peut permettre de prédire les signes des courants. En effet, lorsque le pic de courant est positif (mise sous tension : 4, 6, 7 et 8), le flux rémanent avant la mise sous tension est positif. Le capteur de champ indique un niveau d'induction négatif. Pour les autres états, l'induction mesurée est positive et le courant négatif. Dans ces configurations, le flux rémanent est donc négatif.

Le signe du flux rémanent est donc connu grâce à un capteur de champ posé sur le circuit magnétique. Néanmoins, cet essai a été réalisé pour une position particulière du capteur et du transformateur. En effet, le dispositif a été orienté Est-Ouest et le capteur positionné à l'horizontal est

donc lui aussi orienté direction Est-Ouest. Dans cette configuration, le champ terrestre ne crée aucun signal puisqu'il est orienté Nord-Sud et vertical. Dans le cas général, celui-ci créerait un offset et la simple analyse du signe du champ serait insuffisante. Il est donc alors nécessaire de procéder par soustraction (on parle de mesure différentielle) pour s'affranchir du champ homogène où baigne le dispositif.

III.2.4. Cas de deux capteurs symétriques

Le capteur 1 a pour symétrique le capteur 4. Tout comme le capteur 1, le capteur 4 sature lorsque le transformateur est sous tension (Figure V-24). Le niveau d'induction magnétique mesuré sur le capteur 4, n'est pas strictement identique en module à celui mesuré sur le capteur 1.

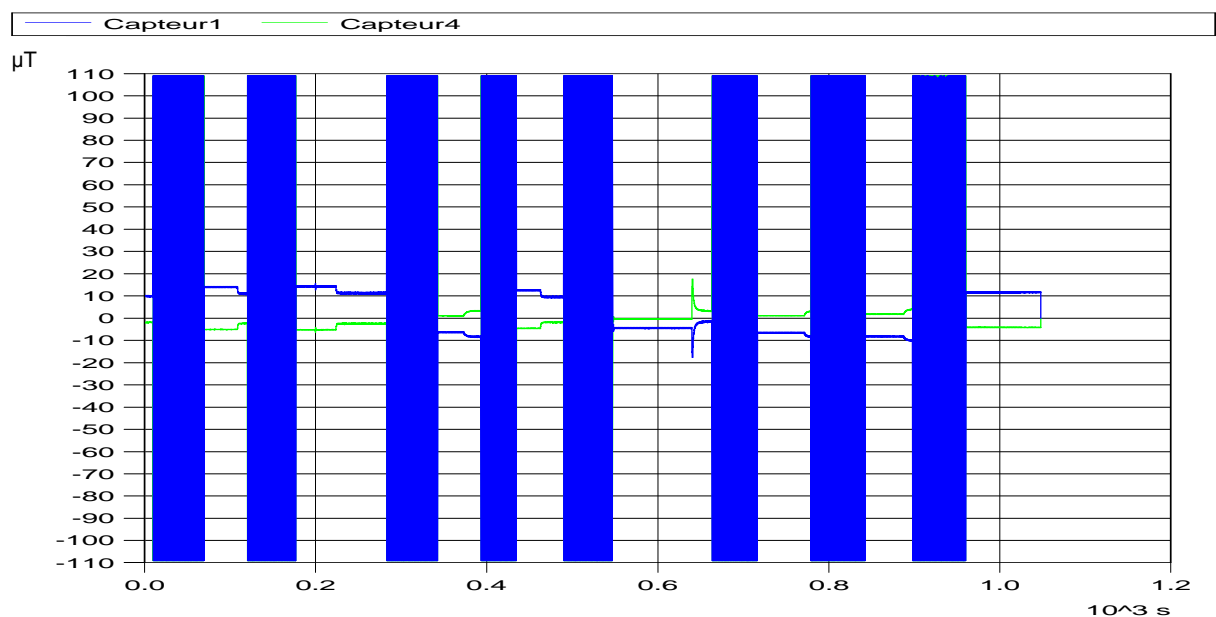


Figure V-24. Allures temporelles de la mesure d'induction sur les capteurs 1 et 4 (essai 1)

En effet, nous sommes confrontés à des difficultés classiques de la mise en œuvre d'une mesure différentielle. Le capteur 4 n'a peut être pas une direction strictement identique à celle du capteur 1 et des pollutions magnétiques (présence des barres de support ferromagnétiques) peuvent polluer la mesure.

Néanmoins, nous réalisons la soustraction des deux signaux, afin d'éliminer la composante homogène du champ terrestre (Figure V-25). Lorsque le transformateur est hors tension, seul le circuit magnétique signe. Tout comme nous l'avons explicité au paragraphe §III.2.3, l'analyse du niveau d'induction permet de prédire les signes des courants donc le signe du flux rémanent avant la mise sous tension.

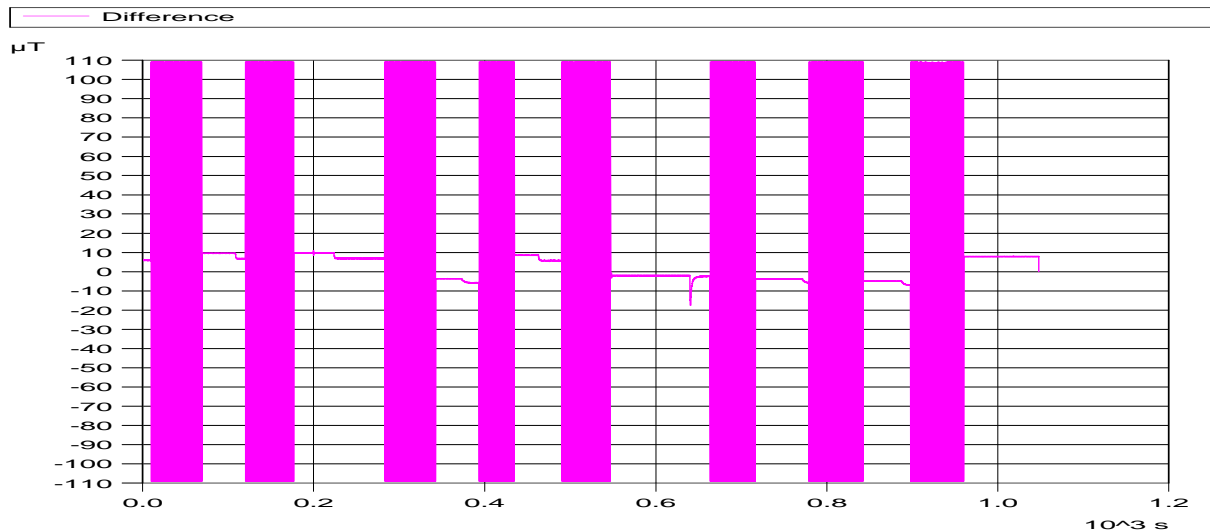


Figure V-25. Résultat de la soustraction

III.2.5. Décroissance spatiale du champ magnétique

Les résultats de simulation obtenus au chapitre IV montraient que le champ magnétique diminue avec l'éloignement du transformateur lorsque celui-ci était sous tension ou hors tension. Dans le cas où le transformateur est hors tension, avec un flux rémanent nul, cette décroissance spatiale existe comme la simulation numérique le montre (annexe II).

Pour illustrer cette décroissance, nous allons présenter les mesures réalisées sur les capteurs: 2, 3, 7, 8 positionnés à droite et les capteurs : 5, 6, 11, 12 situés à gauche (Figure V-8.b). Ces capteurs ont des axes de mesure verticaux.

Ces mesures sont réalisées avant la deuxième mise sous tension de l'essai 2 (transformateur désaimanté). Une cartographie de l'induction mesurée par les capteurs positionnés verticalement autour des jambes du circuit magnétique est présentée sur la Figure V-26.

Les zones où le niveau du champ est élevé sont localisées de part et d'autre du transformateur près du circuit magnétique (capteur 2 et 5). Le champ magnétique est réparti de manière non uniforme près du circuit magnétique. Contrairement à la simulation où la décroissance du champ magnétique est identique de part et d'autre des jambes du circuit magnétique (annexe II), la mesure réelle montre que les niveaux d'induction en des points symétriques ne sont pas rigoureusement les mêmes. Enfin si la décroissance sur la droite du transformateur semble correcte, nous distinguons un comportement plus étrange sur sa gauche. Il semblerait que la présence de masses magnétiques (barres de support, moteur,...) s'aimantent et constituent des anomalies locales nettement plus visibles à gauche du transformateur.

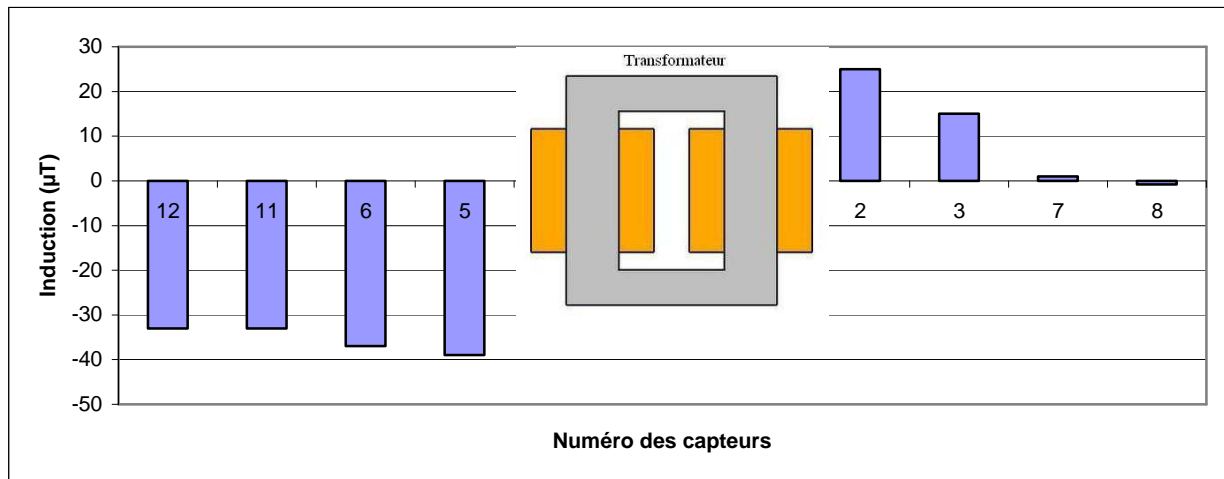


Figure V-26. Cartographie de l'induction lors de la mise hors tension n°1

La première idée que nous avons d'utiliser des capteurs positionnés symétriquement dans l'air afin d'isoler les fuites du circuit magnétique par soustraction de ces deux mesures, semble difficile à être réalisée. En effet, cette méthode ne peut être employée que si l'induction provenant du champ magnétique terrestre est homogène de part et d'autre des jambes du circuit magnétique. Néanmoins, nous verrons par la suite, que l'utilisation d'un seul capteur de champ magnétique suffit à estimer le flux rémanent.

III.3. Conclusion

Cette partie démontre la possibilité de déterminer le signe du flux rémanent en se basant sur des mesures magnétiques grâce à des capteurs de technologie fluxgate. Une détermination du signe du flux rémanent a été réalisée en analysant le champ sur un ou plusieurs capteurs collés au circuit magnétique. Malgré des décroissances correctes du champ magnétique à proximité du transformateur, des zones d'inhomogénéités ont été localisées de part et d'autre des jambes du circuit magnétique ce qui rend l'analyse plus complexe. Ces zones d'inhomogénéité peuvent avoir pour cause l'aimantation de pièces voisines lorsqu'elles sont exposées au champ créé par les surintensités. S'ils sont trop importants ces phénomènes peuvent conduire à de réelles difficultés et rendre la méthode inapplicable.

Après cette analyse qualitative, il apparaît naturel de s'orienter vers une détermination quantitative du flux rémanent à partir de nos mesures de champ magnétique externe.

IV. Vers une estimation quantitative du flux rémanent dans le circuit magnétique

Cette partie présente une nouvelle technique de quantification du flux rémanent par mesure de champ magnétique externe à un transformateur. Alors que la partie précédente proposait une approche qualitative, nous allons maintenant essayer de chiffrer plus précisément les flux rémanents. Une présentation théorique de la nouvelle méthode basée sur la mesure de champ magnétique en différenciant le cas utilisant un capteur est proposée. Nous verrons qu'il est possible d'améliorer sa robustesse si plusieurs capteurs sont utilisés. Notre technique est ensuite comparée aux techniques classiques.

IV.1. Nouvelle technique d'estimation par mesure du champ magnétique

Les techniques généralement employées pour estimer le flux rémanent sont jugées encore peu précises et peu robustes. Actuellement aucune approche n'est encore parfaitement satisfaisante. C'est pourquoi nous avons travaillé lors de cette thèse sur une nouvelle approche en rupture par rapport à celle déjà existante. Nous espérons ainsi que cette nouvelle méthode contribuera à l'amélioration des dispositifs de détermination de flux en complément des dispositifs existants. Nous ne parlons pour l'instant que de complément car évidemment l'approche est nouvelle et demeure très expérimentale. A notre sens, elle possède toutefois un potentiel important. Cette méthode constitue une des principales originalités de la thèse et a été brevetée [CAV-11.2]. Nous explicitons son principe dans les paragraphes suivants.

IV.1.1. Méthode avec un capteur

Notre approche se base évidemment sur la mesure du flux rémanent au moyen d'un capteur de champ magnétique. Celui-ci est positionné soit sur le circuit magnétique, soit dans le voisinage du transformateur. Dans ces deux cas, il doit être orienté de manière à ce que son axe de mesure soit principalement parallèle à la direction du champ. A titre d'exemple il occupe une des positions présentée en Figure V-8.b. La première étape est l'acquisition de la mesure du champ magnétique lorsque le transformateur est sous tension puis hors tension.

La deuxième étape permet le calibrage entre la mesure magnétique du capteur et la courbe « Flux-courant » du transformateur, notion déjà évoquée dans le paragraphe §III.2.2. Pour obtenir cette courbe, il suffit de posséder une allure temporelle du flux et du courant sur une période de 20 ms lorsque le transformateur est sous tension à vide. Le flux s'obtient par intégration de la tension mesurée au primaire du transformateur. Aux passages du courant par zéro, seul le circuit magnétique signe magnétiquement, sur la courbe ci-dessous (Figure V-27), la différence des deux valeurs du flux est notée « $\Delta\phi$ ».

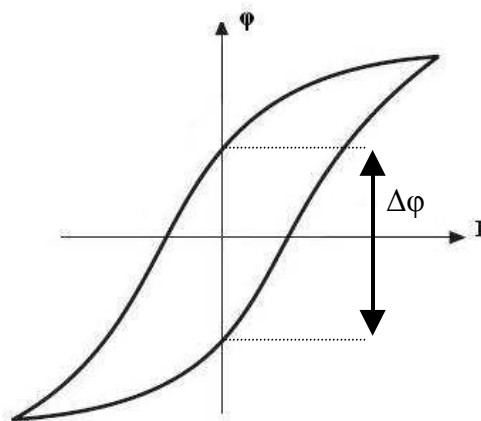


Figure V-27. Caractéristique « Flux-Courant » du transformateur

Une analogie peut désormais être établie entre cette différence « $\Delta\phi$ » et l'induction mesurée sur un capteur au passage par zéro du courant. La technique pour isoler la valeur de l'induction au passage du courant par zéro a déjà été évoquée dans le paragraphe §III.2.2. La Figure V-28 suivante permet d'avoir une illustration du relevé de l'induction à courant nul appliquée à la mesure de champ.

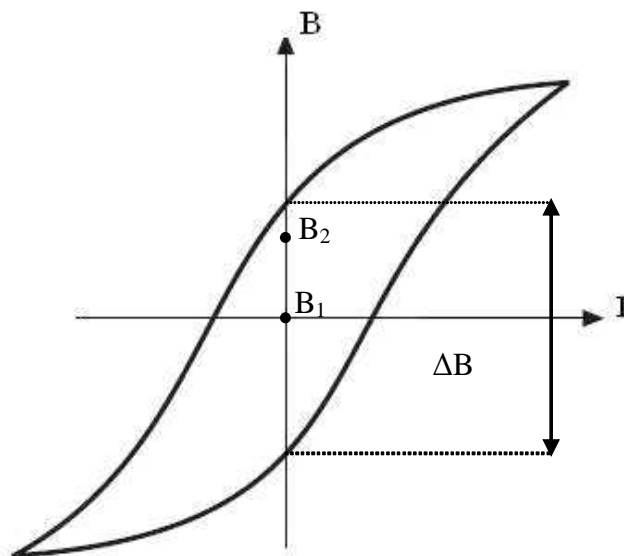


Figure V-28. Calcul de l'induction au passage du courant par zéro

Grâce à la figure précédente, les passages par zéro du courant donnent lieu à un pinceau d'induction qui sera noté ΔB . Cette grandeur ainsi que $\Delta\phi$, constitue la fonction de transfert : induction-flux existante entre la mesure d'induction sur un capteur sur le circuit magnétique ou dans l'air et le flux dans le circuit magnétique.

La troisième étape consiste en la détermination proprement dite du flux rémanent. Pour cela, il est important de rappeler que la mesure d'induction sur un capteur, lorsque le transformateur est sous

tension n'est pas forcément centrée autour de zéro. Cette composante est due à la contribution de différents champs magnétiques continus, tel le champ terrestre et de probables sources d'aimantations au voisinage du transformateur. Nous savons, d'après la théorie, que le flux réel circulant dans le circuit magnétique du transformateur est lui, centré autour de zéro. Nous devons donc fixer cette induction moyenne avant la mise hors tension du transformateur comme une valeur référence (notée B_1). Avant la remise sous tension du transformateur, le niveau d'induction moyen a une valeur comprise dans l'intervalle ΔB . A titre d'exemple, cette valeur est notée B_2 (Figure V-28).

La différence entre B_1 et B_2 donne un niveau d'induction directement lié au flux rémanent. La résolution des équations suivantes permet de remonter à la valeur du flux rémanent.

$$\Delta B_{\text{capteur}} = B_2 - B_1 \quad (\text{V-1})$$

$$\varphi_r = \Delta B_{\text{capteur}} \times \frac{\Delta \varphi}{\Delta B} \quad (\text{V-2})$$

Cette méthodologie basée sur la mesure d'un champ magnétique à proximité du transformateur permet d'estimer le flux rémanent à la mise hors tension d'un transformateur.

IV.1.2. Méthode avec plusieurs capteurs

Comme nous venons de le démontrer de manière théorique, il est possible de déterminer le flux rémanent d'un circuit magnétique grâce à la mesure de champ magnétique provenant d'un seul capteur, ou de deux capteurs positionnés symétriquement par rapport au circuit magnétique.

Il est également possible de déterminer le flux rémanent grâce à une multitude de capteurs. En effet, il est envisageable d'appliquer la méthodologie employant un seul capteur à une multitude de capteurs. A titre d'exemple, sur notre dispositif, ayant une dizaine de capteurs mesurant le champ magnétique autour du transformateur, nous pourrions employer la méthode décrite dans le paragraphe §IV.1.1 à chaque capteur et faire une moyenne des résultats obtenus. Cette méthode, simple, peut donner un caractère plus robuste à la détermination du flux rémanent. Nous pouvons bien sûr appliquer le même concept avec la méthode faisant intervenir deux capteurs symétriques.

IV.2. Comparaison avec les méthodes existantes

Comme nous l'avons déjà évoqué dans un précédent chapitre, la méthode qui est classiquement utilisée pour calculer le flux rémanent à l'heure actuelle, est la méthode dite d'intégration de la tension. Cette méthode possède un désavantage important. En effet, elle permet la détermination du flux rémanent dans le transformateur immédiatement après l'arrêt. Or, l'information réellement importante est le flux rémanent juste avant l'enclenchement. L'utilisation de cette technique repose donc sur l'hypothèse forte que le flux ne varie pas entre les deux instants (mise hors

tension et remise sous tension). Cette hypothèse est certainement réaliste car le transformateur est souvent situé en un point magnétique relativement stable. Nous verrons toutefois que ce n'est pas toujours le cas.

Une autre méthode d'estimation du flux rémanent « a posteriori » repose sur l'analyse de la valeur du pic de courant après l'enclenchement. C'est la méthode la plus fiable mais elle est inutilisable en pratique pour le choix d'un angle d'enclenchement optimal puisqu'elle donne le résultat après la manœuvre qu'il aurait fallu optimiser.

Notre méthode possède l'avantage de permettre la détermination du flux juste avant l'enclenchement. C'est ce point qui nous fait penser qu'elle peut avoir une réelle valeur ajoutée par rapport à la technique classique d'intégration de la tension. En effet, concernant cette dernière, son principal inconvénient est qu'elle devient inutilisable si l'environnement magnétique externe change entre le déclenchement et l'enclenchement du transformateur.

Dans la partie suivante, nous allons comparer ces techniques entre elles. La détermination du flux rémanent par l'analyse du courant d'enclenchement sera notre référence.

V. Application de la méthode au transformateur

V.1. Etude d'un enclenchement

V.1.1. Description de l'enclenchement

L'enclenchement choisi est la deuxième mise sous tension du transformateur lors de l'essai 1. Cet essai et plus précisément cet enclenchement, sont décrits au paragraphe §III.1.1. Une brève description des mesures électriques et magnétiques ainsi que la nature de l'essai sont décrits par la suite. Cet essai compte huit mises sous et hors tension du transformateur. La mise sous tension est commandée par le système temps-réel RT-LAB, permettant d'imposer un enclenchement au maximum de l'onde de tension (400V). La mise hors tension est réalisée à l'aide d'un disjoncteur, qui est déclenché manuellement. Les signaux électriques (tension, courant) et le signal magnétique (capteur 1) sont présentés par la suite.

V.1.2. Estimation du flux rémanent par les méthodes classiques

Dans un premier temps, le flux rémanent va être estimé en utilisant la méthode dite d'intégration de la tension explicitée au chapitre III. Dans un second temps, la méthode analysant le courant d'appel jugé a posteriori car ne pouvant intervenir qu'après la remise sous tension du transformateur permettra de valider ou non l'estimation du flux rémanent.

La tension est donc dans un premier temps intégrée à l'aide d'un logiciel de calcul [FAM-01]. La dérive est corrigée et le signal recentré autour de zéro. La valeur de flux lue sur la Figure V-29 quelques millisecondes après la mise hors tension est de -0,34 Wb.

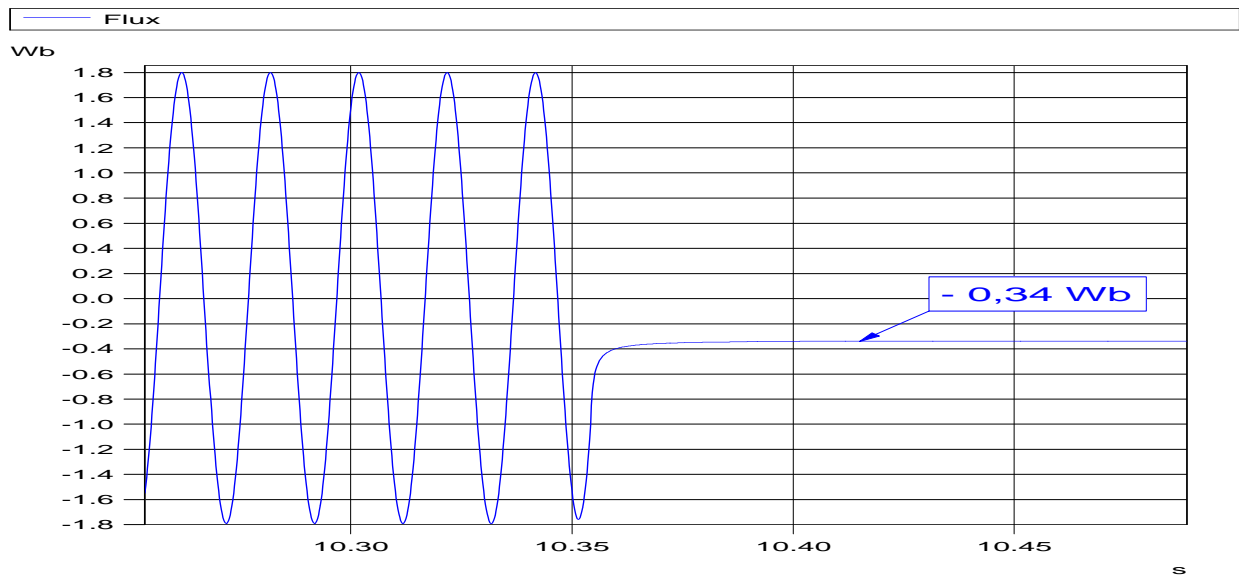
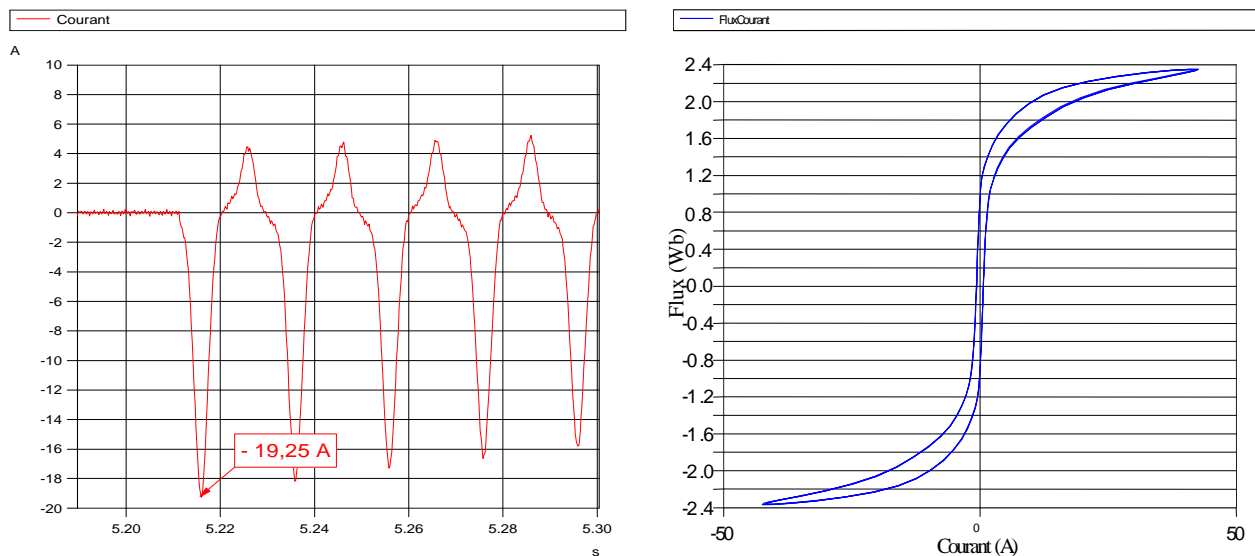


Figure V-29. Flux calculé grâce à l'intégration de la tension

Nous allons maintenant appliquer la méthode « a posteriori » à l'enclenchement suivant. La valeur du pic de courant est de $-19,25$ A (Figure V-30.a). Grâce à la courbe $\phi(i)$, nous déterminons le flux correspondant à ce courant (Figure V-30.b), il est de $-2,13$ Wb. Si l'on regarde la Figure V-30.b où est établie la caractéristique $\phi(i)$, pour cette valeur de courant d'appel, correspondent en réalité deux valeurs de flux. Pour trouver la bonne, une moyenne est réalisée entre ces deux valeurs.



a) Courant à l'enclenchement

b) Caractéristique $\phi(i)$

Figure V-30. Relation entre le courant et le flux

Conformément à la méthodologie définie au chapitre III, on peut remonter à la valeur du flux rémanent. Nous obtenons la valeur de $-0,33$ Wb grâce à l'équation (III-7) $(-2,13+1,8=-0,33)$. Cette valeur est quasiment la même que celle calculée à l'aide de l'intégration de la tension.

V.1.3. Analyse et estimation avec un capteur collé

En appliquant la méthodologie évoquée dans le paragraphe §IV.1.1, nous allons voir s'il est concrètement possible d'estimer le flux rémanent grâce à la mesure d'un capteur disposé sur le circuit magnétique, ce sera ici le capteur 1.

Il faut au préalable établir la fonction de transfert entre les deux grandeurs $\Delta\phi$ et ΔB , définie précédemment. La grandeur $\Delta\phi$ estimée grâce au passage du courant à zéro (Figure V-30.b), elle est de 1,6 Wb. Quant à la grandeur ΔB (paragraphe §IV.1.1), sa détermination est plus complexe. Le signal en courant étant fortement pollué (bruit haute fréquence), il a donc fallu le filtrer (filtre passe bas de fréquence de coupure 500 Hz) afin de travailler avec un signal moins bruité. L'utilisation du filtre provoque un retard. Pour tenir compte de cet aspect, les signaux de champs magnétiques ont été aussi filtrés. La Figure V-31 illustre une courbe $B(I)$ avec les grandeurs filtrées pour 5 périodes de 50 Hz avant la première mise hors tension de l'essai 1. La valeur de ΔB retenue est de 40 μT .

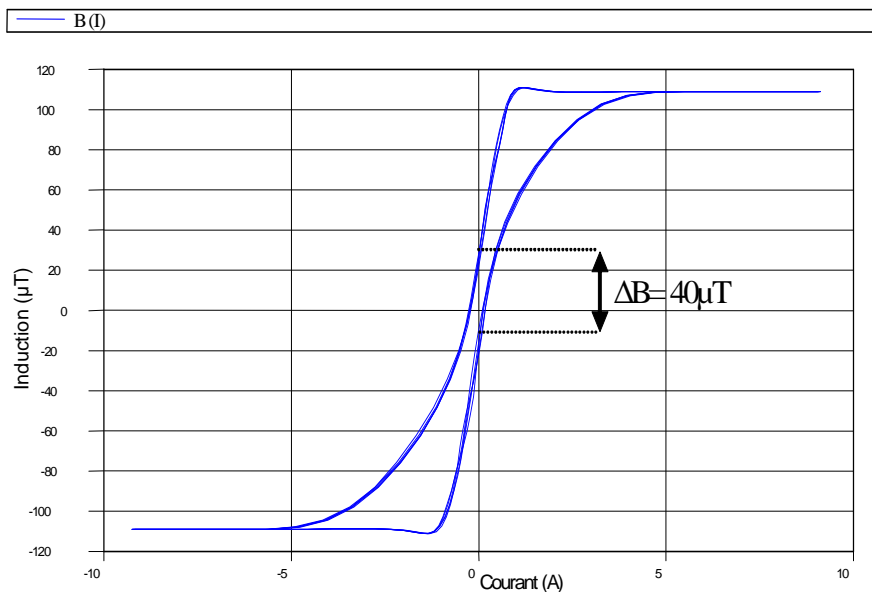


Figure V-31. Calcul de l'induction sur le capteur 1 aux passages du courant par zéro

La dernière étape consiste à calculer l'écart entre l'induction moyenne mesurée sur le capteur 1 avant la mise hors tension et juste avant la mise sous tension suivante. La Figure V-32 illustre cette étape. La valeur moyenne de l'induction n'est pas visible sur la Figure V-32, car le capteur sature, nous prendrons la valeur moyenne de l'induction aux passages du courant à zéro, c'est à dire 2,8 μT . La valeur lue avant la deuxième mise sous tension est de 11 μT . Le delta obtenu entre ces deux mesures à différents instants est : $B_{\text{diff}} = 8,2 \mu\text{T}$ et il positif. Conformément à ce que nous avons stipulé au paragraphe §III.2.3, si le niveau d'induction est positif, le flux rémanent est négatif. Il est à

noter que les valeurs d'induction étudiées sont très faibles, une erreur même minime sur le calibrage ou la lecture de l'induction avant et après la mise hors tension peuvent avoir des conséquences importantes sur le calcul du flux rémanent.

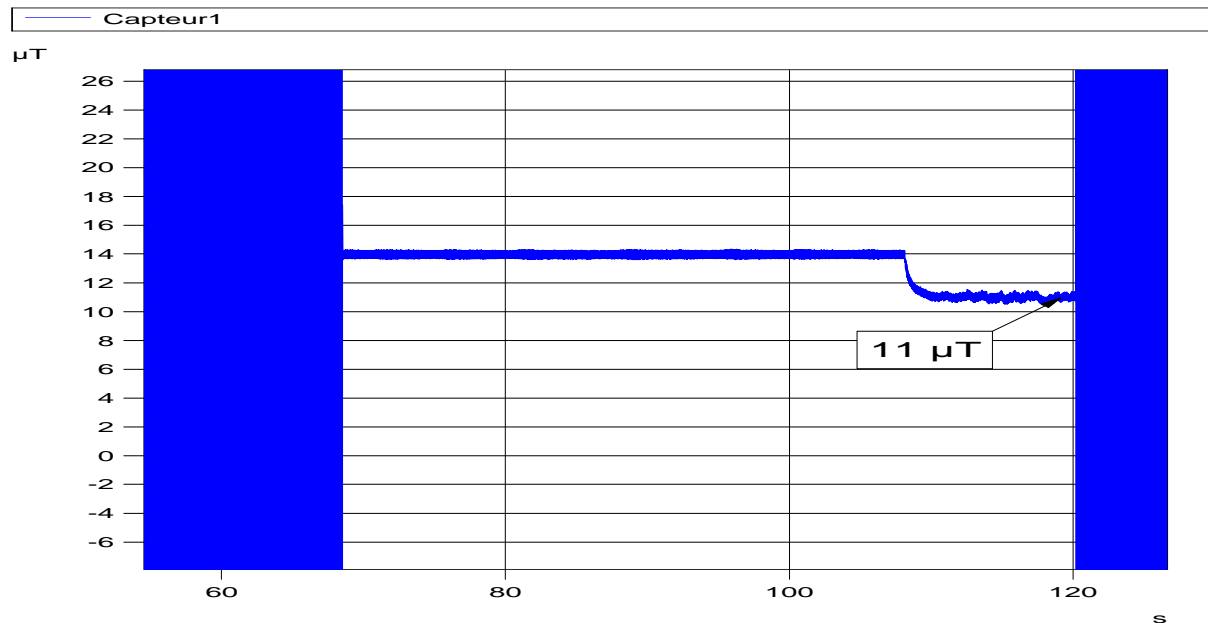


Figure V-32. Induction mesurée sur le capteur 1 avant et après la première mise hors tension

D'après l'équation (V-1), le flux rémanent calculé vaut $-0,33$ Wb. Cette valeur est identique à celle trouvée grâce aux méthodes exprimées au paragraphe précédent. Le saut visible sur la Figure V-32 entre la mise hors tension et la remise sous tension du transformateur, provient de la manœuvre du disjoncteur. A cet instant précis, l'ordre imposé par le système RT-Lab à l'amplificateur de puissance est de 0 V. Ce saut d'induction provient vraisemblablement, comme nous l'avons précédemment évoqué, de la régulation.

V.2. Application à une série d'enclenchements

La méthode basée sur la mesure du champ magnétique à l'aide d'un seul capteur est mise à l'épreuve d'une série d'enclenchements.

V.2.1. Résultats pour différents scénarii

La série d'enclenchements choisie est celle de l'essai 1, où huit mises sous et hors tension sont réalisées. Le Tableau V-3 présente les résultats de l'estimation du flux avec le capteur 1 et les confronte à l'estimation du flux obtenu par l'analyse du courant d'appel. Ces valeurs sont exprimées en pourcentage du flux nominal ($1,8$ Wb). Il est aussi important de rappeler que sur la caractéristique « flux-courant », la valeur du flux relevée pour un courant nul était de $0,8$ Wb, ce qui correspond à 45% du flux nominal (φ_n).

Méthode	Capteur 1 (%)	Calcul flux par I_{pic} (%)	Ecart (%)
Avant MST			
2	-18	-18	0
3	-13	-18	-5
4	26	17	-9
5	-17	-18	1
6	8	8	0
7	18	17	-1
8	16	17	1
9	-27	-18	9

Tableau V-3 Estimation du flux rémanent grâce à la mesure de champ sur le capteur 1

Les valeurs de flux rémanents obtenus par cette méthode et selon le capteur 1 donnent de bons résultats. Le flux estimé (par la nouvelle méthode) admet généralement un écart avec la méthode dite « a posteriori » inférieur à 5%. Compte tenu de la faible quantité de flux à estimer, ces estimations sont encourageantes. Il arrive parfois que des écarts plus importants soient mesurés, avant la mise hors tension 3, 4 et 9 par exemple. Ces écarts proviennent peut être d'un positionnement pas tout à fait tangentiel du capteur par rapport aux tôles du circuit magnétique. Pour le cas n°6, alors que le flux rémanent à estimer est très faible, celui-ci est parfaitement déterminé grâce au capteur 1. Il serait intéressant d'élargir la méthode aux autres capteurs pour avoir des éléments de comparaison sur l'autre capteur collé et bien entendu sur les capteurs positionnés au voisinage.

V.2.2. Applications de la méthode à d'autres capteurs

Nous nous focalisons toujours sur l'essai 1. La méthode d'estimation du flux rémanent définie au paragraphe §IV.1.1, appliquée au niveau de la mesure du champ du capteur 1, est désormais appliquée à d'autres capteurs. Le capteur 4, collé sur la partie inférieure du circuit magnétique est étudié.

De même que pour le capteur 1, le calibrage entre la caractéristique « flux-courant » et « induction-courant » est réalisé, celui-ci est identique au capteur 1. Le Tableau V-4 ci-dessous montre l'estimation du flux rémanent grâce au capteur 4 (en pourcentage du flux nominal).

Méthode	Capteur 4 (%)	Calcul flux par I_{pic} (%)	Ecart (%)
Avant MST			
2	-5,3	-18	13
3	2,8	-18	15
4	8,6	17	8,4
5	-1,5	-18	17
6	5,2	7,9	2,7
7	-1,1	17	18
8	-6,5	17	24
9	-19	-18	1

Tableau V-4 Estimation du flux rémanent grâce à la mesure du champ sur le capteur 4

En comparaison avec les résultats trouvés avec le capteur 1, ces derniers résultats sont nettement moins bons. Il peut y avoir un problème de calibrage, ou la mesure est peut-être fortement polluée par des aimantations locales proches du capteur tels que les barreaux ferromagnétiques servant de support au circuit magnétique ou encore le ferrailage dans le sol.

Les graphiques suivants (Figure V-33) et (Figure V-34) montrent respectivement les résultats obtenus avec les capteurs (2, 3, 5, 6) et (7, 8, 11, 12). Ces capteurs sont positionnés dans l'air, mais on voit que de très bonnes estimations sont tout de même réalisées. Il y a donc bien une signature quantifiable des fuites du circuit magnétique dans le voisinage du transformateur.

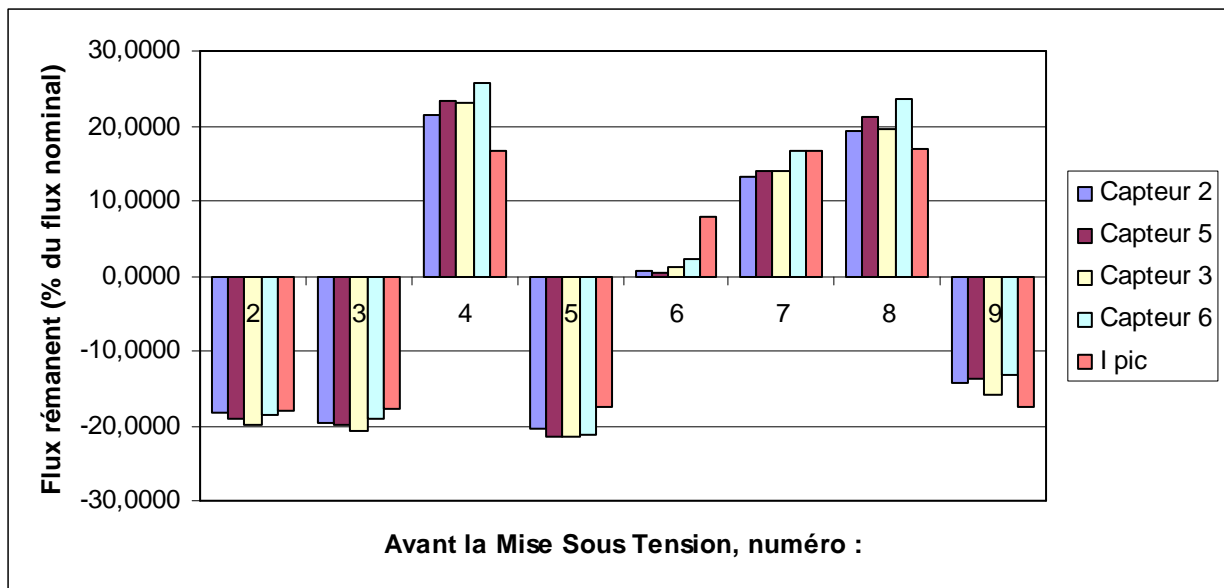


Figure V-33. Estimation du flux sur la totalité de l'essai par les capteurs : 2, 3, 5, 6

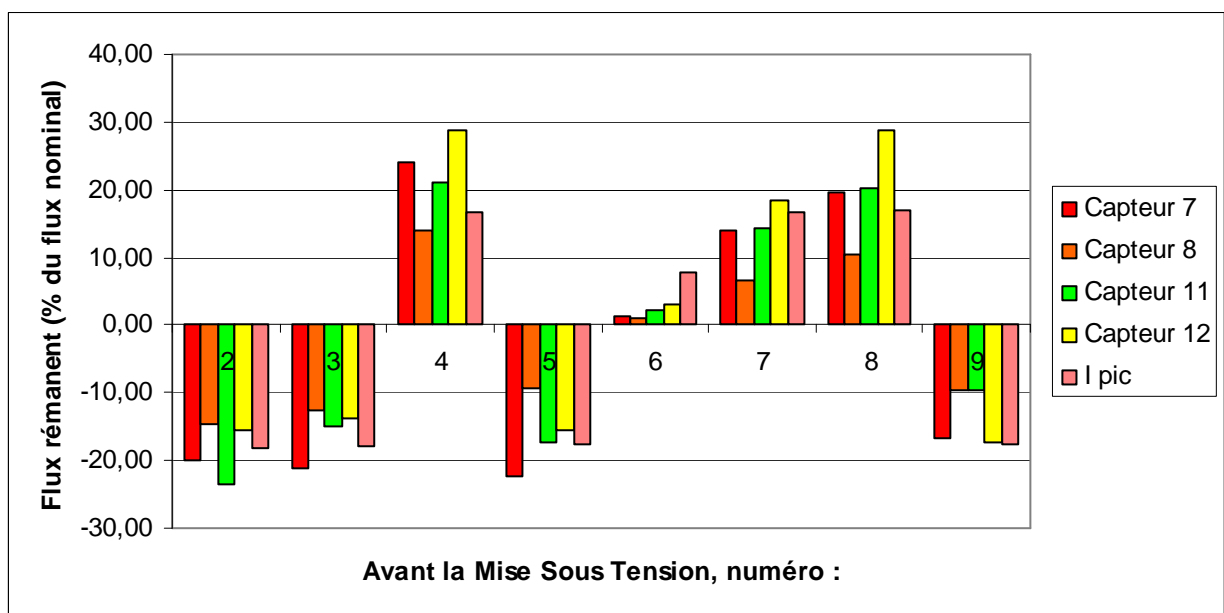


Figure V-34. Estimation du flux sur la totalité de l'essai par les capteurs : 7, 8, 11, 12

Si l'on procède à quelques traitements statistiques, tout d'abord, en ne prenant en compte que les capteurs proches du circuit magnétique (2, 3, 5, 6), la Figure V-35 illustre la moyenne sur la totalité de l'essai.

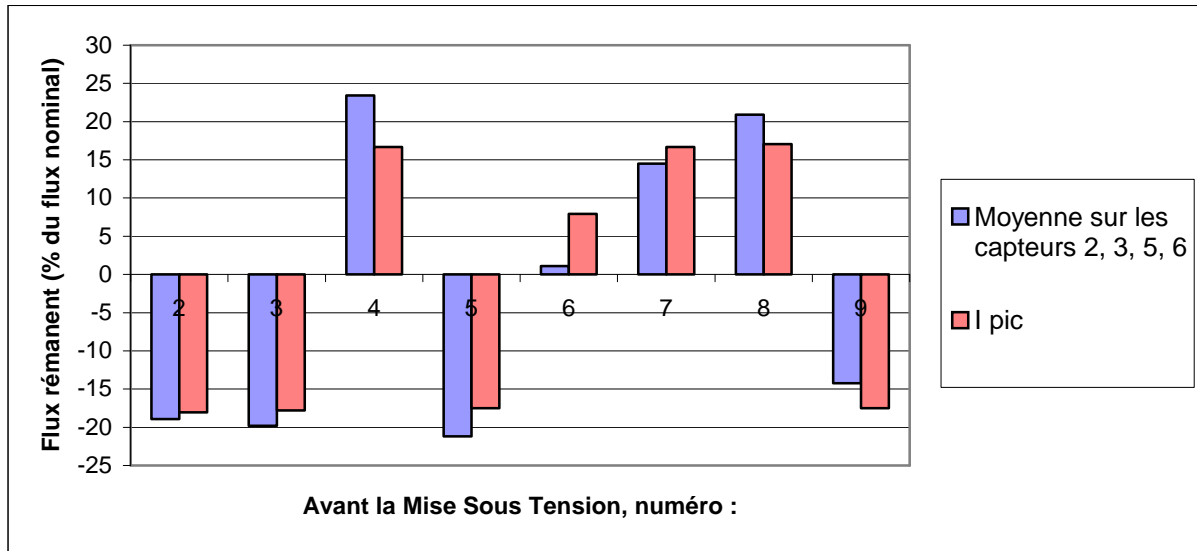


Figure V-35. Moyenne autour de l'estimation du flux sur les capteurs : 2, 3, 5, 6

La Figure V-36 montre le flux rémanent moyen estimé par les capteurs les plus éloignés (7, 8, 11 et 12).



Figure V-36. Moyenne et écart type autour de l'estimation du flux sur les capteurs : 7, 8, 11, 12

Tous ces résultats obtenus, montrent qu'il est possible de réaliser une estimation du flux rémanent du transformateur grâce à des capteurs de champ magnétique. La précision de l'estimation

du flux varie tout d'abord selon le capteur considéré et parfois comme on l'a vu selon l'enclenchement.

V.3. Comparaison des différentes méthodes

Ce paragraphe permet de comparer l'estimation du flux rémanent par l'application des différentes méthodes décrites auparavant. Une première comparaison est réalisée entre la méthode faisant appel à la mesure du champ magnétique (appliquée au capteur 1), l'intégrale de la tension et l'analyse du courant d'appel. Cette comparaison est présentée dans la Figure V-37, sur la totalité de l'essai 1.

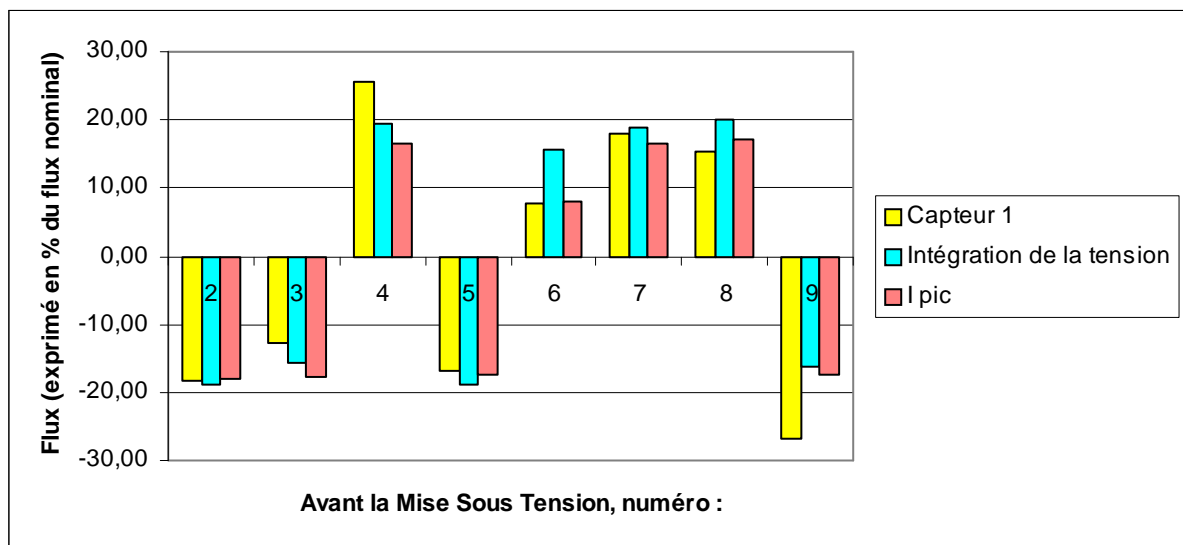


Figure V-37. Comparaison des méthodes pour l'estimation du flux rémanent

La première remarque est que la méthode d'intégration donne également de bons résultats, parfois plus précis que la méthode basée sur la mesure de champs magnétiques. Elle est comparable pour 5 cas sur 9, meilleure pour 2 cas sur 9 et moins bonne pour 1 cas sur 9. Evidemment, ce résultat ne se veut réellement statistique car le nombre d'échantillons est trop faible et est basé sur le fait que la méthode I_{pic} est parfaite.

Intéressons nous maintenant au cas où notre méthode est meilleure. Il semblerait qu'avant la sixième mise sous tension, l'estimation du flux rémanent par la méthode « intégration de la tension » donne une moins bonne estimation que l'autre méthode (capteur). Un événement, qui est le ré enclenchement du disjoncteur, a cette fois-ci changé vraisemblablement l'état magnétique du circuit magnétique. Celui-ci, est intervenu bien après la mise hors tension du transformateur, donc bien après l'estimation du flux rémanent par la méthode « intégration de la tension ».

C'est là que la méthode basée sur la mesure de champ apporte un plus. Celle-ci mesure l'état magnétique juste avant la remise sous tension, ce qui lui confère la propriété d'avoir pris en compte l'événement inopiné qui a eu lieu.

V.4. Conclusions

Des séries de mises sous et hors tension du transformateur ont été réalisées afin d'étudier l'état magnétique du transformateur. L'estimation du flux rémanent a classiquement été réalisée à l'aide de l'intégration de la tension et à l'aide d'une nouvelle méthode basée sur la mesure de champ magnétique au voisinage du transformateur. Cette dernière méthode a montré qu'il est possible d'estimer le flux rémanent grâce à un seul capteur de champ magnétique, positionné sur le circuit magnétique ou dans l'air, à une distance suffisamment proche pour mesurer le champ de fuite.

Ces estimations de flux ont pu être validées a posteriori dès la remise sous tension du transformateur grâce à l'analyse du courant d'enclenchement.

L'utilisation de capteurs apparaît être une méthode relativement précise et robuste compte tenu des comparaisons réalisées et des résultats obtenus.

VI. Conclusions

La mesure du champ magnétique grâce à des capteurs (de technologie fluxgate) à proximité d'un transformateur permet de connaître le signe du flux rémanent. Une permutation de la mesure d'induction sur des capteurs collés sur le circuit magnétique montre de façon certaine ce changement de signe.

La détermination du flux rémanent d'un transformateur réel par mesure de champ magnétique extérieur était l'objectif principal de ce chapitre, les résultats que nous avons exposés montrent l'accomplissement de ce projet. Malgré la faible quantité de champ de fuite provenant du circuit magnétique et les fortes pollutions magnétiques du milieu environnant, cette nouvelle méthode permet de déterminer le flux rémanent.

De plus, si l'état magnétique du transformateur a changé entre sa mise hors tension et sa remise sous tension, notre nouvelle approche garantit une meilleure estimation du flux rémanent, de par une mesure de l'état magnétique avant la remise sous tension a contrario de la méthode basée sur l'intégration de la tension qui est réalisée à la mise hors tension.

Lors d'événements inopinés, tel que le ré-enclenchement du disjoncteur, l'état magnétique du circuit magnétique est amené à changer. L'estimation du flux rémanent par la méthode « intégration de la tension » intervient bien avant, au moment de la mise hors tension du transformateur.

C'est là que la méthode basée sur la mesure de champs magnétiques apporte un plus. Celle-ci mesure l'état magnétique juste avant la remise sous tension, ce qui lui confère la propriété d'avoir pris en compte l'événement inopiné qui a eu lieu.

Conclusion

Cette étude a pour principal intérêt de comprendre, de modéliser ainsi que d'estimer le flux rémanent d'un transformateur.

La première partie montre l'importance de la connaissance du flux rémanent dans les études d'enclenchement des transformateurs. La méthodologie actuellement utilisée pour évaluer le flux repose sur la méthode d'intégration de la tension. Cette méthode peut être peu précise de par la méthode indirecte d'estimation du flux. En effet, le manque de précision sur la mesure en tension, les notions de dérive, d'offset dus à l'intégration, mais encore des hypothèses basées sur un régime invariant magnétiquement entre la mise hors tension et le réenclenchement du transformateur, prêtent à croire que cette méthode ne présente pas que des avantages.

C'est pourquoi, une nouvelle approche est proposée, basée sur une mesure externe du champ magnétique dans le voisinage du transformateur. Afin de confirmer la possibilité de mesurer un champ magnétique provenant du transformateur, une étude de modélisation est réalisée. Elle permet tout d'abord de montrer que les fuites magnétiques sont issues de deux sources de champ : bobinage et circuit magnétique. De plus, le niveau du champ magnétique à proximité d'un transformateur possédant une cuve est d'une centaine de microteslas lorsque le transformateur est sous tension et d'une dizaine lorsque le transformateur est hors tension. La cuve n'annule pas le champ magnétique, elle l'atténue seulement. On s'aperçoit aussi, que l'induction tangentielle prise en un point proche du circuit magnétique est l'image à un rapport de perméabilité prêt de la circulation de l'induction dans le circuit magnétique. Le choix d'orienter le capteur de manière parallèle aux lignes du champ de fuite semble une idée défendable compte tenu de ce que l'on obtient en simulation.

Des mesures du champ magnétique à proximité d'un transformateur sous tension et hors tension confirment la présence des champs magnétiques provenant à la fois du bobinage et du circuit magnétique du transformateur. Malgré la faible quantité des champs de fuite provenant du circuit magnétique et les fortes pollutions magnétiques du milieu environnant au transformateur, nous avons démontré qu'il était possible d'estimer le flux rémanent lorsque le transformateur était hors tension. De plus, si l'état magnétique du transformateur change entre sa mise hors tension et sa remise sous tension, notre nouvelle approche garantit une meilleure estimation du flux rémanent que la méthode basée sur l'intégration de la tension. L'utilisation de capteurs de champs magnétiques, positionnés sur le circuit magnétique ou dans l'air, dans le voisinage du transformateur, permet d'estimer le flux rémanent.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Nous voici arrivés à la fin de ce mémoire, le temps est venu de faire un bilan du travail réalisé, de nous remémorer les objectifs initiaux et de répertorier les différentes réponses à nos attentes initiales. Cette thèse s'est déroulée dans le cadre des études de renvois de tension et de reconstitution du réseau, autour de la problématique des mises sous tension brusques de transformateurs.

L'objectif de cette thèse était d'améliorer la modélisation de l'enclenchement de transformateurs. Celle-ci s'avérant très complexe à traiter en un seul problème, le découpage de l'étude en deux thèmes s'est révélé nécessaire et a apporté des éléments de réponses à nos questions. Ce manuscrit traite de deux grands thèmes : l'identification de paramètres d'un réseau à partir de l'enclenchement de lignes électriques et la présentation d'une nouvelle méthode d'estimation du flux rémanent d'un transformateur hors tension.

La première partie traite donc de l'identification des paramètres variables d'un réseau à partir des enclenchements de lignes HT. Une méthodologie robuste d'identification de paramètres a été développée à l'aide d'un modèle analytique reproduisant assez fidèlement les signaux de tension et de courant lors de la mise sous tension d'une ligne HT. La ligne modélisée a pour principale caractéristique le fait qu'elle soit monophasée et courte. Grâce à l'utilisation d'un algorithme d'optimisation, un critère d'erreur a été minimisé afin de rapprocher le signal simulé du signal de référence. D'autres techniques issues du traitement du signal apportent aussi des solutions tout à fait satisfaisantes pour identifier les paramètres variables sans utiliser l'optimisation. Toutes ces méthodologies ont pu être testées sur des signaux réels triphasés. Ces différentes méthodes ont permis de mettre en évidence l'importance de la fenêtre de comparaison (sa localisation sur le signal transitoire et sa durée) et la nécessité d'un échantillonnage élevé. Le lien entre les paramètres variables et la réponse du signal en transitoire a permis de mieux appréhender les phénomènes physiques.

La deuxième partie décrit une nouvelle méthode d'estimation du flux rémanent dans un transformateur à l'arrêt. Il s'agit, grâce à au moins une mesure de champ magnétique externe au circuit magnétique du transformateur, de déterminer le flux rémanent. Cette approche a un caractère novateur. Le flux rémanent est une donnée importante dans nos études car les transitoires lors de la mise sous tension des transformateurs en sont fortement dépendants. Une évaluation précise de cette donnée est indispensable lors des mises sous tension contrôlées des transformateurs et fait l'objet de développements accrus chez les industriels. C'est sans doute ce qui nous a poussé dans cette démarche : imaginer et concrétiser une évaluation du flux rémanent, par une méthode plus directe que l'intégration des tensions communément utilisée de nos jours. Nous avons ainsi pu observer que ces méthodes apportent des résultats similaires pour la majorité des cas de comparaison. Il s'avère que lorsque le transformateur change d'état magnétique entre sa mise hors tension et sa remise sous tension, notre méthode directe est plus performante.

Il reste tout de même de nombreuses tâches à accomplir avant de pouvoir représenter fidèlement les transitoires harmoniques lors des enclenchements de transformateurs. Les paragraphes suivants présentent les principales difficultés rencontrées et proposent des solutions pour y répondre.

Pour la modélisation du réseau précédant l'enclenchement du transformateur en bout de ligne, l'étude du cas de lignes longues est indispensable. La réalisation d'un modèle analytique plus complexe ou l'utilisation de la simulation numérique pourrait s'avérer une solution pour répondre à ces attentes. Cependant, comme c'est le cas à l'heure actuelle, l'utilisation d'outils issus de l'automatique (identification paramétrique, fonction de transfert,...), se focalisant sur la construction d'un modèle équivalent du réseau, apporte des aspects novateurs pour améliorer les modèles d'études transitoires.

Concernant la nouvelle méthode d'estimation du flux rémanent, des résultats encourageants ont été trouvés sur un transformateur de faible puissance en laboratoire. Désormais, il apparaît très intéressant de poursuivre cette étude et d'appliquer notre méthodologie de mesure du champ externe sur un transformateur de forte puissance. Une des premières difficultés sera de valider la présence de flux de fuites magnétiques, provenant du circuit magnétique du transformateur hors tension. En effet, celui-ci possédant une cuve, on pourrait penser a priori que cette dernière annule le champ de fuite. Il n'y aurait donc pas de fuites mesurables à l'extérieur. La simulation numérique (et les relevés faits sur site), montre qu'il n'y a pas de doute quant à la présence de fuites dans le voisinage du transformateur, ce qui nous pousse à croire à la réussite de ce projet.

Il sera aussi nécessaire d'effectuer des mesures des champs magnétiques en positionnant des capteurs sur le circuit magnétique et dans l'air afin de voir s'il est possible d'évaluer par mesure

externe, le flux rémanent du transformateur, à différentes distances du circuit magnétique. A l'heure actuelle, des discussions sont engagées avec des constructeurs de transformateurs de forte puissance, afin de leur soumettre l'idée d'introduire des capteurs de champs magnétiques sur le circuit magnétique. Dans un souci de validation, cette étape semble être la plus importante afin que notre proposition novatrice d'estimation du flux rémanent par mesure du champ magnétique externe se concrétise un jour par une application industrielle.

Annexes

I. Généralités sur les études de renvoi de tension et de reconstitution de réseau

Cette annexe apporte des renseignements plus précis quant aux études de renvoi de tension et de reconstitution de réseau. Les phases de la reconstitution de réseau et les différents types de renvoi de tension sont présentés ainsi que les incertitudes et difficultés rencontrées lors de la modélisation des réseaux électriques étudiés.

A la suite d'un concours de circonstances exceptionnelles (incidents multiples sur le réseau électrique, cumul de défaillance,...), un incident généralisé peut apparaître et un dysfonctionnement du système « Production-Transport » peut en découler. Afin d'enrayer ce problème, la stratégie employée par l'entreprise Electricité de France, vise à prévoir des moyens de défense pour se prémunir de toutes dégradations éventuelles ainsi que d'éviter l'arrêt des centrales de production dans des conditions désordonnées. Les mesures employées font l'objet : du plan de délestage et d'îlotage automatiques sur le critère de la baisse de fréquence ou du plan contre les ruptures de synchronisme. Malgré ces dispositions, la mise hors tension d'une partie voire de la totalité du réseau français ne peut être rejetée. C'est pourquoi, si une telle situation se produit, il est primordial de reconstituer le plus rapidement possible une structure du réseau permettant :

- la réalimentation des cas prioritaires qui sont hiérarchisés ainsi:
 - les auxiliaires des centrales nucléaires,
 - les auxiliaires des tranches thermiques classiques n'ayant pas réussi leur îlotage,
 - les clients prioritaires relevant du service minimum,
- la réalimentation progressive de la totalité de la clientèle.

Dans le cadre de la réalimentation des auxiliaires d'une centrale nucléaire depuis un autre centre de production lors d'un incident de grande ampleur, généralisé à l'ensemble d'une région, d'un pays, voire d'avantage, une étude de renvoi de tension est établie au préalable. Elle a pour but de valider la réalisation d'un tel scénario dans des conditions satisfaisantes. Ces études de renvoi de tension s'inscrivent dans le cadre du plan de reconstitution du réseau.

Après l'incident généralisé, le réseau doit être préparé pour que la reconstitution puisse se faire dans des conditions satisfaisantes, c'est à dire qu'il est découpé en plusieurs régions. Ce découpage a pour but de préparer les files de renvoi de tension pour réalimenter les auxiliaires des centrales nucléaires, d'éviter les problèmes de surtension (effet Ferranti) limitant la longueur des files et de créer des régions de réalimentation, compatibles avec les moyens de production disponibles.

Les groupes nucléaires qui n'ont pas réussi leur îlotage (un groupe est îloté lorsqu'il est découplé du réseau mais qu'il assure l'alimentation de ses auxiliaires) doivent être réalimentés par renvoi de tension depuis un groupe disponible prévu à cet effet. Ce sont en général des groupes hydrauliques, voire des turbines à combustible (TAC), car ils ont la faculté de pouvoir démarrer en black-start, c'est à dire sans avoir besoin d'une source de tension extérieure. La réalimentation des auxiliaires des centrales nucléaires est primordiale car ce sont eux qui assurent l'alimentation des pompes de refroidissement du cœur ainsi que d'autres organes vitaux.

La clientèle est ensuite réalimentée en s'appuyant sur le plan de reconstitution par ossature régionale, dans chacune des régions précédemment établies. La réalimentation doit être la plus rapide possible, notamment pour les industriels dont les moyens de production sont très dépendants du maintien de l'alimentation électrique.

Comme nous l'avons vu précédemment, le renvoi de tension est une phase importante du plan de reconstitution du réseau car il permet la reprise du service, par la réalimentation de leurs auxiliaires, des groupes nucléaires qui n'ont pas réussi leur îlotage.

Chaque site de production nucléaire doit disposer de deux scénarii de renvoi de tension par des groupes externes, un troisième scénario étant la réalimentation tranche à tranche. Chaque scénario externe, de part la complexité de sa mise en œuvre et des risques qu'il implique sur le matériel (surtensions), doit être étudié, simulé, validé en situation réelle, et testé périodiquement. C'est la Division Technique Générale qui a en charge l'étude, la simulation (avec la R&D : Recherche et Développement) et la validation de ces scénarii.

Il existe deux types de renvoi de tension : brusque et progressif. Pour un renvoi de tension brusque, la fermeture du disjoncteur, côté transformateur cible, se fait à 90 % de la tension nominale du groupe source (Figure I-1). Ce type de renvoi de tension peut être particulièrement éprouvant pour le matériel car il peut générer des surtensions importantes. La tension est réduite afin de limiter les surtensions en régime transitoire (surtension de manœuvre, ferromagnétique et surtensions harmoniques) et les surtensions en régime permanent (effet Ferranti).

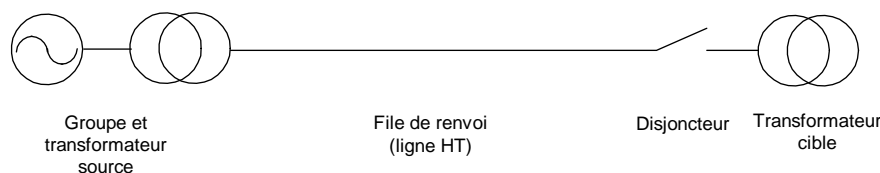


Figure I-1. Représentation d'un renvoi de tension brusque

Concernant le renvoi de tension progressif, le groupe source doit être équipé de la fonctionnalité renvoi de tension progressif, par action sur son excitation. Le disjoncteur côté source est fermé à tension nulle puis la tension est augmentée progressivement jusqu'à 90 % de la tension

nominale (Figure I-2). Avec ce type de renvoi de tension, les risques de surtensions sont très limités mais existent tout de même.

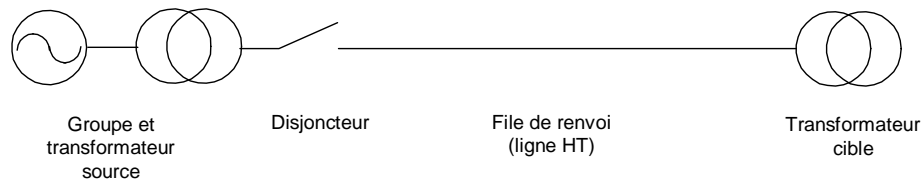


Figure I-2. Représentation d'un renvoi de tension progressif

Les transformateurs cibles peuvent être de deux types suivant la génération de la centrale, la position du transformateur de soutirage étant différente suivant les paliers d'une puissance de 900MW ou 1300MW.

Pour les groupes 900 MW, la réalimentation par la très haute tension (THT) du Transformateur de Soutirage (TS) impose de passer par le transformateur Principal (TP). Le renvoi de tension s'effectue donc sur l'ensemble TP-TS (Figure I-3).

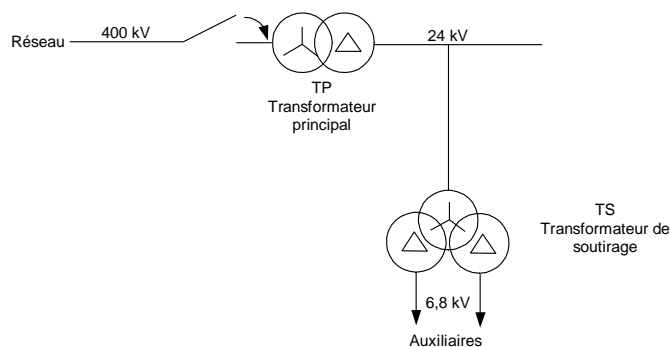


Figure I-3. Tranches 900 MW

Pour les groupes 1300 MW, l'architecture a été revue et le renvoi de tension peut s'effectuer directement sur le transformateur de soutirage, celui-ci étant en amont du transformateur principal (Figure I-4).

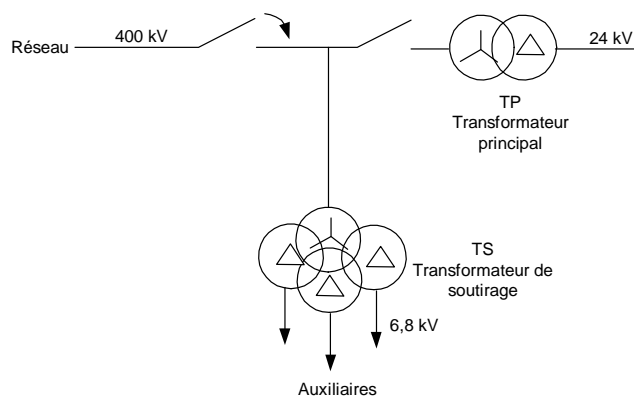


Figure I-4. Tranches 1300 MW

Avant d'être testé en grandeur réelle, un scénario de renvoi de tension doit être validé par une étude théorique. Il est en effet inenvisageable de réaliser un test sur le réseau sans s'être assuré que les risques encourus par le matériel sont acceptables.

Ces études sont réalisées à l'aide du logiciel de simulation des phénomènes transitoires électromagnétiques EMTP (Electromagnetic Transient Program) associés aux réseaux électriques.

Afin d'obtenir des simulations qui soient les plus fidèles possibles à la réalité, la DTG recherche constamment à améliorer ses modèles, en particulier ceux des transformateurs. Les mesures réalisées lors des essais de validation sur site des scénarii de renvoi de tension sont une source précieuse de renseignements permettant, par comparaison des résultats, d'améliorer les méthodes et modèles utilisés et de réduire les incertitudes au niveau des données d'entrée de l'étude.

La première étape est de trouver un modèle correct de la file de renvoi de tension étudiée permettant d'obtenir avec une précision acceptable les phénomènes de surtensions et de surintensités observés.

Ce modèle n'est pas parfait et des incertitudes entourent certains paramètres de la modélisation. Les plages de variation des paramètres sont issues de données constructeur, de catalogue du RTE, de données exploitant ou des retours d'expérience des études précédentes. Celles-ci sont explicitées plus en détail dans le chapitre I. Afin d'améliorer ces modèles, l'optimisation est utilisée pour rapprocher des signaux d'essais aux signaux de simulations générés par le logiciel de simulations EMTP.

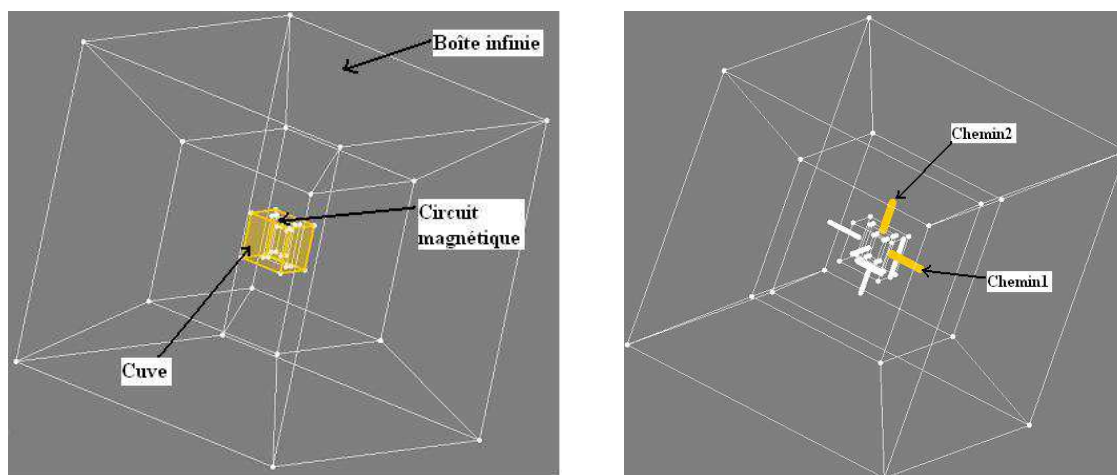
Une fois le « bon » modèle obtenu, c'est à dire que l'on a un modèle permettant de reproduire correctement les allures temporelles des grandeurs mesurées en essai, il est nécessaire de réaliser une étude statistique. En effet, les contraintes en tension sur les matériels sont très dépendantes des conditions initiales. Celles-ci sont constituées par : les instants d'enclenchement du disjoncteur manœuvré ainsi que par les flux rémanents circulant dans les colonnes du transformateur à son enclenchement. C'est pourquoi il est nécessaire de « jouer » sur le modèle optimisé un certain nombre

de conditions initiales de manière à fournir une analyse des risques statistiques à la mise sous tension brusque du transformateur enclenché.

II. Modélisation du transformateur soumis au champ terrestre

Le niveau d'induction du champ terrestre est généralement compris entre 40 et 50 μT , pour sa composante verticale. Le niveau d'induction mesuré par un capteur (de technologie fluxgate) dans l'air selon la même composante est de -36 μT (dans la salle où se trouve le transformateur).

Cette valeur du champ terrestre sera notre référence dans la modélisation du transformateur. Une modélisation en 3D est réalisée afin d'observer la déformation des lignes de champ magnétique au voisinage du transformateur (celui-ci étant à l'arrêt). Seul le circuit magnétique et l'enceinte métallique l'entourant sont modélisés. Les dimensions du circuit magnétique sont celles exposées dans le chapitre V. Les matériaux utilisés pour simplifier l'étude sont identiques pour le circuit magnétique et la tôle : matériau isotrope de perméabilité : 100. La Figure II-1.a représente la modélisation 3D du transformateur et la Figure II-1.b illustre les différents chemins selon lesquels nous calculons l'induction.

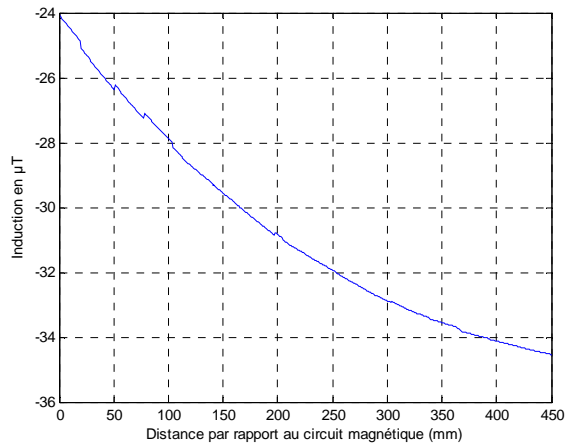


a) Modélisation 3D du transformateur

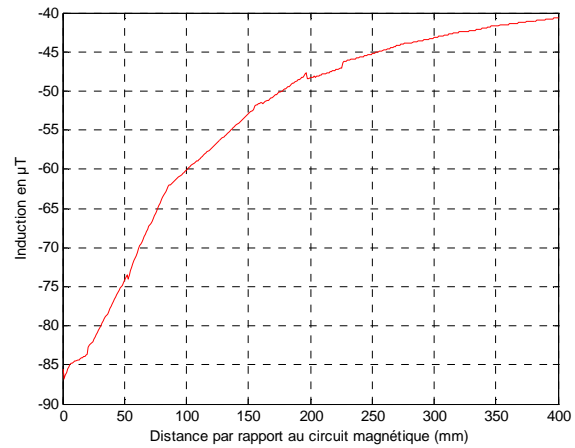
b) Description des chemins

Figure II-1. Modélisation du transformateur soumis au champ terrestre

La Figure II-2.a présente le calcul d'induction réalisé le long du chemin n°1. Le niveau d'induction près du circuit magnétique est de -24 μT , elle est bien différente de celle imposée en référence (-36 μT à une distance assez éloignée du transformateur). La décroissance spatiale est aussi visible au fur et à mesure de l'éloignement du circuit magnétique.



a) Chemin n°1



b) Chemin n°2

Figure II-2. Résultats du calcul d'induction le long de deux chemins

La Figure II-2.b montre le niveau de champ magnétique calculé le long de l'axe vertical au dessus du transformateur (chemin 2). Il est tout d'abord très grand : $-85 \mu\text{T}$ lorsque la mesure est collée au circuit magnétique, puis diminue (en module) au fur et à mesure de l'éloignement de celui-ci.

Il apparaît donc que le transformateur soumis au champ terrestre se comporte comme un « aspirateur magnétique ». Son imposante masse métallique, essentiellement constituée des tôles du circuit magnétique déforment le champ magnétique dans son voisinage. Le niveau de champ magnétique (en module) est supérieur au champ magnétique terrestre au dessus du transformateur et est inférieur au champ magnétique terrestre près des jambes verticales de son circuit magnétique. En effet, le phénomène d'aspiration contribue à baisser le champ magnétique près des jambes du transformateur alors que c'est le contraire au dessus du transformateur où les lignes de champ se resserrent.

Bibliographie

Bibliographie

- [ABB-04] ABB, « Controlled switching application guide », Edition1, 2004.
- [ABD-05] S.G.Abdulsalam, W.Xu, « Analytical Study of transformer inrush current, Transients and its applications », IPST Conference, Montreal, Canada, 2005.
- [ADI-92] M. M. Adibi, R. W. Alexander, B. Avramovic « Overvoltage control during restoration », IEEE Transactions on Power System, Vol. 7, No. 4, NOVEMBER 1992.
- [ADI-99] M. M. Adibi, R. W. Alexander and D. P. Milanicz, « Energizing high and extra-high voltage lines during restoration », IEEE Transactions on Power System, Vol.14, N°3, August 1999.
- [ADI-05] M. M. Adibi, R. W. Alexander, B. Avramovic « Analysis and control of harmonic overvoltage during power system restoration », IEEE/PES, Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China, 2005.
- [ALZ] E. Alzieu, Groupe de travail, « Autotransformateurs Poste 225 kV Eurodif ».
- [AYR-10] A.Ayroulet, « Améliorations des outils et modélisations utilisés pour les études de renvoi de tension par analyse des résultats d'essais », Stage de Projet de Fin d'Etudes de l'Institut Polytechnique de Grenoble », 2010.
- [BAR] Bartington, Brochure du MAG-03, <http://www.bartington.com/products/Mag-03ThreeAxisMagneticfieldsensors.cfm>.
- [BLU-44] L. F. Blume, G. Camilli, F. B. Farnham, H. A. Peterson, « Transformer magnetizing inrush currents and influence on system operations», AIEE Trans, Power Apparatus and Systems, pp. 366-375, 1944.
- [BRI-97] P. Brissonneau, « Magnétisme et matériaux magnétiques pour l'électrotechnique », Editions Hermès, 1997.
- [BRU-01.1] J.H.Brunke, J.Fröhlich, « Elimination of transformer inrush currents by controlled switching, Part I : Theoretical Considerations », IEEE Transaction on Power Delivery, vol 16, no.2, APRIL 2001.
- [BRU-01.2] J.H.Brunke, J.Fröhlich, « Elimination of transformer inrush currents by controlled switching, Part II : Application and Performance Considerations», IEEE Tran. Power Delivery, vol 16, no.2, APRIL 2001.
- [BUK-05] M.Bukubukwana, R.Zivanovic, « Inrush current transients during energization of an unloaded transformer on the eskom network », Eskom distribution, Tshwane University of technology, South Africa, June 2005.
- [BUR-02] N. Burais, M. Nadi, « Environnements électromagnétiques et santé », Journées Electrotechniques du Club EEA, Mars 2002.
- [CAV-11.1] D. Cavallera, J. L. Coulomb, O. Chadebec, B. Caillault, F. X. Zgainski, « Identification of network models parameters for simulating transients », IPST Conference, Delft, The Netherlands, 2011.

- [CAV-11.2] D. Cavallera, J.L. Coulomb, O. Chadebec, B. Caillault, F. X. Zgainski, « Procédé et système de contrôle de l'instant de mise sous tension d'un dispositif comprenant un circuit magnétique », Demande de Brevet France, 245663 D29176-FD, 2011.
- [CHI-10] N. Chiesa, « Power transformer modeling for inrush current calculation », Thesis for the degree of Philosophiae Doctor, Trondheim, June 2010.
- [CHI-11] N. Chiesa, H. K. Hoidalen, A. Avendaño, B. A. Mork, « Calculation of inrush currents – Benchmarking of transformer models », IPST Conference, Delft, The Netherlands, 2011.
- [CRA-10] O. Craciun, « Méthodologies de modélisation et simulation temps-réel hybride pour l'analyse des réseaux électriques d'éclairage », Thèse de doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, 2010.
- [CED-09] Cedrat, Flux 10.3.2, guide d'utilisation, 2009.
- [CIG-90] CIGRE GT 33-02, « Guidelines for Representation of Network Elements when Calculating Transients », 1990.
- [CIG-99.1] CIGRE WG 13-07, « Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers – Guide for Application – Part 1 », *Electra* No. 183, April 1999, pp. 43-73.
- [CIG-99.2] CIGRE WG 13-07, « Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers – Guide for Application – Part 2 », *Electra* No. 185, August 1999, pp. 37-57.
- [CIG-00] CIGRE GT 33-10, « Surtensions temporaires – Résultats de séries d'essais », *Electra* n°188, pp 70-87, Février 2000.
- [CIG-02] CIGRE Working Group 13-201, « Transformer controlled switching taking into account the core residual flux, A real case study », Session, 2002.
- [CIG-04] CIGRE Working Group A3.07, « Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers », 19 January, 2004.
- [COA-99] G. Le Coat, « Discrétion électromagnétique des machines électriques tournantes », Thèse de doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, 1999.
- [COL-84] E. Colombo, G. Santagostino, « Results of the enquiries on actual network conditions when switching magnetizing and small inductive currents and on transformer and shunt reactor saturation characteristics » *Electra*, vol. 94, pp. 35-53, May 1984.
- [COU-02] J. L. Coulomb, « Electromagnétisme et problèmes couplés », Chapitre 8 Optimisation, EGEM Hermes 2002.
- [COR-11] Y. Corrodi, K. Kamei, H. Kohyama, H. Ito, T. Goda, « Influence of system transients on the residual flux of an unloaded transformer », en cours de publication, IEEE, 2011.
- [CUI-05.1] Y.Cui, S.G.Abdulsalam, S.Chen, W.Xu, « A sequential phase energization technique for transformer inrush current reduction, Part I: Simulation and Experimental Results », *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol.20, no.2, pp. 943-949, April 2005.

- [CUI-05.2] Y.Cui, S G.Abdulsalam, S.Chen, W.Xu, X.Liu « A sequential phase energization technique for transformer inrush current reduction, Part II : Theoretical Analysis end Design Guide», IEEE Transaction on Power Delivery, vol.20, no.2, pp. 950-956, April 2005.
- [DAI-94] W.K. Daily, F. Dawalibi, « Measurements and Computations of Electromagnetic Fields in Electric Power Substations », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, NO. 1, January 1994.
- [DAL-99] J.L. Dalmasso, « Cours d'électrotechnique, 2. traitement de l'énergie électrique (convertisseurs statiques) », 1984.
- [DEN-05] Y. Denos, « Enclenchement à vide d'un TP 250 MVA, 18/400 kV. Simulation EMTP sur le réseau HTA/HTB de la centrale hydraulique de Montézic », Rapport EDF R&D, HR-14/05/033/A, 2005.
- [DIR-04] Directive 2004/40/CE du Parlement Européen et du Conseil du 29 avril 2004, Journal officiel de l'Union européenne, 2004.
- [DOS-03] G.Dos Santos, « Transformateurs 400kV de centrales STEP : Évaluation des contraintes Diélectriques et Mécaniques », EDF R&D, COMEP 2003.
- [DUF-01] D. Dufournet, « Appareillage électrique d'interruption HT (partie 1) », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 4690, mai 2001.
- [DUF-99] F. Duffeau, « Principales caractéristiques électriques des grands turboalternateurs », Note technique interne EDF, DER-HM-11/97036B du 18 février 1999.
- [DUP-90] J. P. Dupraz, « Transformateurs de mesure : Généralité. Théorie. Fonctionnement », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 4720, décembre 1990.
- [DUP-05] J. P. Dupraz, H. Siguerdidjane, F. Boudaoud, P. Bastard, « Procédé de détermination de l'instant de fermeture d'un disjoncteur sur une ligne haute tension », Brevet d'invention, FR2853466-B1, 2005.
- [EBN-08] A. Ebner, M. Bosch, R. Cortesi « Controlled switching of transformers – effects of closing of closing time scatter and residual flux uncertainty », 43rd International Universities Power Engineering Conference UPEC, 2008.
- [EBN-09] A. Ebner, « Reduction of voltage stress and inrush current of power transformers using controlled switching », 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, June 2009.
- [EDF-75] EDF / Centre de Normalisation, « Transformateurs de distribution publique de type sec », 1975
- [EDF-78] EDF (Electricité De France), « Les Transformateurs de Mesure », Notices techniques du service du transport, Les Postes du Réseau de Transport Direction de la Production et du Transport, 1978.
- [EUR] Eurodif, Documentation technique sur les transformateurs.
- [FAM-01] FAMOS, logiciel EDF pour l'analyse des données d'essais, Version 3.2, Rev.7, 2001.
- [FAV-04] E. Favre, « Capteurs de courant : à chacun son argument ! », Mesures-763, 2004.

- [FLO-09] A. Florescu, « Banc d'essais pour l'appareillage de protection basé sur simulateur temps réel de réseaux électriques d'éclairage », Master recherche de l'Institut Polytechnique de Grenoble », 2009.
- [FLU] Flux, Outil de modélisation par éléments finis développés par le groupe Cedrat, www.cedrat.com.
- [FLU-07] FLUKE i310s, « Pince Ampèremétrique AC/DC », Mode d'emploi, 2007.
- [GAU-02] A. Gaudreau, P. Pichet, L. Bolduc, A. Coutu, « No-load losses in transformer under overexcitation/inrush-current conditions :Test and a new model », IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.17, N°4, Oct 2002.
- [GIR-06] F. Girard, « Optimisation de stratifiés en utilisant un algorithme génétique », Mémoire dans le cadre de l'obtention du grade de maître ès sciences, Université de Laval, 2006.
- [GUE-94] C. Guerin, « Détermination des pertes par courants de Foucault dans les cuves de transformateurs », Thèse de doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, 1994.
- [GUI-73] A. Guilbert, « Circuits Magnétiques à Flux Alternatif, Transformateur », théorie, fonctionnement et calcul, 1973.
- [HOI-11] H. K. Hoidalén, N. Chiesa, A. Avendaño, B. A. Mork, « Developments in the hybrid transformer model – Core modelling and optimization », IPST Conference, Delft, The Netherlands, 2011.
- [HOL-68] B. Holgrem, R. S. Genkins, J. Riubrugent, « Transformer inrush current», GIGRE, Pt. 12. 03, 13 pp, 1968.
- [HOU-95] C. Houk, J.A. Joines, M.G. Kay, « A genetic algorithm for function optimization: a Matlab implementation », NCSU-IE TR 95-09,1995, <http://www.ie.ncsu.edu/mirage/GAToolBox/gaot/>.
- [ICN-01] Commission Internationale pour la protection contre les rayonnements non ionisants (ICNIRP), Cahiers de notes documentaires, Hygiène et sécurité du travail, N°182, 1^{er} trimestre 2001.
- [IRA-00] M. R. Iravani, A. K. S. Chaudhary, W. J. Giesbrecht, I. E. Hassan, A. J. F. Keri, K. C. Lee, J. A. Martinez, A. S. Morched, B.A. Mork, M. Parniani, A. Sharshar, D. Shirmohammadi, R. A. Walling, and D. A. Woodford, « Modeling and Analysis Guidelines for Slow Transients – Part III: The Study of Ferroresonance », IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 15, no. 1, January 2000.
- [ISO] ISO-TECH, « Testeur de champ électromagnétique », Documentation technique, RS-232.
- [KIE-96] C. Kieny, A. Sbaï, « Ferrorésonance dans les réseaux », Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D 4745, 1996.
- [KIN-11] R. King, F. Moore, N. Jenkins, A. Haddad, H. Griffiths, M. Osborne, « Switching transients in offshore in offshore wind farms – impact on the offshore and onshore networks », 9th International Conference on Power Systems Transients, Delft, The Netherlands, June 2011.

- [KIT-02] C. Kitayama, M. Nakabayashi, « A new approach to fast inrush current discrimination based on transformer magnetizing characteristics », 14th PSCC, Sevilla, 24-28 June 2002.
- [LAB-97] E. Labize, « Groupe de Travail, Autotransformateur Poste 225 kV EURODIF , Dossier technique simplifié (Tome II) », 1997.
- [LEB-05] A. Lebouc, « Electromagnétisme et matériaux magnétiques pour le génie électrique », <http://www.clubeea.org/documents/mediatheque/Lebouc-Electromag-mat-magn-doux-NRJ-2005-2006.pdf>, 2005.
- [LIU-10] T. Liu, H. Siguerdidjane, M. Petit, T. Jung, J. P. Dupraz, « Reconstitution of power transformer's residual flux with CVT's measurements during its de-energization », International Conference on Control Applications, Part of 2010 IEEE Multi-Conference on Systems and Control, Japan, 2010.
- [LIU-11] T. Liu, « Manœuvre contrôlée des transformateurs de puissance avec flux rémanent », Thèse de doctorat, Université Paris Sud, 2011.
- [MA-05] T. Ma, A. Cadmore, « System studies of voltage dips resulting from energization of MV wind turbine transformer », 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, June 2005.
- [MA-11] Y. Ma, G. Karady, J. Hunt, B. Priest, « Measurements of High Voltage Substations Generated Electromagnetic Field », Proceedings of the IEEE PES Trondheim Power Tech, 2011.
- [MAH-05] J. Mahseredjian, S. Denetiere, L. Dubé, B. Khodabakhchian, L. Gérin-Lajoie, « On a new approach for the simulation of transients in power systems », IPST Conference, Monreal, Canada, 2005.
- [MAH-08] J. Mahseredjian, « Régimes transitoires électromagnétiques: simulation », Techniques de l'ingénieur, D 4130, février 2008.
- [MAR-03] J. A. Martinez, B. A. Mork, « Transformer Modeling for Low Frequency Transients – The State of the Art », IPST Conference, New Orleans, USA, 2003.
- [MAR-07] M. Martinez Duro, M. Rioual, B. Caillault, F. Zgainski, V. L. Renouard, « Méthodes et Outils d'étude des scenarii de renvoi de tension brusque de tension utilisés à R&D et DTG. Etat des lieux : Référentiel commun, écarts constatés et pistes d'amélioration », Rapport interne EDF, H-R24-2007-01694-FR, 2007.
- [MAT-11] <http://www.mathworks.fr/>, MATLAB, 2011.
- [MIT-07] Mitsubishi Electric Advance, « Controlled switching », Vol. 117, Mars 2007.
- [MSA-09] A. M. Msaed, « Micro capteur magnétique de mesure de courant et traitement intégré », Thèse de doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, 2009.
- [MUL] B. Multon, « Application des aimants aux machines électriques », Cours de préparation à l'agrégation de Génie Electrique, <http://www.clubeea.org>.
- [NIC] Nicolet Technologies, « Vision » : enregistreur compact intégrant les caractéristiques de visualisation et d'impression temps-réel des enregistreurs oscillographiques, Manuel d'Utilisation.

- [NOR-04] Norme CEI 60071-4, « Insulation co-ordination – Part 4 : Computational guide to insulation coordination and modelling of electrical networks », 2004.
- [OLI-06] J.C.Oliveira, C.E.Tavares, R.Apolonio, A.B.Vasconcellos, H.S.Bronzeado, « Transformer controlled switching to eliminate inrush current – Part I : Theory and laboratory validation », IEEE 2006.
- [OPA] <http://www.opal-rt.com>, RT-LAB.
- [PEL-93] R. Péliissier, « Les réseaux d'énergie électrique – Propagations des ondes électriques sur les lignes d'énergie », Dunod technique, 1993.
- [PET-02] G.Petrovic, « Inrush current transients of three phase power transformer », Master degree thesis, Faculty of Electrical Engineering and Naval Architecture, University of Split, 2002.
- [PET-03] G.Petrovic, T.Kilic, S.Milun, « Remanent flux measurment and optimal energization instant determination of power transformer », XVII IMEKO World Congress, Dubrovnik, Croatia, 2003.
- [PHU-11] G. Phua, « Modélisation et identification paramétrique du réseau amont d'une file de renvoi de tension », Stage de Projet de Fin d'Etudes de l'Institut Polytechnique de Grenoble », 2011.
- [POV-78] D. Povh, W. Schultz « Analysis of overvoltages caused by transformer magnetizing inrush current », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 4, July/Aug 1978.
- [PUI-04] PUISSANCE +, Conversion de l'énergie, « Manuel Utilisateur, PCU-3*5000-BC », réf. MU-AC0106-03, 2004.
- [ROC-82] R. G. Rocamora, « Switching surges: Part IV – Control and Reduction on AC Transmission lines », IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS –101, No.8, pp. 2694-2702, August 1982.
- [RIO-05] M.Rioual, H.Digard, JM.Rashi, F.Olivier, F.Zgainski, B.Caillault, « Transformateurs 400 kV de centrales STEP : flux rémanents à l'ouverture et contraintes à l'enclenchement avec moyens pour les réduire », COMEP 2005.
- [RTE-02] RTE, Catalogue R30, « Transformateurs à tension primaire 400-225 et 150 kV en exploitation », Edition, 2002.
- [RTE-06] RTE, Catalogue R20, « Liaison de transit 400-225 kV et 150 kV en exploitation », Edition, 2006.
- [RTE-11] RTE, « Les champs électromagnétiques de très basse fréquence », gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité, <http://www.rte-france.com/>, 2011.
- [SAB-07] J. C. Sabonnadière, N. Hadjsaïd, « Lignes et réseaux électriques - Volumes 1 », Hermès – Lavoisier, 2007.
- [SAF-05] A.S. Safigianni, C.G. Tsompanidou, « Measurements of Electric and Magnetic Fields Due to the Operation of Indoor Power Distribution Substations », IEEE, Transactions on Power Delivery, Vol. 20, NO. 3, July 2005.

- [SAN-03] M. Sanaye-Passand, B. A. Mork, « Transformer Modeling for Low Frequency Transients – The State of the Art », IPST Conference, New Orleans, USA, 2003.
- [SKU-04] S. Skuletic and V. Radulovic, « Possibility for fast and easy calculations and analysis of switching overvoltages », IEEE, 2004.
- [SMC] SMCT Manuel de référence, MAMT-0153-0.
- [STE-02] M. Steurer, K. Frohlich « The impact of inrush currents on the mechanical stress of high voltage power transformer coils », IEEE 2002.
- [STR-09] L. Strac, F. Kelemen, D. Zarko, « Modeling and Calculation of Electromagnetic Field in the Surroundings of a Large Power Transformer », Proceedings of the 20th International Zurich Symposium on EMC, Zurich, 2009.
- [SYB-85] G. Sybille, M. M. Gavrilovic, J. Belanger, V. Q. Do, « Transformer saturation effects on EHV system overvoltages », IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 3, MARCH 1985.
- [TAY-09] D. I. Taylor, N. Fisher, J. Law, B. K. Johnson, « Using labVIEW to measure transformer residual flux for inrush current reduction », IEEE Conferences, North American Power Symposium, 2009.
- [VUI-08] Y. Vuillermet, « Immunisation en boucle fermée-Application au sous-marin double coque, Identification de l'aimantation à partir de mesures du champ magnétique proche », Thèse de doctorat de l'Institut Polytechnique de Grenoble, 2008.
- [WEL-67] P. D. Welch, « The Use of Fast Fourier Transform for the Estimation of Power Spectra: A Method Based on Time Averaging Over Short, Modified Periodograms » IEEE Transactions Audio Electroacoustics, Vol. AU-15, pp.70-73, June 1967.
- [WUY-06] G. Wuyun, P. Li, « Calculation of Residual Flux based on Preisach Model and Entering phase control of transformer to eliminate Inrush current », CEMM'2006/DALIAN.
- [YAC-81] R. Yacimini, A. Abu-Nasser, « Numerical calculation of inrush current in single phase transformer », IEE Proc, Vol. 128, Pt. B, No. 6, November 1981.
- [ZGA-07] F. X. Zgainski, B. Caillault, V. L. Renouard, « Validation of power plant transformer re-energization schemes in case of black-out by comparison between studies and fields tests measurements », IPST Conference, Lyon, FRANCE, 2007.

Titre :

Contribution au renvoi de tension et à la reconstitution du réseau. Identification des paramètres d'un réseau. Estimation des flux rémanents dans un transformateur.

Mots clefs :

Réseau électrique de transport, Transformateur électrique, Renvoi de tension, Reconstitution du réseau, Enclenchement de transformateur, Enclenchement de ligne, Flux rémanent, Mesure de champ magnétique, Flux de fuite magnétique, Circuit magnétique, Commande synchronisée de disjoncteur.

Résumé :

Lors de la réalimentation des auxiliaires d'une tranche nucléaire, l'étape la plus à risque est la remise sous tension brusque du transformateur à cause des surtensions. Dans un soucis perpétuel d'amélioration de la modélisation de ces transitoires, les modèles et techniques doivent évoluer. Le but de ces travaux de thèse est de proposer de nouvelles méthodologies permettant d'évaluer les paramètres mal connus de la modélisation. Lors des mises sous tension des lignes électriques, une méthodologie s'appuyant sur l'identification (optimisation ou techniques issues du traitement du signal) permet de déterminer les paramètres variables de la modélisation. Cependant, un des paramètres influents pour les surtensions est le flux rémanent. Face aux problèmes actuels rencontrés pour l'estimer (méthode non directe, dérive, ...), une nouvelle méthode basée sur la mesure des flux de fuites du circuit magnétique est proposée. Des mesures réelles utilisant des capteurs de technologie « fluxgate » sont réalisées et permettent d'estimer le flux rémanent.

Title :

Contribution to the power plant re-energization and the network restoration. Parameters identification of a network. Estimation of residual flux in a transformer.

Keywords :

Electrical transport network, Electric transformer, Power plant re-energization, Network restoration, Transformer switching, Line switching, Residual flux, Magnetic field measurement, Magnetic leakage flux, Magnetic circuit, Synchronized switching controller for circuit breaker.

Abstract :

During the re-energization of the auxiliaries of a nuclear power plant, the more dangerous step is the re-energization of the power transformer, because of the temporary overvoltages. In order to improve the transient modeling, models and techniques may be improved. The purpose of this thesis is to suggest new methodologies to identify the uncertain parameters of the model. When the line re-energization occurs, an identification methodology (optimization or methods using signal processing) allows determining the model variable parameters. However, one of the most important parameters in the overvoltages is the residual flux. Given the actual problems found on estimation strategies (no direct method, derivation,...), a new method established for the leakage flux measurement of the magnetic circuit is proposed. Real measurements using « fluxgate » technology sensors were realized, permitting to estimate the residual flux.