

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère De L'enseignement Supérieur Et De La Recherche Scientifique
Université Mohamed Boudiaf - M'sila



Faculté De Technologie

Département Génie Electrique

MEMOIRE

présenté pour l'obtention

Du diplôme de Master Académique

Filière : Electro technique

Option : Réseaux Electriques

THEME

***Amélioration de la protection d'un transformateur
de puissance***

Dirigé par:

D_r. KHOJA Jalaluddin

Présentés par:

DEMANE Ammar

ALILI Abdelhak

Année universitaire : 2017 /2018

REMERCIEMENTS

Nous remercions Dieu tout puissant clément et miséricordieux de m'avoir soigné et aidé.

Nous tenons, avant tout, à exprimer nos profondes gratitudees à monsieur khoja Djalaleddine enseignant à l'université de Msila qui a assumé la direction de ce travail. Qu'il veuille bien trouver ici l'expression de nos reconnaissances pour son dévouement, sa patience sa disponibilité, ses conseils et son aide constant qu'il nous apportés tout au long de ce travail.

Nous remercions vivement au président et membres du jury pour avoir bien vouloir accepter de faire partie du jury de soutenance. Qu'ils trouvent ici l'expression de nos gratitudees respect.

Nous adressons nos vifs remerciements à tous les enseignants du l'université de-Msila qui ont contribués à nos formations durant toutes nos études.

Nous tenons également à remercier tous nos collègues des études pour leurs soutiens et leur motivation.

Que tous nos amis sans exception, ils sont nombreux, nous ne pouvons tous les citer mais nous ne les oublions.

Enfin, que toutes les personnes ayant contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, soient chaleureusement remerciées.

Je dédie ce travail

A toute ma famille,

A tous mes amis,

*... A tous ceux qui
veulent savoir ...*

RÉSUMÉ

Un transformateur de puissance est principalement protégé contre les défauts internes à l'aide d'une protection différentielle qui est sensible et rapide. Cette technique de protection détecte un courant différentiel (non zéro), puis actionne un disjoncteur qui débranche le transformateur de puissance. Cependant, ce courant différentiel (non zéro) peut être produit par courant d'excitation et peut provoquer un fonctionnement inutile du relais. Ce courant de magnétisation est un courant transitoire qui apparaît seulement lorsque le transformateur est mis sous tension ou après l'élimination d'un défaut externe. Il est plus grand que 8 fois le courant nominal qui contient des composantes harmoniques. Cependant, il est sans danger en raison de la rapidité du phénomène de magnétisation. Pendant la magnétisation périodique en raison de la surexcitation les troisième et cinquième composantes harmoniques sont largement remarquées. Cependant, pendant les conditions d'enclenchement apériodiques normales, la seconde harmonique est relativement élevée.

Le système de protection différentielle du transformateur doit être amélioré de manière à pouvoir distinguer entre le courant différentiel (non zéro) produit par courant de magnétisation et celui produit par un défaut interne. Plusieurs méthodes ont été proposées pour bloquer le système de protection différentielle au cours de courant d'excitation, où les composantes harmoniques ont été utilisées comme moyens de détection. Toutefois, la protection numérique offre un certain nombre d'avantages par rapport aux conventionnels. Ainsi, la sécurité et la fiabilité ont été améliorées; il ne reste plus qu'à développer un algorithme efficace nécessitant moins du temps de calculs. Dans ce travail, une nouvelle approche appliquée au relais de protection différentielle numérique pour un transformateur de puissance moderne est proposé.

Mots clés: Transformateur de puissance, Protection différentielle numérique, Fiabilité, courant d'excitation, courant de magnétisation, algorithme.

ABSTRACT

A power transformer is mostly protected against internal faults using a differential protection which is sensitive and a fast clearing technique. This technique of protection detects nonzero differential current, and then activates a circuit breaker that disconnects the power transformer. However, this nonzero differential current may be produced by transformer magnetization, due to so called inrush current or over-excitation, and may cause the relay to operate unnecessarily. This magnetization current is a transient current that appears only when

a transformer is first energized or after clearing external fault. Even though, it can be as great as 8 times the full load current and it contains harmonic components, however, it is harmless due to rapidity. During periodic magnetization condition due to over-excitation the third and fifth harmonic components are largely noticed; however, during the normal aperiodic inrush conditions, the second harmonic is relatively high.

The transformer differential protection scheme has to be improved so that it can distinguish between nonzero differential current produced by magnetization current and that produced by internal fault. Several methods have been proposed to blind the differential protection system during magnetization current where the harmonic components have been used as means of detection. However, the digital computer based protection offers a number of advantages over the conventional ones. So, the security and reliability have been improved; it remains only to develop an efficient algorithm requiring less time consuming calculations. In this work, a new approach applied to digital differential protection relay for a large power transformer is proposed.

Key-words: Large power transformer, differential protection, harmonics, inrush-current, over excitation condition.

ملخص

المحولات الكهربائية محمية في الغالب من العيوب الداخلية باستخدام حماية تفاضلية حساسة وتقنية سريعة. تقوم تقنية الحماية هذه بالكشف عن التيار التفاضلي غير الصفري ، ثم تنشيط قاطع الدائرة الذي يفصل محول الطاقة. ومع ذلك ، قد ينتج هذا التيار التفاضلي غير الصفري عن طريق مغنطة المحولات ، وذلك بسبب ما يسمى تدفقاً للتيار أو الإثارة الزائدة ، وقد يتسبب في عمل نظام الحماية دون داع. تيار المغنطة هذا هو تيار عابر يظهر فقط عندما يتم تنشيط المحول لأول مرة أو بعد إزالة العطل الخارجي. على الرغم من أنه يمكن أن يصل إلى 8 أضعاف تيار الحمل الكامل ويحتوي على مكونات توافقية ، إلا أنه غير ضار بسبب السرعة. خلال حالة المغنطة الدورية بسبب الإفراط في الإثارة ، يتم ملاحظة المكونات التوافقية الثالثة والخامسة إلى حد كبير ؛ ومع ذلك ، خلال الظروف العادية للتدفق الأوتوماتيكي ، فإن التوافقي الثاني مرتفع نسبيًا.

يجب تحسين مخطط الحماية التفاضلية للمحولات بحيث يمكن التمييز بين التيار التفاضلي غير الصفري الناتج عن تيار التمغنط والذي ينتج عن خطأ داخلي. تم اقتراح عدة طرق لتعظيم نظام الحماية التفاضلي أثناء تيار المغنطة حيث تم استخدام المكونات التوافقية كوسيلة للكشف. ومع ذلك ، توفر الحماية المستندة إلى الكمبيوتر الرقمي عددًا من المزايا على المزايا التقليدية. لذلك تم تحسين الأمان والموثوقية. يبقى فقط تطوير خوارزمية فعالة تتطلب حسابات تستغرق وقتًا أقل. في هذا المشروع البحثي ، يقترح نهج جديد يطبق على ترحيل الحماية التفاضلية الرقمية لمحولات طاقة كبيرة .

كلمات مفتاحية : المحولات الكهربائية ; حماية تفاضلية ; التوافقيات ; تدفق التيار ; حالة الاثارة

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS	2
RESUME.....	4
INTRODUCTION GENERALE :.....	14

Chapitre 01 Conditions de fonctionnement du transformateur de puissance

1.1.INTRODUCTION.....	9
1.2. DEFINITION DE TRANSFORMATEUR	9
1.3. LE ROLE DE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE.....	10
1.3.1. ASPECT FONCTIONNEL : CONVERTISSEUR AC/AC.....	10
1.3.2. TYPES DE TRANSFORMATEURS CLASSIQUES	10
1.3.2.1. Transformateur de distribution et de puissance:	10
1.3.2.2. Autotransformateur:	11
1.3.2.3. Transformateur triphasé:	11
1.4. CONDITION DE COUPLAGE	11
1.5. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT	12
1.5.1. PRINCIPE GENERAL	12
1.5.2. SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT.....	13
1.5.3. DIAGRAMMES DE KAPP	14
1.5.4. TENSION DE COURT-CIRCUIT	15
1.5.5. REGLAGE	15
1.5.6. COUPLAGE DES ENROULEMENTS	16
1.5.7. BASES DU DIMENSIONNEMENT	16
1.6. TECHNOLOGIES DE CONSTRUCTION DE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE	18
1.6.1. AUX ORIGINES.....	18
1.6.2 ENROULEMENTS.....	18
1.6.3. CIRCUIT MAGNETIQUE	20
1.6.4. REFROIDISSEMENT	21
1.6.4. TRAVERSEES ISOLANTES	21
1.7. DEFAUTS ET CONDITIONS ANORMALES SUR LES TRANSFORMATEURS	22
1.7.1 COURT-CIRCUIT INTERNE ENTRE LES TROIS PHASES A LA TERRE	22
1.7.2 COURT-CIRCUIT INTERNE SUR UN ENROULEMENT DE PHASE	23
1.7.3 COUPE EN CIRCUIT A LA TERRE	23
1.7.4 COURT-CIRCUIT EXTERNE	23
1.7.5 TRANSITOIRE SUR TENSION.....	23

1.7.6. DECOMPOSANT EN ISOLANT ENTRE LA BASSE ET HAUTE TENSION DES ENROULEMENTS	23
1.7.7. COURANT D'APPEL	24
1.7.8 AU COURS DE CHARGE	25
1.8. MODE DES DEFAILLANCES	25
1.8.1. CAUSES DE DEFAILLANCES.....	26
1.9. MODELISATION DU TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE	28
1.9.1. COURANT D'APPEL ET FLUX	29
1.9.2. EFFETS DU COURANT D'APPEL	31
1.10. TYPES DES SYSTEMES DE PROTECTION POUR LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCES	31
1.11. CONCLUSION	31

Chapitre 02 système de protection du transformateur de puissance

2.1. INTRODUCTION	33
2.2. LES DIFFERENTS TYPES DE LA PROTECTION D'UN TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE	33
2.2.1. PROTECTION INTERNE	33
2.2.1.1. Protection par BUCHOLZ :	33
2.2.1.2. Protection masse cuve	35
2.2.1.3. La protection thermique.....	36
2.2.1.4. La protection par DGPT	37
2.2.2. PROTECTION EXTERNE	37
2.2.2.1. Protection a maximum de courant :.....	37
2.2.2.2. Protection de neutre HTA :	38
2.3. CONDITION DE BASE DE LA PROTECTION DIFFERENTIELLE	43
2.3.1. LES COMPOSANTES PRINCIPALES DE LA PROTECTION DIFFERENTIELLES.....	44
2.3.2. TYPES DE RELAIS DIFFERENTIELS	45
2.3.2.1. Relais différentielle de courant	45
2.4. CONCLUSION	47

Chapitre 03 Relais de protection différentiel numérique du transformateur de puissance

3.1. INTRODUCTION	49
-------------------------	----

3.2. PROBLEME DANS LA PROTECTION DIFFERENTIELLE	49
3.2.1. DIFFERENCE DANS DES LONGUEURS DE FIL PILOTE	49
3.2.2. ERREURS DE RAPPORT DE TC PENDANT LES COURT-CIRCUIT	49
3.2.3. SATURATION DES CIRCUITS MAGNETIQUES DE T.C PENDANT L'ETAT DE COURT-CIRCUIT	50
3.2.4. TAUX -CHANGE A LA SUITE DU CHANGEMENT DE TARAUDAGE (TAP -MODIFICATION)	50
3.2.5. COURANTS DANS UN TRANSFORMATEUR Δ - λ (DETAIL DES COURANTS DE PHASE)	50
3.3. COURANT D'APPEL MAGNETISATION	51
3.3.1. METHODES DE MINIMISER L'EFFET DE COURANTS D'APPEL	51
3.3.2. SOLUTIONS DE RELAIS AU PROBLEME DU COURANT D'APPEL	52
3.4. ALGORITHME DE COURANT DE MAGNETISATION.....	53
3.5. MISE EN ŒUVRE DU SYSTEME DE PROTECTION DIFFERENTIELLE NUMERIQUE	56
3.5.1. PARAMETRES DU RELAIS DIFFERENTIEL	56
3.6. COURANT D'APPEL	59
3.7. HARMONIQUES RESTREINS 'LIMITATION'	61
3.8. CONCLUSION	62

Chapitre 04 Protection différentielle d'un transformateur de puissance

4.1. INTRODUCTION	64
4.2. PARTIE 01 :	64
4.2.1. DESCRIPTION DU SYSTEME	64
4.2.2. RESULTATS DU TEST ET DISCUSSION:	66
4.2.2.1. Fonctionnement normal:	66
4.2.2.2. Fonctionnent en présence de défaut :	67
4.3. PARTIE 02	71
4.4. CONCLUSION	76
CONCLUSION GENERALE	78
Référence.....	94

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 Transformateur de puissance.....	24
Figure 1.2 circuit électromagnétique simple.....	25
Figure 1.3 Schéma électrique d'un transformateur réel.....	27
Figure 1.4 Diagrammes de Kapp.....	28
Figure 1.5 Enroulement de transformateur.....	32
Figure 1.6 Disposition relative des enroulements.....	32
Figure 1.7 Hystérésis du circuit magnétique.....	33
Figure 1.8 Circuit magnétique triphasé à 3 colonnes.....	33
Figure 1.9 Aéroréfrigérant.....	34
Figure 1.10 Radiateurs sur un transformateur.....	34
Figure 1.11 Traversée condensateur haute tension.....	35
Figure 1.12 L'état d'équilibre des flux et courant et de la tension de magnétisation.....	37
Figure 1.13 Illustration du courant magnétisant d'interrupteur.....	38
Figure 1.14 appel de courant transitoire typique.....	38
Figure 1.15 Modèle typique des défaillances des transformateurs.....	40
Figure 1.16 Distribution des causes de défaillances de transformateurs.....	41
Figure 1.17 Caractéristiques flux, courant magnétisant.....	42
Figure 1.18 Deux regimes sur la courbe de saturation.....	42
Figure 1.19 Relation flux-tension et le moment de coupure.....	43
Figure 2.1 Relais BUCHHOLZ.....	47
Figure 2.2 Protection de masse cuve.....	48
Figure 2.3 Placement de TC tore.....	49
Figure 2.4 Différentes températures au transformateur.....	50
Figure 2.5 Relai différentiel défaut externe.....	59
Figure 2.6 défaut interne.....	59
Figure 3.1 L'erreur entre I_{cct1} et I_{cct2}	63
Figure 3.2 Courants dans un transformateur Δ - λ	64

Figure 3.3 forme d'onde typique de courant d'appel.....	65
Figure 3.4 Seconde harmonique par l'analyse de la forme d'onde.....	66
Figure3.5.Diagramme d'algorithme de protection différentielle.....	70
Figure 3.6 Relais différentiel Modèle Simulink en temps réel.....	71
Figure 3.7 Typical restraint and operating characteristic of a differential relay.....	71
Figure 3.8 Magnétiser le courant d'appel du transformateur de puissance.....	74
Figure 4.1. Modèle Simulink du transformateur triphasé avec sa protection.....	78
Figure 4.2 Courant primaire du transformateur de puissance (aucun défaut).....	79
Figure 4.3 Courant secondaire du transformateur de puissance (aucun défaut).....	79
Figure 4.4 les courants en appliquant des défauts internes et externes.....	80
Figure 4.5 le signal de déclenchement du relais différentiel.....	81
Figure 4.6 le relais différentiel ne fonctionne pas 'defaut externe '.....	81
Figure 4.7 Courants différentiels d'un défaut externe.....	82
Figure 4.8 Signaux de courant différentiel et de retenue.....	83
Figure 4.9 Réponse de relais.....	84
Figure 4.10 Modèle Simulink transformateur triphasé.....	86
Figure 4.11 Schéma de retenue utilisant les harmoniques (2ème et 4ème).....	87
Figure 4.12 Schéma de retenue utilisant les harmoniques (2ème et 4ème)	88
Figure 4.13 Signal de déclenchement initié par le relais différentiel.....	88

LISTE DES TABLEAUX

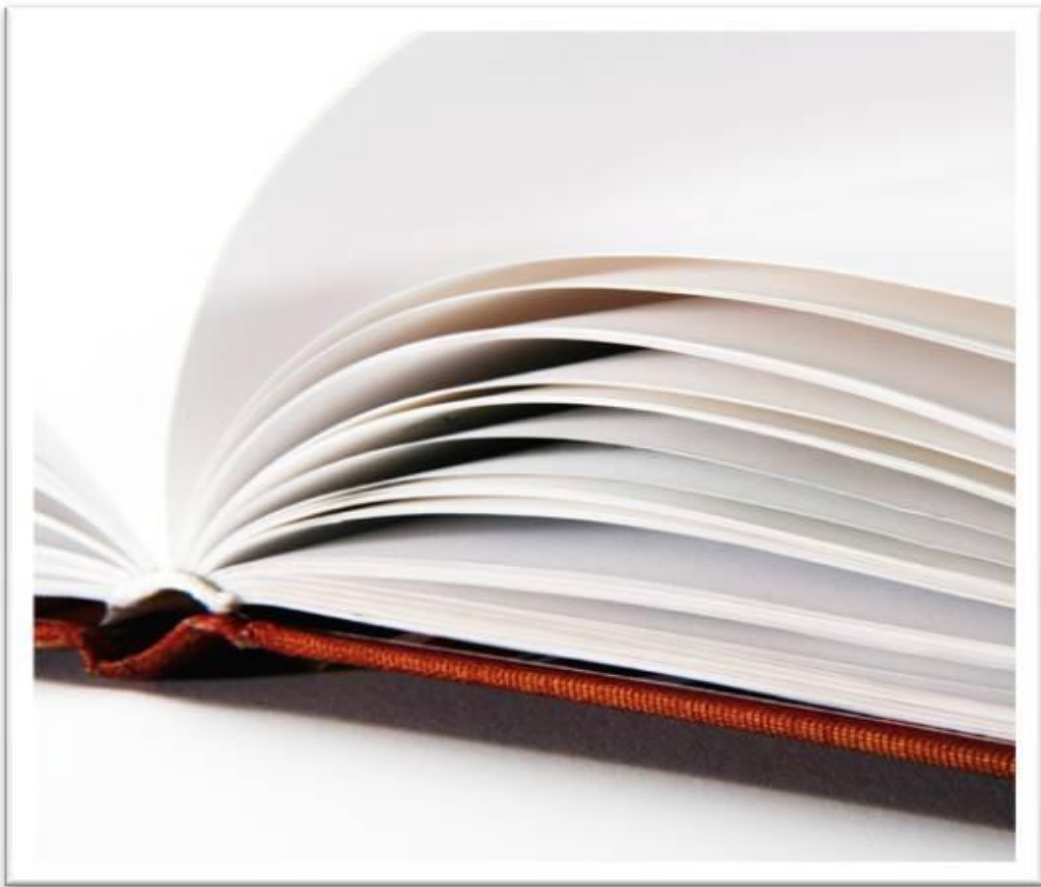
Tableau 1.1 : Exemple de plaque signalétique (partielle).....	27
Tableau 1.2 : Causes de défaillances des transformateurs.....	40
Tableau 3.1. Pourcentage d'harmoniques dans le courant d'appel.....	74
Tableau 4.1 Paramètres principaux du transformateur.....	78
Tableau 4.2 Principaux paramètres du transformateur de puissance.....	85

LISTES DES ACRONYMES ET SYMBOLES

F :	Fréquence
A:	Aire de la section de circuit magnétique
B max:	densité de flux maximale dans le noyau
K:	rapport de transformation
V ₁ :	tensions primaire
V ₂ :	tensions secondaire
I ₁ :	courants primaire
I ₂ :	courants secondaire
I ₀ :	courant à vide
E ₁ et E ₂ :	tensions à vide idéales primaire et secondaire
N ₁ et N ₂ :	nombre de spires des enroulements primaire et secondaire
R ₁ et R ₂ :	résistance des enroulements primaire et secondaire
X _{L1} et X _{L2} :	inductance de fuites des enroulements primaire et secondaire
R _c :	pertes fer
X _m :	réactance magnétisante
CM :	circuit magnétique
BDF :	Formules différentielles indirectes
E :	Échauffement
I _n :	Courant nominal
I :	Courant efficace
T _i :	La quantité de chaleur emmagasinée
T _e :	L'évacuation thermique de transformateur par convection avec le milieu extérieur
I _{n1} :	le courant nominal du transformateur côté HT
Max i :	maximum de courant
I _{n1} :	est le courant nominal du transformateur coté HT
S _{nT} :	Puissance nominale du transformateur en VA
V _{cc} :	Tension de court-circuit du transformateur en %,
V _{n1} :	Tension composée nominale du transformateur côté HT en Volte,
I _{n1} :	Courant nominal du transformateur côté HT en Ampère.
I _{RH} :	Le courant du départ le plus bas réglé,

T_{MT} :	Temporisation la plus élevée sur les départs MT
TC :	rapport de transformation
I_s :	seuil de fonctionnement du relais.
I_d :	seuil de courant différentiel (réglage).
I_{tr} :	courant traversant.
I_n :	courant nominal
I_{PT1} :	point tournant 1.
I_{PT2} :	point tournant 2.
S1 :	Réglage de la pente 1.
S2 :	Réglage de la pente 2
SLP _i :	est la pente de la ième caractéristique du relais différentiel.
Id :	courant différentielle

INTRODUCTION GENERALE :



Objectifs :

La modélisation des transformateurs de puissance, a traditionnellement occupé beaucoup d'attention durant des années, pour leurs importances dans les systèmes de puissance, le grand intérêt porté à l'étude de ces dernier ont permis de réaliser un développement remarquable dans le domaine de la conversion du transport et de la distribution de l'énergie électrique.

La compréhension des phénomènes électromagnétiques, qui régissent leur fonctionnement et la détermination des différentes pertes et les paramètres électriques constitue une étape déterminante pour une meilleure exploitation de ces dispositifs. Ce qui permet également de prédire son comportement aux différentes contraintes pour éviter sa détérioration, et élargir sa durée de vie en vue de minimiser son coût d'exploitation.

Le transformateur est un appareil statique à induction électromagnétique destiné à transformer un système de courants variables en un ou plusieurs systèmes de courants variables, d'intensité et de tension généralement différents, mais de même fréquence. Cet appareil n'effectue donc qu'un transfert d'énergie par voie électromagnétique. Il comporte deux enroulements montés sur un circuit magnétique feuilleté, l'un est dit "Primaire" reçoit de la puissance active de la source et l'autre dit "Secondaire" fournit de la puissance active au circuit d'utilisation. Le transformateur peut fonctionner en abaisseur ou en élévateur. Le transformateur est un élément important dans les systèmes de transport et de distribution dans les réseaux électriques.

Une protection différentielle est une protection électrique qui consiste à comparer le courant entrant et le courant sortant d'un appareil. Si les deux sont différents, la protection conclut à une fuite à l'intérieur de l'appareil et commande son retrait du réseau électrique, on parle de « déclenchement ». La protection différentielle est une protection très répandue. Elle sert à protéger en particulier les jeux de barres, les générateurs et les transformateurs.

Un transformateur de puissance est un important dispositif ou partie d'un réseau, tant du point de vue de sa fonction que de son prix élevé. De ce fait, sa disponibilité est très importante pour éviter des pertes de production dues à des pannes. La fiabilité du transformateur pourra être accrue par une bonne protection et supervision. Le prix de des relais de protection est négligeable, comparé au prix du transformateur et au coût des dommages dus aux défauts.

La protection doit être fiable et rapide afin de déconnecter le transformateur le plus rapidement possible, dans les délais, pour limiter les conséquences. La surveillance du transformateur de puissance peut être également utilisée pour détecter les conditions anormales pouvant entraîner le développement de défaut.

Le contexte:

Transformateur de puissance est l'un des éléments les plus importants dans les systèmes d'alimentation. Par conséquent, la protection des transformateurs de puissance est cruciale pour la continuité de l'alimentation électrique. Un transformateur de puissance est principalement protégé contre les défauts internes en utilisant une protection différentielle qui est sensible et une technique de compensation rapide [1]. La protection différentielle est simple et offre la meilleure protection contre les défauts de phase et de terre. Il compare les courants qui entrent avec les courants qui laissent une zone ou un élément à protéger. Si la somme nette des courants est nulle, alors l'équipement protégé est dans des conditions normales. Cependant, si la somme nette est différente à partir de zéro, le relais différentiel fonctionne en raison d'un défaut existant dans l'équipement et l'isole du système d'alimentation. Cette technique de protection détecte le courant différentiel non nul uniquement pendant les défauts internes ; puis active un disjoncteur qui déconnecte le transformateur de puissance de l'alimentation. Cependant, ce courant différentiel non nul peut être produit par l'aimantation du transformateur, en raison de ce que l'on appelle un courant d'appel ou une surexcitation, et peut provoquer le fonctionnement inopportun du relais. Ce courant de magnétisation est un courant transitoire qui n'apparaît que lorsqu'un transformateur est mis sous tension ou après avoir éliminé des défauts externes. Même si'il peut être aussi grand que dix fois le courant de pleine charge et il contient des composants harmoniques, cependant, il est inoffensif en raison de sa rapidité. Au cours d'une condition d'aimantation périodique due à une surexcitation, les troisième et cinquième composantes harmoniques sont largement observées. Cependant, pendant les conditions normales d'appel aperiodique, la seconde harmonique est relativement élevée.

Le schéma de protection différentielle du transformateur doit être amélioré afin qu'il puisse distinguer entre le courant différentiel non nul produit par le courant de magnétisation et celui produit par les défauts internes. Plusieurs méthodes ont été proposées pour aveugler le système de protection différentielle au cours du courant de magnétisation où les composants harmoniques ont été utilisés comme moyens de détection. Cependant, la protection basée sur

ordinateur numérique offre un certain nombre d'avantages par rapport à ceux conventionnels. Ainsi, la sécurité et la fiabilité ont été améliorées; il ne reste plus qu'à développer un algorithme efficace nécessitant moins de calculs chronophages.

Dans ce travail, une nouvelle approche appliquée au relais de protection différentielle numérique pour un transformateur de grande puissance est proposée.

Même la protection différentielle est relativement simple à mettre en œuvre, mais elle présente des inconvénients. L'un de ces inconvénients, comme mentionné précédemment, est son déclenchement inutile dû au courant magnétisant du transformateur, lorsque le relais considère cette situation comme un défaut interne. Les relais différentiels sont sujets à des dysfonctionnements en présence de courants d'appel du transformateur. Les courants d'appel sont produits à partir du flux magnétique du transformateur [2]. La première solution à ce problème a été étudiée en introduisant un retard intentionnel dans le relais différentiel. Une autre technique a été réalisée en désensibilisant le relais pendant un temps donné, pour surmonter l'état d'irruption [3, 4]. D'autres ont suggéré d'ajouter un signal de tension pour restreindre [5].

Cette motivation de travail de recherche est le besoin de développer une technique de blocage appropriée de la protection différentielle lors des conditions d'appel. Cela fait suite à un certain nombre de questions qui ont été soulevées lors de l'application de relais différentiels pour la protection des transformateurs. La protection des gros transformateurs de puissance est un problème très difficile dans le relais du système d'alimentation. Les gros transformateurs sont une catégorie de composants très coûteux et vitaux des systèmes d'énergie électrique. Comme il est très important de minimiser la fréquence et la durée des interruptions non désirées, il existe une forte demande imposée aux relais de protection des transformateurs de puissance; ceci inclut les exigences de fiabilité associées au mauvais fonctionnement, la sécurité associée à l'absence de faux déclenchement, et la vitesse de fonctionnement associée au temps d'effacement court des défauts [6].

La discrimination entre un défaut interne et le courant d'appel magnétisant a longtemps été reconnue comme un problème de transformateur de puissance difficile [6]. Cette recherche analysera le problème et son effet sur la protection différentielle du transformateur. Etant donné que le courant d'appel de magnétisation contient généralement une grande seconde composante harmonique par rapport à un défaut interne, les systèmes de protection de transformateur conventionnels sont conçus pour se restreindre pendant les phénomènes

transitoires d'appel en détectant cette grande seconde harmonique. Cependant, le deuxième harmonique peut également être généré lors des défauts internes du transformateur de puissance [7]. Cela peut être dû à la saturation du transformateur de courant (TC), à la présence d'une capacité de dérivation ou à la capacité dans les lignes de transmission à haute tension extra-longues auxquelles le transformateur peut être connecté. L'amplitude de la seconde harmonique dans un courant de défaut interne peut être proche ou supérieure à celle présente dans le courant d'appel magnétisant [6].

Les grands transformateurs de puissance en raison des améliorations dans le noyau du transformateur de puissance (Matériel). La technique de protection différentielle conventionnelle couramment utilisée, basée sur la retenue de deuxième harmonique, aura du mal à faire la distinction entre un courant de défaut interne et le courant d'appel, ce qui menace la stabilité du transformateur [6].

Dans ce travail, une nouvelle approche a été proposée en utilisant deux harmoniques (deuxième et quatrième) pour restreindre ou bloquer un relais différentiel et réduire le temps de blocage pendant un défaut interne. Cette technique a été implémentée dans un système de protection pour un transformateur de puissance triphasé utilisant Simulink / MATLAB, qui assure la sécurité pour les conditions d'appel et fournit une fiabilité pour les défauts internes.

Trois caractéristiques permettent généralement de détecter les défauts internes du transformateur. Ces caractéristiques comprennent une augmentation des courants de phase, une augmentation du courant différentiel et la formation de gaz. Lorsque des défauts internes du transformateur se produisent, une déconnexion immédiate du transformateur défectueux est nécessaire pour éviter des dommages importants et préserver la stabilité du système d'alimentation. Trois types de protection sont normalement utilisés pour détecter ces défauts: protection contre les surintensités pour les courants de phase, protection différentielle pour les courants différentiels et accumulateur de gaz pour les défauts d'arc.

Protection à maximum de courant avec des fusibles ou des relais fournis le premier type de défaut de transformateur de protection et est utilisé pour les petits transformateurs. La protection différentielle de transformateur est l'une des techniques les plus fiables et les plus populaires pour protéger les transformateurs de grande puissance. Le principe du différentiel de pourcentage a été appliqué à la protection du transformateur pour améliorer la sécurité de la protection différentielle pour les défauts externes avec saturation CT.

Les relais différentiels sont sujets à des dysfonctionnements en présence de courants d'appel du transformateur. Les courants d'appel résultent de transitoires dans le flux magnétique du transformateur [7]. La première solution à ce problème était d'introduire un retard intentionnel dans le relais différentiel. Une autre proposition consistait à désensibiliser le relais pendant un temps donné, afin de surmonter l'état d'irruption [3], [4]. D'autres ont suggéré d'ajouter un signal de tension pour restreindre [4] ou superviser le relais différentiel [8].

Cette recherche s'est principalement concentrée sur les méthodes de réduction du temps de blocage de la protection différentielle pendant l'appel. Ces méthodes comprenaient l'ajustement de la pente des caractéristiques différentielles, l'ajustement du courant de retenue et l'évaluation des transformateurs de courant pendant la saturation.

Organisation du document :

Le document comporte quatre chapitres agencés pour aboutir à l'objectif de ce travail qui consiste en l'amélioration de la protection du transformateur de puissance :

- ✓ Le premier chapitre présentera les conditions de fonctionnement du transformateur de puissance. on a mentionné les différentes défaillances qui peuvent apparaître dans le transformateur pendant leur fonctionnement. Une étude comparative a été faite entre différents défauts qui sont dus aux défauts permanents et ceux qui sont dus aux régimes transitoires.
- ✓ Le deuxième chapitre présentera toujours la partie théorique de ce travail en citant un bref rappel sur les systèmes de protection des transformateurs de puissances. on a présenté les différentes méthodes utilisées pour bloquer le système de relais de protection contre l'appel du courant afin d'éviter les arrêts inutiles.
- ✓ Le troisième chapitre présentera le relais numérique de protection différentiel du transformateur de protection. On a proposé une amélioration de la fiabilité du relais différentiel numérique pour un transformateur de grande puissance. En effet, les coefficients de Fourier ont été requis pour la détermination de la fondamentale, la deuxième, la troisième et la cinquième harmoniques en utilisant la technique de transfert rectangulaire. Ensuite, ces harmoniques ont été utilisées entant que

contrainte harmonique pour les techniques de blocage utilisées dans le système de protection différentielle. Nous introduisons les problèmes de la protection différentielle et ses solutions, comme le courant d'appel et le déphasage entre les courants dans les côtés primaire et secondaire du transformateur, et finalement nous faisons des calculs de défauts

- ✓ Enfin le quatrième chapitre, nous faisons une simulation de la protection différentielle du transformateur de puissance en utilisant l'environnement MATLAB en appliquant les différents défauts possibles.

CHAPITRE 01

CONDITION DE FONCTIONNEMENT DU TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE

Le transformateur de puissance est l'un des éléments les plus importants du système d'alimentation électrique. Le développement de systèmes d'alimentation modernes s'est reflété dans les progrès de la conception des transformateurs. Ceci a abouti à une large gamme de transformateurs avec des tailles allant de quelques kVA à plusieurs centaines de MVA étant disponibles pour une utilisation dans une grande variété d'applications.

Différents défauts peuvent survenir à l'intérieur du transformateur et au niveau du système électrique opération. Les fautes du transformateur peuvent être divisées en deux classes comme anomalies permanentes conditions (défauts) et les conditions transitoires anormales (irruption). Dans ce chapitre, nous allons couvrir les méthodes de base utilisées pour distinguer entre le courant d'appel et le courant de défaut dans les transformateurs de puissance. Tout d'abord, la nature du courant d'appel est présentée par rapport au courant de défaut. Ensuite, la nature du courant magnétisant dû à l'alimentation d'un transformateur de puissance à vide est expliquée.

1.1.Introduction:

Les centrales électriques étant souvent éloignées du consommateur, le rôle du transformateur, est d'acheminer l'énergie électrique de son point de production, jusqu'à son point de consommation.

Les défauts qui peuvent affectés les transformateurs sont de différentes catégories (internes, externes).

Pour obtenir une connaissance de l'état des équipements et d'adopter les solutions les plus adéquates qui garantissent le fonctionnement correct des transformateurs, il est nécessaire d'effectuer périodiquement des inspections et des travaux de réparation.

Dans ce qui suit, une étude théorique détaillée du transformateur ainsi que les différentes défaillances.

1.2. Définition de transformateur:

Le transformateur est une machine électrique statique destinée à transformer une tension (courant) alternative en une autre tension (courant) alternative de même fréquence et d'amplitudes généralement différentes afin de l'adapter aux différents besoins d'utilisation. Comme on peut l'appeler convertisseur statique à induction qui comporte deux ou Plusieurs enroulements fixes, inductivement couplés et destiné à la conversion, par l'intermédiaire de l'induction électromagnétique, des paramètres (tension, intensité de Courant, fréquence nombre de phases) de l'énergie électrique à courant alternatif.

Seuls les transformateurs de puissance permettent, très économiquement, de minimiser les pertes en ligne, en assurant le transport de l'énergie à longue distance sous Tension élevée (200kV et 400kV et plus entre phases) [9], puis d'abaisser ensuite cette tension, étape par étape pour alimenter les réseaux de distribution régionaux et locaux jusqu'a la tension d'alimentation domestique.

La compréhension des phénomènes électromagnétiques qui régissent le fonctionnement des transformateurs et la détermination de ses pertes, constitue une étape déterminante pour l'exploitation optimale de ces appareils et également pour leur conception. La modélisation des transformateurs est une tâche très difficile due à l'introduction des caractéristiques du noyau magnétique tel que la saturation, l'hystérésis et les pertes par courants de Foucault aussi bien que de sa topologie et la configuration de ses enroulements. Ainsi, une variété de méthodes pour sa modélisation et analyse de son comportement pour différents états opérationnels ont été développées. On peut distinguer deux approches de modélisation :

- Approche locale orientée vers le calcul numérique ou bien semi-analytique.

- Approche globale orientée vers le calcul analytique basé sur un schéma équivalent électrique ou magnétique (réseau de réluctances).

1.3. Le rôle de transformateur de puissance:

1.3.1. Aspect fonctionnel : convertisseur AC/AC:

« Transformateur de puissance : Appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes à la même fréquence dans le but de transmettre de la puissance électrique» [10]

«Les transformateurs sont réversibles et permettent, soit l'élévation, soit l'abaissement de la tension ; d'où la possibilité de choisir la meilleure tension pour la production, le transport, la distribution, l'utilisation de l'énergie électrique, et de passer facilement de l'une à l'autre. » [11] Un transformateur électrique permet donc de faire transiter la puissance électrique en courant alternatif (AC) depuis la centrale de production d'électricité jusqu'à son utilisateur final avec un minimum de pertes, à différents niveaux de tensions. Le transformateur est l'élément du réseau qui permet le passage d'une tension alternative donnée à une autre : c'est un convertisseur AC/AC à fréquence fixe, celle du réseau.

1.3.2. Types de transformateurs classiques:

1.3.2.1. Transformateur de distribution et de puissance:

Couramment les transformateurs de distribution sont ceux qui abaissent la tension du réseau, principalement 20 kV, pour l'adapter à l'utilisateur final, en général 400 V triphasé en Algérie. Les puissances des transformateurs de distribution sont de l'ordre de plusieurs kVA.

L'essentiel d'autres transformateurs électriques situés sur le réseau haute tension seront des transformateurs de puissance (Figure 1.1). Les puissances et tensions de ces transformateurs peuvent aller jusqu'à plusieurs centaines de MVA et plusieurs centaines de kV.



Fig. 1.1 : Transformateur de puissance

1.3.2.2. Autotransformateur:

Cet appareil présente l'avantage d'un dimensionnement plus faible que celui d'un transformateur, à puissance égale. Il se distingue du transformateur par le fait qu'il existe un point commun aux enroulements primaire et secondaire. Etant donné qu'il n'y a plus d'isolation galvanique entre les enroulements primaire et secondaire, tout défaut se manifestant sur un réseau se propage immédiatement sur le second. Dans la présente étude sur le diagnostic de défauts, les autotransformateurs de puissance seront assimilés aux transformateurs de puissance dont la construction et le fonctionnement sont très proches.

1.3.2.3. Transformateur triphasé:

Dans les réseaux industriels l'énergie électrique est principalement transportée en triphasé, où sont par suite utilisés les transformateurs triphasés. Cependant pour des questions de gabarit de transport, ou d'unités de secours, il peut arriver que trois transformateurs monophasés distincts soient couplés en montage triphasé extérieurement.

1.4. Condition de couplage:

- **Puissance :**

La puissance totale disponible est la somme des puissances des transformateurs. Si les puissances des transformateurs sont différentes, la puissance du plus gros transformateur ne doit pas dépasser deux fois la puissance du plus petit.

- **Réseau**

Les transformateurs sont alimentés par le même réseau.

- **Connexions et indices horaires**

Mêmes longueurs de connexion surtout côté BT. Même indice horaire de couplage.

- **Tensions**

Tensions de court-circuit égales à 10 % près ; tensions secondaires très peu différentes selon la charge (0,4 %).

1.5. Principe de fonctionnement:

1.5.1. Principe général:

En vertu de la loi de Faraday, lorsqu'un flux d'induction magnétique variable Φ circule dans le circuit magnétique, il induit dans chacun des enroulements une force électromotrice proportionnelle dans le temps aux taux de changement ($d\Phi/dt$) et au nombre de spire que comporte cet enroulement.

Lorsque le primaire est alimenté par une source alternative, il circule dans le circuit magnétique un flux également alternatif dont l'amplitude dépend du nombre de spires du primaire et de tension appliquée. Ce flux induit dans l'enroulement secondaire une tension proportionnelle au nombre de spires du secondaire. La fermeture du secondaire sur une charge provoque la circulation du courant secondaire. Le noyau magnétique fournit un chemin de canalisation de flux magnétique tel que montré par la figure (1.2)

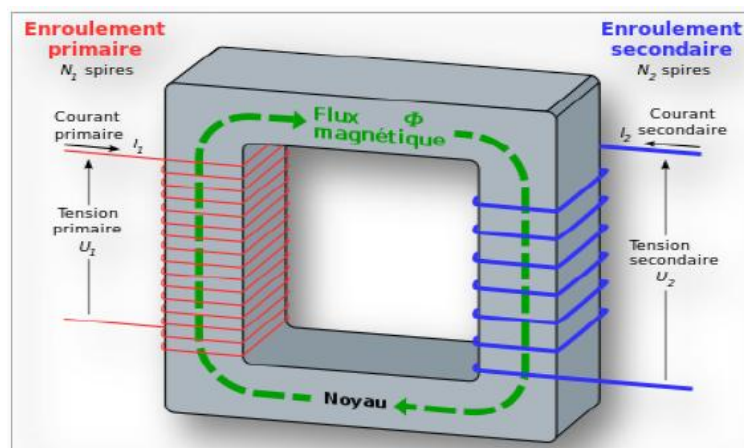


fig.(1.2) circuit électromagnétique simple

La figure (1.2) montre un simple transformateur ayant deux enroulements, que le nombre de spires de l'enroulement primaire soit N et celui du secondaire soit N_2 [12].

Un transformateur idéal ou parfait est un transformateur virtuel sans aucune perte. Il est utilisé pour modéliser les transformateurs réels. Ces derniers sont considérés comme une association d'un transformateur parfait et de diverses impédances. Dans le cas où toutes les pertes et les fuites de flux sont négligées, le rapport du nombre des spires primaires sur le nombre de spires secondaires détermine le rapport de transformation du transformateur.

Supposons qu'il existe un flux dans le noyau, qui relie les deux enroulements est une fonction sinusoïdale du temps.

$$\phi = \phi_{\max} \sin(\omega t) \quad (1.1)$$

Ensuite, la tension induite dans l'enroulement primaire à un instant quelconque par le flux est la suivante:

$$e_{\text{pri}} = -\eta_p \frac{d\phi}{dt} \quad (1.2)$$

$$e_{\text{pri}} = -\eta_p \omega \phi_{\max} \cos(\omega t) \quad (1.3)$$

Où :

$$\omega = 2\pi f$$

Par conséquent :

$$e_{\text{pri}} = -2\pi f \eta_p \phi_{\max} \cos(\omega t)$$

Et la valeur efficace de cette tension est :

$$E_{\text{pri}} = 4,44 \cdot f \cdot \eta_p \cdot A B_{\max} \quad (1.4)$$

$$E_{\text{pri}} = \frac{2\pi f}{\sqrt{2}} \eta_p \phi_{\max} \quad (1.5)$$

Où :

f: fréquence du réseau.

A: Aire de la section de circuit magnétique.

B max: densité de flux maximale dans le noyau.

$$E_{\text{sec}} = 4,44 \cdot f \cdot \eta_s \cdot A B_{\max} \quad (1.6)$$

Par fonction $E_{\text{pri}} / E_{\text{sec}}$:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{\eta_p}{\eta_s} = K \quad (1.7)$$

$$\frac{I_s}{I_p} = \frac{\eta_p}{\eta_s} = K \quad (1.8)$$

$$V_p \times I_p = V_s \times I_s = V \cdot A \quad (1.9)$$

$$\eta_p \times I_p = \eta_s \times I_s = A \cdot t \quad (1.10)$$

k est appelé rapport de transformation.

1.5.2. Schéma électrique équivalent

Un transformateur réel, monophasé, peut être électriquement modélisé selon la (Figure 1.3), issue de [13]

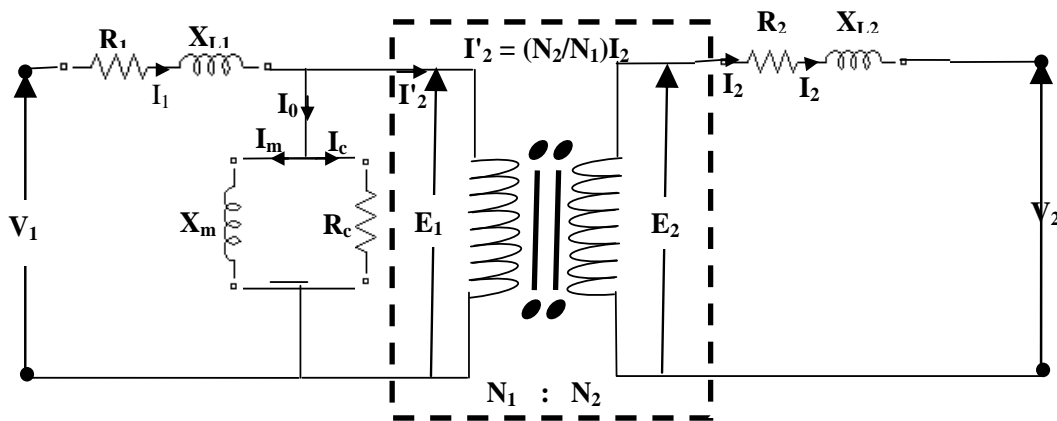


Fig 1.3 : Schéma électrique d'un transformateur réel

Avec :

V_1 et V_2	tensions primaire et secondaire
I_1 et I_2	courants primaire et secondaire
I_0	courant à vide
E_1 et E_2	tensions à vide idéales primaire et secondaire
N_1 et N_2	nombre de spires des enroulements primaire et secondaire
R_1 et R_2	résistance des enroulements primaire et secondaire
X_{L1} et X_{L2}	inductance de fuites des enroulements primaire et secondaire
R_c	pertes fer
X_m	réactance magnétisante

Les valeurs typiques de ces paramètres diffèrent selon la réalisation particulière d'un transformateur donné. Les éléments V_1 , V_2 , N_1 et N_2 fixent les tensions nominales et le rapport de transformation à vide. Les éléments R_1 et R_2 sont les résistances électriques des enroulements, et les pertes Joule seront principalement dues au passage des courants I_1 et I_2 de charge dans ces résistances. Les réactances X_{L1} et X_{L2} correspondent aux flux de fuites de chacun des enroulements. L'impédance équivalente ($X_{L1} + (N_2/N_1)^2 * X_{L2}$) ramené au primaire par exemple) représente le flux de fuites de l'ensemble des deux enroulements. Elle induit une chute de tension, fonction de la charge, représentative de l'impédance de court-circuit du transformateur. Elle est fortement influencée par la configuration géométrique des enroulements entre eux.

1.5.3. Diagrammes de Kapp:

Les tensions, courants et flux magnétiques du transformateur de la Figure 1.4 peuvent être représentés selon des diagrammes vectoriels de la Figure 1.4, issus de [13], appelés diagrammes de Kapp. Il y a le diagramme du côté primaire (a) et du côté secondaire (b).

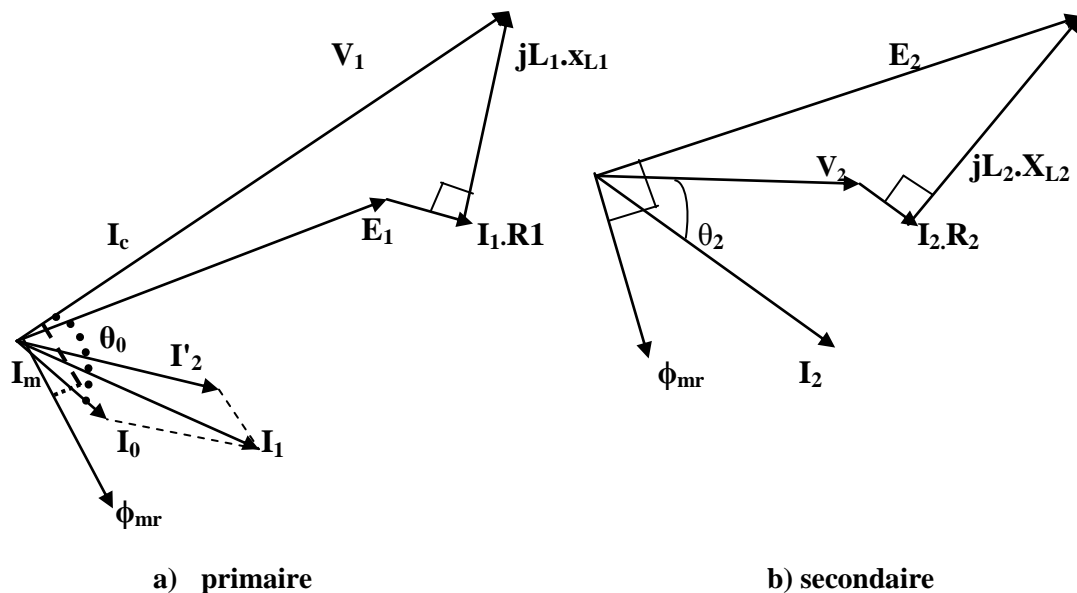


Fig 1.4 : Diagrammes de Kapp

La chute de tension totale en charge est donc variable en fonction du courant de charge. Pour plus de détails se reporter à [14], ou tout cours d'électrotechnique classique. La tension de court-circuit correspond à la chute de tension équivalente des chutes de tensions primaires et secondaire au courant nominal.

1.5.4. Tension de court-circuit:

Par définition, c'est la tension pour laquelle on obtient le courant nominal de l'enroulement considéré, les enroulements de l'autre niveau de tension étant mis en court-circuit. La tension de court-circuit s'exprime habituellement en pourcentage de la tension nominale de l'enroulement auquel la tension est appliquée. L'ordre de grandeur des tensions de court-circuit pour les transformateurs de puissance est d'une dizaine de pourcents. La tension de court-circuit peut être vue comme une image de la géométrie des enroulements d'une phase entre eux. En effet, elle est directement fonction du passage du flux de fuite d'une phase, entre ses enroulements. Si ces enroulements sont déformés, alors le passage du flux de fuites dans les enroulements considérés n'est plus le même, en conséquence la valeur de la tension de court-circuit peut varier.

1.5.5. Réglage:

Les gestionnaires de réseau garantissent une tension « fixe » à leurs clients. Pour cela ils doivent la réguler, et l'organe principal leur permettant ce réglage se trouve au sein du transformateur : c'est le régulateur, ou changeur de prises. Une autre utilisation du réglage de tension se situe au niveau des applications industrielles électro-intensives, où le réglage sert alors à réguler la charge du processus.

Les régleurs qui peuvent être très complexes, comportent deux familles d'appareils : ceux qui fonctionnent hors tension, et ceux qui fonctionnent en charge

Le régleur est connecté sur l'un des enroulements du transformateur, généralement l'enroulement haute tension, qui est pourvu de prises supplémentaires et intermédiaires. Le placement en exploitation sur différentes prises fait varier le rapport de transformation du transformateur. Si un nombre de prises important est nécessaire, un enroulement dédié de réglage est alors fabriqué. Il comporte des prises sur ses spires. Il est souvent placé à l'extérieur d'une phase, pour des raisons pratiques de réalisation, et il est connecté en série avec l'enroulement haute tension.

1.5.6. Couplage des enroulements :

Dans les transformateurs triphasés, chaque phase contient ses enroulements propres. Il est alors nécessaire de connecter les trois phases, soit chaque élément monophasé, entre elles pour former un système triphasé. La façon dont ces phases sont reliées entre elles s'appelle le couplage. Les couplages sont normalisés et possèdent un symbole qui indique le mode de connexion électrique, et un indice horaire qui indique le déphasage en tension entre les bornes primaires et secondaires de la phase A. L'ensemble des couplages usuels sont présentés en Annexe D de la norme [10] Les symboles des couplages usuels sont :

- ✓ Couplage étoile : Y, avec point neutre sortie (YN), ou inaccessible en service (Y).
- ✓ Couplage triangle : D.
- ✓ Couplage en zigzag : Z, avec point neutre sortie (ZN), ou non (Z).

Les symboles sont toujours présentés partant du niveau de tension le plus élevé (en majuscule) vers les niveaux de tensions les plus faibles par ordre décroissant (en minuscules). Exemple : un transformateur triphasé 225 / 64,5 / 10 kV, couplage : YNyn0d11.

1.5.7. Bases du dimensionnement:

Un transformateur est défini pour une utilisation précise sur un réseau. Ses caractéristiques nominales utiles et certaines garanties sont de plus demandées sur certaines des contraintes qu'il doit pouvoir supporter en exploitation. Partant de ces éléments le constructeur va dimensionner, puis fabriquer un transformateur correspondant au cahier des charges initial du client. Ci-dessous sont présentées les grandes étapes du dimensionnement d'un transformateur partant des informations du cahier des charges.

- ✓ Les tensions primaires et secondaires. Elles définissent le rapport de transformation. Celui-ci connu, on peut fixer :
 1. le nombre de spires des enroulements primaire et secondaire ;
 2. la section utile de circuit magnétique, puis ses dimensions finales.
- ✓ La puissance apparente. Elle fixe le courant de charge maximum dans les conducteurs, et donc détermine la section de fil à utiliser. De ces caractéristiques électriques, géométriques et mécaniques dépendront l'évacuation des pertes Joule en charge, la tenue aux efforts électrodynamiques, et la facilité d'évacuation d'ondes de choc en tension.
- ✓ La tension de court-circuit. Elle fixe la majeure partie des chutes de tension en charge, et le courant de court-circuit maximum, dimensionnant les disjoncteurs associés au transformateur. Cette valeur influence directement sur l'espacement entre les enroulements primaire et secondaire, dont une valeur minimum est obligatoire pour tenir la tension (isolement entre le primaire et le secondaire).
- ✓ Le nombre de positions de réglage et leur plage de tensions. En fonction de ces valeurs, un régleur en charge ou hors tension sera privilégié. Fonction de la puissance, des tensions nominales et de l'emplacement des prises de réglages dans les enroulements certains types de régleurs seront préférés à d'autres.
- ✓ Les niveaux d'isolement. Ils déterminent les niveaux de tension que doivent tenir les enroulements lors des essais de réception : en basse (i.e. 50 Hz/200 Hz) et haute fréquence (chocs de foudre, et de manœuvre).

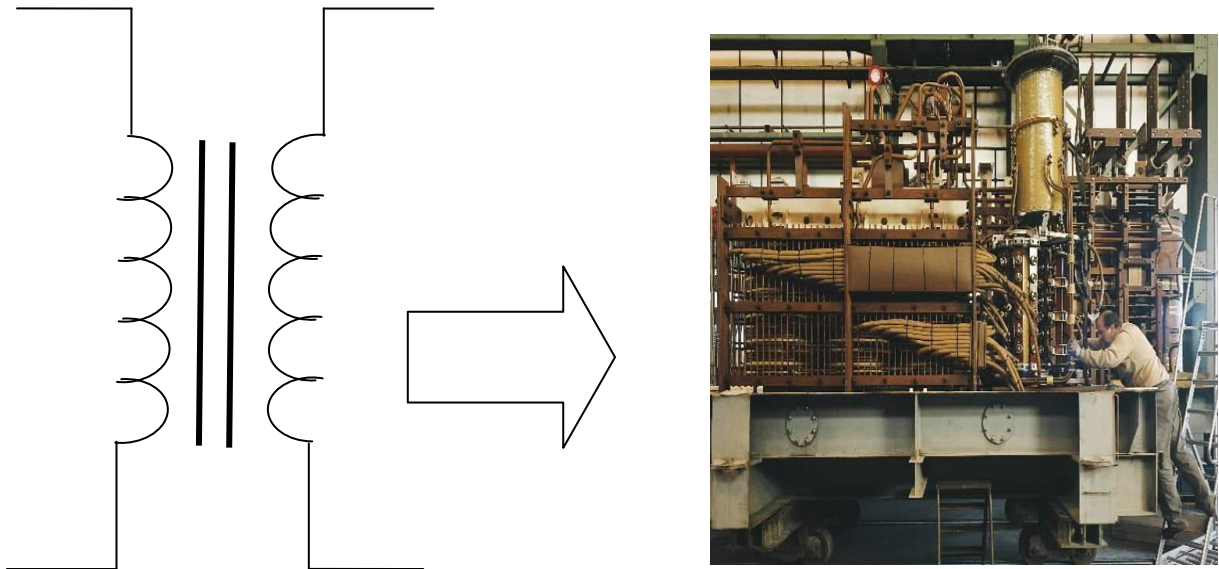
Chaque appareil est conçu selon sa définition initiale, puis réalisé selon une fabrication qui est propre à chaque constructeur, qui va faire des choix technologiques pour arriver au résultat demandé. Bien que les principes de dimensionnement restent sensiblement identiques pour tous les constructeurs, les outils de fabrication et l'expérience industrielle sur des réalisations précises font que pour une même spécification chaque constructeur pourra réaliser un transformateur différent. Par suite les appareils réellement identiques sont peu nombreux. Seuls les transformateurs issus d'une même série, ou d'une même conception, chez un constructeur donné peuvent être relativement similaires.

Un exemple (Tableau 1.1) des principales informations de la plaque signalétique d'un transformateur de sous-station électrique alimentant une usine industrielle :

Tableau 1.1 : Exemple de plaque signalétique (partielle)

Puissance	85 MVA
Tension HT	220 ± 10,3 % Kv
Tension MT	31.5 Kv
Réglage	En charge 17 positions
Couplage	YNd11
Tension de court-circuit	11%

1.6. Technologies de construction de transformateur de puissance:



Exemple a la Technologies de construction de transformateur de puissance

1.6.1. Aux origines:

La première présentation d'un transformateur pour un usage industriel eut lieu en 1883 avec l'installation de l'éclairage électrique devant le public de l'aquarium royal de Londres. Celui-ci fut mis en oeuvre par MM. Lucien GAULARD, ingénieur français, et John Dixon GIBBS, homme d'affaires anglais [15].

1.6.2 Enroulements:

Sur la Figure 1.5 on peut observer un enroulement seul, avec plusieurs spires qui seront connectées par la suite aux connexions finales du transformateur.



Fig. 1.5: Enroulement de transformateur

Pour une phase d'un transformateur donné il y a un enroulement par niveau de tension considéré : une basse tension (**BT**) et une haute tension (**HT**), avec parfois une moyenne tension (**MT**) supplémentaire. Ces différents enroulements sont imbriqués les uns dans les autres avec généralement l'enroulement basse tension à l'intérieur et les enroulements de niveaux de tensions supérieures de façon croissante vers l'extérieur ; comme sur la coupe de demi enroulements de la Figure 1.6. L'ensemble de ces enroulements constituant une phase est installé sur les noyaux du circuit magnétique (**CM**).

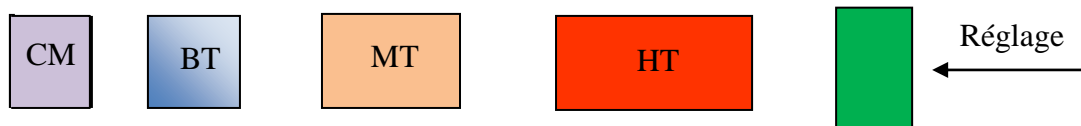


Fig. 1.6 : Disposition relative des enroulements (coupe d'un $\frac{1}{2}$ enroulement)

Les enroulements sont généralement en cuivre isolés papier (en plus de l'huile isolante en fonctionnement). Les sections et les technologies de bobinages ne sont pas identiques pour tous les transformateurs et relèvent des caractéristiques techniques d'un appareil donné.

Les contraintes que doivent supporter le transformateur (exemples d'ordres de grandeurs d'un transformateur 500 MVA, 400 kV) sont principalement liées aux enroulements et sont d'ordre:

1. **Diélectrique** : tenir la tension en basse fréquence (nominale, industrielle) et en haute fréquence (chocs de foudre, de manœuvre, normalisés jusqu'à 1425 kV) [16]
2. **Mécanique** : tenir mécaniquement les efforts développés pendant les courts-circuits (plusieurs centaines de tonnes) [17]
3. **Thermique** : le cuivre ne doit pas dépasser une température absolue de point chaud de 98°C qui dégraderait exagérément le papier isolant [17] De plus les enroulements sont le siège des pertes en charge ($\approx 1,5$ MW) qu'il faut évacuer continuellement.

Deux grandes familles technologiques d'enroulements existent : la colonne et le cuirassé (voir Annexe A : Enroulements : colonne, cuirassé).

1.6.3. Circuit magnétique:

Depuis plusieurs années les circuits magnétiques sont constitués de tôles magnétiques de fer laminées à froid, dites à « cristaux orientés », permettant un passage optimum du flux magnétique dans leur sens, isolées en surface avec de la carlite, qui est un revêtement minéral isolant. Le choix des tôles et le calcul du circuit magnétique complet sont fonction de l'induction souhaitée dans celui-ci, de l'épaisseur des tôles et de leurs pertes spécifiques. Classiquement cette induction est d'environ 1,7 tesla et se situe avant la partie en saturation de la courbe B(H) du matériau (Figure 1.8), B (l'induction magnétique) étant fonction de la tension et H (champ magnétique) du courant.

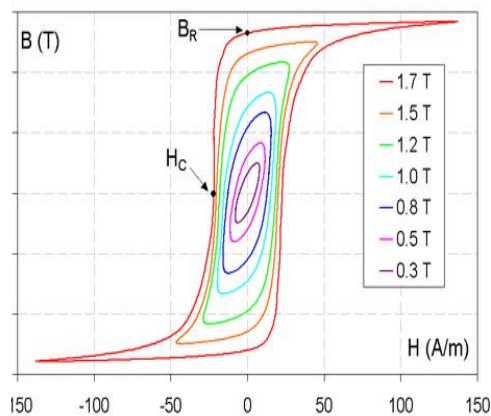


Fig. 1.7 : Hystérésis du circuit magnétique

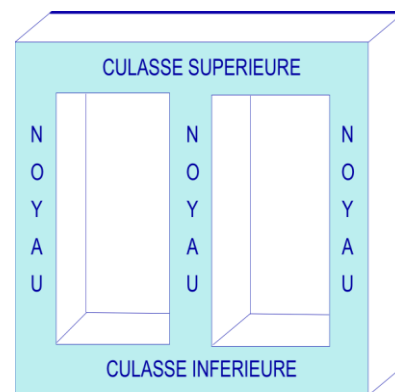


Fig 1.8 : Circuit magnétique triphasé à 3 colonnes

Suivant cette caractéristique il est nécessaire de fournir un courant magnétisant I_0 , à vide, qui n'est fonction que de la tension d'alimentation, et caractéristique de l'inductance magnétisante du circuit magnétique. Ce courant est l'image des pertes à vide, ou pertes fer, qui sont permanentes sous tension.

Mécaniquement le circuit magnétique classique triphasé (Figure 1.9) comporte trois noyaux (parties verticales). Sur chacun d'eux est placée une phase (ensemble des enroulements d'un élément monophasé). Ces noyaux sont réunis par des culasses supérieures et inférieures, qui referment le circuit. Ainsi le flux magnétique circulant dans le circuit magnétique a un chemin préférentiel fermé, de réluctance faible. Tout entrefer étant proscrit, son montage qui est manuel requiert un savoir faire particulier.

Le circuit étant métallique il est nécessaire de fixer son potentiel, en l'occurrence à la terre.

Le circuit magnétique est l'un des éléments les plus lourds des transformateurs de puissance et peut peser aisément un tiers de la masse totale d'un transformateur. Par exemple dans un transformateur de 100 MVA de masse totale de 120 tonnes, le circuit peut peser 45 tonnes.

1.6.4. Refroidissement:

Dans les transformateurs de puissance immergés dans l'huile, le refroidissement s'effectue via cette huile circulant en circuit fermé de la partie active, siège des pertes, vers une source froide à laquelle il abandonne des calories. Celle-ci peut être :

- ✓ directement la surface de la cuve pour les petites puissances
- ✓ des aéroréfrigérants (Figure 1.9) qui sont constitués de nombreux tubes à ailettes ventilés
- ✓ des radiateurs (Figure 1.10) permettant un échange par convection naturelle avec l'air ambiant
- ✓ des hydro réfrigérants forçant un échange avec un circuit d'eau séparé.



Fig. 1.9 : Aéroréfrigérant



Fig.10 : Radiateurs sur un transformateur

1.6.4. Traversées isolantes:

« Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée, d'autre part, à travers le couvercle ; d'où le nom de traversées » [11] Leurs fonctions sont principalement : l'isolement de la connexion par rapport à la cuve, la résistance aux efforts mécaniques, une

bonne répartition du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle. Il existe plusieurs types de traversées. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaines de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine, qui est un matériau isolant.

Pour les tensions supérieures afin de tenir la perforation et le contournement électrique de la traversée lors de perturbations diélectriques, tels les coups de foudre, les traversées sont souvent constituées d'un condensateur interne. Celui-ci permet de mieux répartir les contraintes dues aux champs électriques élevés le long de la traversée. Ce condensateur est composé de papier et de feuilles d'aluminium immergés dans de l'huile isolante, qui sont assemblés à l'intérieur d'une porcelaine (Figure 1.11) pour la partie à l'extérieur du transformateur. Le fuseau, qui est la partie inférieure immergée dans l'huile, est souvent en bakélite.



Fig 1.11 : Traversée condensateur haute tension

La norme internationale de référence des traversées de tension alternatives supérieures à 1 kV est la [18] Ces dernières années les premières traversées 1200 kV AC ont été réalisées. La norme (IEC 61464, 1998) précise aussi l'analyse des gaz dissous de l'huile isolante interne de ces traversées condensateur.

1.7.Défauts et condition anormales sur les transformateurs :

Dans tout système d'équipement, il y a beaucoup de problèmes et défauts qui ont causé par des erreurs artificielles, les erreurs humaines, chauffage, vieillissement, ..., etc. Nous citerons quelques - défauts importants qui se produisent :

1.7.1 Court-circuit interne entre les trois phases à la terre :

Ce défaut est un défaut symétrique, mais la valeur du courant est très élevé, et cette valeur dépend de certaines choses comme, la valeur de la tension avant et pendant le défaut , et l'emplacement du défaut.

1.7.2 Court-circuit interne sur un enroulement de phase:

Dans ce défaut, la valeur du courant est très élevée, de sorte que ce courant va produire une force électromagnétique qui peut endommager l'enroulement du transformateur, et qui peut provoquer une erreur de court-circuit.

1.7.3 Coupe en circuit à la terre:

Tout le matériel électrique doit être relié à la terre, et le transformateur d'alimentation doit être connecté à la terre, à cause des électrons générés, si cet équipement n'est pas relié à la terre les électrons peuvent choquer certaines personnes qui travaillent dans la station. Et si le corps du transformateur n'est pas relié à la terre, ou si le circuit de terre a été coupé, les électrons auraient déchargée par le corps du transformateur et qui va apparaître comme une voix de bruit dans le transformateur.

1.7.4 Court-circuit externe:

Le court-circuit est arrivé sur le terminal de transformateur de puissance ou sur les circuits de ligne qui reliait sur le même jeu de barre et ces défauts sont classés dans les catégories suivantes :

1. Défauts symétriques :

C'est les défauts électriques dangereux en raison du courant de court-circuit élevé, ce agit en tant que triphasé à la terre ou triphasé sans défauts à la terre.

2. Défauts asymétriques:

Ces genres de défauts inclut les défauts suivent phase à la terre, deux phases, deux phases à la terre phase ouverte, quand ces défauts se sont produits un courant externe de court-circuit passeront dans le transformateur que ce courant sera plus que le courant évalué du transformateur qui causera une haute température dans les enroulements de transformateur.

1.7.5 Transitoire sur Tension:

Les opérations de commutation et parafoudres, les déplacements ou les ondes transitoires, et ces vagues de tensions causées contraintes mécaniques, qui fait se briser dans le matériau d'isolation, donc faire un court-circuit. Limiteur de surtension utilisé pour protéger le transformateur de ces ondes.

1.7.6. Décomposant en isolant entre la Basse et Haute Tension des enroulements:

Il a causé par l'éclair surtension ou la vibration naturelle sur l'isolant.

1.7.7. Courant d'appel :

Quand un transformateur est hors service, un flux résiduel demeure dans le noyau dû aux propriétés du matériel de noyau d'aimant. Le flux résiduel est de (50 à % du flux de fonctionnement maximum, il dépend du type d'acier de noyau. Quand la tension est réappliquée au transformateur. Afin de maintenir ce niveau de flux dans le noyau qui peut être bien dans la gamme de saturation de l'acier de noyau, le transformateur peut débiter un courant au dessus du courant nominale du transformateur. Selon la conception de transformateur l'importance du courant d'appel actuelle peut être de 3.5 .à 10 fois du courant nominale. La forme d'onde du courant d'appel est semblable à une onde sinusoïdale mais en grande partie de travers à la direction positive ou négative. Ce courant d'appel peut faire Fonctionner des relais et des fusibles destinés à la protection dans le système près du transformateur. Les approximations convenables du courant d'appel exigent les informations détaillées concernant la conception du transformateur, qui peut être fournie par le fabricant mais ne sont pas en général à la disposition de l'ingénieur technico-commercial.

Les Valeurs réelles pour le courant d'appel dépendent de la forme de la tension-source, et les opérations de commutation se produisent .

Dans des conditions d'état stable normales, le courant magnétisant nécessaire pour produire le flux nécessaire est relativement faible, généralement moins de 1% de la valeur nominale voir la figure (1.12)

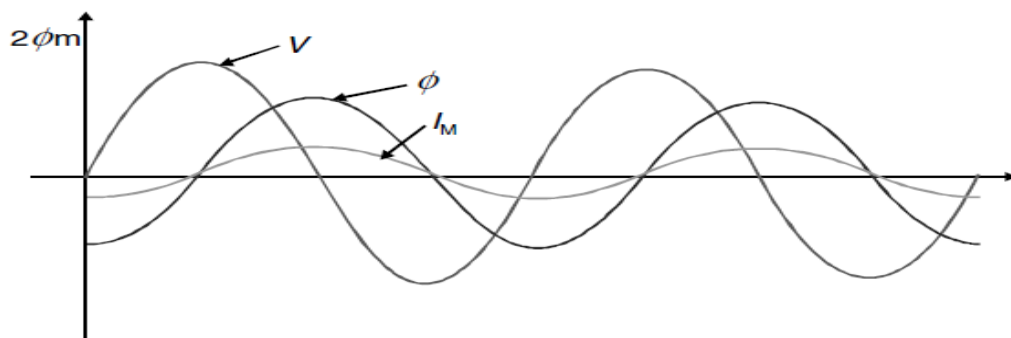


Fig 1.12: L'état d'équilibre des flux et courant et de la tension de magnétisation.

Cependant, si le transformateur active à une tension zéro puis la demande de flux pendant du cycle de tension de la première moitié peut être aussi haute que deux fois le flux maximum normal. Ceci fait circuler un courant unidirectionnel excessif, visé pendant que le courant magnétisant d'interrupteur, voire figure (1.13).

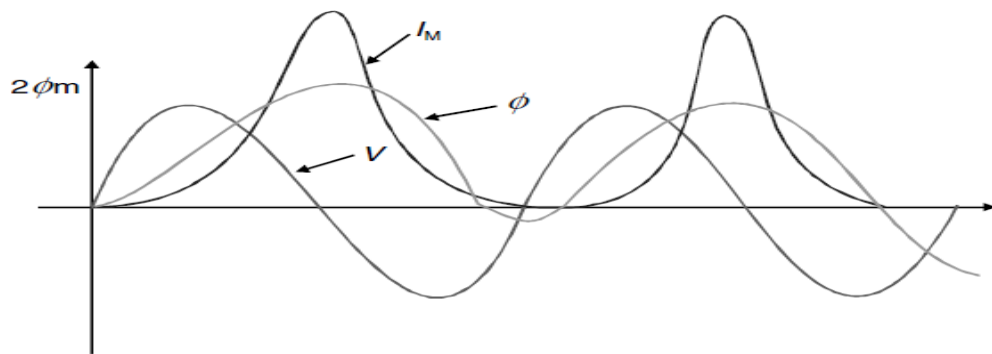


Fig (1.13) : Illustration du courant magnétisant d'interrupteur

Une analyse de cette forme d'onde prouvera qu'elle contient une proportion élevée du deuxième harmonique et dure plusieurs cycles. Le flux résiduel peut augmenter le courant encore plus, la valeur de crête atteinte 2.8 fois de la valeur nominale .

La caractéristique magnétisante est non linéaire, l'enveloppe de ce courant n'est pas strictement exponentielle. Dans certains cas, on l'a observé changer toujours jusqu'à 30 s après avoir branché, voire figure (1.14), Il est donc important de se rendre compte de ce phénomène passager en considérant la protection différentielle des transformateurs, qui seront discutés plus tard.

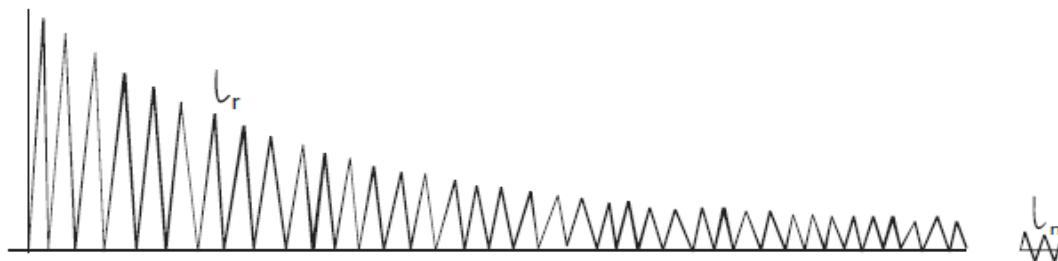


Fig (1.14) : Appel de courant transitoire typique lors du passage dans un transformateur à l'instant où $E = 0$

1.7.8 Au cours de charge:

La charge de plus de venir à la suite de déconnecter un des transformateurs de remorquage parallèles ou connecter d'autres charges, ce qui cause de plus en plus dans le transformateur de courant, la température du transformateur sera très élevé et cela peut provoquer décomposition de l'isolant. Dans l'augmentation de la charge pendant une longue période, il faut déconnecter la charge de plus immédiatement, par déconnexion des charges des inutiles.

1.8. Mode des défaillances :

Un transformateur est constitué des sous-systèmes suivants :

- Le circuit électromagnétique.
- Le circuit de courant.
- Le système diélectrique.
- La structure mécanique.
- Le système de refroidissement.
- Traversés (Bushings).
- Régleur en charge (load tap changer) LTC.
- Préservation d'huile et système d'expansion.
- Système de protection. [19]

Le modèle de vie du transformateur est basé sur le changement de son état avec le temps, ou une réduction superficielle ou sensible de sa tenue sous l'impact combiné des efforts: thermiques, électriques, électromagnétique, électrodynamique, associés aux diverses transformations et contaminations chimiques est enregistrée et marquée par les quatre principaux états du transformateur cités auparavant : Le but principal de l'évaluation de la condition permet de donner une idée sur la criticité et le risque que le transformateur soit en train de subir d'un côté et de l'autre côté l'identification de l'anomalie, sa nature et sa gravité. [20] Il y a cependant des causes internes et externes de défaillance comme il est illustré brièvement ci dessous.

1.8.1. Causes de défaillances:

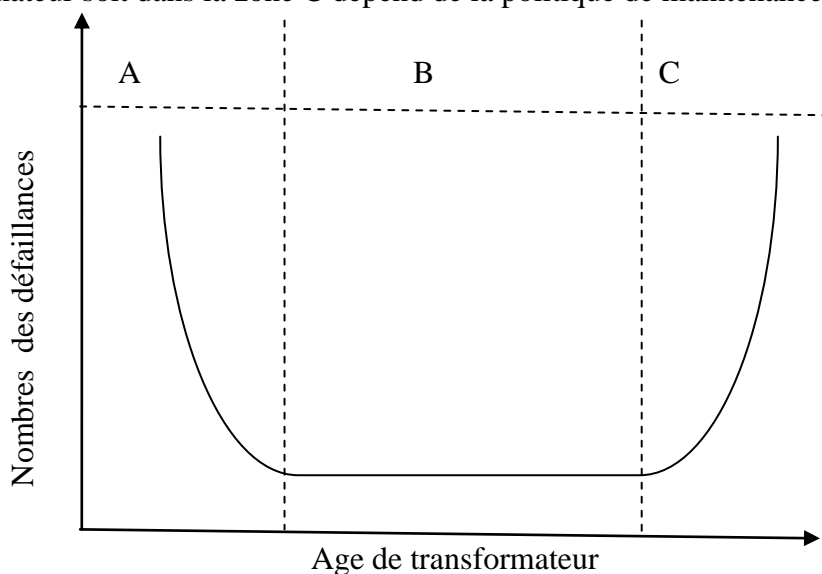
Les transformateurs de puissances sont souvent situés dans des endroits stratégiquement critiques. Les dommages résultant d'une panne et la perte de production qui s'ensuivent peuvent s'avérer très coûteux. Les défaillances peuvent être classées de types électriques, mécaniques ou thermiques. Les causes de défaillances peuvent être internes ou externes. Le Tableau 1.2 répertorie certaines causes typiques de défaillance [21]. Elles peuvent aussi se produire à l'intérieur de la cuve du transformateur comme sur les traversées, le changeur de prise ou autres accessoires.

Tableau 1.2 : Causes de défaillances des transformateurs.

Causes internes	Causes externes
<ul style="list-style-type: none"> - Détérioration de l'isolation - Perte de serrage d'enroulement - Surchauffe - Contamination solide dans l'huile isolante - Décharge partielle - Défauts de conception et de fabrication 	<ul style="list-style-type: none"> - Surtensions de manœuvres ou atmosphériques - Surcharge

En général, les probabilités de défaillances des transformateurs sont très élevées surtout au début et vers la fin de leur durée de vie théorique. Ceci est souvent représenté par une courbe en baignoire comme le montre la Figure.1.15 [22]. Cette courbe montre que les transformateurs sont plus vulnérables aux défaillances dans les premières années que pendant leur âge mature. Les défaillances dans cette phase (zone A) sont généralement causées par des erreurs de conception ou de construction.

Cependant, les défaillances qui se produisent dans les premières années sont généralement couvertes par la garantie du fabricant. Dans la deuxième phase (zone B), le transformateur peut fonctionner jusqu'à 30 ans, avec des défaillances mineures. Après cette période, le transformateur devient très vulnérable aux défaillances (zone C). Ceci est dû aux différents phénomènes de vieillissement du transformateur. En effet, le temps nécessaire pour qu'un transformateur soit dans la zone C dépend de la politique de maintenance.

**Fig.1.15 :** Modèle typique des défaillances des transformateurs

En 1983, une enquête internationale sur les causes de défaillances des transformateurs de puissance a été effectuée. L'enquête a montré que pour des transformateurs avec changeurs de prises, 40 % des défaillances ont été causées par ces derniers, 26 % sont reliés aux enroulements et 12 % aux traversées. Dans une autre enquête effectuée en Afrique de sud, sur 188 transformateurs, les défaillances de 56 d'entre eux ont été causées par le vieillissement de l'isolation [22]. La Figure 1.16 montre la distribution des causes de défaillances de ces transformateurs

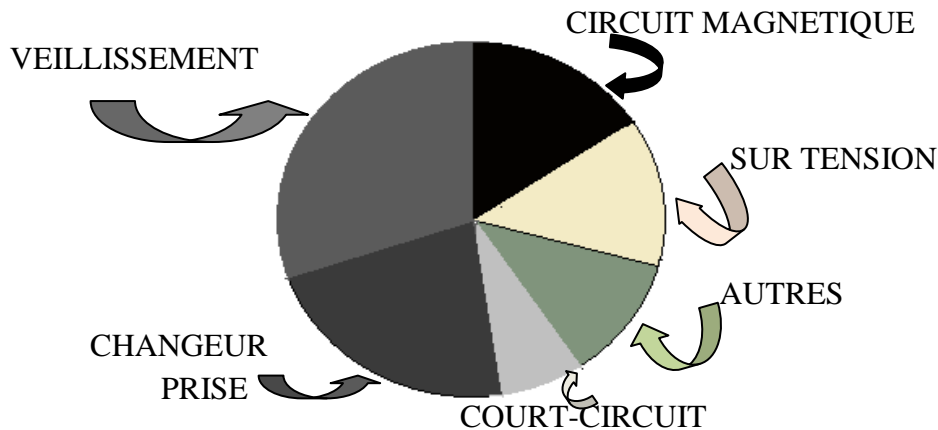


Fig. 1.16 : Distribution des causes de défaillances de 188 transformateurs en Afrique du sud [5].

Dans une autre étude réalisée par William H. Bartley P. E. [23], il a été rapporté que sur 97 défaillances de transformateurs, 24 étaient dues au vieillissement de l'isolation. Leur étude statistique a montré que les risques de défaillances de l'isolation sont les plus élevés et les plus coûteux en termes de dépenses.

1.9. Modélisation du transformateur de puissance :

La simulation de ce comportement est complexe et le transformateur doit être modélisé correctement pour représenter le comportement non linéaire de la branche de magnétisation, les pertes, et les effets de saturation dans le noyau [24]. Dans [25] on trouve une méthode de conception améliorée d'un nouveau schéma de transformateur pour la réduction de courant d'appel. Le principe de la méthode est d'exciter chaque phase selon la séquence avec l'utilisation d'une résistance de neutre pour limiter le courant d'appel. Mais comment choisir la résistance de neutre pour un rendement optimale de cette méthode. Chiesa [26] propose un modèle de transformateur pour la simulation des courants d'appel basé sur le circuit équivalent magnétique et électrique séparément. Dans [27, 28] une inductance et une résistance non linéaires sont réalisées en tant qu'éléments de commutation. Le modèle est

résolu avec la méthode numérique (BDF) Formules différentielles indirectes qui élimine les problèmes d'oscillation numérique de la méthode d'intégration trapézoïdale.

1.9.1. Courant d'appel et flux:

La figure 1.17 (a) et (b) représentent la relation entre flux-saturation-courant.

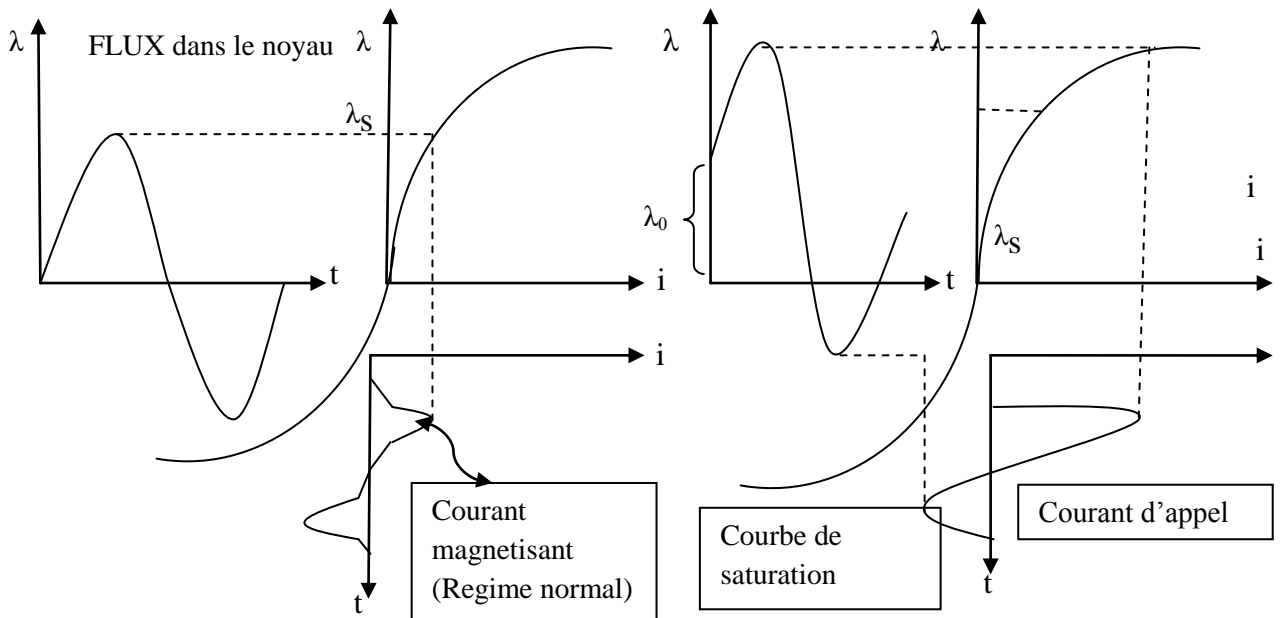


Fig. 1.17: Caractéristiques flux, courant magnétisant
 (a) Régime permanent $\lambda < \lambda_S$, (b) Régime transitoire $\lambda > \lambda_S$

La figure 1.18 montre le courant d'un transformateur pour les deux régimes permanent et transitoire:

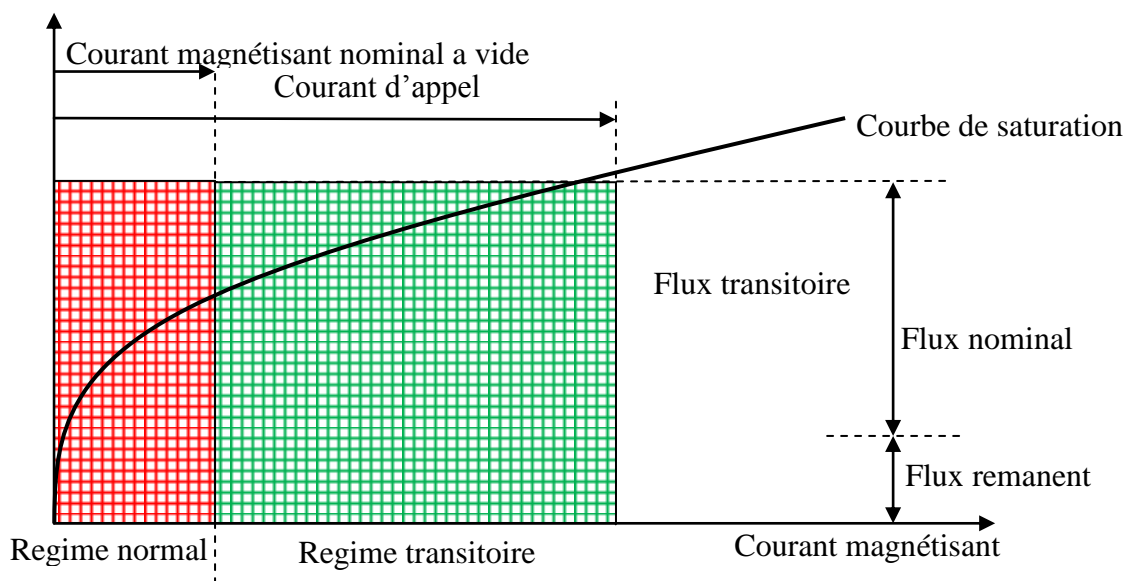


Fig. 1.18. Deux régimes sur la courbe de saturation.

En considérant que ϕ_{\max} est la valeur crête du flux pour un transformateur en régime établi, V_{\max} la tension de crête, nous avons $v(t) = V_{\max} \sin(\omega t)$ et $V_{\max} = \omega \phi_{\max}$.

Soit T la période du signal de tension, t_0 l'instant de la mise hors tension du transformateur, nous cherchons à calculer la valeur instantanée du flux à demi-période.

$$\phi\left(\frac{T}{2}\right) = \phi(t_0) + \int_{t_0}^{T/2} d\phi = \phi(t_0) + \left(\frac{V_{\max}}{\omega}\right) (1 + \cos(\omega t_0))$$

Les cas extrêmes sont alors :

1. $t_0 = \left(\frac{T}{4}\right)$, $\phi(t_0) = 0$, nous avons $\phi\left(\frac{T}{2}\right) = \left(\frac{V_{\max}}{\omega}\right)$ c'est le cas de la coupure à zéro de flux, donc sans flux rémanent, la mise sous tension reste en zone linéaire.

2. $t_0 = 0$, $\phi(t_0) = \left(\frac{V_{\max}}{\omega}\right)$ nous avons $\phi\left(\frac{T}{2}\right) = 2\left(\frac{V_{\max}}{\omega}\right) = 2\phi_{\max}$, c'est le cas de la coupure au maximum de flux, la mise sous tension atteint la zone saturée.

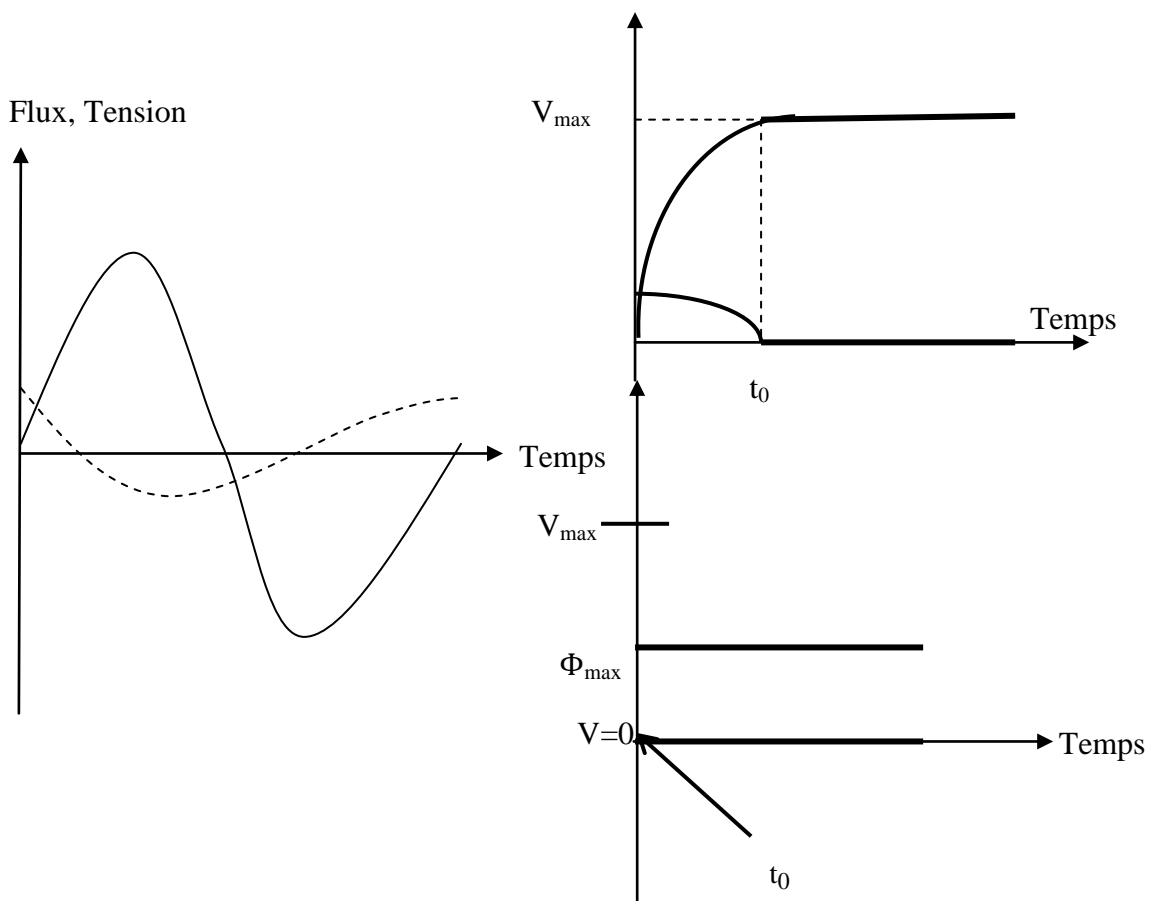


Fig. 1.19. Relation flux-tension et le moment de coupure.

1.9.2. Effets du courant d'appel:

Les courants d'appel transitoires de transformateur peuvent dépasser le courant nominal et peuvent atteindre la valeur considérée du courant de court-circuit du transformateur de puissance. L'amplitude se dégrade très lentement et atteint son courant magnétisant équilibre après quelques secondes. Les courants d'appel transitoires ayant une composante élevée de courant continue et étant riches en harmoniques de 1ere et 2eme ordre [29] agissent sur la qualité de puissance et peuvent déclencher les relais de protection. A cause de ces transitoires, des forces énormes surgissent dans les enroulements de transformateur de puissance [30] qui peuvent réduire leur durée de vie et par suite ces courants d'appel sont très néfastes pour ces composants surtout que l'on sait qu'ils sont très chers et très importants dans les systèmes électro-énergétiques.

1.10. Types des systèmes de protection pour les transformateurs de puissances :

- Protection différentielle c'est une protection principale pour le transformateur de puissance.
- Protection directionnelle. (Au-dessus du défaut de terre actuel et directionnel...).
- Protection de défaut de terre.
- Sous la fréquence ou au-dessus de la protection de fréquence.
- Sous la tension ou au-dessus de tension la protection.
- Protection de distance.

1.11. Conclusion:

Les transformateurs de puissance sont des appareils complexes, qui doivent tenir de nombreuses et fortes contraintes, de natures diverses, durant leur cycle de vie. De plus, dans le contexte actuel, avec un parc d'appareils vieillissant et un réseau de plus en plus chargé, les transformateurs seront soumis à des contraintes de plus en plus importantes, pendant encore plusieurs années à priori. Bien que leur fiabilité soit plutôt bonne, les transformateurs restent des éléments critiques de tout réseau électrique. Il est donc très important d'être capable d'en assurer la maintenance, et le dépannage au mieux, afin d'optimiser l'exploitation du matériel lui-même, et surtout de garantir la transmission, importante, d'énergie électrique qui transite par lui.

CHAPITRE 02

Système de protection du transformateur de puissance

Le transformateur de puissance est l'un des éléments le plus important des systèmes électriques. Par conséquent, la protection des transformateurs de puissance et la prévention de la puissance de déclenchement transformateur inutilement en raison du courant d'appel sont cruciaux pour la continuité de l'alimentation.

La première génération de méthodes utilisées pour bloquer le système de relais de protection pendant le courant d'appel, à savoir le supprimeur de désensibilisation et de déclenchement, est introduite. La deuxième génération, la méthode de retenue harmonique et la méthode de retenue basée sur la forme d'onde avec leurs différentes versions, est expliquée. Ensuite, nous explorerons minutieusement la méthode de la résistance équivalente fictive en tant qu'exemple de la troisième génération de méthodes de retenue ou de blocage de type modèle. Enfin, une comparaison entre ces méthodes est effectuée.

2.1. Introduction :

Un transformateur est une machine statique destinée à transformer un courant alternatif donné en un autre courant alternatif de même fréquence, mais de tension en général différente. Ces appareils sont très utilisés sur le réseau de transport où ils servent à convertir à des tensions différentes l'énergie électrique transitée.

En fait, le transport de cette énergie s'effectue avec des pertes dont l'importance est liée à la tension du réseau, puisque ces pertes sont proportionnelles au carré de l'intensité du courant (pertes joule).

Il est donc nécessaire de transporter cette énergie en haute et très haute tension. Bien entendu, il faudra procéder à la transformation inverse en arrivant dans les centres de consommation afin de délivrer l'énergie électrique et la tension du réseau de distribution.

Le transformateur est l'équipement le plus important dans un poste de transport. Son coût est extrêmement élevé et son immobilisation en cas d'incident est toujours très longue. Pour cette raison, il doit être envisagé de sorte à réduire au maximum l'effet des éventuels incidents. Ceci peut s'effectuer via un système de protection très sophistiqué.

2.2. Les différents types de la protection d'un transformateur de puissance :

2.2.1. Protection interne :

2.2.1.1. Protection par BUCHOLZ :

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ (Fig.2.1). Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts :

- Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.

-Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mis hors service.

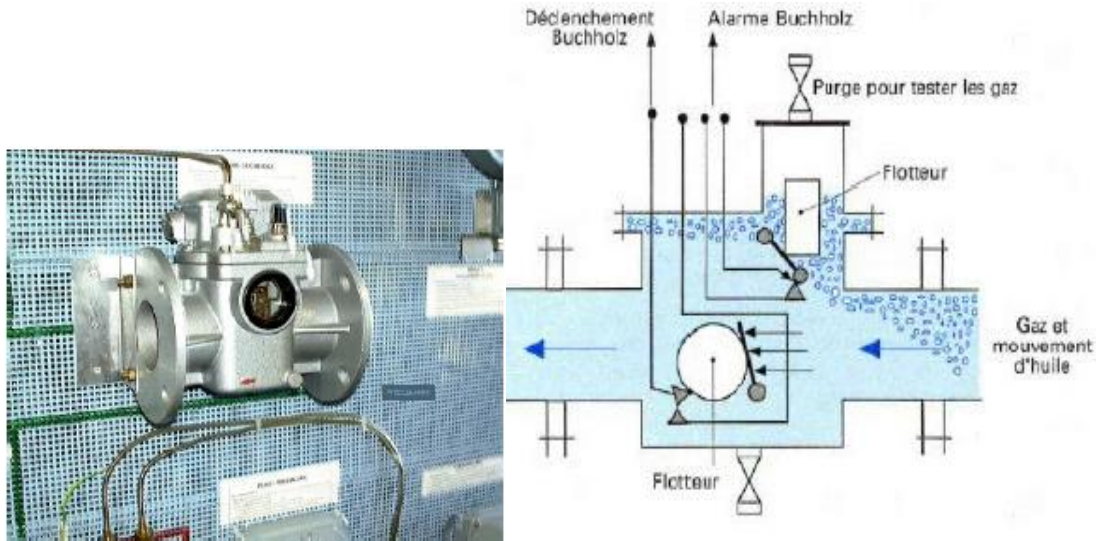


Fig.2.1: Relais BUCHHOLZ.

Cette protection sera à deux niveaux pour le transformateur : le premier donnera un signal d'alarme, le second un signal de déclenchement.

- Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent une certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux dont le volume est supérieur à celui de l'huile décomposée.
- Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là, vers le conservateur.
- Pour détecter le dégagement gazeux, on intercale sur la canalisation reliant la cuve au conservateur un relais BUCHHOLZ.
- Pour le régler en charge il est prévu un seul niveau qui donnera un signal de déclenchement.
- Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet d'obtenir des indications sur la nature et l'emplacement du défaut. Il existe trois niveaux d'analyse.
- Analyse visuelle, si le gaz est :

- ✓ Incolore : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension,
- ✓ Blanc : c'est qu'il y a échauffement de l'isolant,
- ✓ Jaune : c'est qu'il s'est produit un arc contournant une cale en bois,
- ✓ Noir : c'est qu'il y a désagrégation de l'huile.

2.2.1.2. Protection masse cuve :

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve (Fig.2.2). Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur.

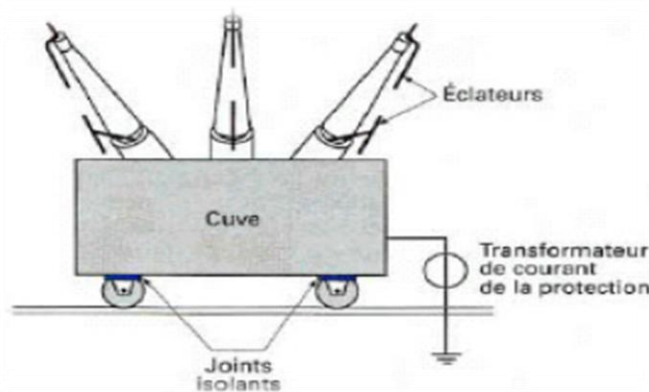


Fig.2.2: Protection de masse cuve.

Une protection de cuve sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolée de la terre.

La protection de cuve (Fig.2.3) est constituée par un relais à maximum de courant, alimenté par un TC du genre tore dont le primaire est une jonction visible et continue entre la cuve du transformateur et le réseau de terre.

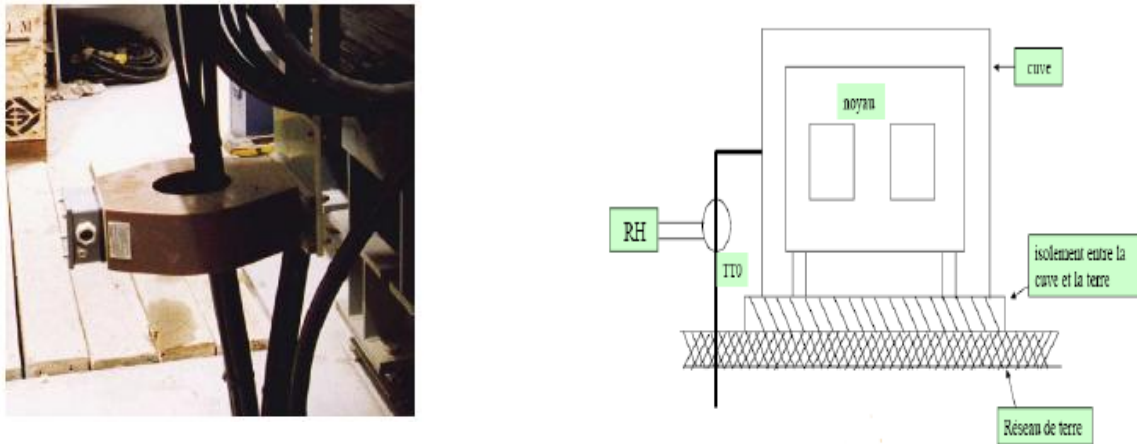


Fig.2.3: Placement de TC tore.

2.2.1.3. La protection thermique :

Elle est utilisée pour protéger les machines (moteur, alternateur et le transformateur de puissance) contre les surcharges. Pour détecter l'existence d'une surcharge, elle fait une estimation de l'échauffement des bobines primaire et secondaire à protéger à partir de la mesure du courant.

La protection détermine l'échauffement E des transformateurs à partir d'un modèle thermique défini par l'équation différentielle suivante :

$$\tau \cdot \frac{dE}{dt} + E = \left(\frac{I}{I_n}\right)^2 \quad (2.1)$$

Avec: E : Échauffement,

τ : Constante de temps thermique du transformateur,

I_n : Courant nominal,

I : Courant efficace.

L'apport calorifique par effet Joule $R \cdot I^2 \cdot dt$ est égal à la somme de (Fig.2.4) :

- 1- L'évacuation thermique de transformateur par convection avec le milieu extérieur (T_e),
- 2- La quantité de chaleur emmagasinée (T_i) par le transformateur par élévation de sa température.

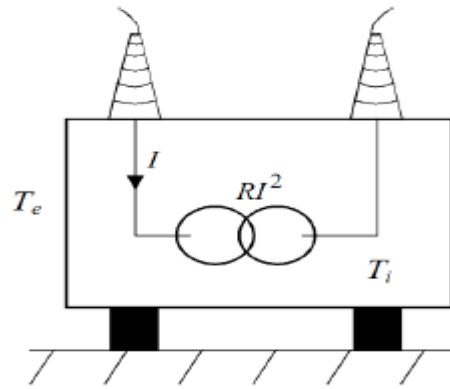


Fig.2.4: Différentes températures au transformateur.

2.2.1.4. La protection par DGPT :

Le DGPT (Détecteur Gaz, Pression et Température) est un dispositif de protection utilisé pour le transformateur isolement liquide. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles que émission de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total. Pour un défaut grave, le dégagement gazeux est recueilli en un point haut au relais, une accumulation trop importante provoque une alarme.

2.2.2. Protection externe :

2.2.2.1. Protection a maximum de courant :

Le transformateur HTB/HTA sera en général protégé par deux protections à maximum de courant, Protection coté haute tension (HTB) et Protection coté moyenne tension (HTA).

A) Protection max i côté HTB :

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections maximum de courant coté HTA, un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit:

$$I \text{ réglage} = 2 I_{n1} \quad \text{Temps} = 2.5 \text{ sec}$$

Où, I_{n1} : est le courant nominal du transformateur côté HT.

B) - Protection max i côté HTA :

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections de ligne MT.

Elle sera à un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit:

$$I_{\text{réglage}} = (1.3 \text{ à } 1.4) I_{n2} \quad \text{Temps} = 2.0 \text{ sec}$$

Où, I_{n2} : est le courant nominal du transformateur côté HT.

Le choix du temps d'intervention est déterminé aussi bien par l'impératif d'assurer la sélectivité avec la protection de la ligne MT que par la nécessité de permettre la surcharge du transformateur durant d'un court laps du temps, suffisant à l'accomplissement des transferts de charge.

2.2.2.2. Protection de neutre HTA :

La protection coté haute tension sera à deux seuils d'intervention à temps constant, le premier seuil devra être réglé à :

$$I_{\text{réglage}} = (2 \text{ à } 3) I_{n1} \quad \text{Temps} = 0.8 \text{ sec}$$

si on a un seul disjoncteur en aval du disjoncteur au départ MT

où: $t = 0.5 \text{ sec}$, si on n'a aucun disjoncteur en aval,

I_{n1} : est le courant nominal du transformateur coté HT.

Il est réglé de façon à intervenir pour des courts-circuits intéressant du transformateur, tout en gardant la sélectivité avec les lignes MT.

Il constitue aussi la réserve de la protection de la ligne dans les limites permises par son réglage.

Le second seuil devra être réglé à:

$$1.3 S_{nT} \cdot \frac{100}{\sqrt{3}} \cdot V_{n1} V_{cc} \quad \text{Temps} = 0.0 \text{ sec}$$

où,

1.3 : Coefficient d'insensibilité au défaut MT,

S_{nT} : Puissance nominale du transformateur en VA,

V_{cc} : Tension de court-circuit du transformateur en %,

V_{n1} : Tension composée nominale du transformateur côté HT en Volte,

I_{n1} : Courant nominal du transformateur côté HT en Ampère.

Le deuxième seuil, côté HT, a pour but d'éliminer rapidement les courts-circuits sur le primaire du transformateur et son courant d'intervention est tel qu'il n'est pas sensible aux courts-circuits dans la tranche MT.

Ce relais est prévu pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes transformatrices et les barres MT contre les défauts à la terre. Il réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs MT. Le réglage de cette protection est choisi inférieur au courant de réglage homopolaire du départ MT le plus bas réglé.

$$I_{\text{réglage}} = 0.95 I_{RH} \qquad \text{Temps} = T_{MT} + \Delta T$$

Avec :

I_{RH} : Le courant du départ le plus bas réglé,

T_{MT} : Temporisation la plus élevée sur les départs MT.

L'action de cette protection est instantanée. Son seuil de fonctionnement est choisi égal à 5 % du courant de défaut monophasé au primaire du transformateur (coté HT).

$$I_{\text{réglage}} = 0.05 I_{cc\text{-mono}} \qquad \text{Temps} = 0 \text{ sec}$$

2.2.2.3. Protection contre la surtension :

Le rôle des parafoudres et des éclateurs de protection est de protéger le transformateur contre les surtensions excessives dont l'origine peut être :

- ✓ Soit les manœuvres de disjoncteurs dans des circonstances particulières,
- ✓ Soit les coups de foudre en ligne,
- ✓ Soit un défaut d'isolement en ligne etc.

Les parafoudres doivent être choisis, ou l'écartement des éclateurs réglé, de façon telle que la tension maximale qui atteint le transformateur soit, au plus, égale à 80% de la tension d'essai correspondante. Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger : les éclateurs sont généralement disposés sur les traversées elles-mêmes du transformateur, les parafoudres sont parfois accrochés à la cuve du transformateur. Dans le cas contraire, en effet, des réflexions d'ondes sur les lignes avec formation de nœuds et ventres peuvent réduire très sensiblement leur efficacité. Les éclateurs de protection sont

moins fidèles que les parafoudres, en ce sens que la dispersion des tensions d'amorçage en fonction des conditions atmosphériques, ou de la forme de l'onde, est bien supérieure à celle des parafoudres. En outre, un arc amorcé entre les électrodes d'un éclateur ne s'éteint pas toujours de lui-même lorsque la tension appliquée redevient normale. Les éclateurs doivent donc être utilisés conjointement avec un dispositif de protection contre les défauts à la terre extérieurs à la cuve du transformateur.

2.2.2.4. Protection différentielle :

La protection différentielle est obtenue par la comparaison de la somme des courants primaires à la somme des courants secondaires. L'écart de ces courants ne doit pas dépasser une valeur i_0 pendant un temps supérieur à t_0 , au-delà il y a déclenchement.

La protection différentielle du transformateur est une protection principale aussi importante que les protections internes du transformateur. Cette protection a une sélectivité absolue, il lui est demandé, en plus, d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur.

Cette protection s'utilise :

- ✓ Pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal,
- ✓ Pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

La stabilité de la protection différentielle est la capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée même si un courant différentiel est détecté :

- ✓ Courant magnétisant de transformateur,
- ✓ Courant capacitif de ligne,
- ✓ Courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

Principe :

Cette protection compare les courants entrants et sortants du transformateur.

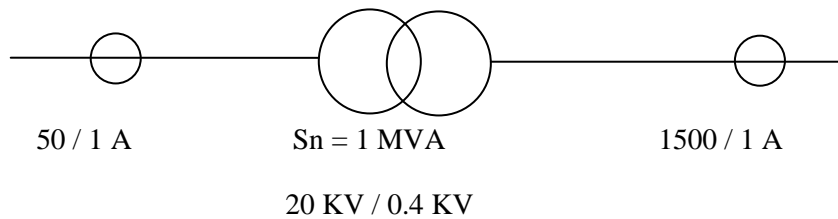
La somme, en absence de défaut, est nulle (somme de 2 ou 3 entrées si 2 ou 3 enroulements).

Cette protection doit tenir compte des phénomènes liés à son utilisation :

* rattrapage de l'argument dû au couplage du transformateur principal.

* adaptation des modules à une comparaison en amplitude (les TC des 2 côtés du transformateur ont des valeurs normalisées qui ne correspondent pas rigoureusement à I_{np} et I_{ns}).

Exemple :



Calcul des courants :

En 20 kV:

$$I_{ntr} = 1000 / (20 \times \sqrt{3}) = 28.87 \text{ A}$$

Avec un TC de rapport 50 / 1 A, $i_{np \text{ BT}} = 28.87 / 50 = 0.577 \text{ A}$

En 0.4 kV:

$$I_{ntr} = 1000 / (0.4 \times \sqrt{3}) = 1443.4 \text{ A}$$

Avec un TC de rapport 1500 / 1 A, $i_{ns \text{ BT}} = 1443.4 / 1500 = 0.962 \text{ A}$

La protection devra comparer $I_{ntr} = 0.577 \text{ A}$ et $I_{ns} = 0.926 \text{ A}$ et les ajuster au calibre différentiel du relais (1 A par exemple).

Pour cela le courant d'entrée I_{ntr} sera majoré par $1 / 0.577 = 1.73$ et I_{ns} par $1 / 0.962 = 1.08$

Nota : Dans les protections modernes le rattrapage en module et argument est intégré dans la protection.

* En régime de fonctionnement stable, le seuil de sensibilité devra tenir compte:

✓ des courants mesurés d'un seul côté (courant magnétisant < 3%).

* En régime de fonctionnement stable, le seuil de sensibilité devra tenir compte des erreurs provoquées par:

- ✓ erreurs différentielles des TC (< 10%)
- ✓ erreur propre de la protection (< 5%)
- ✓ présence éventuelle d'un régleur en charge qui fait varier un seul courant (primaire ou secondaire suivant sa position).

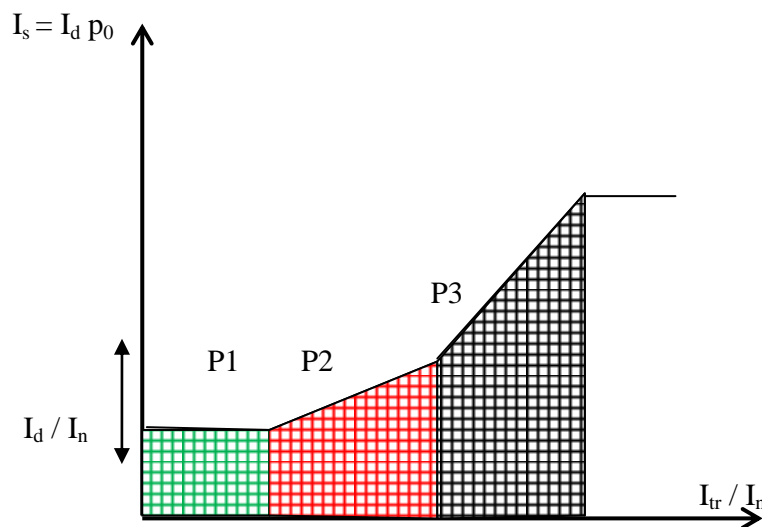
Caractéristique de déclenchement :

Supprimer les risques de déclenchements intempestifs dûs à la saturation éventuelle des TC d'un seul côté, sur défaut traversant, la caractéristique devra être à pourcentage:

Le seuil est relevé en fonction du courant traversant :

Grande sensibilité pour courant de défaut faible. Stabilité (sensibilité moindre pour augmentation du courant traversant).

Courant traversant $I_{tr} = (I_{nptr} + I_{nstr}) / 2$



Valeurs de réglages conseillées :

I_d / I_n sans régleur en charge = 20%

I_d / I_n avec régleur en charge = 30 à 40% (suivant le nombre de prises)

(1) I_{tr} / I_n de 0 à 0.5, Pente $P = 0$

(même seuil ampérométrique changement de pente à $I_{tr}/I_n = 0.5$).

(2) I_{tr} / I_n de 0.5 à 2.5, Pente $P = 20\%$

(seuil ampère-métrique à pourcentage, changement de pente à $I_{tr}/I_n = 2.5$).

(3) I_{tr} / I_n de 2.5 à 12, Pente $P = 50\%$

(seuil ampère-métrique à pourcentage, changement de pente à $I_{tr}/I_n = 12$).

$I_{tr}/I_n > 12$, Pente $P = 0$ (même seuil ampère-métrique, 12 est la valeur maximum du courant traversant pour $U_{cc} = 8.5\%$).

Equations de fonctionnement :

I_s = seuil de fonctionnement du relais.

I_d = seuil de courant différentiel (réglage).

I_{tr} = courant traversant.

I_n = courant nominal.

$$(1) (I_s/I_n) = (I_d/I_n)$$

$$(2) (I_s/I_n) = (I_d/I_n) + [(I_{tr}/I_n) - 0.5] \times 0.1$$

$$(3) (I_s/I_n) = (I_d/I_n) + [(2.5 - 0.5) \times 0.1] + [(I_{tr}/I_n) - 2.5] \times 0.3$$

2.3. Condition de base de la protection différentielle:

Les conditions de base du système de protection différentielle sont comme suivent :

Fiabilité : Elle peut être défini comme la capacité de fonctionnement du système de protection quand le défaut se produit sur le système. Ici nous avons deux aspects différents, le premier est la fiabilité (ou disponibilité) du système de protection qui signifie que le système de protection doit fonctionner dans des conditions de panne.

Le second est la sécurité qui signifie que le système de protection ne doit pas fonctionner dans les conditions normales où le défaut est externe [31]. La fiabilité peut être réalisée en choisissant les composants fiables pour toute la chaîne à savoir :

A. Transformateur.

B. Relais protecteurs.

C. Câblage du système de protection.

D. Circuits de commande.

E. Approvisionnements de puissance auxiliaire.

Sélectivité : C'est la capacité du système de protéger et d'isoler seulement la partie défectueuse de sorte que la pièce restante reliée toujours au système selon cette condition que le système d'alimentation continuera la fourniture d'énergie à toutes les parties saines du système.

Sensibilité : C'est la capacité du système de protection de détecter la réponse à tout défaut à un point quelconque sur la zone protégée dans toutes les conditions de fonctionnement.

Vitesse : Le système de protection doit se déclencher pour les défauts instantanément (c.-à-d sans retard de temps) sur tout pour les courants graves de court-circuit. Pour réduire au minimum les dommages dans le système d'alimentation. Pour fournir la stabilité pour le système d'alimentation.

Simplicité : Un système de relais protecteur devrait être maintenu simple et direct tout en accomplissant ses buts prévus. Chaque unité ou composant supplémentaire, peuvent offrir l'amélioration de la protection mais n'est pas nécessairement à la base des conditions de protection. Chaque addition fournit une source possible de problème et d'entretien supplémentaire.

Économie : Il est fondamental qu'il faut obtenir une protection maximale pour un coût minimum. Le système qui à coût de protection minimum peut ne pas être le plus fiable ; en outre, il peut entraîner de plus grandes difficultés dans l'installation et l'opération, aussi bien que des coûts de maintenance plus élevés. Des coûts de protection sont considérés haute une fois qu'ils devrait être évalué à l'encontre du coût élevé de l'équipement qu'ils se protègent, et du coût d'une panne ou d'un équipement protégé par la protection inexacte [32].

2.3.1. Les composantes principales de la protection différentielles

Les composantes principales de la protection différentielle sont :

1. Transformateur de Courant (T.C) :

1. C'est est un transformateur d'instrument qui est particulièrement conçu pour refléter exactement les images des courants primaire et secondaire, dans des dispositifs régulateurs,

des relais de contrôle, et des relais de protection, où son courant de sortie évalué est (A) pour des systèmes de distribution et (1A) pour des systèmes de transport.

2. Conducteur :

Ce sont les fils qui reliaient les transformateurs de courant aux relais différentiel.

3. Disjoncteur :

C'est un dispositif de déclenchement utilisé pour l'interruption de l'écoulement du courant pour actionner des parties du système (commutation) en conditions normales ou en conditions de pannes [33].

4. Relais Différentiels :

C'est un type de relais qui compare le courant du côté primaire et du côté secondaire du transformateur de puissance ou de n'importe quel dispositif protégé.

2.3.2. Types de relais différentiels

Il y a divers types de relais différentiels :

A. Relais différentiel de Courant

B. Relais de faisceau décentré ou relais différentiel de pourcentage

C. Relais différentiel d'équilibre de tension

On a parlé et détaillé la première type

2.3.2.1. Relais différentielle de courant :

La plupart de ce genre de relais différentiel comprenant des:

1. Relais.

2. Deux transformateurs de courant : ce qui relié l'un de l'autre de côtés de la section à protéger ils sont de même rapport.

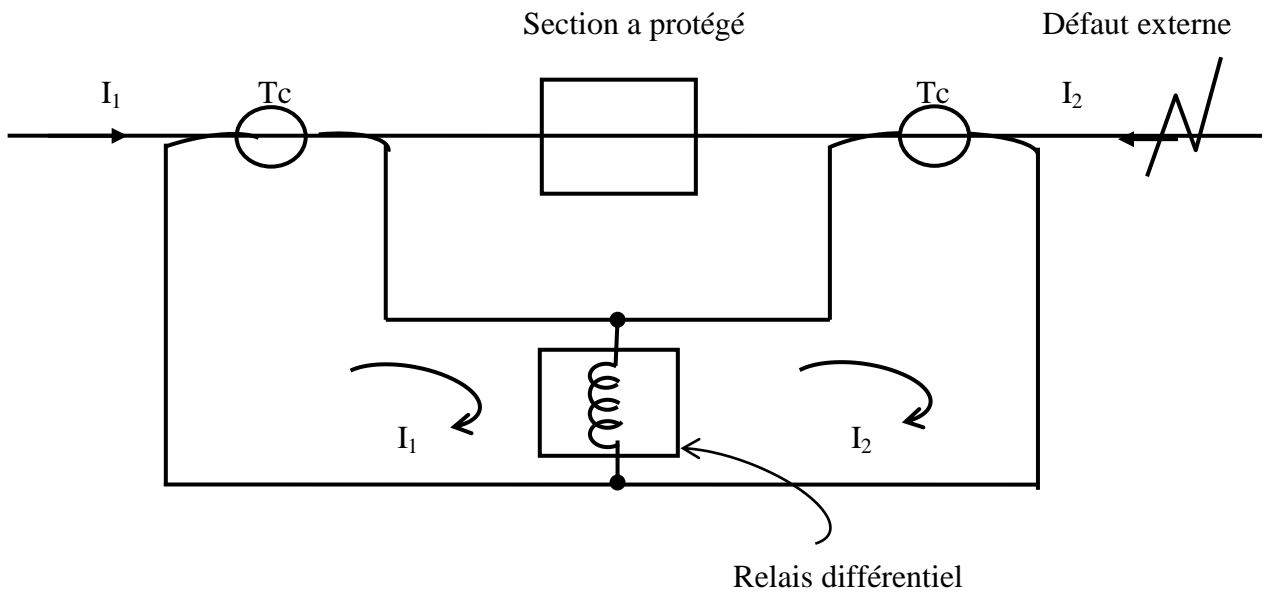


Fig (2.5) : Relais différentiel défaut externe.

Les secondaires du transformateurs de courant sont reliés en série ainsi les courants induits sont égaux. Supposons qu'il y a un défaut externe est service au point (b). Les courants aux secondaires resterons égaux, aucun courant traverse la bobine d'opération du relais.

Par conséquent le relais sera inopérant. Ainsi le relais ne peut pas fonctionner s'il y a un défaut externe.

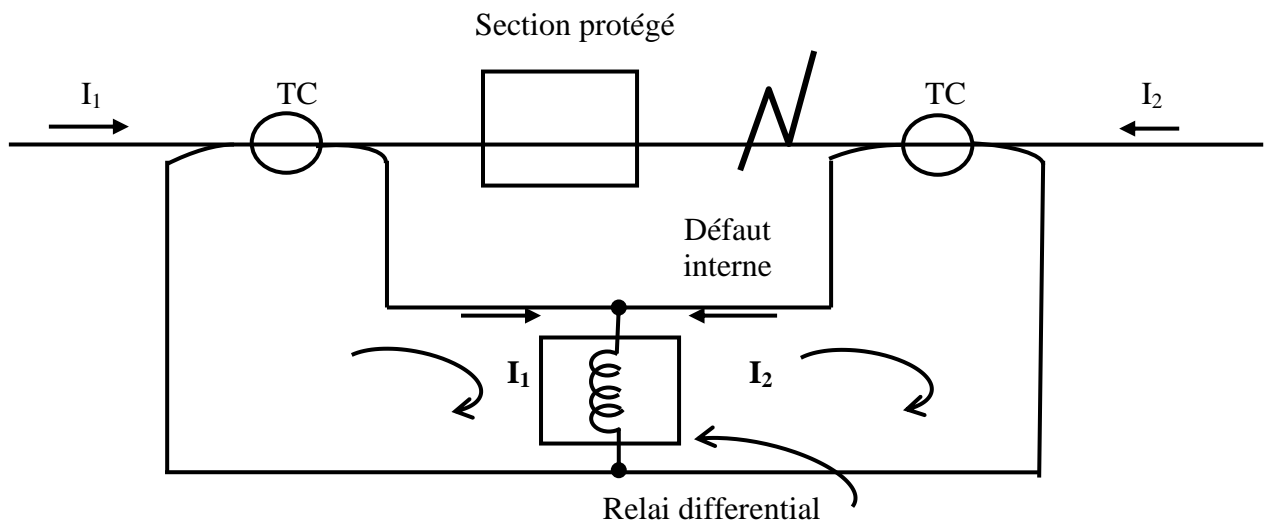


Fig (2.6): défaut interne

Le courant qui traverse les deux côtés des secondaires des T.C ne sont pas égaux. Le courant traversant la bobine du relais est maintenant (I_1+I_2) , ce fonctionnement à cause du relais. Les inconvénients de ce relais sont :

1. Les transformateurs de courant sont reliés par des câbles appelés des câbles pilotes.

L'impédance de tels câbles pilotes cause généralement une légère différence entre les courants aux extrémités de la section protégée. Un relais sensible peut fonctionner à une différence très petite dans les deux courants, bien qu'il n'y ait aucun défaut.

2. Dans des conditions de panne les transformateurs de courant peuvent être saturés et causer les courants secondaires inégaux. La différence entre les courants peut approcher la valeur de sélection pour causer l'opération inexacte du relais.

3. Sous des écoulements actuels lourds, la capacité de câble pilote peut causer le fonctionnement inexact du relais [34].

2.4. Conclusion :

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

CHAPITRE 03

Relais de protection différentiel numérique du transformateur de puissance

Dans ce chapitre, une amélioration de la fiabilité du relais différentiel numérique pour protéger un transformateur de grande puissance. Premièrement, les coefficients de sinus et de cosinus de Fourier requis pour la détermination des harmoniques fondamentale, seconde, troisième et cinquième ont été calculés en utilisant une technique de transfert rectangulaire. Ensuite, ces harmoniques ont été utilisées dans les harmoniques retenant et bloquant les techniques utilisées dans le système de protection différentielle.

3.1.Introduction :

Un transformateur de puissance est la plupart du temps protégé contre les défauts internes en utilisant une protection différentielle ce qui est sensible et une technique de compensation rapide. Cette technique de protection détecte le courant différentiel non nul, puis active un disjoncteur qui déconnecte le transformateur.

Cependant, ce courant différentiel non nul peut être produit par l'aimantation du transformateur, en raison appelé courant d'appel ou surexcitation, et peut provoquer le fonctionnement du système de protection.

La protection différentielle convertit les courants primaires et secondaires en base commune et les compare. La différence entre ces courants est petite pendant le fonctionnement normal. Elle est également petite pour les défauts externes, mais elle est plus grande que la différence pour le fonctionnement normal.

3.2.Problème dans la protection différentielle :

Il ya beaucoup de défis pour assurer la protection différentielle fiable et sûre quand la zone protégée inclut un transformateur de puissance. Nous discuterons chacune de ces derniers en détail :

3.2.1. Différence dans des longueurs de fil pilote :

Les transformateurs de courant, les relais, et la machine à protéger sont situés à différents sites et normalement il n'est pas possible de relier la bobine de relais aux points équipotentiels.

La difficulté est surmontée en reliant les résistances réglables en série aux fils pilotes. Ceux ci sont ajustés sur le site pour obtenir les points équipotentiels [35].

3.2.2. Erreurs de rapport de TC pendant les court-circuit :

Le transformateur de courant peut avoir rapport presque égal au courant normal. Mais de court-circuit ; les courants primaires sont très grands. Les erreurs de rapport des TC de chaque côté diffèrent pendant ces états dus à :

1- La différence inhérente du TC, caractéristique résultante de la différence en circuit magnétique des conditions de saturation etc.

2- Composants inégaux de C.C dans les courants de court-circuit.

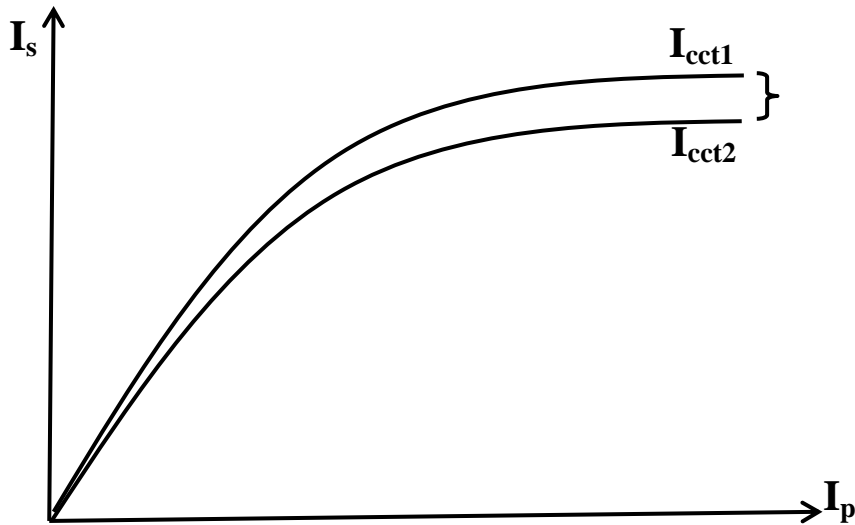


Fig. 3.1: L'erreur entre I_{cct1} et I_{cct2}

3.2.3. Saturation des circuits magnétiques de T.C pendant l'état de court-circuit :

En raison de ces causes que le relais peut fonctionner même pour un défaut externe. Le relais peut perdre sa stabilité pour les défauts traversant.

Pour surmonter cette difficulté, (Le relais différentiel de pourcentage) ou (le relais différentiel décentré) est employé. Il s'agit essentiellement d'un relais de courant différentiel circulant avec la bobine de retenue supplémentaire. Le courant circulant dans la bobine de retenue est proportionnelle à $(I_1 + I_2)/2$, et ce courant de retenue empêche l'opération en cas de défauts externes. Parce que, avec l'augmentation du courant, les retenues couple augmente et $(I_1 - I_2)$ découle une différence dans le rapport de TC ne suffit pas à provoquer le fonctionnement du relais.

3.2.4. Taux -change à la suite du changement de taraudage (Tap - Modification) :

Tous les grands transformateurs de puissance modernes sont équipés de la vitesse de rapport de surcharge. Les rapports de TC ne s'assortissent pas de ce fait avec les nouveaux arrangements de robinet, ayant pour résultat le courant en fils pilotes même pendant l'état sain [36]. Cet aspect est pris en compte par le relais différentiel décentré.

3.2.5. Courants dans un transformateur Δ - λ (détail des courants de phase) :

Rapport de transformateur de puissance:

$$T_R = \frac{KV1}{KV2} = \frac{N1}{\sqrt{3}(N2)}$$

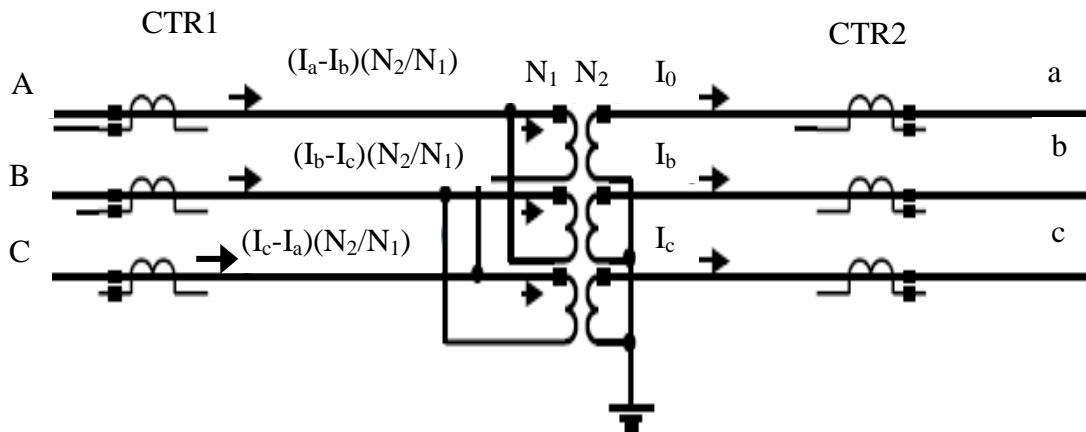


Fig. 3.2. Courants dans un transformateur Δ - λ

Notez : $(\bar{I}_a - \bar{I}_b) = \sqrt{3}\bar{I}_a < 30^\circ$

Ceci montre la relation entre les courants dans chaque côté du transformateur de puissance. A noter que le rapport de transformation n'est pas le même que le rapport du transformateur. C'est la racine carrée de 3 facteurs. Notez aussi qu'il y a un décalage de phase de 30 degrés entre la basse tension et courants secondaires à haute tension.

3.3. Courant d'appel magnétisation :

L'une des principales préoccupations en matière de protection différentielle de cette composante particulière de systèmes d'énergie réside dans la discrimination précise et rapide entre le courant d'appel magnétisant et le courant différentiel des défauts internes. C'est parce que le courant d'appel de magnétisation, qui se produit au cours de la mise sous tension du transformateur, résulte généralement du courant de pleine charge et peut donc causer des mal-fonctionnement des relais. Une telle mauvaise opération de relais différentiels peut affecter à la fois la fiabilité et la stabilité de l'ensemble du système d'alimentation.

3.3.1. Méthodes de minimiser l'effet de courants d'appel :

Pour réduire au minimum l'effet du courant d'appel, nous emploierons la méthode suivante :

Nous devons utiliser un relais différentiel biaisé et de réglage (15- 45)% .

- Le délai pour l'égalité des relais (45) ms environ.
- L'alimentation du relais par filtre pour éliminer l'effet des harmoniques (2ème et 3ème harmoniques) [37].

3.3.2. Solutions de relais au problème du courant d'appel :

Puisque le courant d'appel existe seulement du côté de source du transformateur, le courant d'appel apparaîtra dans le circuit différentiel et actionnera le relais. Il y a plusieurs solutions à ce problème, qui sont quelque peu complexes et chères :

1. Annulation même d'harmonique.
2. Harmonique de retenue.
3. Blocage harmonique.
4. Blocage de résonance.
5. C.C. Bias.
6. C.C Block.

La théorie de courant d'appel magnétisant sur T.C est considérée en détail comme suivant :

1. Annulation même d'harmonique :

En raison de l'état saturé du fer du transformateur, la forme d'onde du courant d'appel est fortement déformée; figure (3.3) montre une forme d'onde typique pour appel maximum.

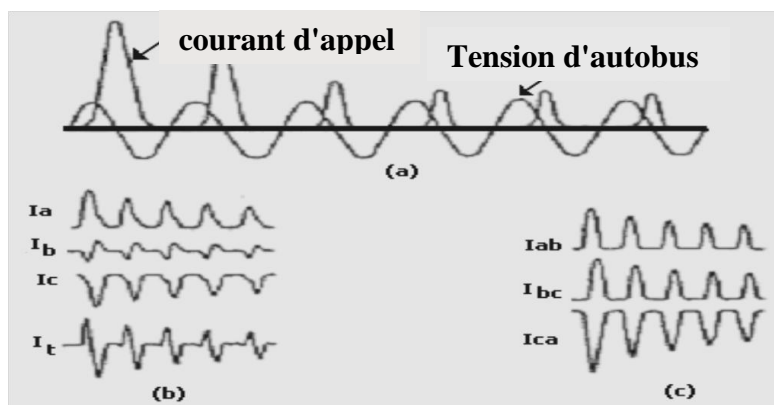


Fig. 3.3 : forme d'onde typique de courant d'appel. (A) théorique; (B) les courants réels en enroulements connectés λ ; (C) les courants réels en enroulements connectés Δ .

Le composant de C.C varie entre et 40% 60%, le deuxième harmonique entre (30% ,70%) le troisième harmonique entre (10% et 30%). Les autres harmoniques sont progressivement moins, la gamme selon l'équipement dans le circuit, par exemple ondulation de dent d'un générateur.

Le troisième harmonique et ses multiples n'apparaissent pas dans les fils du TC puisque les composants circulent dans l'enroulement de Δ du transformateur de TC relié par Δ du côté de λ les composants et même des harmoniques de C.C peuvent être décommandés dans le circuit

de fonctionnement d'un relais de pont en redresseur et être ajoutés dans la contrainte. Ceci laisse seulement le 5ème, le 7ème, etc., qui peuvent être ignorés en raison de leur petite amplitude ou être bloqués par un filtre approprié.

L'analyse de la forme d'onde indique qu'il y a une importante quantité de deuxième harmonique sous cette forme d'onde. Beaucoup de relais différentiels de transformateur emploient cette deuxième signature harmonique pour empêcher le fonctionnement du relais. Figure (3.4) prouve que tant que le rapport du deuxième par rapport au principe fondamental dépasse un seuil, le relais bloquera le déclenchement de son élément sensible au différentiel.

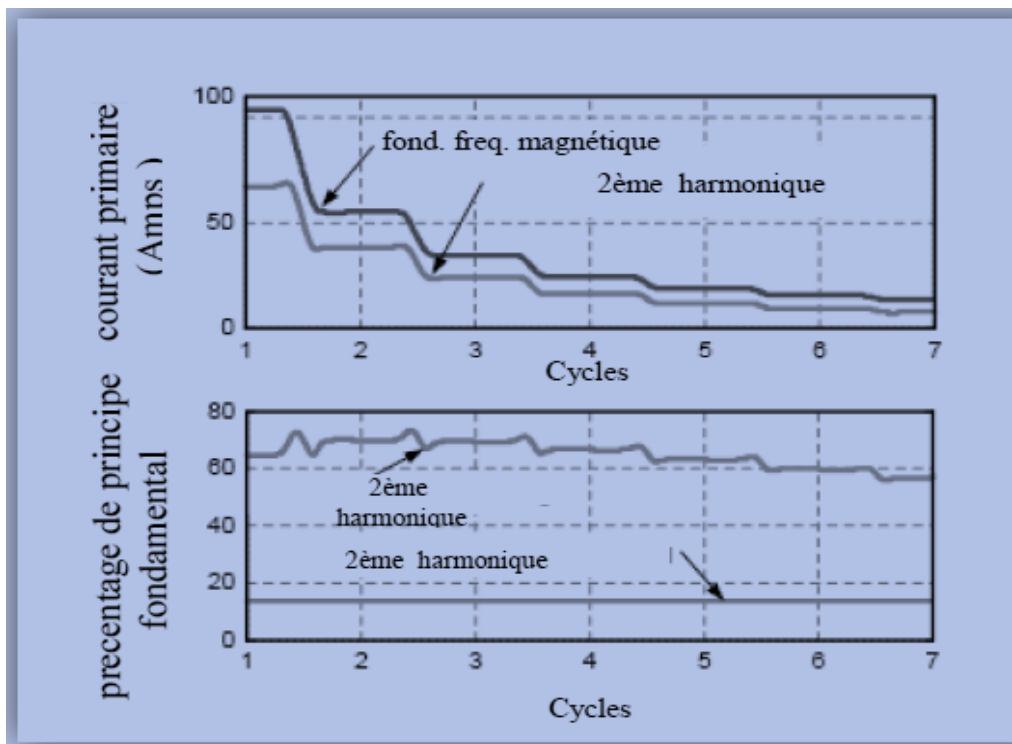


Fig.3.4. Seconde harmonique par l'analyse de la forme d'onde

3.4. Algorithme de courant de magnétisation:

Dans un grand transformateur de puissance, toute action de commutation peut produire un fort pic de courant dû à la saturation du noyau de fer du transformateur. En raison de cette saturation du noyau, le courant d'appel contient, en plus des composants harmoniques, un courant continu décroissant. Par conséquent, le courant d'appel peut être modélisé comme suit [38] :

$$i(t) = I_0 \exp(-\lambda t) + \sum_{K=1}^n I_k \sin(K\omega t + \theta_k) \quad 3.1$$

k détermine l'ordre des harmoniques, et ω_1 est la fréquence de la composante fondamentale. Le courant continu décroissant peut être représenté par une expansion de Taylor de deux termes:

$$I_0 \exp(-\lambda t) \approx I_0 - I_0 \lambda t \quad 3.2$$

Si l'on suppose que le courant d'appel ne contient pas plus de cinq harmoniques, l'équation (3.1) devient:

$$I_0 - I_0 \lambda t = \sum_{k=1}^n I_k \cos \theta_k \sin (K \omega t) \quad 3.3$$

Soit $X(t)$ un processus aléatoire stationnaire avec une moyenne nulle et supposons qu'un enregistrement $X(t)$, de longueur T , soit disponible. On doit supposer que l'enregistrement est échantillonné à des intervalles équidistants Δt de temps t_j , de sorte qu'il y a $n = \frac{T}{\Delta T}$ échantillons (dans ce cas $n = 12$). A partir des échantillons, les coefficients de sinus et de cosinus de Fourier $X(t_j)$ peuvent être définis par les relations habituelles données par:

$$S_K = \sum_{j=0}^{n-1} X t_j \sin(\omega k j \Delta T) \quad 3.4$$

$$C_K = \sum_{j=0}^{n-1} X t_j \cos(\omega k j \Delta T) \quad 3.5$$

$$\omega_k = \frac{2\pi k}{T}$$

Si les termes sinus et cosinus des équations (3.5) et (3.4) sont remplacés par leurs fonctions rectangulaires équivalentes, alors le terme de transformée rectangulaire correspondant sera noté:

$$S'_K = \sum_{j=0}^{n-1} X t_j \operatorname{sgn}[\sin(\omega k j \Delta T)] \quad 3.6$$

$$C'_K = \sum_{j=0}^{n-1} X t_j \operatorname{sgn}[\cos(\omega k j \Delta T)] \quad 3.7$$

Considérant que $X(t_j)$ sont les 12 derniers courants différentiels avec une fréquence d'échantillonnage de 600 Hz. Ainsi [39] les coefficients de Fourier peuvent être obtenus à partir des coefficients rectangulaires comme:

$$S_K = A^{-1} S'_K \quad 3.8$$

$$C_K = B^{-1} C'_K \quad 3.9$$

où A et B sont des matrices éparées, plus de détails sur cette théorie sont donnés [40]. Donc, en supposant qu'aucun alias, les coefficients de Fourier peuvent être exprimés comme suit:

$$S_1 = S'_1 - \left(\frac{1}{3}\right) S'_3 - \left(\frac{1}{5}\right) S'_5 \quad 3.10$$

$$C_1 = C'_1 - \left(\frac{1}{3}\right) C'_3 - \left(\frac{1}{5}\right) C'_5 \quad 3.11$$

$$S_2 = S'_2, S_5 = S'_5, \text{ et } C_5 = C'_5$$

Afin d'améliorer la vitesse de traitement, les quantités $1/3$ et $1/5$ peuvent être générées par des déplacements arithmétiques plutôt que par des divisions matérielles.

Les formulations modifiées des quantités ci-dessus sont mises en œuvre sous la forme suivante [41] :

$$S_1 = S'_1 - \left(\frac{1}{2} \frac{2}{16}\right) S'_3 - \left(\frac{1}{4} \frac{1}{32}\right) S'_5 \quad 3.12$$

$$C_1 = C'_1 - \left(\frac{1}{2} \frac{2}{16}\right) C'_3 - \left(\frac{1}{5}\right) C'_5$$

$$S_2 = \left(1 + \frac{1}{16}\right) S'_2$$

$$C_2 = \left(1 - \frac{1}{16}\right) C'_2$$

$$S_5 = \left(1 + \frac{1}{16}\right) S'_3$$

$$C_5 = \left(1 - \frac{1}{16}\right) C'_5$$

Les composants harmoniques sont:

$$I_1 = \frac{2}{12} [S_1^2 + C_1^2]^2 \quad 3.13a$$

$$I_2 = \frac{2}{12} [S_2^2 + C_2^2]^2 \quad 3.13b$$

$$I_5 = \frac{2}{12} [S_5^2 + C_5^2]^2 \quad 3.13c$$

Après extraction des composantes fondamentale, deuxième et cinquième harmonique, ces composantes harmoniques seront utilisées pour produire un signal de retenue pouvant être utilisé pour bloquer le relais. Sinon, pour un défaut interne, le relais fonctionne.

3.5. Mise en œuvre du système de protection différentielle numérique :

L'approche décrite ci-dessus a été implémentée en utilisant Matlab / Simulink avec la boîte à outils nécessaire. Le logiciel Matlab / Simulink, puissant logiciel, a été utilisé pour la mise en œuvre ainsi que pour les tests et la simulation.

3.5.1. Paramètres du relais différentiel:

Les systèmes de protection différentielle à basse impédance ont généralement 3 à 5 réglages requis pour définir correctement les caractéristiques de retenue du relais (voir Fig.3.7).

La discussion qui s'ensuivra portera principalement sur la protection différentielle pour les transformateurs de puissance , Où I_{Dmin} = courant différentiel minimum (secondaire) requis pour faire fonctionner le relais.

I_{PT1} = point tournant 1.

I_{PT2} = point tournant 2.

S1 = Réglage de la pente 1.

S2 = Réglage de la pente 2

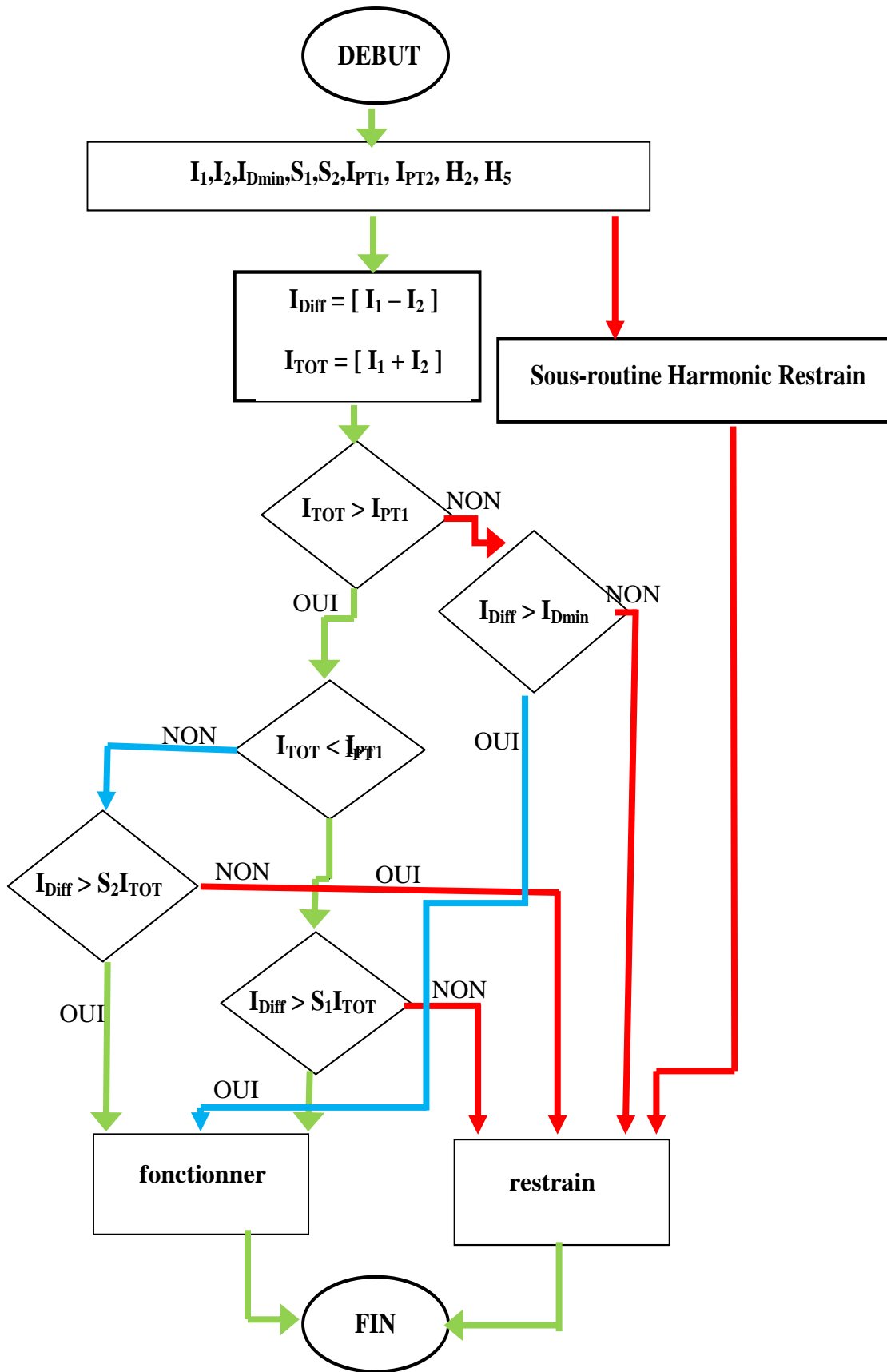


Fig 3.5. Diagramme d'algorithme de protection

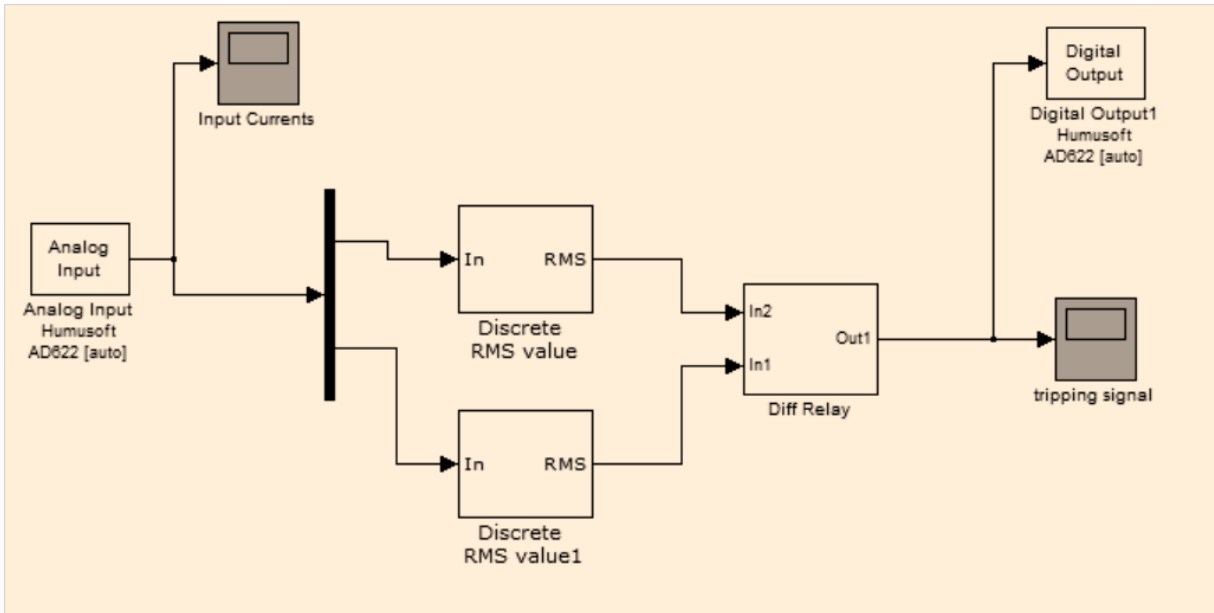


Fig 3.6. Relais différentiel Modèle Simulink en temps réel

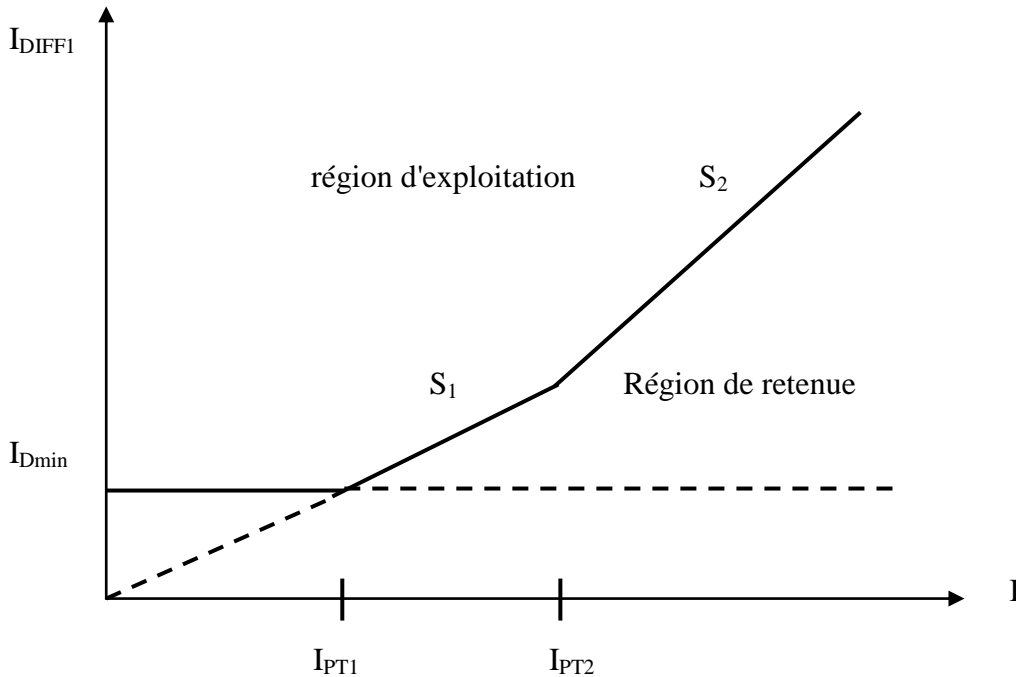


Fig.3.7. Caractéristique typique de retenue et de fonctionnement d'un relais différentiel.

I : Courant total à travers le système différentiel, mesure de la charge du système.

I_{diff} : Pour une valeur donnée de I_{TOT} , il s'agit du courant de retenue appliqué par le relais ou en variante, le courant différentiel minimum requis pour faire fonctionner le relais.

Les paramètres à prendre en compte sont I_{Dmin} , I_{PT1} , I_{PT2} , $S1$ et $S2$. En outre, la deuxième harmonique (H2) et la cinquième harmonique (H5) peuvent être utilisées lorsque la technique de retenue harmonique. Ce sont des représentations génériques des paramètres. Ils différeront d'un fabricant à l'autre. Où il y a deux droites données avec une pente de $S1 = 0.25$ et une

pende de $S2 = 0.6$, qui va de I_{rt0} à I_{rt1} et de I_{rt1} à I_{rt2} , respectivement, et une ligne horizontale définissant le courant de démarrage minimum du relais, $ID_{min} = 0.3A$. La région de fonctionnement du relais est située au-dessus de la pente, et la région de retenue est en dessous de la pente. Le modèle de pourcentage à double pente ajoute une zone de restriction et évite les dysfonctionnements causés par la saturation. Par rapport à un système à pourcentage de pente unique, la protection différentielle de courant à deux pentes peut être considérée comme une meilleure adaptation de la courbe des principes opérationnels du transformateur [42.43].

3.6. Courant d'appel :

Un courant d'appel est la surtension du courant transitoire qui apparaît dans un transformateur en raison des conditions d'appel et de surexcitation. La tension d'excitation appliquée au primaire du transformateur oblige le flux à atteindre une valeur théorique maximale du double du flux en régime permanent plus la réminiscence ;

$$\Phi_{max} = 2\Phi_m + \Phi_R \quad (3.14)$$

Par conséquent, le transformateur est fortement saturé et attire plus de courant, ce qui peut être supérieur à la pleine charge nominale des enroulements du transformateur. Même s'il est généralement considéré comme le résultat de l'excitation du transformateur, le courant d'appel magnétisant peut également être causé par:

- apparition d'un défaut externe,
- récupération de tension après avoir effacé un défaut externe,
- changement du type d'un défaut,
- mise sous tension d'un transformateur en parallèle avec un transformateur déjà en service.

L'un des types les plus importants de la protection différentielle du transformateur est le pourcentage protection différentielle basée sur la comparaison des courants primaire et secondaire du transformateur. Lorsque ces courants s'écartent d'une relation prédéfinie, un défaut interne est détecté et le transformateur est mis hors tension. Cependant, pendant les conditions d'appel de magnétisation primaire transitoire, le transformateur peut transporter un courant primaire très élevé et aucun courant secondaire n'apparaît. Le courant différentiel résultant peut fausser le disjoncteur du transformateur.

Probablement chaque utilitaire a connu une fausse opération du relais différentiel au moment de la mise sous tension d'un transformateur de puissance. Au fil des ans, de nombreuses méthodes différentes pour empêcher le fonctionnement différentiel des relais pendant l'appel d'urgence ont été développées, telles que:

- Blocage croisé : C'est une méthode qui bloque tout signal de déclenchement si un relais détecte un appel actuel. Tous les relais qui utilisent des méthodes de détection d'appel à phase unique peuvent utiliser blocage croisé.
- Limitation de courant harmonique: C'est la méthode la plus courante et largement utilisée pour détection du courant d'appel dans le transformateur de puissance. Un schéma actuellement utilisé est basé sur le principe de la deuxième retenue des harmoniques.

La technique la plus couramment utilisée pour éviter les faux déclenchements au cours de ce qui précède la condition est l'utilisation de la deuxième et cinquième retenue harmonique. Si le deuxième et le cinquième harmonique du courant différentiel dépassent des pourcentages prédéfinis du courant fondamental, le courant d'appel est détecté et le relais de déclenchement est bloqué [44]. L'amplitude de la seconde harmonique dans le courant de défaut peut être proche ou supérieure à celle présente dans la magnétisation courant d'appel. Les courants d'appel magnétisants ont une composante élevée d'harmoniques pairs et impairs. La forme du signal de courant d'appel d'aimantation du transformateur de puissance est représentée sur la Fig.3.8 Le tableau 3.1 donne les amplitudes typiques des harmoniques comparées aux fondamentales [45].

Cependant, certains problèmes peuvent survenir lors de l'identification de la condition d'appel en utilisant les composants de seconde harmonique. Le deuxième harmonique dans les courants d'appel magnétisants a tendance à être relativement faible dans les grands transformateurs de puissance modernes. Par conséquent, la technique de protection différentielle basée sur la retenue de la deuxième harmonique peut échouer. Le niveau minimum possible de seconde harmonique dans le courant d'appel magnétisant est d'environ 17%, comme indiqué dans la littérature [46]. Pour ce cas, un seuil de 15% serait un bon choix. Cependant, les conceptions de transformateurs modernes produisent un courant d'appel avec des niveaux de second harmonique aussi bas que 7% [39].

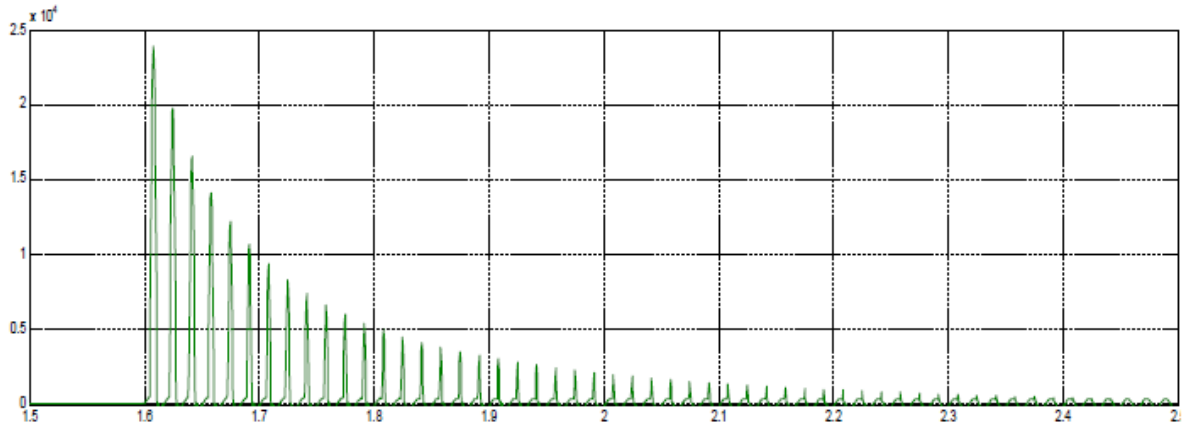


Fig.3.8. Magnétiser le courant d'appel du transformateur de puissance.

Tableau 3.1 Pourcentage d'harmoniques dans le courant d'appel magnétisant typique.

Composants harmoniques dans le courant d'appel de magnétisation.	Amplitude (% de fondamental)
CC	55
2 ^{ème} Harmonique	63
3 ^{ème} Harmonique	26.8
4 ^{ème} Harmonique	5.1
5 ^{ème} Harmonique	4.1
6 ^{ème} Harmonique	3.7
7 ^{ème} Harmonique	2.4

3.7. Harmoniques restrains 'limitation' :

La restriction des harmoniques est basée sur le fait que le courant d'appel a une composante secondaire importante du courant différentiel qui est beaucoup plus grande dans le cas d'un appel de courant que dans le cas d'un défaut (voir le tableau 4.2). Le courant de surexcitation a également une plus grande composante de cinquième harmonique. Par conséquent, ces harmoniques peuvent être utilisées pour empêcher le relais de se déclencher pendant ces deux conditions. Contrairement aux harmoniques impaires que génère la saturation en courant alternatif, même les harmoniques sont un indicateur clair de l'appel de magnétisation. Comme les harmoniques paires résultant de la saturation en courant continu CT sont de nature transitoire, il est important de les utiliser (et pas seulement la seconde harmonique) pour obtenir une meilleure discrimination entre les courants d'appel et les courants de défaut internes. L'utilisation d'harmoniques paires (deuxième et quatrième) dans

un système de retenue assure la sécurité pour les courants d'appel ayant un courant de second harmonique très faible. L'équation de fonctionnement est:

$$I_{fcn} = SLP_i I_n + (\sum K_2 I_{2H} + K_4 I_{4H}) \quad (3.15)$$

Où k_2, k_4 sont des coefficients constants. SLP_i est la pente de la i ème caractéristique du relais différentiel. I_2, I_4 sont les deuxième et quatrième composantes harmoniques du courant différentiel. Il est courant d'utiliser la retenue harmonique dans la protection différentielle de transformateur triphasé, technique dans laquelle la quantité de retenue harmonique est proportionnelle à la somme des composantes de la deuxième et de la cinquième harmonique des trois éléments de relais. L'opération de relais est de la forme suivante :

$$I_{fcn} = SLP_i I_n + (\sum K_2 I_{2H} + K_4 I_{4H}) \quad (3.16)$$

Où I_5 est la cinquième harmonique du courant de fonctionnement, et K_5 est un coefficient constant. Dans un schéma de retenue de cinquième harmonique, un réglage donné peut représenter différentes conditions de surexcitation, en fonction des autres harmoniques qui peuvent être présentes. Le déclenchement du relais dans ce cas nécessite le respect des équations (3.15) et (3.16) pour prendre en compte les conditions d'appel et de surexcitation.

3.8. Conclusion :

Dans ce chapitre, une nouvelle approche appliquée au relais de protection différentielle numérique pour un transformateur de grande puissance.

Tout d'abord, les coefficients de sinus et de cosinus de Fourier requis pour l'extraction des harmoniques fondamentale, seconde, troisième et cinquième ont été calculés en utilisant une technique de transfert rectangulaire. Ensuite, ces composants harmoniques ont été utilisés dans des techniques de retenue et de blocage d'harmoniques qui peuvent être utilisées dans un système de protection différentielle. Des tests ont été effectués sur une variété des conditions de magnétisation (appel aperiodique normal et conditions de surexcitation dues à des défauts externes) ainsi que des défauts internes.

CHAPITRE 04

Protection différentielle d'un transformateur de puissance

Des tests de simulation ont été effectués sur une variété de conditions de magnétisation (appel de courant appériodique normal et conditions de surexcitation) en utilisant Simulink.

Dans ce chapitre, une nouvelle approche est proposée en utilisant des harmoniques paires (deuxième et quatrième). Les résultats des tests montrent que cette approche proposée est une bonne technique de blocage associée au relais différentiel même pour grand transformateur de puissance moderne ayant aussi une petite deuxième harmonique; il fournit une bonne discrimination entre les courants transitoires et les courants de défaut internes pendant le défaut interne.

4.1. Introduction

Le transformateur de puissance est un élément indispensable dans les réseaux électriques. La mise hors tension du transformateur génère peu de transitoires. Les transitoires se produisent surtout lors de l'enclenchement. L'enclenchement aléatoire des transformateurs peut produire des courants de formes asymétriques, de très grandes amplitudes, ces courants sont appelés «courants d'appel».

Comme déjà signalé, la saturation du noyau ferromagnétique du transformateur est la cause principale d'un courant d'appel transitoire. Cette saturation est due à un changement brusque de la tension de système qui peut être provoquée par les transitoires de commutations, par l'excitation d'un transformateur à vide. L'amplitude de ce courant peut atteindre la valeur maximale de courant de court-circuit, et le flux dans le noyau peut atteindre une valeur théorique maximale de deux à trois fois la valeur crête nominale de flux.

4.2. Partie 01 :

4.2.1. Description du système

Le système Simulink dans son ensemble, tel qu'il est illustré à la Fig.4.1, se compose d'un transformateur de 250 kVA, 25000 V / 250 V, 60 Hz, connecté à une alimentation de 1 MVA, Une charge résistive de 10 kW (50% du transformateur) de puissance nominale) est connectée du côté 250 V. Chaque phase du transformateur se compose de deux enroulements tous deux connectés en étoile avec un neutre mis à la terre. Dans un bloc de relais du système, les courants mesurés sur les bus B1 et B2 traversent un filtre passe-bas Butterworth de second ordre avec une fréquence de coupure de 600 Hz, qui offre une réponse plate maximale dans la bande passante et une très bonne atténuation pente. Après cela, les courants différentiels et de retenue utilisant des blocs inclus dans la bibliothèque Simulink et notre algorithme ont été calculés. Les signaux générés sont utilisés dans les principes opérationnels du relais [34].

Le système à l'étude est composé d'une source de tension triphasée en série avec des branches RL alimentant une charge à travers un transformateur de puissance triphasé; le transformateur est protégé par un système différentiel de protection. Un disjoncteur est connecté au côté primaire du transformateur et prend son signal du relais différentiel proposé afin qu'il puisse déclencher le circuit dans un état défectueux. Les entrées du relais proposées sont la différence entre le courant prélevé du côté primaire du transformateur et le courant prélevé du côté secondaire. Une technique simple est utilisée, et le système est utilisé pour vérifier la validité de l'algorithme proposé et il est supposé être composé de:

- Source de tension triphasée de 25 kV en série avec une branche RL.
- Disjoncteur triphasé sur le côté primaire du transformateur.
- Transformateur triphasé étoile / étoile 250 MVA, 25000/250 V avec noyau saturable et flux initial.
- Deux défauts triphasés
- Charge triphasée RLC de 100 KW

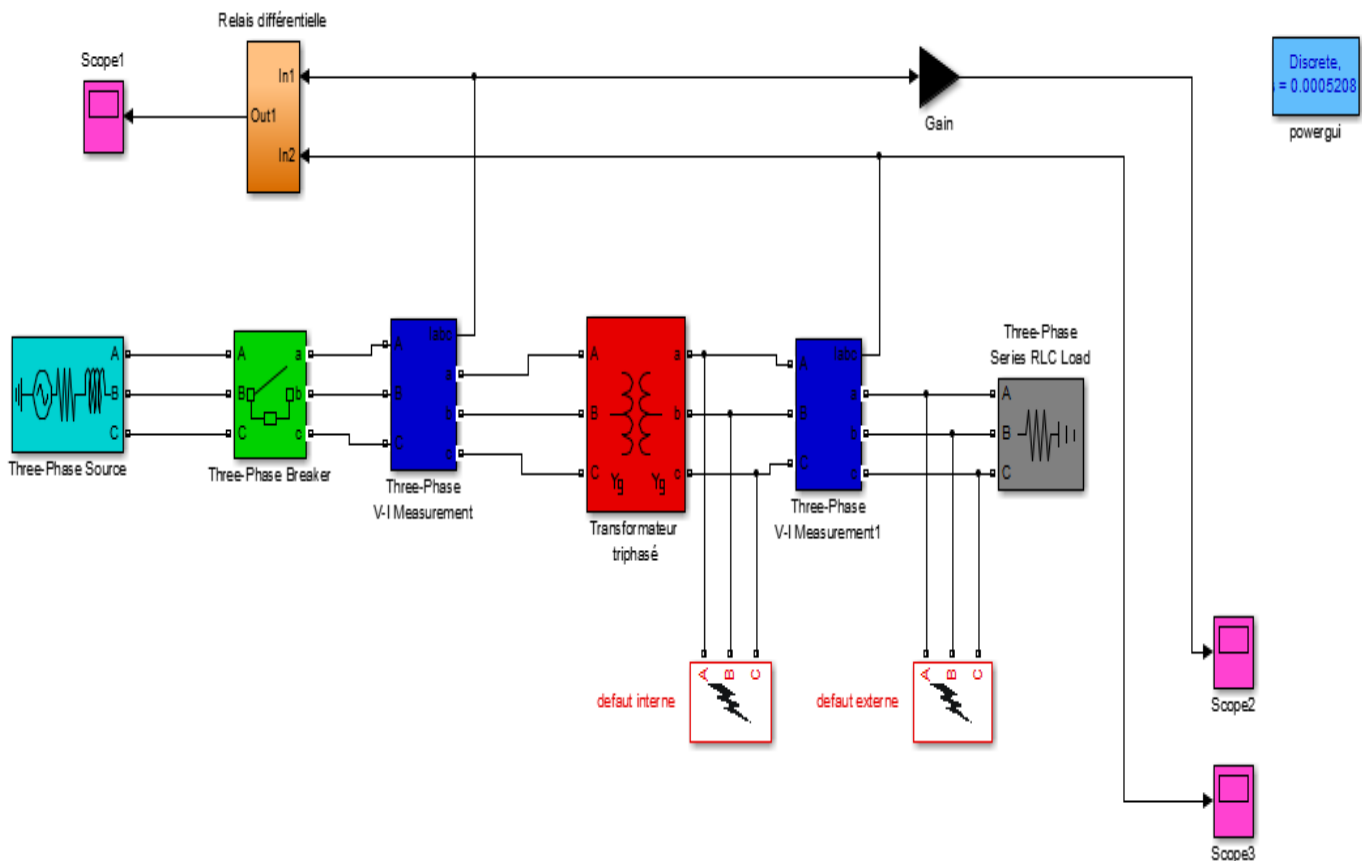


Fig. 4.1. Modèle Simulink du transformateur triphasé avec sa protection.

Le tableau 4.1 présente les principaux paramètres du transformateur de puissance simulé.

Tableau 4.1 Paramètres principaux du transformateur :

Couplage du transformateur	Y/Y
Puissance nominale	250 kVA
Rapport de tension	25000 / 250 V
fréquence nominale	60 HZ
Résistance d'enroulement primaire / phase	0.002 pu
Inductance d'enroulement primaire / phase	0.08 pu
Résistance d'enroulement secondaire /phase	0.002 pu
Inductance d'enroulement secondaire /phase	0.08 pu
résistance à la magnétisation	500.02 pu

4.2.2. Résultats du test et discussion:

4.2.2.1 Fonctionnement normal:

la protection différentielle ne fonctionne pas.

Pour :

Courant primaire = Courant secondaire

$I_d \approx 0$

Les formes d'ordre sont montrées dans le figure (4.2) et (4.3).

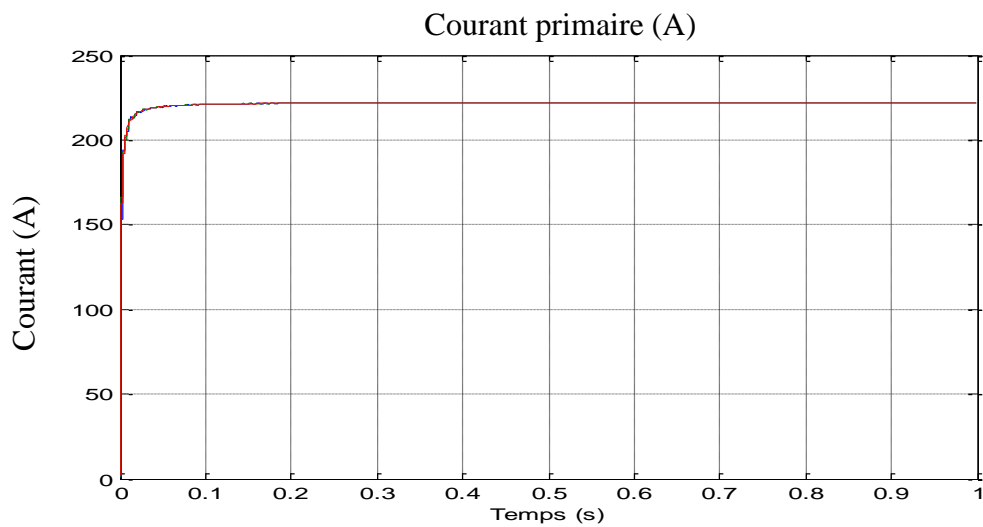


Fig.4.2. Courant primaire du transformateur de puissance (aucun défaut).

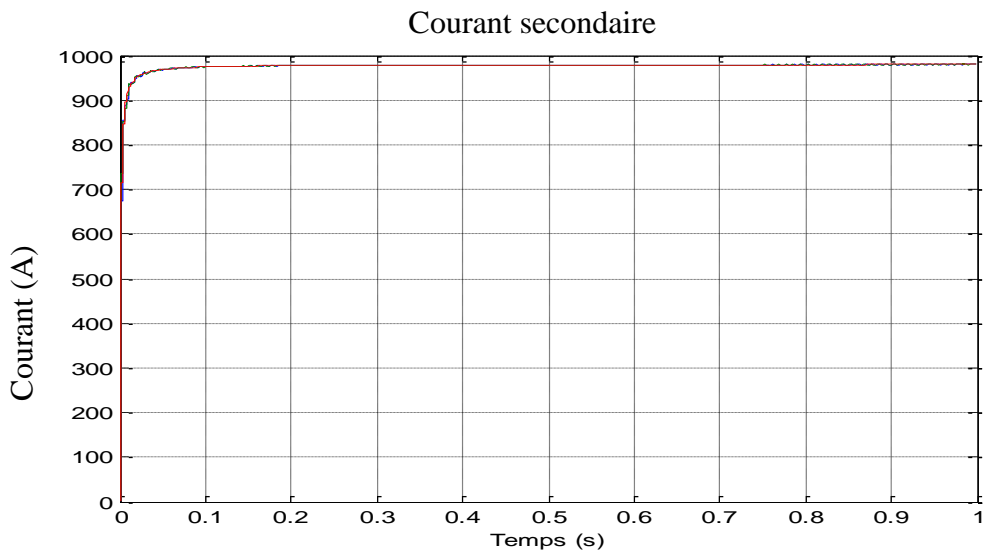
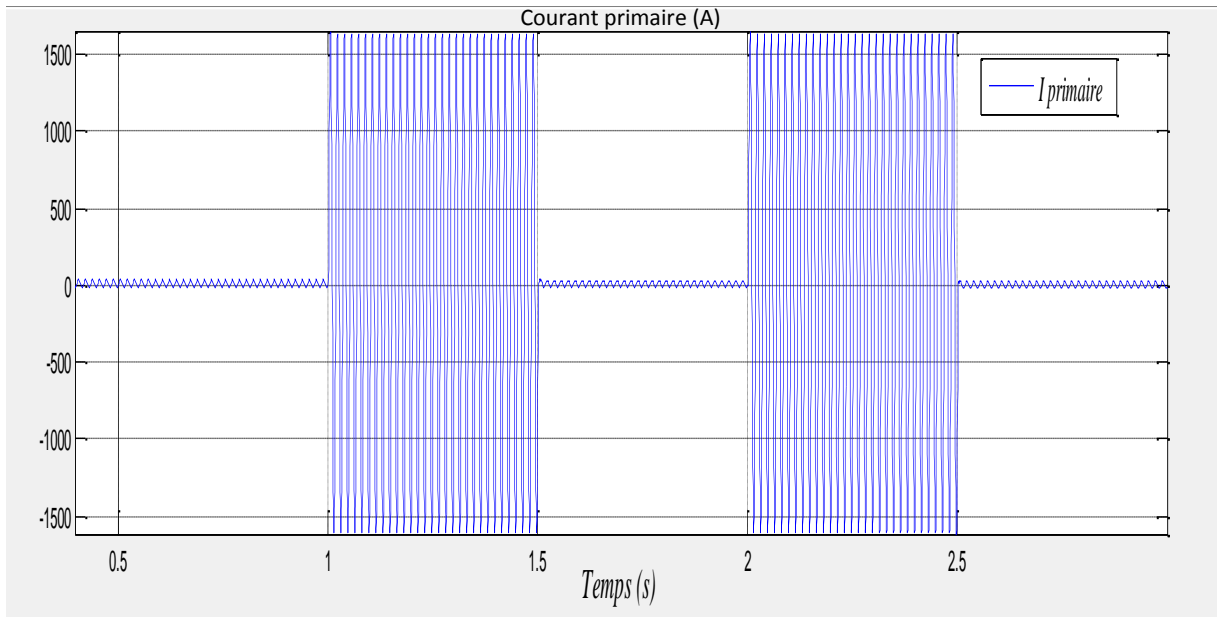


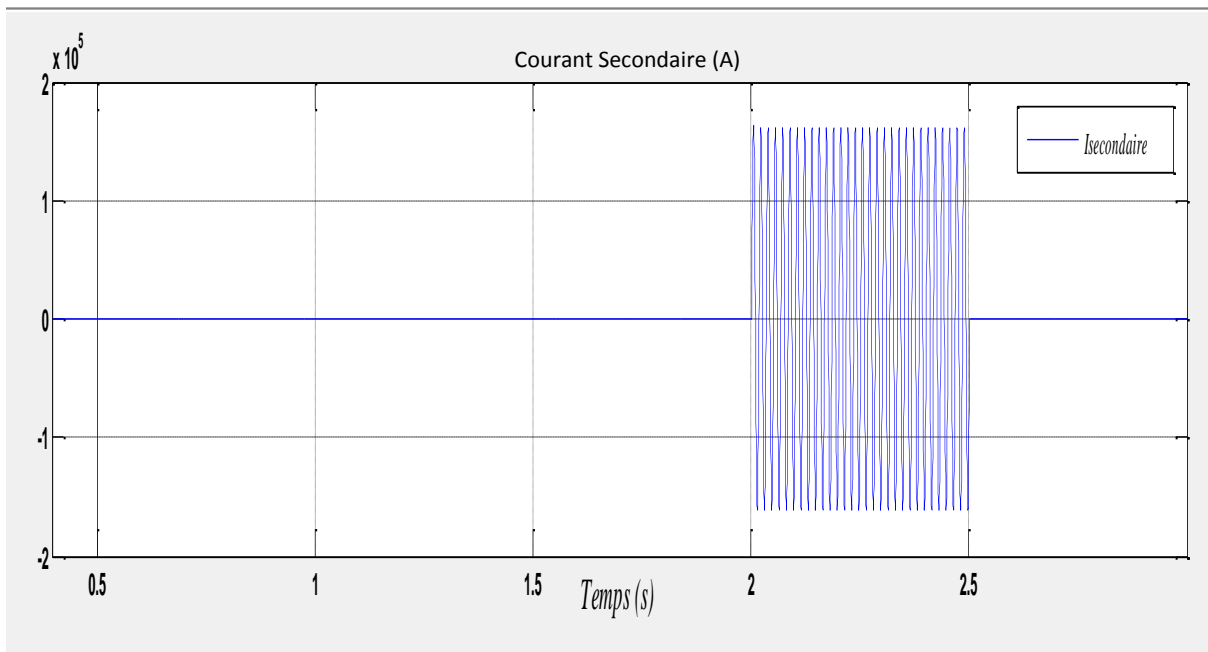
Fig.4.3. Courant secondaire du transformateur de puissance (aucun défaut).

La figure ci-dessous montre clairement que le courant primaire n'est altéré par aucun défaut , et le courant secondaire n'est pas affecté pour aucun défaut.

4.2.2.2. Fonctionnement en présence de défaut :



(a)



(b)

Fig.4.4. les courants (a) côté primaire et (b) côté secondaire en appliquant des défauts internes et externes.

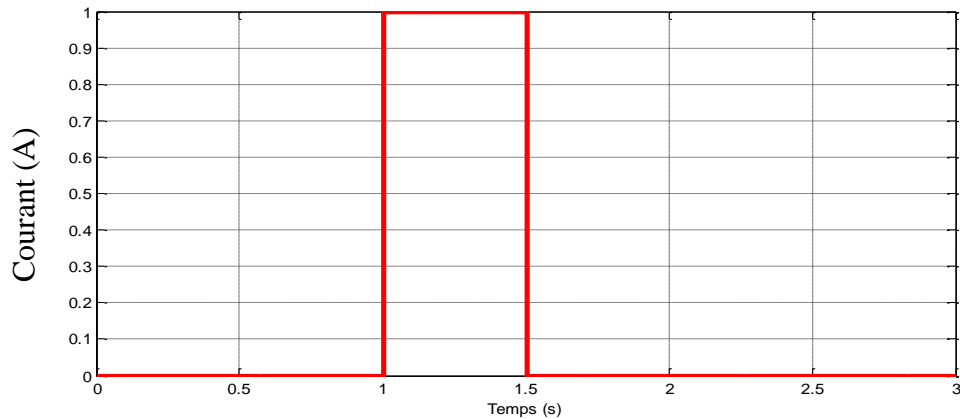


Fig 4.5. le signal de déclenchement du relais différentiel

En appliquant une erreur interne pendant un temps de transition de $t = 1\text{ s}$ à $t = 1.5\text{ s}$, nous observons une grande différence dans l'amplitude de courant des deux côtés du transformateur de puissance comme montré dans la figure 4.4 ainsi que le relais différentiel fonctionne dans cette période comme montré dans Fig.4.5.

D'autre part, lorsque nous appliquons un défaut externe à l'instant $t = 2\text{ s}$, nous observons l'augmentation de l'amplitude du courant pour les deux côtés du transformateur de puissance comme montré sur la figure 4.4, cette différence apparaît très petite et dans le cas contraire, le relais différentiel ne fonctionne pas même s'il y a une grande différence dans les amplitudes de courant montré à la figure 4.5.

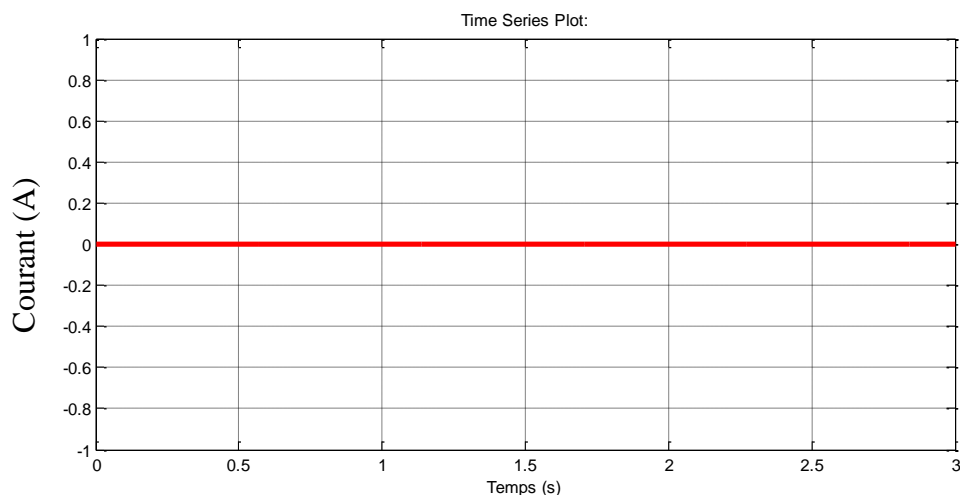


Fig.4.6. le relais différentiel ne fonctionne pas 'défaut externe '

Ensuite, le schéma de protection numérique développé précédemment a été testé par simulation pour les courants de magnétisation et les cas de défaillances internes. Ces courants sont générés lorsque le disjoncteur est fermé pour connecter le transformateur et un défaut

externe apparaît comme indiqué sur la Fig.4.1. Les courants sont mesurés par des transformateurs de courant sur les bus B1 et B2 puis introduits dans le relais. Certains paramètres ont été rendus variables pour permettre d'effectuer tous les cas de test possibles. Deux cas de test ont été réalisés:

- Allumer le transformateur puis appliquer un défaut externe comme indiqué sur la fig.4.7.
- Allumer le transformateur et ensuite appliquer un défaut interne comme indiqué sur la fig.4.8

$t = 0,01$ s puis un défaut externe à $0,08$ s et finalement ce défaut s'est effacé à $0,19$ s. Sur la Fig.4.8, le courant différentiel ainsi que le courant de maintien sont indiqués pour le cas (b) en commutant le transformateur à $t = 0,01$, puis en appliquant un défaut interne à $t = 0,6$ sec.

Cependant, la figure 4.9 montre les tracés du cas de test (b) pour les déclenchements du relais. La sortie et le temps de réponse du relais sont indiqués sur cette figure. Cependant, les temps de parcours qui ont été trouvés comprennent le temps d'attente d'un cycle de la fréquence de puissance. Ce délai a été introduit pour éviter de fausses conditions de déclenchement. Il est possible de réduire le délai pour accélérer le déclenchement. On peut noter que le relais présente une bonne réponse dans tous les cas considérés.

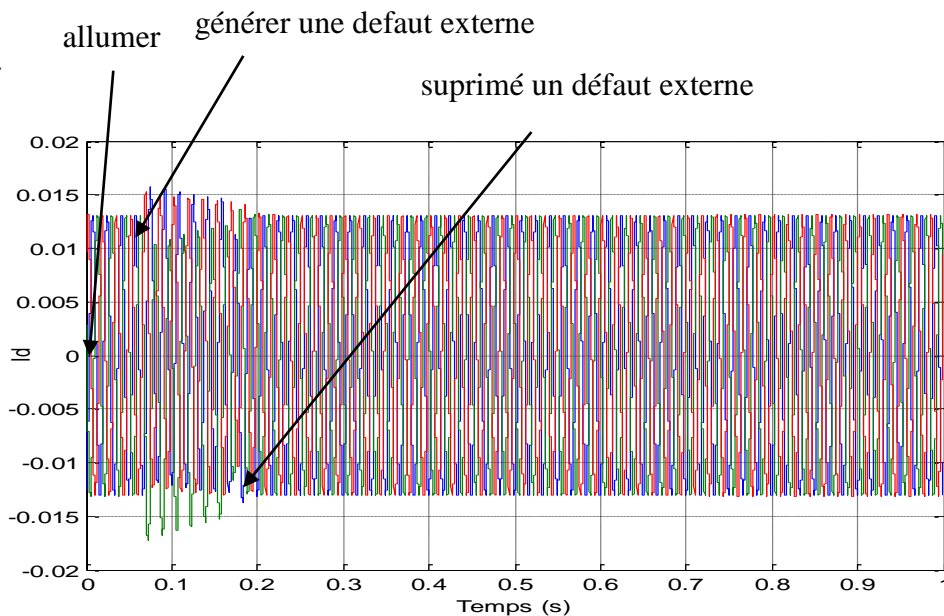
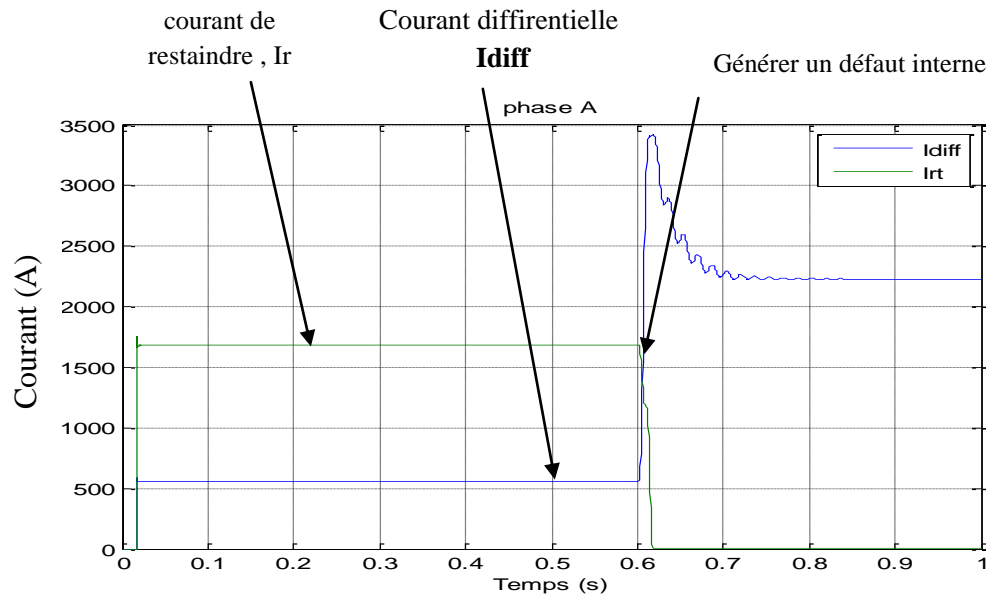
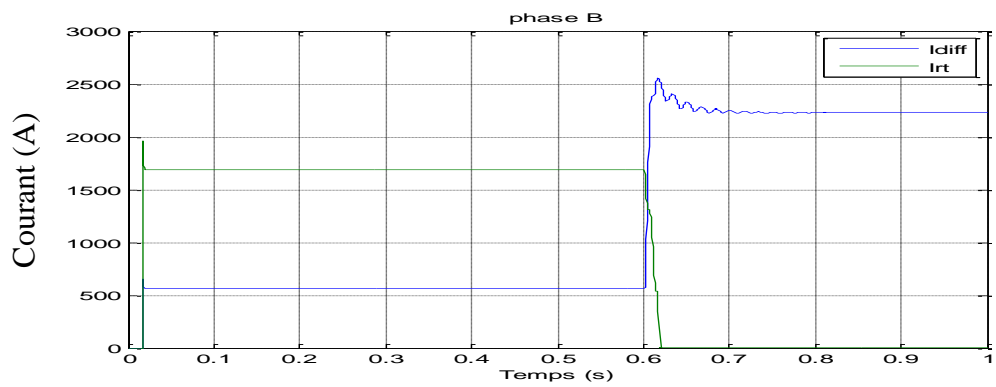


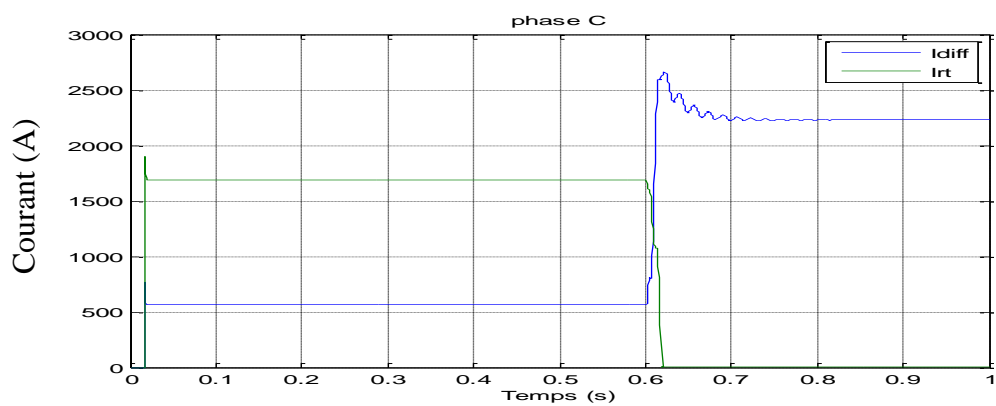
Fig. 4.7 Courants différentiels lors de la mise sous tension du transformateur et d'un défaut externe.



(a)



(b)



(c)

Fig. 4.8. Signaux de courant différentiel et de retenue

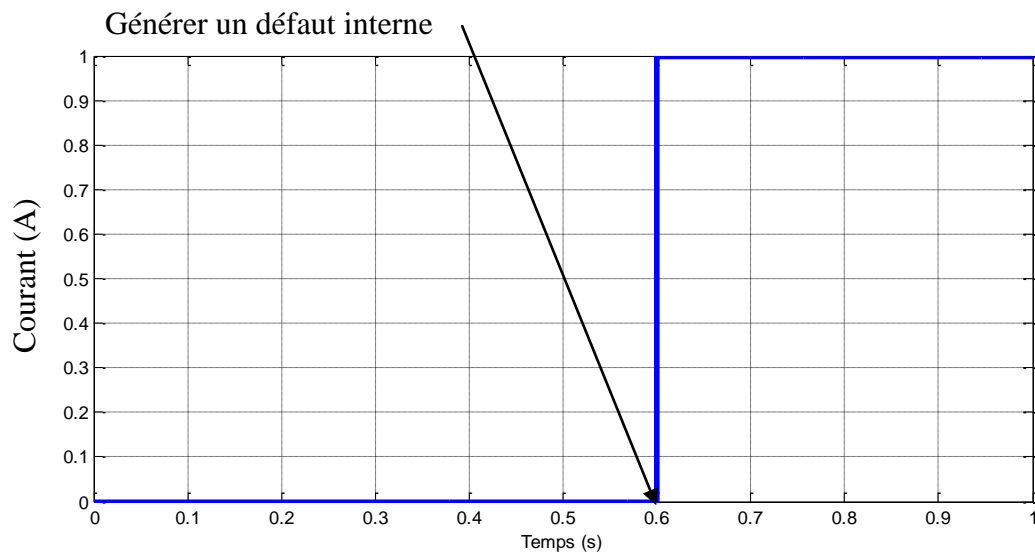


Fig.4.9. Réponse du relais

De plus, il permet une bonne discrimination entre le courant d'appel et le courant de défaut interne.

4.3. Partie 02 :

Le système d'alimentation qui a été utilisé pour tester le relais différentiel développé associé à la retenue harmonique est composé d'une source de tension triphasée de 15 MVA en série avec un transformateur de puissance triphasé alimentant une charge résistive de 10 MW. Un disjoncteur est connecté au côté primaire du transformateur et prend son signal de déclenchement du relais différentiel, de sorte qu'il peut ouvrir le circuit en cas de défaut. Les entrées du relais sont le courant secondaire primaire du transformateur et le courant du secondaire. Un système simple est utilisé pour vérifier la validité de l'algorithme proposé, et il est principalement composé d'un transformateur en étoile / en étoile triphasé avec un noyau saturable et des flux initiaux. Les principaux paramètres du transformateur de puissance utilisé sont indiqués dans le Tableau 2. Un bloc de défaut triphasé peut être appliqué aux bornes du côté secondaire, ce qui est considéré comme un défaut interne. La figure 4.10 montre le modèle Simulink du système d'alimentation qui contient le transformateur triphasé.

Les simulations ont été effectuées avec le logiciel Simulink pour deux cas :

1. Cas du courant d'appel où les résultats de la simulation sont présentés dans la Fig4.11 pour les trois phases (phase A, B et phase C).

2. Cas du court-circuit triphasé situé à l'extrémité terminale du côté secondaire du transformateur de puissance (défaut interne) comme indiqué sur la Fig.4.12 la source triphasée est connectée à l'instant $t = 0.18s$ dans le premier cas. Puisque le signal de retenue est plus élevé que le signal de fonctionnement, le relais est bloqué dans ce cas montré à la Fig.4.11. Cependant, la source triphasée est connectée à l'instant $t = 0,05s$ et le défaut est appliqué à l'instant $t = 0,2s$ dans le second cas. La figure 4.12 montre que la retenue en cas du court-circuit triphasé situé à l'extrémité terminale du côté secondaire du transformateur de puissance (défaut interne) comme indiqué sur la Fig.4.12. La source triphasée est connectée à l'instant $t = 0.18s$ dans le premier cas. Puisque le signal de retenue est plus élevé que le signal de fonctionnement, le relais est bloqué dans ce cas montré à la Fig.4.11. Cependant, la source triphasée est connectée à l'instant $t = 0,05s$ et le défaut est appliqué à l'instant $t = 0,2s$ dans le second cas. La figure 4.12 montre que le signal de retenue est supérieur au signal de fonctionnement au début mais lorsque le défaut se produit, le signal de fonctionnement est plus élevé que le signal de limitation, puis le relais est débloqué. Le temps pris par la protection pour détecter le défaut est de $0,012 s$ comme illustré à la Fig. 4.13.

Tableau 4.2 Principaux paramètres du transformateur de puissance

Couplage du transformateur	Y/Y
Puissance nominale	10 MVA
Rapport de tension	33 / 11 kV
fréquence nominale	50 HZ
Résistance d'enroulement primaire / phase	0.002 pu
Inductance d'enroulement primaire / phase	0.08 pu
Résistance d'enroulement secondaire / phase	0.002 pu
Inductance d'enroulement secondaire / phase	0.08 pu
résistance à la magnétisation	500.02 pu

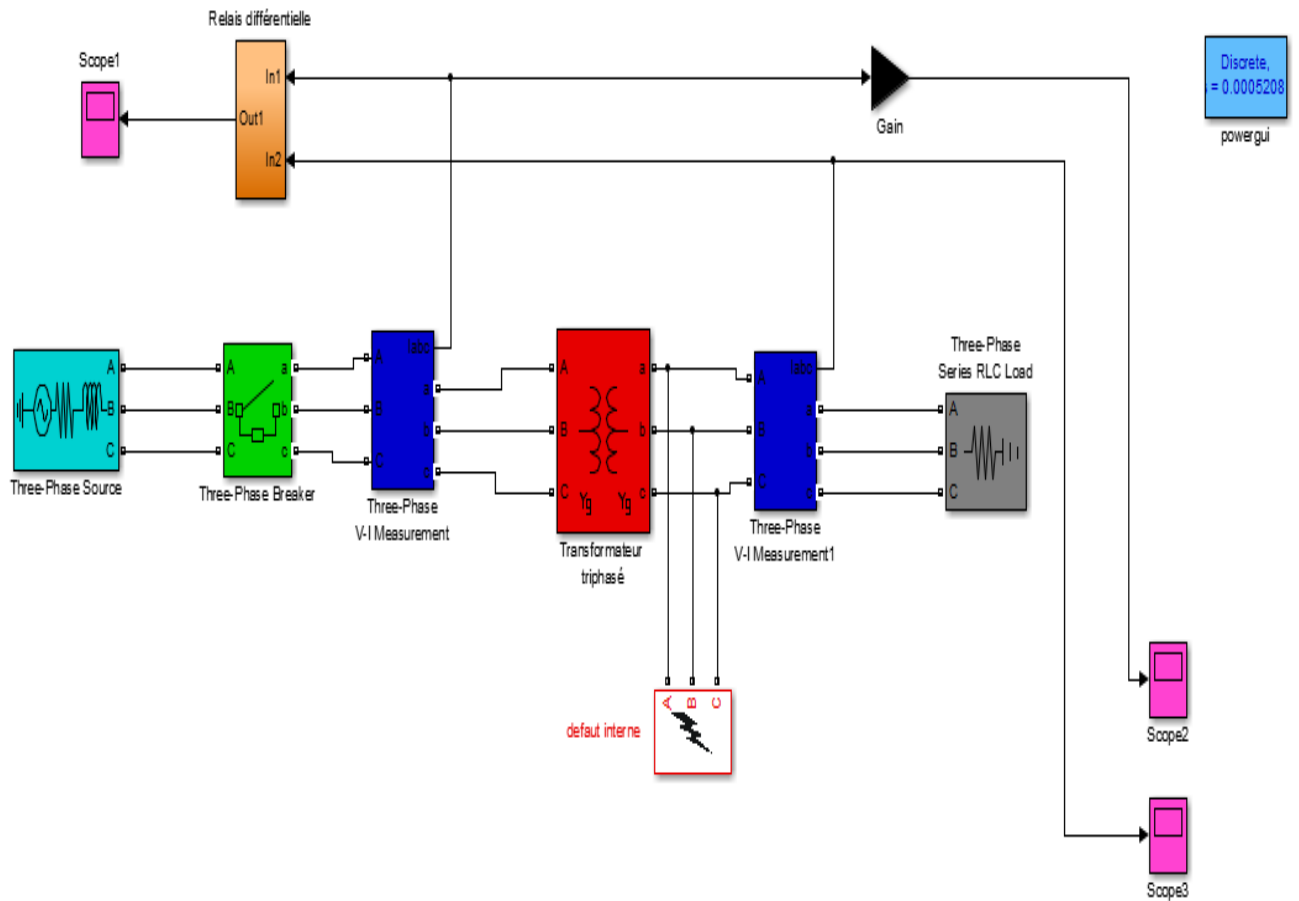
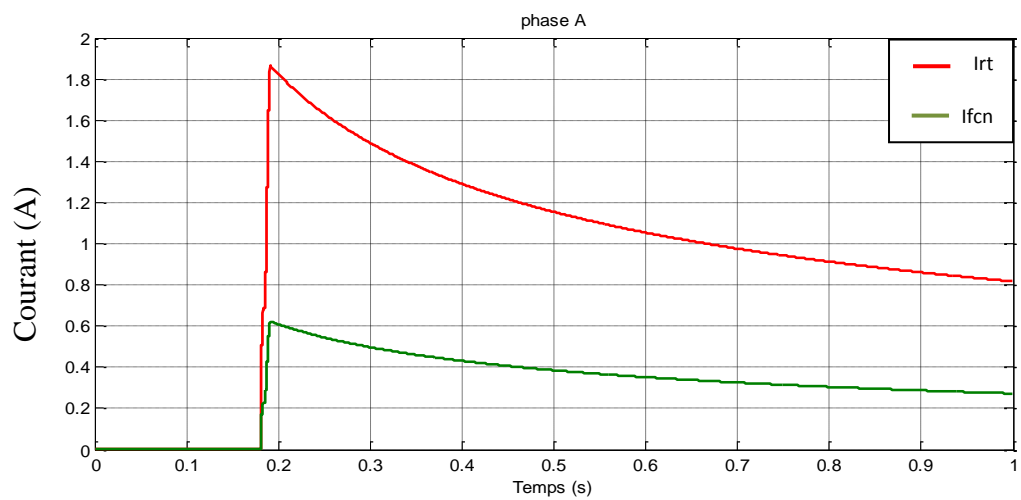


Figure (4.10) Modèle Simulink du système d'alimentation comprenant un transformateur triphasé.



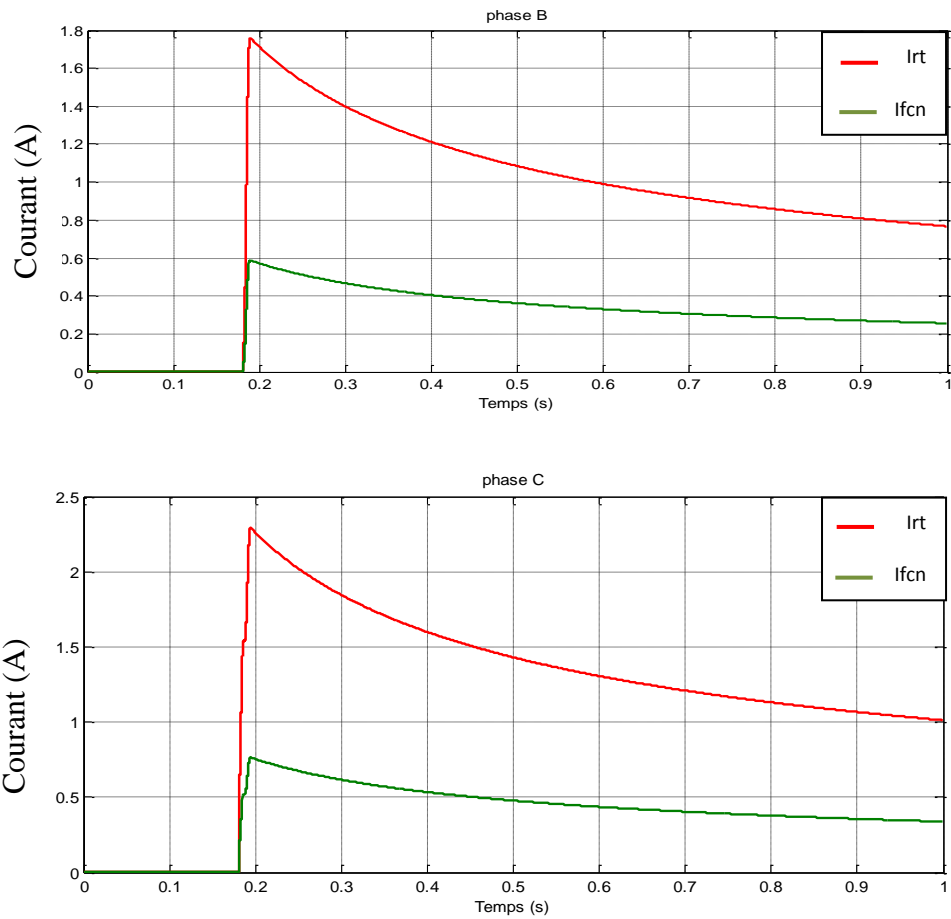
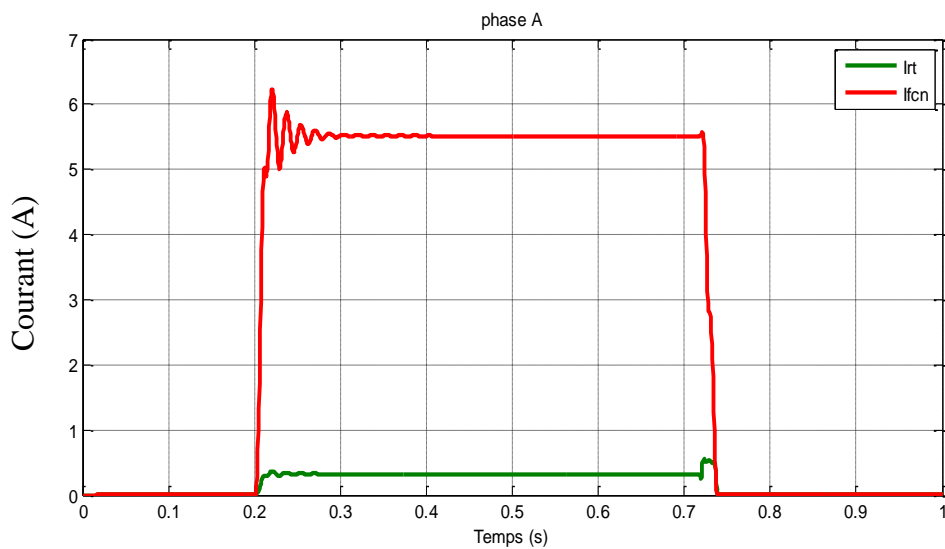


Fig. 4.11 Schéma de retenue utilisant les harmoniques (2ème et 4ème) dans le cas du courant d'appel (Activation à $t = 0.18s$), où Ifcn: courant de fonctionnement et Irt: courant de restaindre.



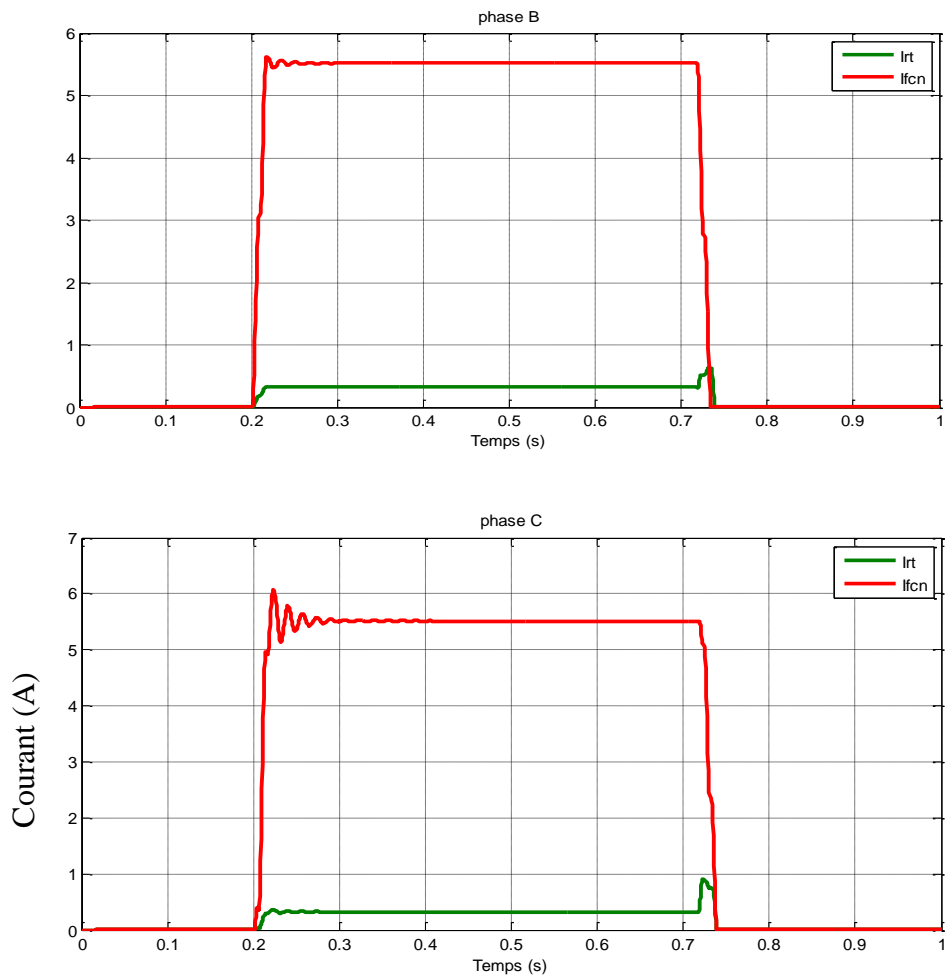


Figure 4.12 Schéma de restrain utilisant les harmoniques (2ème et 4ème) en cas de défaut interne appliqué à $t = 0.2$ s.

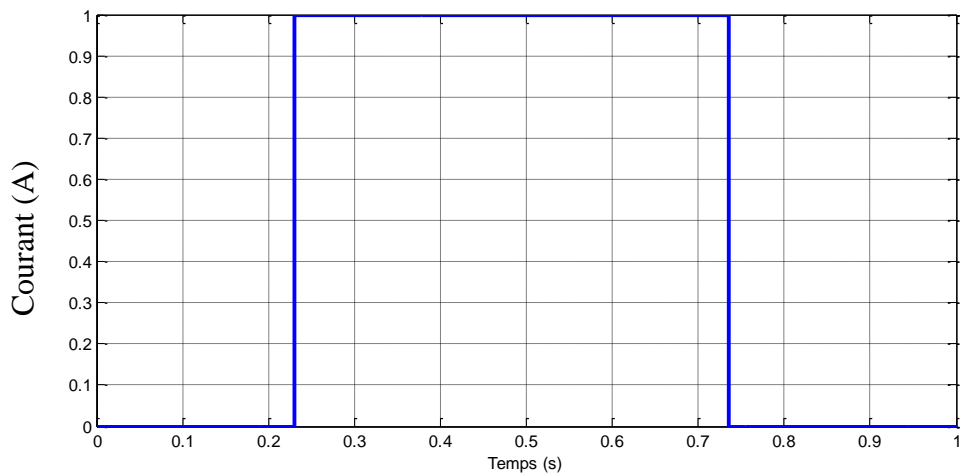


Figure 4.13 Signal de déclenchement initié par le relais différentiel.

La simulation montre que la protection basée sur les deuxième et quatrième harmoniques donne de bons résultats en terme de discrimination entre l'état normal du transformateur et les conditions d'appel (Fig.4.11 A, B, C) et en même temps il est très sensible aux défauts internes, comme on peut le voir dans le cas d'un court-circuit triphasé à la borne du transformateur dans l'enroulement secondaire (Fig.4.12 A, B, C). Le défaut est appliqué à l'instant $t = 0.18s$, le temps pris par la protection pour détecter le défaut est de $0.012s$ comme illustré sur la Fig.4.13.

4.4. Conclusion :

On peut noter que, à partir des résultats de simulation obtenus en utilisant Simulink / MATLAB, le schéma développé fournit une bonne discrimination entre le courant magnétisant et le courant de défaut interne.

On peut remarquer que le courant d'appel à une deuxième composante harmonique du courant différentiel qui est beaucoup plus grande dans le cas d'une condition de magnétisation. Ensuite, l'utilisation de la seconde harmonique pour restreindre et bloquer la protection différentielle donne une possibilité de déclenchement inutile pendant cette condition. Cependant, les composants de deuxième harmonique dans les courants d'appel de magnétisation sont relativement petits dans les grands transformateurs de puissance modernes.

Ainsi, même des harmoniques (deuxième et quatrième) ont été utilisés dans le schéma de retenue pour améliorer la sécurité et donc la fiabilité du relais différentiel pendant les conditions de courant d'appel. Les résultats de la simulation montrent que cette approche proposée peut bloquer le relais différentiel même pour le grand transformateur de puissance qui a une petite seconde harmonique. En outre, il fournit une bonne discrimination entre les courants d'appel transitoires magnétisants et les courants de défaut internes, le temps de blocage est faible pendant le défaut interne.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Le but de ce travail était de développer un outil d'aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance, outil qui soit efficace pour les défauts les plus courants.

nous avons passé en revue les développements de différentes techniques des relais de protection différentielle pour le transformateur de puissance, alors nous avons développé et mis en application en réalisant des algorithmes pour relais différentiel numérique, les résultats obtenus sont très encourageants en terme de sensibilité et de rapidité ainsi qu'en terme de fiabilité. Le projet a également présenté une nouvelle approche permettant l'amélioration de la fiabilité du relais de protection différentielle numérique lorsqu'il est utilisé pour un transformateur de grande puissance moderne doté de petits composants de seconde harmonique.

Dans le chapitre 1 fournit une approche globale permettant la distinction efficace entre les différentes conditions anormales de fonctionnement électrique élimine certaines ambiguïtés causant des confusions et des difficultés pour la classification précise des défauts et des conditions d'appel anormales, tout en indiquant les limites de définition de chaque défaut.

Au chapitre 2, une revue de la protection du transformateur de puissance et des relais de protection a été présentée. Les derniers développements et les tendances des différentes techniques pour améliorer la fiabilité du relais différentiel ont également été introduits et discutés pour l'aspect matériel et technologique.

Au chapitre 3, un relais différentiel numérique a été développé et la logique utilisée pour distinguer le courant d'appel de la panne interne est basée sur la théorie de l'analyse harmonique. Dans ce chapitre, on peut remarquer que le courant d'appel a une deuxième composante harmonique du courant différentiel qui est beaucoup plus grande dans le cas d'une condition de magnétisation. Ensuite, l'utilisation de la seconde harmonique pour restreindre et bloquer la protection différentielle donne une possibilité de déclenchement inutile pendant cette condition.

Une nouvelle approche avec une grande fiabilité pour le relais différentiel numérique a été développé. Depuis, les composants de deuxième harmonique dans les courants d'appel magnétisants sont relativement petits dans les grands transformateurs de puissance modernes. Ainsi, même les harmoniques (deuxième et quatrième) ont été utilisés dans le schéma de

retenue pour renforcer la sécurité et donc la fiabilité du relais différentiel lors des conditions de courant d'appel.

Dans chapitre 4 Le comportement du relais présenté a été simulé par rapport à diverses situations (courant d'appel, défaut interne et défaut externe). Les résultats obtenus montrent que l'algorithme proposé fournit une bonne discrimination et une action rapide.

Les résultats de la simulation montrent que cette approche proposée peut bloquer le relais différentiel même pour le grand transformateur de puissance qui a une petite seconde harmonique. En outre, il fournit une bonne discrimination entre les courants d'appel magnétisants transitoires et les courants de défaut internes ainsi, le temps de blocage. Le travail rapporté dans ce mémoire montre que les objectifs ont été atteints avec succès. Plus précisément, le projet a apporté les contributions suivantes:

- Une revue épuisante qui reprend les principaux points forts des évolutions et tendances du relais de protection différentielle.
- Un algorithme amélioré basé sur la théorie de l'analyse harmonique pour discriminer entre le défaut interne et le courant d'appel créé lors de la commutation du transformateur de puissance. Les résultats de la simulation du relais différentiel proposé ont donné des résultats très satisfaisants en terme de discrimination ainsi qu'en terme de rapidité (temps de fonctionnement).
- Une nouvelle approche permettant l'amélioration de la fiabilité du relais de protection différentielle numérique lorsqu'il est utilisé pour un transformateur de grande puissance moderne qui a un petits composants de seconde harmonique.

L'étude qu'on a menée dans ce travail de thèse nous a permis de construire dans son intégralité un système de diagnostic de défauts efficace, formalisant des connaissances expertes sous formes de signatures caractéristiques, et ne nécessitant pas de base de données. Si ce n'est pour valider le système mis en place. Le système peut aussi s'enrichir d'une base de cas passés à jour, avec l'aide d'un expert. Il reste toutefois l'interprétation des mesures qui n'est pas évidente pour un utilisateur non averti, cependant tout intervenant spécialisé les réalisant devrait se prononcer dessus.

Le diagnostic de défauts, et d'état, des transformateurs est encore en plein développement dans le monde. En effet, le parc mondial est principalement composé d'appareils vieillissant sensiblement, et/ou de plus en plus exploités et donc contraints. De

plus, les experts en transformateurs se font de moins en moins nombreux. Ainsi de telles méthodes systématiques et pratiques de diagnostic ont tout à fait leur place dans le monde de l'électrotechnique d'aujourd'hui et de demain.

Comme perspective à notre travail nous suggérons l'application des méthodes d'intelligence artificielle pour la commande des moyens des protections des transformateurs de puissance.

RÉFÉRENCE

- [1] A. Abdelmoumene et H. Bentarzi : Reliability Enhancement of Power Transformer Protection System. Journal of Basic and Applied Scientific Research 2(10), pp.10534- 10539 (2012).
- [2] Sonnemann W.K., Wagner C.L., et Rockefeller G.D.: Magnetizing Inrush Phenomena in Transformer Banks. AIEE Transactions 77, pp. 884-892 (1958).
- [3] Kennedy L. F. et Hayward C. D.: Harmonic-Current-Restrained Relays for Differential Protection,” AIEE Transactions, Vol. 57, May, pp. 262-266 (1938).
- [4] Hayward C. D.: Harmonic-Current-Restrained Relays for Transformer Differential Protection,” AIEE Transactions, Vol. 60, pp. 377-382 (1941).
- [5] Guzman A. et Zocholl S.: A current based solution for transformer differential protection – part 1:Problem Statement” ,” IEEE Trans. Power Delivery, volume 16 no.4 pp. 485491 (2001).
- [6] Bouderbala R., Bentarzi, H. et Ouadi A.: Digital Differential Relay Reliability Enhancement of Power Transformer. International Journal of Circuits, Systems and Signal processing 5: pp.263-270 (2011).
- [7] M.Manana, S. Perez et G. Renedo “ Effects of Magnetising Inrush Current”
- [8] R. L. Sharp et W. E. Glassburn, “A Transformer Differential Relay with Second-Harmonic Restrain,” AIEE Transactions, Vol. 77, Part III, Dec. 1958, pp. 913-918.
- [9] B. R. Gupta , Power system analysis and design 3^{ed} 1998
- [10] norme (IEC 60076-1, 2000) Transformateurs de puissance - Partie 1 : Généralités.
- [11] (BOYER, NORBERT, & PHILIPPE, 1981)Cours de construction du matériel électrique – Tome 3. La Capitelle S.A.
- [12] J. Lewis Blackburn Thomas J. Domin, Protective Relaying Principles & Applications Third Edition, 2007.
- [13] (KULKARNI & KHAPARDE, 2004) Transformer Engineering - Design and Practice. CRC Press
- [14] (KAPP, G. (1896). Transformers for Single and Multiphase Currents. New-York: Whittaker And Co.
- [15] (UPPENBORN, F. (1889). History of the Transformer. London: E. & F.N. SPON.
- [16] IEC 60076-3. (2000). Transformateurs de puissance – Partie 3:Niveaux d'isolment ,essai diélectriques et distances d'isolment dans l'air .
- [17] IEC 60076-5. (2006). Transformateurs de puissance – Partie 5: Tenue au court-circuit.

- [18] IEC 60317. (2008). Traverseés isolés pour tensions alternatives superieur a 1000 V
- [19] [Soko_00] V. Sokolov "Consideration on power transformer condition –based maintenance", proceeding of the EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII. February 20-23, 2000, New Orleans
- [20] [Cigr_02] CIGRE "GUIDELINES for Life Management Techniques for Power Transformers". Working Group of CIGRE Study Committee 12-18.Draft Final Report Rev. 2. 22 June 2002.
- [21] M. Wang, A. J. Vandermaar, et K. D. Srivastava, "Review of condition assessment of power transformers in service," IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 18, no. 6, pp. 12-25, 2002.
- [22] S. Chakravorti, D. Dey, et B. Chatterjee, Recent Trends in the Condition Monitoring of Transformers: Theory, Implementation and Analysis: Springer London ; Imprint: Springer, 2013.
- [23] William H. Bartley P.E., "Analysis of Transformer Failures," presented at the International Association of Engineering Insurers, Stockholm, 2003.
- [24] S. G. Abdulsalam, W. Xu, W. L. A. Neves, X. Liu," Estimation of Transformer Saturation Characteristics From Inrush Current Waveforms" IEEE Trans. Power Deliv. vol. 21, no. 1, pp. 170–177, January 2006.
- [25] Sami G. Abdulsalam, et Wilsun Xu" Analytical Study of Transformer Inrush Current Transients and Its Applications" , in IPST'05 - International Conference on Power Systems Transients, No. 140, Montreal, Canada, jun 2005.
- [26] Nicola Chiesa. " Power Transformer Modeling for Inrush Current Calculation" Doctoral theses at NTNU. Norwegian University of Science and Technology. June 2010
- [27] A. Tokic, I. Uglesic, et F. Jakl, " An algorithm for calculations of low frequency transformer transients" dans IPST'03 - International Conference on Power Systems Transients, no. 9a-2, New Orleans, Louisiana, USA, Sep. 2003.
- [28] Amir Tokic, Vlado Madzarevic, et Ivo Uglesic, " Numerical Calculations of Three-Phase Transformer's Transients ", IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy, 2003.
- [29]: Lin C. E., Cheng C. L., Huang C. L., Yeh J. C.: " Investigation of Magnetising Inrush Current in Transformers. Part II – Harmonic Analysis" , IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 1, pp. 255 – 263, Jan 1993
- [30] Steurer M., Fröhlich K.: " The Impact of Inrush Currents on the Mechanical Stress of High Voltage Power Transformer Coils", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.17, No.1, pp. 155 – 160, Jan 2002.
- [31] Anthony F. Sleva, Protective Relay principle,2009
- [32] James H. Harlow ,Electric Power Transformer Engineering;2004
- [33] Zoran Gajić Differential Protection for Arbitrary Three Phase Power Transformers;2008

- [34] [Rob-1999] Frederic Robert « Modélisation et simulation de transformateurs pour alimentations à découpage» Thèse de Doctoraten Sciences Appliquées Université Libre de Bruxelles, Août 1999
- [35] Gerhard Ziegler, Numerical Differential Protection: Principles and Applications 2011
- [36] L.G. Hewitson, Mark Brown, and Ramesh Balakrishnan, Practical power system Protection 2004
- [37] SONELGAZ Doctrine de maintenance du réseau de transport, Cahier N°2 : « Les transformateurs de puissance » GRTE, Région de transport de l'électricité d'Alger 08/09/2008
- [38] A. J. Degens, "Algorithm for a Digital Transformer Protection Based on a Least- Squares Curve-Fitting", IEE Proc., Vol. 128, p. 155, 1981.
- [39] R. Bouderbala, H. Bentarzi, (2013), "A New Computer Based Differential Relay Framework for Power Transformer", Advanced Technologies, Lecture Notes in Electrical Engineering 260, Springer, pp 473-481, . DOI: 10.1007/978-94-007-7262- 5_54.
- [40] R. Bouderbala, H. Bentarzi, (2014), "A New Differential Relay Framework for Power Transformer", Applied Mechanics and Materials Vol. 492 pp 426-430 , Online available since 2014/Jan/09 at www.scientific.net, Trans Tech Publications, Switzerland, doi:10.4028/www.scientific.net/AMM.492.426.
- [41] M. A. Rahman, P. K. Dash, "Fast Algorithm for Digital Protection of Power Transformer", IEE Proc., Vol. 129-C2, p. 79, 1982.
- [42] Bouderbala R., Bentarzi, H. and Ouadi A.: Digital Differential Relay Reliability Enhancement of Power Transformer. International Journal of Circuits, Systems and Signal processing 5: pp.263-270 (2011).
- [43] M.Manana, S. Perez and G. Renedo " Effects of Magnetising Inrush Current"
- [44] F. Mekic, R. Girgis, Z. Gajic, and E. Nyenhuis, "Power transformer characteristics and their effect on protective relays," in Proceedings of the 33rd Western Protective Relay Conference, October 2006.
- [45] Kasztenny B. and Kezunovic M.: "Improved Power Transformer Protection Using Numerical Relays", IEEE Computer Applications in Power, Vol.11, No.4, October 1998, pp.39-45.
- [46] Lewis B. J. 1998. Protective Relaying: Principles and Applications. New York. Marcel Dekker. 275-280,