

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

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Sciences de l'Ingénieur

Département Ingénierie des Systèmes Electriques

Mémoire de Master

Présenté par

AMALOU Zahia

ALLOUNE Mohamed

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Machines électriques

Etude et dimensionnement d'un transformateur de puissance 30MVA 63/11KV

Soutenu le 18 juillet 2019 devant le jury :

KHALFI	Kamel	MAA	Université	Président
AHRICH	Aimed	MCA	Université	Examineur
AIBECH	Abdrazak	MCB	Université	Examineur
FELLAG	Sid ali	Professeur	Université	Rapporteur
ANKOUR	Amokrane	Chef service	Sonalgaz/GRTE	Co-encadreur

Année Universitaire : 2018/2019

Remerciements

Nous tenons à remercier tout premièrement Dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années. Ça nous fait plaisir de prendre ces quelques lignes, si peu nombreuses, afin de remercier les personnes qui nous ont soutenus durant notre mémoire.

Nous remercions notre promoteur monsieur Fellag et l'encadreur monsieur ANkour qui ont suivi de très près ce travail, pour leur aide, leurs orientations, leur disponibilité et tous les conseils qu'ils nous ont prodigués pendant toute la durée de ce travail.

Nous adressons nos plus vifs remerciements aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'être rapporteurs de notre mémoire.

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.

Dédicaces

Pour ma chère mère, et mon père affectueux pour leur soutien, leur patience leur sacrifice et leur amour. Vous avez été la raison de mon compromis et de ma persévérance. J'espère être à l'image que vous vous êtes faite de moi, que dieu tout puissant vous garde, vous bénisse, vous préserve et vous procure santé et longue vie.

A mes sœurs, à mes frères, à mes amis, à ma petite et grande famille pour l'amour, le respect et le courage que je suis toujours octroyé. Je vous dédie ce travail, expression de mon profonde gratitude, à mes vœux les plus sincères de bonheur et succès.

Zahia

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail À mes chers parents, source de mes joies, secrets de ma force, qui n'ont jamais cessé de m'encourager et me conseiller, ils m'ont toujours aidé tout en long de mon chemin, grâce à leur amour, leur compréhension et leur patience, et leur soutien moral et matériel. Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de vous, merci d'être tous simplement mes parents. Recevez à travers ce travail aussi modeste soit-il l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

À ma chère femme, merci d'être toujours à mes cotes, par ta présence, par ton encouragement et ton soutien. Je prie dieu le tout puissant pour qu'il te donne le bonheur et prospérité.

À mes sœurs et mes frères source de ma joie.

Enfin, je n'oublie pas mes amis, les personnes qui m'ont aidée de près ou de loin. Leur soutien m'était précieux.

Mohamed

Sommaire

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des abréviations

Introduction générale 1

Chapitre I : Généralité sur les transformateurs de puissance

I.1.Introduction..... 3

I.2. Historique..... 3

I.3. Définition de transformateur 3

I.4. Symbole de transformateur 4

I.5. Principe de fonctionnement d'un transformateur..... 4

I.6. Equation magnétique 5

I.6.1. Loi de Faraday-Lenz 5

I.6.2. Loi de Boucherot..... 5

I.6.3. Loi de d'Hopkinson..... 5

I.6.4. Flux magnétique 5

I.6.5. Champ magnétique et induction magnétique 5

I.7. Classification des transformateurs 5

I.7.1.Par leurs fonctions 6

I.7.2.Par leurs services 6

I.7.3.Par leurs constructions 6

I.7.4.Par leurs nombre de phases 6

I.7.5.Par type d'isolation..... 6

I.8. Les différents types de transformateur 6

I.8.1. Les transformateurs de mesures 6

I.8.1.1. Transformateur de courant TC..... 6

I.8.1.1.1. Transformateur de courant type bushing 7

I.8.1.1.2. Transformateur de courant type tore..... 8

I.8.1.2. Transformateur de tension TT 8

I.8.2. Les transformateurs de puissance 9

I.8.2.1. Composants et accessoires, associés au transformateur de puissance 10

I.8.2.2. Les essais de transformateur de puissance..... 13

I.8.2.2.1. essai a vide	13
I.8.2.2.2. essai en court circuit	14
I.8.2.3. Analyse des pertes d'un transformateur	14
I.8.2.4. Comment réduire les pertes d'un transformateur	16
I.8.3. Circuit magnétique	16
I.8.3.1. Circuit magnétique à colonnes.....	17
I.8.3.2. Circuits magnétiques cuirassés	17
I.8.4. les enroulements transformateur	17
I.8.4.1. Rôle des enroulements	18
I.8.4.2. Bobinage de transformateur.....	18
I.8.5. Les matériaux ferromagnétiques	19
I.8.5.1. Les matériaux ferromagnétiques doux	19
I.8.5.2. Les matériaux ferromagnétiques durs.....	19
I.8.6. Isolation des transformateurs	20
I.8.7. Rôle des huiles isolantes dans les transformateurs.....	20
I.8.8. Cellulose.....	20
I.9. Refroidissement	21
I.9.1. Radiateur	21
I.10. Couplage des transformateurs.....	21
I.11. Les indices horaires.....	22
I.12. Conclusion	22

Chapitre II : Calcul et dimensionnement d'un transformateur HT/MT

II.1. Introduction	23
II.2. Calcul des dimensions principales.....	23
II.3. Caractéristiques générales de TR 63/11 KV.....	23
II.4. Calcul électromagnétique	23
II.4.1. La Puissance apparente par colonne S_c	23
II.4.2. Tension nominale d'un enroulement	24
II.4.3. Courants nominaux des enroulements	24
II.4.4. La fréquence.....	25
II.4.5. Groupe de couplage	25
II.4.6. Tension de court- circuit	25
II.4.7. Diamètre de la colonne D	25

II.4.7.1. Epaisseur rapporté du canal de fuite a_f	25
II.4.7.2. Coefficient β	26
II.4.7.3. Coefficient de ROGOWSKI K_R	27
II.4.7.4. Facteur d'utilisation de la section du fer K_u	27
II.4.8. diamètre de canal de fuite d_{12}	28
II.4.9. Dimensionnement radial des enroulements	29
II.4.10. Hauteur approximative des enroulements h_B	30
II.4.11. Calcul des enroulements	30
II.4.11.1. Le nombre de spires	30
II.4.11.2. Calcul de la section des conducteurs S_N	32
II.4.11.3. Choix des conducteurs et du type de l'enroulement haute tension	33
II.4.11.4. Choix des conducteurs et du type de l'enroulement basse tension	33
II.4.12. Calcul de la hauteur de la colonne H_C	34
II.4.13. Dimensionnement du circuit magnétique	35
II.4.13.1. Nombre et dimension des gradins	35
II.4.13.2. Calcul de l'espace nécessaire pour les bobines	36
II.4.13.3. Longueur de la fenêtre L_f	36
II.4.13.4. Hauteur de noyau H_n	36
II.4.13.5. Longueur entre axes des colonnes E_c	36
II.4.13.6. Longueur de noyau L_n	36
II.5. Calcul des pertes et du rendement	37
II.5.1. Pertes fer (à vide) P_0	37
II.5.1.1 Pertes du noyau P'_0	37
II.5.1.2. Les pertes supplémentaires dans les coins P_{s1}	39
II.5.1.3. Les pertes supplémentaires dans les colonnes et culasses P_{s2}	39
II.5.2. Les pertes joules P_{CC}	39
II.5.2.1. Calcul des résistances des enroulements	40
II.5.2.2. Poids totale du cuivre	41
II.5.2.3. Pertes Joules totales au primaire P_{cc1}	41
II.5.2.4. Pertes Joules totales au secondaire P_{cc2}	43
II.6. Calcul du rendement	45
II.6.1. Calcul α pour un rendement maximal.....	45
II.7. Conclusion	46

Chapitre III : Contrainte et défaut d'un transformateur de puissance

III.1. Introduction	47
III.2. Contrainte	48
III.2.1. Contraintes diélectriques et surtensions	48
III.2.1.1. Contraintes normales.....	48
III.2.1.2. Contraintes anormales.....	48
III.2.1.3. Défauts possibles dus aux contraintes diélectriques	48
III.2.2. Contraintes électrodynamiques et surintensités.....	49
III.2.2.1. Contraintes normales.....	50
III.2.2.2. Contraintes anormales.....	50
III.2.2.3. Défauts possibles dus aux surintensités	50
III.2.3. Contraintes électriques: mauvais contacts	50
III.2.3.1. Contraintes normales.....	51
III.2.3.2. Contraintes anormales.....	51
III.2.3.3. Défauts électriques possibles	51
III.2.4. Contraintes thermiques	51
III.2.4.1. Contraintes anormales.....	52
III.2.4.2. Défauts possibles dus aux contraintes thermiques.....	52
Dans tous les cas ces contraintes thermiques provoquent le vieillissement [28]:.....	52
III.2.4.3. Défaut d'isolement de la partie active.....	53
III.2.5. Amorçage diélectrique entre spires	53
III.2.6. Court-circuit entre spires	54
III.2.7. Décharges Partielles	54
III.2.8. Point chaud interne au transformateur.....	55
III.2.9. Fuite d'huile.....	55
III.3. Conclusion.....	56

Chapitre IV : Protection d'un transformateur de puissance

IV.1. Introduction	57
IV.2. Rôle de la protection des transformateurs.....	57
IV.3. Protections contre les défauts internes	58
IV.3.1. Protection BUCHHOLZ.....	58
IV.3.2. Protection Buchholz du régleur	59
IV.3.3. Protection différentielle	59

IV.3.4. Erreurs dues aux TCs	61
IV.3.5. Protection masse cuve	62
IV.3.6. Protection de surcharge thermique	62
IV.3.7. Protection température	63
IV.4. Protections contre les défauts externes	63
IV.4.1. Protection à maximum de courant.....	63
IV.4.2. Protection contre les surtensions	65
IV.4.3. Soupape de surpression	66
IV.5. Philosophie de protection du transformateur a SONELGAZ (GRTE)	66
IV.5.1. Protections externes transformateur	66
IV.5.1.1. Protection Maximum d'intensité côté HT	66
IV.5.1.2. Protection Maximum d'intensité côté MT.....	67
IV.5.1.3. Protection surcharge thermique	68
IV.5.1.4. Protection Neutre MT	68
IV.5.1.5. Protection Terre Résistante.....	69
IV.5.2. Protections internes transformateur.....	70
IV.6. Conclusion	70

Chapitre V : Maintenances et entretiens des transformateurs des postes HT/MT

V.1. Introduction	71
V.2. Intervention des équipes maintenance sur TR 60/10 kV du 17/03/2019 au poste de HYDRA.....	71
V.2.1. Détail des travaux réalisés	71
V.3. Intervention des équipes maintenance sur TR 60/10 kV du 17/03/2019 au poste de BAB EZZOUAR	73
V.3.1. Détail des travaux réalisés	73
V.4. Intervention des équipes maintenance sur TR 60/10 kV du 17/03/2019 au poste de EL HAMMA	75
V.4.1. Détail des travaux réalisés	75
V.5. Conclusion.....	76
conclusion générale	77

Bibliographie

Annexe

Résumé

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau I.1: Essai à vide	13
Tableau I.2: Essai en court-circuit	14
Tableau I.3: Classification les couplages d'un transformateur	22
Tableau II.1 : Plaque signalétique de TR 63/11 KV	23
Tableau II.2 : Les valeurs du a_{12} pour les transformateurs immergés dans l'huile	26
Tableau II.3 : Valeur de l'épaisseur rapportée du canal de fuite	26
Tableau II.4 : La valeur de Coefficient de sveltesse en fonction de la tension HT	27
Tableau II.5 : Valeurs de coefficient de remplissage	27
Tableau II.6 : Valeur de facteur de coefficient géométrique qui compte du nombre des gradins constituant la colonne	28
Tableau II.7 : Distance entre la colonne et l'enroulement BT	28
Tableau II.8 : Facteur tenant compte des pertes supplémentaires	32
Tableau II.10 : Tableau de la distance latérale entre deux phases haute tension	36
Tableau II.11 : Valeurs de coefficient correcteur des pertes spécifique	38
Tableau II.12: Des pertes supplémentaires externe	42
Tableau II.13 : Donnant les valeurs des facteurs (e et F)	42

Liste des figures

Liste des figures

Figure 1: Acheminement de l'énergie électrique	1
Figure 2 : Direction GRTE/DTE- Alger la Capitale	2
Figure I.1: Les premiers transformateurs	3
Figure I.2: Transformateur triphasé	3
Figure I.3: Symbole de transformateur de puissance	4
Figure I.4 : Principe de conversion	4
Figure I.5: Transformateurs immergés	6
Figure I.6: Transformateurs secs.....	6
Figure I.7: Transformateur de courant	7
Figure I.8 : Vue d'un TC type Bushing	7
Figure I.9 : Schéma de transformateur du courant type tore.....	8
Figure I.10 : Transformateur de tension	8
Figure I.11 : Transformateur de puissance d'un poste de BAB EZZOUAR 60/30/10 KV	9
Figure I.12: La cuve d'un transformateur de puissance	10
Figure I.13 : Conservateur d'huile	11
Figure I.14 : Indicateur de niveau d'huile TR	11
Figure I.15 : L'assécheur d'air	13
Figure I.16 : Relais buchholz	13
Figure I.17 : Coffret de commande du changeur de prise en charge.	
Figure I.18 : Changeur de prise.....	
Figure I.19 : Billon de puissance.	14
Figure I.20 : Cycle d'hystérésis.	15
Figure I.21 : Pertes par courant de Foucault.	15
Figure I.22 : Circuit magnétique.....	16
Figure I.23 : Circuit magnétique colonne.	17
Figure I.24 : Circuits magnétiques cuirassés.	17
Figure I.25 : Enroulement d'un transformateur.	18
Figure I.26 : Bobinage en galette.	19
Figure I.27 : Cycle d'hystérésis des matériaux doux et durs	19
Figure I.28 : Papier isolant de transformateur.....	
Figure I.29 : Système de refroidissement.	
Figure I.30: Les ventilateurs.	21

Figure II.1 :Coupe générale de la colonne	29
Figure II.2 : Schéma représentatif d'une colonne avec les enroulements	30
Figure II.3 :Représentation des gradins	35
Figure II.4 : Représentation des dimensions de la partie active	37
Figure II.5 :Les différentes parties du noyau	37
Figure III.1 : Explosion de transformateur	47
Figure III.2 :Défaut de type diélectrique	48
Figure III.3 :Déformation de l'enroulement	49
Figure III.4 :Déformations mécanique de l'enroulement 30 KV d'un transformateur 40 MVA résultant d'efforts électrodynamiques	49
Figure III.5 : Effort électrodynamique franche	50
Figure III.6 : Défaut de court-circuit.....	51
Figure III.7 :Point chaud sur connexion boulonnée	52
Figure III.8 : Échauffement excessive d'un enroulement	52
Figure III.9 : Amorçages entre deux enroulements	53
Figure III.10 : Amorçages entres spires d'un même enroulement	54
Figure III.11 :Court-circuit entres spires	54
Figure III.12 :Point chaud régleur	55
Figure III.13 : Fuite d'huile	56
Figure IV.1 : Installation du Buchholz	58
Figure IV.2 :Constitution interne du relais Buchholz d'un défaut interne.....	59
Figure IV.3 :La protection Buchholz du régleur en charge	59
Figure IV.4 :Symbole CEI d'une protection différentielle.....	60
Figure IV.5 :Courbes de saturation de TCs différents	61
Figure IV.6 :Relais à maximum de courant (protection masse cuve)	62
Figure IV.7 :Principe de laprotection Masse-Cuve.....	62
Figure IV.8 :Courbe de saturation	63
Figure IV.9 :Symbole de la protection à maximum de courant	63
Figure IV.10 :Caractéristique à temps défini	64
Figure IV.11 :Caractéristique à temps défini temporisé	64
Figure IV.12 :Caractéristique à temps inverse.....	64
Figure IV.13 :Disposition des éclateurs d'un transformateur (HT/MT) du poste Bab Ezzouar	65
Figure IV.14 :Exemple de protection d'un Transformateur par éclateur à tiges	66

Figure IV.15 :Soupape de surpression	66
Figure V.1 :Rapport d'intervention sur le transformateur TR60/10 kV poste HYDRA.....	72
Figure V.2 :Rapport d'intervention du transformateur 60/30/10 Kv poste BAB EZZOUAR	74
Figure V.3 : Rapport d'intervention du transformateur 60/10 kV poste EL HAMMA	75

Liste des abréviations

Liste des abréviations

S_c	La puissance d'une colonne [KVA].
S_n	La puissance apparente nominale du transformateur [KVA].
m	Le nombre de phase.
U_{ph1}	Tension nominale simple au primaire [V].
U_{n1}	Tension nominale composée au primaire [V].
f	Fréquence [Hz].
U_{cca}	Une composante active [%].
U_{ccr}	Une composante réactive [%].
S_c	Puissance apparente par colonne.
U_{ccr}	Composante réactive de la tension de court-circuit.
a_r	Épaisseur rapportée du canal de fuite.
β	Facteur de sveltesse.
K_R	Coefficient de ROGOWSKI.
K_u	Facteur d'utilisation de la section du fer.
B_c	Induction magnétique de crête.
μ_0	Perméabilité magnétique du vide.
d_{12}	Diamètre du canal de fuite.
h_B	Hauteur de la bobine.
P_{cc}	perte en court-circuit en [W].
B_{S1}	Largeur des gradins.
P'_0	Pertes dans le noyau.
P_{S1}	Pertes supplémentaire dans les coins.
P_{S2}	Pertes supplémentaire dans les colonnes et les culasses.
V_1	Volume totale de coins.
V_2	Volume total des culasses.

V_3	Volume des colonnes.
P_{cc1}	Pertes joule totales du primaire.
P'_{cc1}	Pertes joule du primaire.
$P_{sup\ ext}$	Pertes supplémentaires extérieur.
$P_{sup\ int}$	Pertes supplémentaires intérieur.
P_{jc1}	Pertes par connexions.
P_{sup1}	Pertes par effet pelliculaire.
$N_{1s/c}$	Nombre de spire par couche.
$N_{1/c}$	Le nombre de couches.
F	Facteur empirique fonction du couplage.
P_1	La puissance fournie au transformateur.
P_2	La puissance délivrée par le transformateur.
E	La force électromotrice [v].
U	La tension efficace aux limites d'un enroulement [v].
B_{max}	L'induction maximale [T].
S	La surface vue par l'enroulement [m^2].
N	Le nombre de spire de l'enroulement.
f	La fréquence de la tension [Hz].
F	La force magnétomotrice [A.turns].
N	Le nombre de spires dans la bobine.
I	Le courant dans le fil [A].
φ	Le flux magnétique [wb].
R	La réluctance du circuit magnétique [A.turns/ Wb].
B	Induction magnétique en [Tesla, T].
H	La densité de Champ magnétique en [A/m].
μ_r	Perméabilité relative [$kg \cdot m \cdot A^{-2} \cdot s^{-2}$].
L	Longueur du noyau [m].

N Nombre de spire.

P_f Perte fer [w].

P_j Perte joule [w].

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE

L'électricité est une énergie souple et adaptable mais elle n'est pas stockable, alors que la consommation des clients et la coïncidence de la demande sont constamment variables.

Le réseau électrique se compose d'un ensemble d'ouvrages de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique. Pour assurer sa stabilité, une bonne surveillance et un contrôle en temps réel de son fonctionnement est nécessaire.

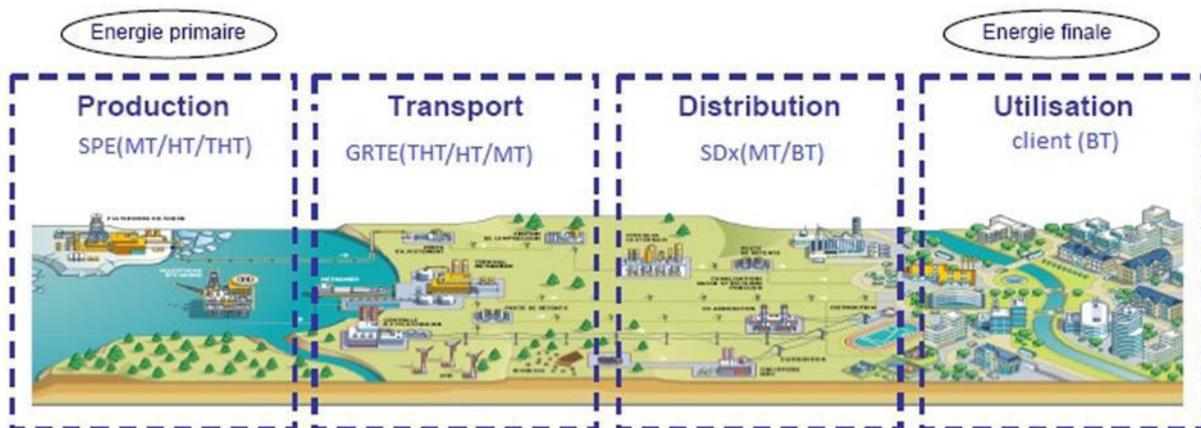


Figure 1: Acheminement de l'énergie électrique.

Les alternateurs des centrales sont triphasés et la tension qu'ils produisent est relativement basse (environ 20 kV). Pour ce faire, on utilise des transformateurs triphasés élévateurs pour que la tension de transport de l'énergie électrique soit plus élevée (soit 110, 220 ou 400 kV).

La production et le transport de l'énergie électrique se font généralement en régime alternatif triphasé. L'avantage du courant alternatif par rapport au courant continu est qu'il permet d'élever et d'abaisser facilement la tension, grâce à des transformateurs ; Cela permet, de réduire les pertes par effet Joule pour une même puissance transportée.

Pour assurer l'acheminement de l'énergie électrique produite par les centrales électriques vers l'utilisateur on doit posséder un réseau électrique composé de lignes aériennes, des câbles souterrains, des pylônes et des postes électriques de transformateur.

Il est impératif d'avoir un transformateur de puissance pour assurer un bon fonctionnement du transport, de la répartition et de la distribution de l'énergie électrique, c'est un élément très important dans cette opération.

En Algérie, le Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité, est dénommée GRTE.Spa, filiale du Groupe SONELGAZ a été créé le 1er janvier 2004 (possédant une autorisation d'exploiter le réseau de transport délivrée par le ministère de l'énergie et des mines) ; il est chargé de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau de transport d'électricité, en vue de garantir une capacité adéquate par rapport au besoin de transit et de réserve. Son rôle est d'assurer le transport de l'électricité [1].



Figure 2 : Direction GRTE/DTE- Alger la Capitale.

Le thème de notre mémoire se porte sur l'étude d'un transformateur de puissance en commençant par les généralités sur un transformateur de puissance.

En deuxième lieu on procédera à l'étude d'un transformateur suivi d'un dimensionnement et calcul.

Ensuite on parlera des contraintes et des défauts d'un transformateur de puissance.

Pour remédier à ces contraintes ; un plan de protection est établi par GRTE pour protéger le transformateur de puissance

Puis on a assisté à plusieurs entretien et maintenance d'un transformateur de puissance réalisé sur par les équipes de maintenance de GRTE/DTE/AL-Capitale, lieu de notre stage pratique dans différents postes de transformation.

A la fin, on termine notre mémoire par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralité sur les transformateurs de puissance

I.1.Introduction

Le réseau électrique est constitué de plusieurs composants pour assurer une bonne Transmission de l'énergie vers différents utilisateurs. Parmi ces composants, on trouve le transformateur. Ce dernier doit être dimensionné selon le besoin et selon les événements rencontrés.

I.2. Historique

Le principe de l'induction électromagnétique a été découvert indépendamment par Michael Faraday et Joseph Henry en 1831. Mais Faraday ayant publié les premiers résultats expérimentaux, le crédit de la découverte lui revient. Faraday avec ses bobines enroulées autour d'un anneau de fer, crée en fait le premier transformateur toroïdal, mais n'en prévoit pas les applications pratiques [3].

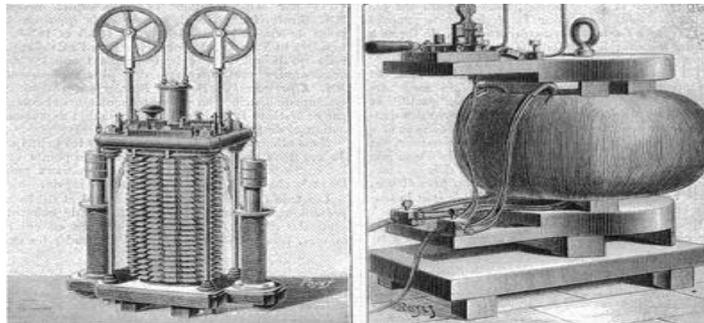


Figure I.1: Les premiers transformateurs.

I.3. Définition de transformateur

Un transformateur est un convertisseur « alternatif-alternatif » qui permet de modifier la valeur d'une tension alternative en maintenant sa fréquence et sa forme inchangées. Le transformateur est un appareil qui peut :

- ✓ transformer une tension alternative d'une grandeur à une autre grandeur.
- ✓ Transformer un courant alternatif d'une grandeur à une autre grandeur.
- ✓ Faire paraître une impédance comme ayant une autre valeur.



Figure I.2: Transformateur triphasé.

I.4. Symbole de transformateur

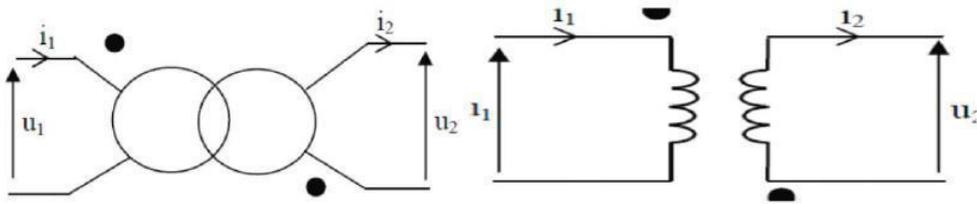


Figure I.3: Symbole de transformateur de puissance.

Les deux points représentés dans chaque symbole permettent de repérer le sens conventionnel de la tension et du courant [3].

I.5. Principe de fonctionnement d'un transformateur

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 au de changement ($\frac{d\phi}{dt}$) et du 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 la 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 [4].

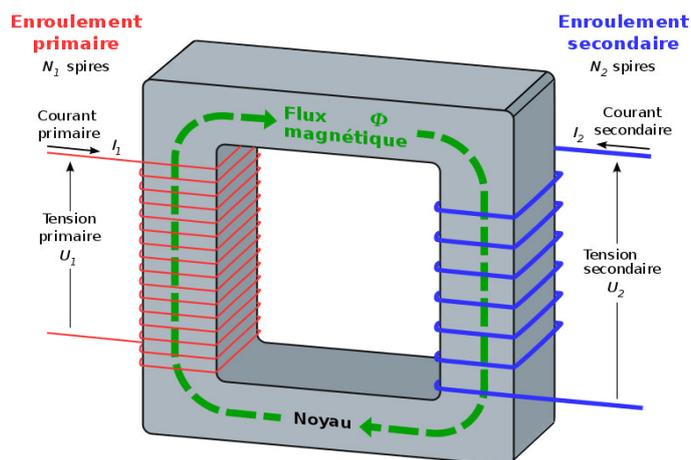


Figure I.4: Principe de conversion.

- Rapport de transformation m est :

$$\mathbf{m = \frac{N_2}{N_1} \quad \text{ou} \quad m = \frac{U_2}{U_1} \quad \text{ou} \quad m = \frac{I_1}{I_2} \quad (I.1)}$$

I.6. Equation magnétique

Les principales formules de magnétisme sont représentées comme suite :

I.6.1. Loi de Faraday-Lenz

Généralisation à tout circuit soumis à une variation de flux :

$$e = -N \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{I.2})$$

La force électromotrice d'induction est égale la variation de flux magnétique dans une spire à travers le circuit.

I.6.2. Loi de Boucherot

La formule de Boucherot permet de donner l'expression des forces électromotrices. Elle s'exprime le plus souvent :

$$E=U= 4,44.B_{\max}.N_2.f.S \quad (\text{I.3})$$

I.6.3. Loi de d'Hopkinson

La formule d'Hopkinson est une équation d'électromagnétisme qui permet de calculer la force magnétomotrice dans un générateur électrique.

$$F = N.I = R. \phi \quad (\text{I.4})$$

I.6.4. Flux magnétique

Le flux magnétique est égal au flux de l'induction magnétique B à travers une surface orientée S.

$$\phi = B.S \quad (\text{I.5})$$

I.6.5. Champ magnétique et induction magnétique

Lorsqu'un champ magnétique H circule dans un matériau ferromagnétique, il se crée, dans le matériau, une induction magnétique B, dont la variation suit la relation suivante [12]:

$$B = \mu_r.\mu_0.H \quad (\text{I.6})$$

Avec : $\mu_0=4.\pi. 10^{-7}$ perméabilité de vide [H/m].

On définit le champ magnétique :

$$H = \frac{N.I}{L} \quad (\text{I.7})$$

I.7. Classification des transformateurs

I.7.1.Par leurs fonctions : élévateur/abaisseur, de puissance, de courant, de potentiel.

I.7.2.Par leurs services : transformateurs de génération, transformateur de postes (interconnexion, distribution), transformateurs spéciaux (traction, fours, déphaseurs).

I.7.3.Par leurs constructions : a colonnes, cuirassés.

I.7.4.Par leurs nombre de phases : triphasé, monophasé.

I.7.5.Par type d'isolation : les transformateurs peuvent être classés par le type d'isolation de la partie active, les types d'isolation sont [4] :



Figure I.5: Transformateurs immergés.



Figure I.6: Transformateurs secs.

I.8. Les différents types de transformateur

Parmi les types les plus courants du transformateur, on peut citer :

I.8.1. Les transformateurs de mesures

I.8.1.1. Transformateur de courant TC

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux relais de protection et/ou de mesure du courant, de la puissance, de l'énergie. Pour cela ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau :

- Tension.
- Fréquence.
- Courant.

La notion de " transformateur de courant " est un abus de langage, mais elle a été popularisée dans l'industrie. L'expression « transformateur d'intensité » est sans doute plus exacte. On utilise fréquemment les abréviations TC ou TI. Dans les réseaux haute tension des courants de plusieurs kilo-ampères transitent, la mesure de courant si élevé est difficile. Pour

la faciliter les transformateurs de courant ont pour rôle de diviser la valeur du courant à mesurer par un facteur constant.



Figure I.7: Transformateur de courant.

I.8.1.1.1. Transformateur de courant type Bushing

Un Transformateur de Courant type Bushing (TCB) est une partie essentielle du transformateur. Implique un TC monté autour de la bride de la traversée. Elle peut être dans la cuve principale (sous le couvercle) ou montée extérieurement. Un TC type Bushing est uniquement constitué d'un centre de forme toroïdale avec un enroulement secondaire.

Lorsqu'il est utilisé à des fins de protection ou doser, un transformateur de courant est fait de telle sorte à saturer à des niveaux de courant très élevés avec une grande différence de potentiel électrique et des distances proches pour que le TCB puisse assurer sa fonction de détection des défauts de courant. Et leurs défaillances ont souvent des conséquences destructrices pour le transformateur, avec un risque élevé d'incendie.

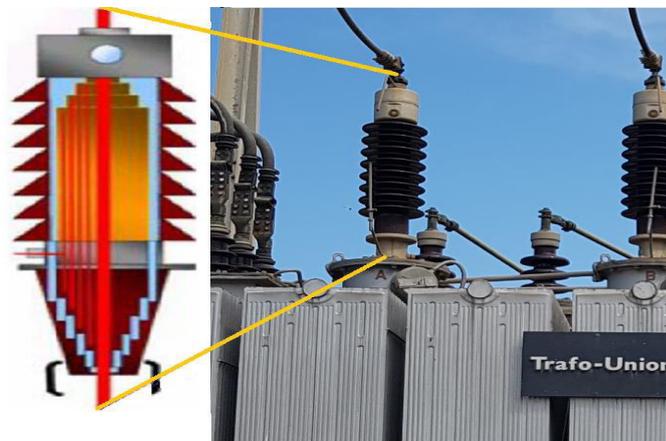


Figure I.8 : Vue d'un TC type Bushing.

I.8.1.1.2. Transformateur de courant type tore

Sur un circuit magnétique en forme d'anneau est bobiné l'enroulement secondaire, le primaire est réduit à un seul conducteur qui traverse cet anneau, ce conducteur est la barre, le câble unipolaire ou la borne de transformateur sur lequel on veut faire la mesure.

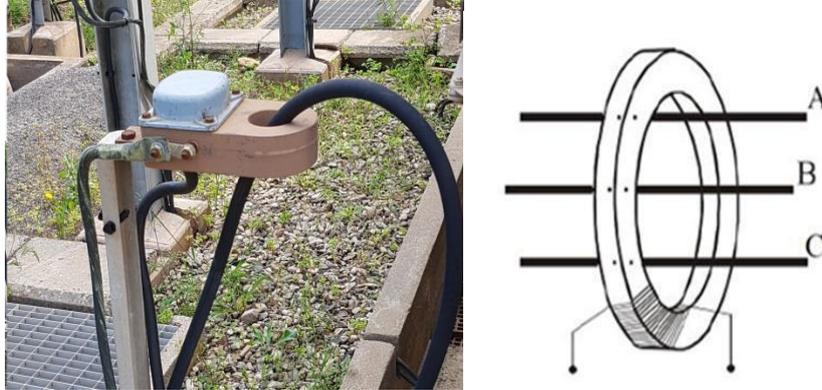


Figure I.9: Schéma de transformateur du courant type tore.

I.8.1.2. Transformateur de tension TT

Le principe de fonctionnement est celui du transformateur normal. Contrairement au transformateur de courant, les transformateurs de tension (TP) ont un enroulement primaire plus important que celui du secondaire. Il apporte il grande précision dans les installations de mesure.

Ce type de transformateur permet la mesure de tensions alternatives élevées. Son rapport de transformation peut être étalonné avec précision tout en délivrant une très faible charge au secondaire correspondant à un voltmètre. Il se monte en parallèle et ne doit jamais être court-circuité.



Figure I.10 : Transformateur de tension.

I.8.2. Les transformateurs de puissance

Un transformateur de puissance est un 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.

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 [6].



Figure I.11 : Transformateur de puissance d'un poste de BAB EZZOUAR 60/30/10 KV.

1) Traversée cuve	2) Conservateur
3) Indicateur de niveau d'huile	4) Changeur de prise
5) Ventilateurs	6) Radiateurs
7) Relais Buchholz	8) Vanne de prise d'échantillon
9) Tuyau d'huile	10) Cuve

I.8.2.1. Composants et accessoires, associés au transformateur de puissance

a- La cuve / couvercle

La cuve est un assemblage mécano-soudé en acier qui protège l'ensemble de la partie active et permet son immersion dans l'huile diélectrique. Les tubes de refroidissement sont généralement remplacés par des radiateurs.

Le couvercle est replié sur les côtés longitudinaux pour accroître la rigidité. Il est vissé sur la cuve. Deux œillets de levage soudés servent à soulever le transformateur ou la partie active.



Figure I.12 : La cuve d'un transformateur de puissance.

b- Conservateur

Le récipient cylindrique appelé conservateur est agencé à l'horizontale sur le couvercle. Sur certaines versions, la tubulure reliant le conservateur et le couvercle est parfois équipée d'un relais Buchholz.

Un niveau à contact magnétique monté sur le côté du conservateur indique le niveau d'huile actuel dans le transformateur.

Un orifice de remplissage d'huile se trouve normalement au-dessus du couvercle. Il peut soit être fermé hermétiquement par un bouchon, soit comporter un petit tuyau raccordé à un dessiccateur au silicagel permettant d'équilibrer les pressions interne et externe.

Seules les versions à bouchon vissé sont dotées d'un dessiccateur à silicagel intégré, l'entrée d'air de celui-ci étant située en bas de la cuve du conservateur.

En option, le conservateur peut être équipé d'une vanne de vidange pour éliminer les dépôts d'huile ou l'eau en excès. [7]



Figure I.13 : Conservateur d'huile.

c- Indicateur de niveau d'huile

L'huile de transformateur est un liquide isolant et en même temps une substance, qui transfère la chaleur à travers le système. Sans doute, il est important de savoir les règles de base et les principes de traitement d'huile de transformateur. Tout d'abord, vous devez savoir les principales caractéristiques d'huile de transformateur.



Figure I.14 : Indicateur de niveau d'huile TR.

d- L'assécheur

Cet équipement réalise deux fonctions fondamentales pour la conservation des caractéristiques de l'huile :

- ❖ Absorber l'humidité de l'air aspiré par le conservateur en phase de contraction. (Quand le transformateur se refroidit).
- ❖ Interdire l'entrée d'air durant les faibles variations de charge de façon à éviter le contact permanent du produit déshydratant avec l'air atmosphérique.

- ❖ Le silicagel bleu n'est donc plus disponible sur le marché et il est remplacé par un gel de silice de couleur orange lorsqu'il est déshydraté et se transforme en couleur blanche sale translucide lorsqu'il est saturé.

A ce jour, ce produit ne contient aucune substance qui soit considérée comme dangereuse pour la santé et pour l'environnement. C'est le produit le plus utilisé actuellement [10].



Figure I.15 : L'assécheur d'air.

e- Relais Buchholz

Le relais Buchholz comprend deux flotteurs et deux contacts d'alarme et de déclenchement. Il est monté sur la tubulure reliant le transformateur au conservateur. La flèche placée sur le couvercle du relais doit pointer vers le conservateur.



Figure I.16 : Relais buchholz.

f- Changeur de prise

Le changeur de prises en charge (CPC) est utilisé pour le réglage en charge du rapport de tension sans interruption de service. C'est l'équipement le plus contraint du transformateur et il est la principale cause de défaillance des transformateurs en exploitation.



Figure I.17 : Coffret de commande du changeur de prise en charge.



Figure I.18 : Changeur de prise.

I.8.2.2. Les essais de transformateur de puissance

A partir de ces essais on peut déterminer les paramètres du circuit équivalent du transformateur représenté dans le tableau (I.1). Il s’agit de deux essais suivants :

I.8.2.2.1. Essai à vide

L’essai à vide consiste à appliquer la tension nominale au primaire en gardant le secondaire à vide. La mesure du courant, de la puissance et de la tension permet la détermination des paramètres shunts du circuit équivalent. La méthode de calcul de ces paramètres et le montage de mesure utilisé sont résumés dans le tableau suivant [14]:

	Cas monophasé	Cas triphasé
Circuit de test		
Facteur de puissance	$\cos(\varphi) = \frac{P_0}{V_0 \cdot I_0}$	$\cos(\varphi) = \frac{P_0}{\sqrt{3} \cdot V_0 \cdot I_0}$
Résistance shunt	$\frac{1}{R_m} = \frac{I_0}{V_0} \cos(\varphi)$	$\frac{1}{R_m} = \frac{I_0 - \text{Phase}}{V_0 - \text{Phase}} \cos(\varphi)$
Réactance shunt	$\frac{1}{X_m} = \frac{I_0}{V_0} \sin(\varphi)$	$\frac{1}{X_m} = \frac{I_0 - \text{Phase}}{V_0 - \text{Phase}} \sin(\varphi)$

Tableau I.1: Essai à vide.

I.8.2.2.2. Essai en court-circuit

L'essai en court-circuit consiste à appliquer la tension réduite (valeur minimale) au primaire en gardant le secondaire en court-circuit. Puis on augmente la tension primaire jusqu'à le courant secondaire atteint sa valeur nominale. On mesure la tension, le courant et la puissance de court-circuit. L'essai présenté dans le tableau suivant [14] :

	Cas monophasé	Cas triphasé
Circuit de test		
Facteur de puissance	$\text{Cos}(\varphi) = \frac{P_{cc}}{V_{cc} \cdot I_{cc}}$	/
Résistance shunt	$R_{eq} = \frac{V_{cc}}{I_{cc}} \text{Cos}(\varphi)$	$Z_{eq} = \frac{V_0 - \text{Phase}}{I_0 - \text{Phase}}; R_{eq} = \frac{P_{cc}}{3I_{cc}^2}$
Réactance shunt	$Z_{eq} = \frac{V_{cc}}{I_{cc}} \text{Cos}(\varphi)$	$X_{eq} = \sqrt{Z_{eq}^2 + R_{eq}^2}$

Tableau I.2: Essai en court-circuit.

I.8.2.3. Analyse des pertes d'un transformateur

Le transformateur de puissance est transformé l'énergie électrique qui absorbe une puissance P_1 en l'énergie électrique qui peut alors fournir à la charge une puissance P_2 . Les pertes fer P_f Correspondent à la somme des pertes par hystérésis et des pertes par courants de Foucault.

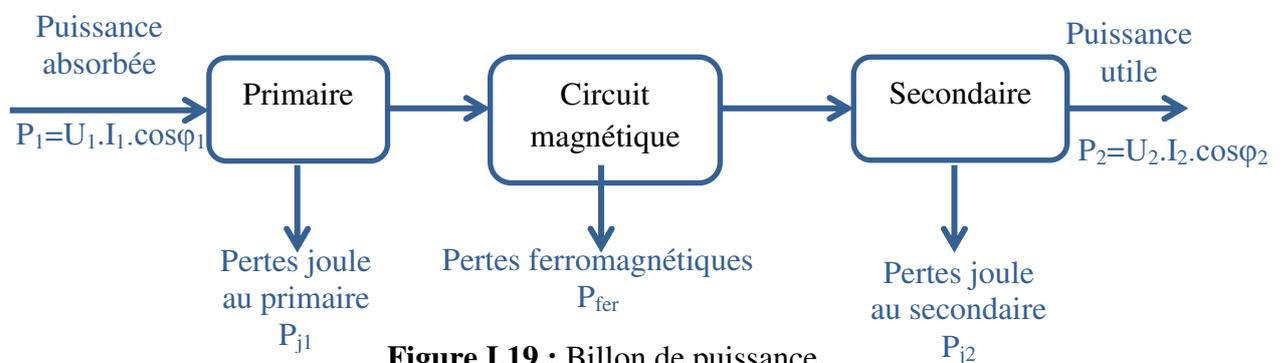


Figure I.19 : Billon de puissance.

Bilan de puissance égale :

$$P_1 = P_{J1} + P_{fer} + P_{J2} + P_2 \tag{I.9}$$

a) Les pertes par effet joule

Elles se produisent dans les résistances R_1 et R_2 des enroulements traversés par les courants I_1 et I_2 . On les appelle aussi les pertes dans le cuivre $P_j = C = R_1 \cdot I_1^2 + R_2 \cdot I_2^2$. On pourra les calculer à partir des mesures des résistances et des intensités efficaces. Dans le cas des transformateurs à forte puissance, on diminue ces pertes en limitant la température de fonctionnement. Pour cela on immerge le transformateur dans de l'huile minérale qui permet de le refroidir et d'éviter l'augmentation des résistances [19].

b) Pertes par hystérésis

Si le champ est réduit de la saturation par inversion magnétique, un hystérésis se développe.

Le cycle d'hystérésis ci-contre montre clairement que, pour obtenir le même champ B_{\max} , il faut pour le matériau B une excitation magnétique H deux fois importante que pour le matériau A. En conséquence, les pertes seront plus élevées et le rendement du transformateur sera plus faible.

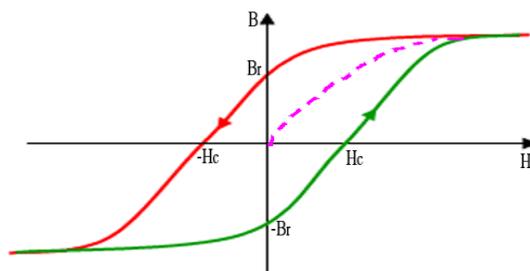


Figure I.20 : Cycle d'hystérésis.

c) Les pertes par courants de Foucault

Le flux alternatif ϕ à travers le circuit magnétique crée dans celui-ci comme dans toute masse métallique les courants induits appelés courant de Foucault qui entraînent l'échauffement du circuit magnétique. Ces pertes d'énergie P_F dépendent comme P_H de la nature du matériau de son volume de la fréquence f , du champ magnétique B . Pour limiter ces pertes, on feuillette le circuit magnétique [19].

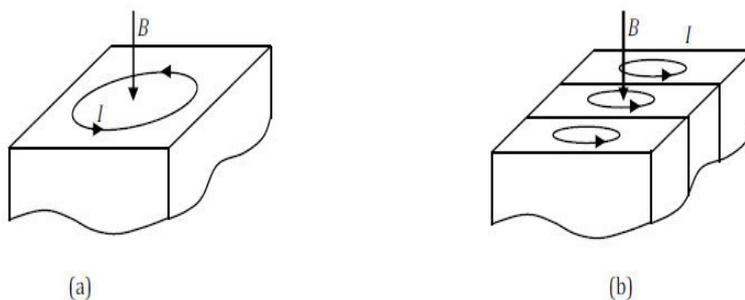


Figure I.21 : Pertes par courant de Foucault.

d) Les pertes dans le fer

On appelle perte fer la somme des pertes vues précédemment : les pertes par courant de Foucault plus les pertes par hystérésis. Les pertes fer sont proportionnelles à la tension d'alimentation et inversement proportionnelles à la fréquence.

Elles ne dépendent que de la tension d'alimentation U_1 indépendante des courants. Elles ne varient donc pas avec la charge branchée au secondaire du transformateur. Elles sont indispensables et le constructeur de matériaux ferromagnétiques indique leur valeur totale.

❖ Conséquences

A vide le primaire du transformateur réel absorbe de la puissance active dissipée par effet joule dans l'enroulement primaire traversé par le courant I_{1B} .

Par hystérésis et courant de Foucault dans le circuit magnétique.

I.8.2.4. Comment réduire les pertes d'un transformateur**➤ Réduire les pertes à vide**

En améliorant la qualité de la tôle magnétique, utilisée pour réaliser le circuit magnétique.

➤ Réduire les pertes en charge :

En augmentant la section des conducteurs électriques des bobines.

I.8.3. Circuit magnétique

Le circuit magnétique du transformateur est en tôles laminées à froid d'acier au silicium à grains orientés et faibles pertes magnétiques. Les deux faces des tôles sont revêtues d'un isolant céramique. La construction du circuit magnétique a été optimisée en fonction des propriétés de l'acier laminé à froid de façon à obtenir les meilleurs paramètres pour le circuit magnétique, en l'occurrence des pertes minimales à vide et une faible puissance magnétisante. Le circuit magnétique est du type colonne ou cuirassé [7].

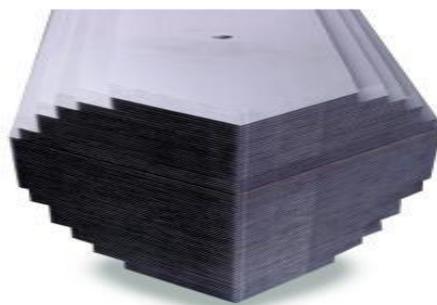


Figure I.22 : Circuit magnétique.

I.8.3.1. Circuit magnétique à colonnes

Les transformateurs à colonnes ont leurs chemins de retour du flux magnétique qui passent dans des jambes de circuit magnétique qui sont entourées concentriquement par les enroulements principaux, comme sur la figure ci-dessous.



Figure I.23 : Circuit magnétique colonne.

I.8.3.2. Circuits magnétiques cuirassés

Dans cette technologie, le circuit magnétique entoure les enroulements formés de bobines rectangulaires à axe horizontal, de section rectangulaire est constitué de tôles posées à plat. La cuve assure le calage du circuit magnétique et d'enroulements .comme la montre la (figure I.18) Ces transformateurs sont utilisés au sein des réseaux de transport et de répartitions ou les surtensions transitoires sont fréquentes. Dans cet environnement, ils doivent se prémunir des effets néfastes de ces surtensions sur les enroulements. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages [6].

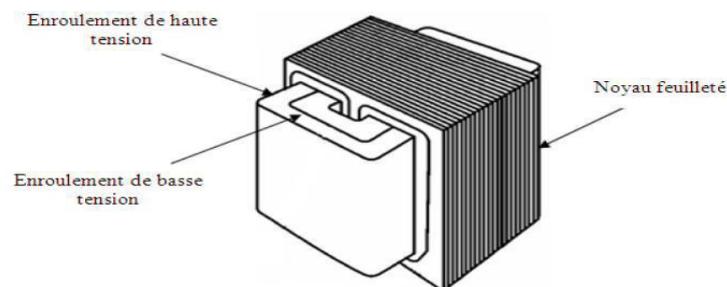


Figure I.24 : Circuits magnétiques cuirassés.

I.8.4. les enroulements transformateur

Les enroulements de transformateurs sont faits principalement de cuivre, et ils sont isolés généralement avec du papier.

Il existe aussi des enroulements en aluminium. Deux grandes familles technologiques d'enroulements existent: concentrique et en galette.



Figure I.25 : Enroulement d'un transformateur.

I.8.4.1. Rôle des enroulements

➤ **Enroulement primaire**

Le rôle de l'enroulement primaire est la création du champ alternatif. La tension à laquelle elle est élevée et l'intensité de courant qui le parcourt est faible, ce qui impose une section faible et un nombre de spire important [12].

➤ **Enroulement secondaire**

Le rôle de l'enroulement secondaire est le transport du courant induit, celui-ci se caractérise par une forte intensité. Cette caractéristique impose une section des conducteurs relativement importante et un nombre de spires limité [2].

I.8.4.2. Bobinage de transformateur

➤ **Bobinage concentrique simple**

Le bobinage basse tension est enroulé sur le noyau et après isolement est recouvert par le bobinage haute tension [9].

➤ **Bobinage concentrique double**

La moitié du bobinage basse tension est enroulée sur le noyau et isolée, puis on enroule le bobinage haut tension et on isole et enfin, on termine par la deuxième moitié du bobinage basse tension. Autrement dit, le bobinage haut tension est en sandwich entre les deux moitiés basses tensions [9].

➤ **Bobinage en galette**

De par la construction des enroulements en galettes la pleine tension de l'enroulement est répartie sur toute la hauteur de la bobine, à contrario de l'enroulement en couches où la tension de l'enroulement est à tenir dans l'épaisseur du bobinage. Ainsi les précautions d'isolation à tenir sont moins contraignantes que la longue couche.

De façon générale les enroulements en galettes ont un facteur de remplissage de l'espace important.

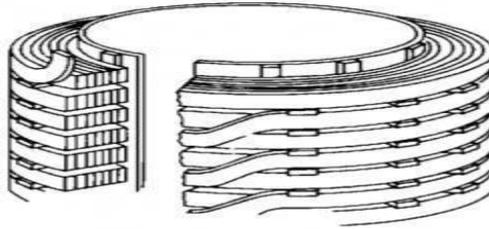


Figure I.26 : Bobinage en galette.

I.8.5. Les matériaux ferromagnétiques

Les matériaux ferromagnétiques ont la propriété de devenir magnétiques, c'est-à-dire de s'aimanter lorsqu'ils sont placés dans un champ magnétique. Ils conservent alors une partie de ce magnétisme lorsque le champ est supprimé. On distingue 2 types : Les matériaux ferromagnétiques doux et les matériaux ferromagnétiques durs.

I.8.5.1. Les matériaux ferromagnétiques doux

Les ferromagnétiques doux sont principalement constitués de Fer et de Silicium, Nickel ou Cobalt qui leur permet de garder une forte aimantation. Leurs faibles champs coercitif ne nécessitent qu'un faible champ extérieur pour les désaimanter et les destinent principalement pour des applications électrotechniques (Electro-aimants, transformateurs etc..).

I.8.5.2. Les matériaux ferromagnétiques durs

Les ferromagnétiques durs plus communément appelés aimants permanents sont les matériaux aux propriétés magnétiques les plus élevés. On y retrouve 3 catégories : Les aimants ferrites, Les Aimants Alnico et les intermétalliques ou on y retrouve principalement les Aimants Néodyme et les Samarium Cobalt. Ils se différencient des matériaux doux par un fort champ coercitif (une forte résistance à la désaimantation) et gardent une forte aimantation en l'absence de champ magnétique extérieur (champ rémanent élevé).

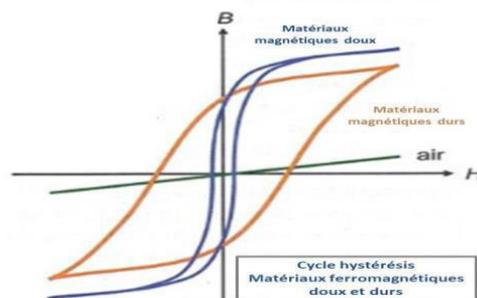


Figure I.27 : Cycle d'hystérésis des matériaux doux et durs [31].

I.8.6. Isolation des transformateurs

Les isolations dans les transformateurs sont des éléments importants, ils jouent le rôle de support mécanique des conducteurs, et doivent donc transmettre les efforts électromécaniques normaux ou exceptionnels qui s'exerceront pendant le fonctionnement. C'est-à-dire ils doivent supporter et transmettre par conduction aux dispositifs de réfrigération la chaleur dégagée.

Dans les transformateurs deux types d'isolations sont utilisées [3]:

- Isolation solide
- Isolation liquide

I.8.7. Rôle des huiles isolantes dans les transformateurs

Elle joue le rôle d'isolant entre les différentes parties actives des transformateurs.

L'huile isolante dans les appareils électrique assure des fonctions diverses :

- Isolation entre conducteurs sous tension
- Isolation entre enroulements haute et basse tension
- Isolation entre enroulements et la cuve (terre)

Pour remplir ce rôle, l'huile agit par ses propriétés diélectriques : sa rigidité électrique, sa résistivité, sa constante diélectrique.

Elle joue le rôle de refroidisseur en captant la chaleur dissipée par les éléments actifs (conducteurs, enroulement, tôles magnétique) pour la restituer à une source froide (eau, air, ou autres fluides). Pour remplir cette tâche, l'huile agit par ses propriétés thermiques et physiques : capacité calorifique, viscosité, densité.

I.8.8. Cellulose

La cellulose papier – ou papier isolant – est un matériau composé entièrement de fibres de cellulose et ayant l'aspect du papier.

Ce papier trempé dans de l'huile isolante puis fortement séchée, est utilisé dans les transformateurs et les bobines.



Figure I.28 : Papier isolant de transformateur.

I.9. Refroidissement

L'huile est en mouvement dans un transformateur en fonctionnement, par un phénomène de convection naturelle ou forcée (à l'aide de pompes ou de ventilateurs). Elle est refroidie par l'air ambiant grâce à des radiateurs dans lesquels des ventilateurs forcent la circulation d'air [11].

Dans la plupart des transformateurs, un fluide diélectrique (huile minérale, synthétiques, ...) est utilisé dans le circuit de refroidissement pour dissiper la chaleur du circuit magnétique et des enroulements [11]. Le refroidissement est caractérisé sur les transformateurs par lettres suivantes :

- Le type de fluide : A = Air, O = Huile, W = Eau
- Le type de circulation : N = Naturelle, F = Forcée, D = Dirigée

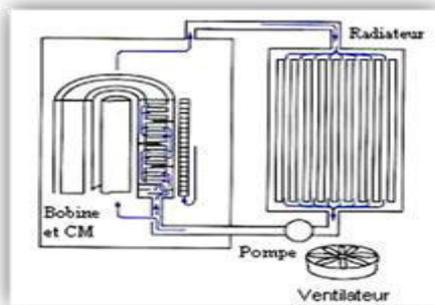


Figure I.29 : Système de refroidissement.

Figure I.30 : Les ventilateurs.

I.9.1. Radiateur

ONAN (Oil Natural Air Natural): circulations naturelles de l'huile dans le transformateur et de l'air sur ses surfaces extérieures. [11]

ONAF (Oil Natural Air Forced): circulations naturelles de l'huile dans le transformateur et air ventilé sur ses radiateurs. [11]

I.10. Couplage des transformateurs

Il existe trois sortes de couplages des enroulements primaires et secondaires du transformateur triphasé.

Les enroulements primaires d'un transfo peuvent être reliés :

- ✓ en étoile, symbole Y.
- ✓ en triangle, symbole D.

Les enroulements secondaires d'un transfo peuvent être reliés :

- ✓ en étoile, symbole y.

- ✓ en triangle, symbole d.
- ✓ en zig-zag, symbole z.

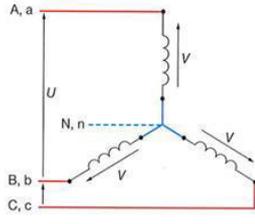
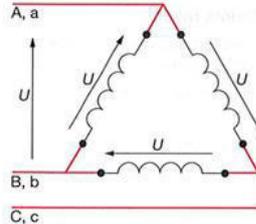
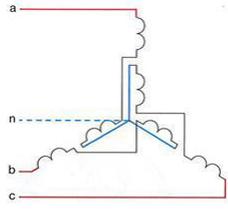
Branchement	Etoile	Triangle	zigzag
Schéma			
Symbole			
Lettre	You y	D ou d	Z ou z
Remarque	Simple, robuste et adapté aux très hautes tensions	Plus adapté aux courants importants	Utilisé côté secondaire des transformateurs de distribution

Tableau I.3: Classification les couplages d'un transformateur.

Si le point neutre des enroulements en étoile ou en zigzag est accessible pour être raccordé, les désignations deviennent YN ou ZN et yn ou zn.

I.11. Les indices horaires

L'indice horaire indique la valeur du déphasage entre tensions primaires et secondaires homologues.

- **Utilité des indices horaires**

La connaissance de l'indice horaire des réseaux est indispensable lorsqu'il s'agit de réaliser une liaison entre deux ouvrages [15].

I.12. Conclusion

Dans ce chapitre on a donné quelques généralités essentielles et notions de base sur les transformateurs. Nous avons vu les types et les classifications des transformateurs. Ainsi que l'isolation utilisée pour les transformateurs. Chacun des éléments constructifs a un rôle bien déterminé pour assurer un fonctionnement permanent avec une qualité d'alimentation bien correcte et un rendement optimal.

Chapitre II

Calcul et dimensionnement d'un transformateur HT/MT

II.1. Introduction

Le calcul électromagnétique d'un transformateur nécessite en premier lieu un calcul préliminaire, permettant de déterminer à partir du cahier des charges les dimensions principales en ce réfèrent aux tableaux standards de l'entreprise national des industries électrotechnique (L'ENEL) et aux normes internationales, ensuite on procédera à un calcul définitif de toutes les caractéristiques géométriques et électromagnétiques, enfin on compare les deux résultats [33].

II.2. Calcul des dimensions principales

Les dimensions principales d'un transformateur sont :

- Le diamètre de la colonne D.
- La distance entre les colonnes L_f .
- La distance entre les culasses H_c .

II.3. Caractéristiques générales de TR 63/11 KV

Constructeur	Trafo-Union
Nombre de phases	3
Fréquence d'utilisation	50 Hz
Refroidissement	ONAF
Symbole de couplage	Ynd11
Tension nominale	63/11 KV
Puissance nominale	30 MVA
Tension en court-circuit	12 %
Perte à vide	25.5 KW
Perte en court-circuit	675 KW
Courant nominale	289/1575 A

Tableau II.1 : plaque signalétique de TR 63/11 KV [Annexe 1], [38].

II.4. Calcul électromagnétique

II.4.1. La Puissance apparente par colonne S_c

Elle est donnée par la relation suivant [32] :

$$S_c = \frac{S_n}{m} \quad (\text{II.1})$$

$$\text{AN : } S_c = \frac{30000}{3} = 10000 \text{ KVA}$$

II.4.2. Tension nominale d'un enroulement

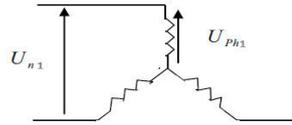
La tension de phase dépend du mode du couplage de l'enroulement.

a) Enroulement primaire (HT)

L'enroulement primaire est connecté en étoile, la tension de phase est donnée par :

$$U_{ph1} = \frac{U_{n1}}{\sqrt{3}} \quad (\text{II. 2})$$

$$\text{AN: } U_{ph1} = \frac{63000}{\sqrt{3}} = 36373 \text{ V}$$

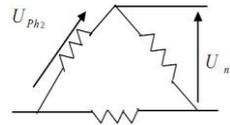


b) Enroulement secondaire (MT)

L'enroulement secondaire est connecté en triangle, la tension de phase est donnée par :

$$U_{Ph2} = U_{n2} = 11000 \text{ V}$$

U_{Ph2} : tension nominale simple au secondaire [V].



II.4.3. Courants nominaux des enroulements

Les courants dans les enroulements sont calculés suivant le mode de couplage.

a- Courant de ligne

• Au primaire :

$$I_{n1} = \frac{S_n}{U_{n1}\sqrt{3}} \quad (\text{II.3})$$

$$\text{AN: } I_{n1} = \frac{30 \times 10^6}{63000\sqrt{3}} = 274.94 \text{ A}$$

• Au secondaire :

$$I_{n2} = \frac{S_n}{U_{n2}\sqrt{3}} \quad (\text{II.4})$$

$$\text{AN: } I_{n2} = \frac{30 \times 10^6}{11000\sqrt{3}} = 1574 \text{ A}$$

b- Courant de phase

• Au primaire (couplage étoile) :

$$I_{ph1} = I_{n1} = 274.94 \text{ A}$$

• Au secondaire (couplage triangle) :

$$I_{ph2} = \frac{I_{n2}}{\sqrt{3}} = \frac{1574}{\sqrt{3}} = 908.7 \text{ A}$$

II.4.4. La fréquence

$$f = 50 \text{ HZ}$$

II.4.5. Groupe de couplage

$$Y_n d11$$

II.4.6. Tension de court-circuit

La tension de court-circuit est déterminée entre les enroulements HT et MT.

C'est la tension appliquée au primaire lorsque le secondaire est en court-circuit. Elle est exprimée en [%] de la tension nominale. Elle est de la forme suivante :

$$U_{cc} = \sqrt{U_{cca}^2 + U_{ccr}^2} \quad (\text{II.5})$$

$$U_{cca} = \frac{P_{cc}}{S_n} \times 100 \quad (\text{II.6})$$

$$\text{AN: } U_{cca} = \frac{675000}{30 \times 10^6} \times 100 = 2.25 \%$$

$$U_{ccr} = \sqrt{U_{cc}^2 - U_{cca}^2} = \sqrt{12^2 - 2.25^2} = 11.78 \%$$

II.4.7. Diamètre de la colonne D

Le diamètre de la colonne est donné par la relation suivante :

$$D = \sqrt[4]{\left(\frac{16 \cdot \mu_0 \cdot a_r \cdot \beta \cdot K_R \cdot Sc}{\pi^3 \cdot f \cdot Ku^2 \cdot Bc^2 \cdot U_{ccr}} \right)} \quad (\text{II.7})$$

La démonstration de l'équation (II.7) se trouve en [Annexe 2].

II.4.7.1. Epaisseur rapporté du canal de fuite a_r

Pour les enroulements concentriques a_{12} est donnée la formule suivante [32] :

$$a_r = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3} \quad (\text{II.8})$$

- a_{12} : Largeur du canal de fuite (entre les deux enroulements). Pour un transformateur émergé dans l'huile, a_{12} est donné par le tableau II.2.

Un (KV)	3	8	10	15	20	35	60	170	220
a_{12} (cm)	0.6 à 1		0.7 à 1.2	1 à 1.2	1.2 à 1.8	2.1 à 2.7	--	6 à 8	13 à 22

Tableau II.2 : Les valeurs du a_{12} pour les transformateurs immergés dans l'huile [32].

Pour un calcul préliminaire, on prend $a_{12} = 0.7$ cm.

- a_1 : Epaisseur de l'enroulement haute tension.
- a_2 : Epaisseur de l'enroulement basse tension.

$\frac{a_1 + a_2}{3}$ est une fonction de la puissance apparente par colonne du transformateur.

$$\frac{a_1 + a_2}{3} = k \sqrt[4]{S_c} \quad (\text{II.9})$$

K : facteur dépendant de la puissance apparente par colonne et de la tension la plus grande du transformateur. La valeur de K est donnée par le tableau II.3.

S_c (KVA)	<100	100 à 500	750 à 5600	7500 à 31500
U_n (KV)	≤ 10	10 à 35	10 à 35	10 à 35
K	0.53 à 0.8	0.42 à 0.6	0.4 à 0.5	0.44 à 0.46

Tableau II.3 : Valeur de l'épaisseur rapportée du canal de fuite [32].

Pour un calcul préliminaire on prend pour K la valeur suivante :

K = 0.4 soit

$$AN : \frac{a_1 + a_2}{3} = 0.4 \times \sqrt[4]{10000} = 4 \text{ cm}$$

$$a_r = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3} = 0.7 + 4 = 4.7 \text{ cm}$$

II.4.7.2. Coefficient β

C'est un coefficient qui détermine la minceur appelée des fois coefficient de sveltesse [32]:

$$\beta = \frac{\pi \times d_{12}}{h_B} \quad (\text{II.10})$$

La relation précédente montre que le coefficient β est fonction de deux grandeurs géométriques principales du transformateur. Selon sa valeur, le transformateur sera svelte ou trapu.

La valeur de β dépend de la tension la plus grande et du type du matériau utilisé pour le bobinage. Pour notre cas, on utilise des conducteurs en cuivre pour la conception des bobines. β varie entre 2 et 1.5. Pour un calcul préliminaire, on prend $\beta = 1.76$

U [KV]	6-10	35		100
β (cuivre)	3.40 – 1.75	3-1.8	1.8 – 1.3	2-1.5

Tableau II.4 : La valeur de Coefficient en fonction de la tension HT.

II.4.7.3. Coefficient de ROGOWSKI K_R

C'est un facteur de réduction de la hauteur de l'enroulement à la longueur théorique des lignes de champs de dispersion.

Il est donné par la relation suivante [32] :

$$K_R = 1 - \frac{a_1 + a_2 + 2a_{12}}{2\pi \cdot h_B} \quad (\text{II.11})$$

Pour un enroulement concentrique, sa valeur est comprise entre [0,9 ; 0,97], pour un calcul préliminaire, on prend $K_R = 0.91$

II.4.7.4. Facteur d'utilisation de la section du fer K_u

Il est donné par :

$$K_u = K_g \cdot K_r \quad (\text{II.12})$$

K_r : Coefficient de remplissage, il dépend du type d'isolation et de l'épaisseur des tôles adoptés pour le circuit magnétique, sa valeur est choisie dans le tableau II.5.

Epaisseur des tôles	Isolation des tôles	
	Isolation avec papier	Isolation à la carlite
0.5	0.875	0.97-0.98
0.35	0.850	0.94-0.96
0.28-0.3	-	0.93-0.94

Tableau II.5 : Valeurs de coefficient de remplissage [32].

Pour les tôles d'épaisseur 0,3 mm avec une isolation à la carlite, on choisit : $K_r = 0,94$
 K_g : Coefficient géométrique dépendant du nombre de gradins constituant la colonne et de la puissance par colonne, on choisit sa valeur dans le tableau II.6.

S(KVA)	<5	5 -15	15 - 45	45 - 500
N gradins	2	4	5	6
Kg	0.786	0.866	0.91	0.93

Tableau II.6 : Valeur de facteur de coefficient géométrique qui compte du nombre des gradins constituant la colonne [32].

Pour notre calcul, on prend $K_g = 0.866$ et le nombre de gradins $N_g = 4$.

$$AN : K_u = 0.94 \times 0.866 = 0.81$$

Induction magnétique de crête est choisie en fonction de la puissance du transformateur et de type des tôles utilisées. Pour les tôles d'épaisseur 0.28 et 0.3 mm B_c varie entre 1.2 T et 1.8 T.

Pour un calcul préliminaire on prend $B_c = 1.78$ T (tôle à grains orientés).

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

✓ La valeur du diamètre de la colonne :

AN :

$$D = \sqrt[4]{\frac{16 \times 4\pi 10^{-7} \times 4.7 \times 10^{-2} \times 0.91 \times 10^7}{\pi^3 \times 50 \times 0.81^2 \times 1.78^2 \times 11.78 \times 10^{-2}}} = 388 \text{ mm}$$

II.4.8. diamètre de canal de fuite d_{12}

$$d_{12} = D + 2a_{20} + 2a_2 + a_{12} \quad (\text{II.13})$$

a_{20} : Désigne la distance entre la colonne et l'enroulement basse tension, sa valeur est donnée en fonction de la tension secondaire du transformateur et est donnée par le tableau II.6.

U_{n2} (kV)	≤ 1	3	6	10	15	20	35
a_{20} (cm)	0.5	1.2	1.2-1.5	1.8	1.8-2	2.1-2.3	3

Tableau II.7 : distance entre la colonne et l'enroulement BT [32].

On aura la valeur de $a_{20} = 1.8 \text{ cm} = 18 \text{ mm}$

a_2 : Epaisseur de l'enroulement basse tension, sa valeur est donnée par la formule suivante :

$$a_2 = K \sqrt[4]{S_c} \quad (\text{II.14})$$

K_{a_2} : Coefficient dépendant de la tension nominale, on le définit comme suite :

$$K_{a_2} = \begin{cases} 0,55 & \text{pour } U_n \leq 35 \text{ [kV]} \\ 0,45 & \text{pour } U_n \leq 110 \text{ [kV]} \end{cases}$$

Dans notre cas, on prend $K_{a_2} = 0,55$

$$\text{Donc } a_2 = 0,55 \times \sqrt[4]{10000} = 5,5 \text{ cm}$$

$$d_{12} = 388 + 2 \times 18 + 2 \times 5,55 + 7$$

$$d_{12} = 442,1 \text{ mm}$$

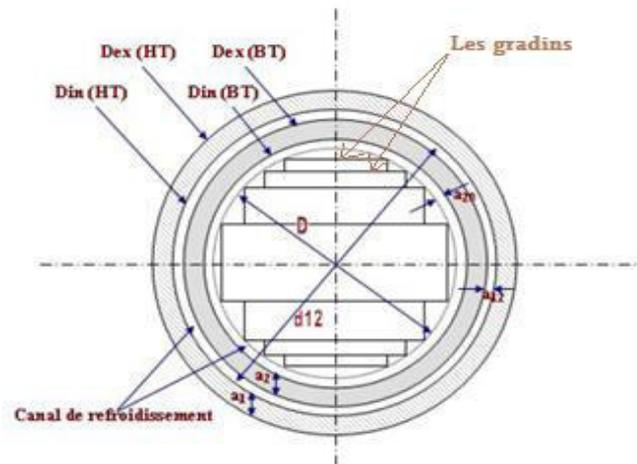


Figure II.2 : coupe générale de la colonne.

II.4.9. Dimensionnement radial des enroulements

a) Diamètre intérieur de l'enroulement MT

$$D_{int2} = D + 2a_{20} \quad (\text{II.15})$$

$$\text{AN: } D_{int2} = 388 + 2 \times 18 = 424 \text{ mm}$$

b) Diamètre extérieur de l'enroulement MT

$$D_{ext2} = D_{int2} + 2a_2 \quad (\text{II.16})$$

$$\text{AN: } D_{ext2} = 424 + 2 \times 55 = 534 \text{ mm}$$

c) Diamètre intérieur de l'enroulement HT

$$D_{int1} = D_{ext2} + 2a_{12} \quad (\text{II.17})$$

$$\text{AN: } D_{int1} = 534 + 2 \times 7 = 548 \text{ mm}$$

d) Diamètre extérieur de l'enroulement HT

$$D_{ext1} = D_{int1} + 2a_1 \quad (\text{II.18})$$

$$\text{AN: } D_{ext1} = 548 + 2 \times 65 = 678 \text{ mm}$$

II.4.10. Hauteur approximative des enroulements h_B

Elle est donnée par l'expression suivante :

$$h_B = \pi \frac{d_{12}}{\beta} \tag{II.19}$$

AN: $h_B = 3.14 \times \frac{442}{1.76} = 788.56 \text{ mm}$

Pour éviter toute contrainte pouvant créer des forces électrodynamiques axiales, et pour faciliter le calage des bobines et des culasses, on choisit les hauteurs des bobines primaires et secondaires les plus proches possibles les unes des autres.

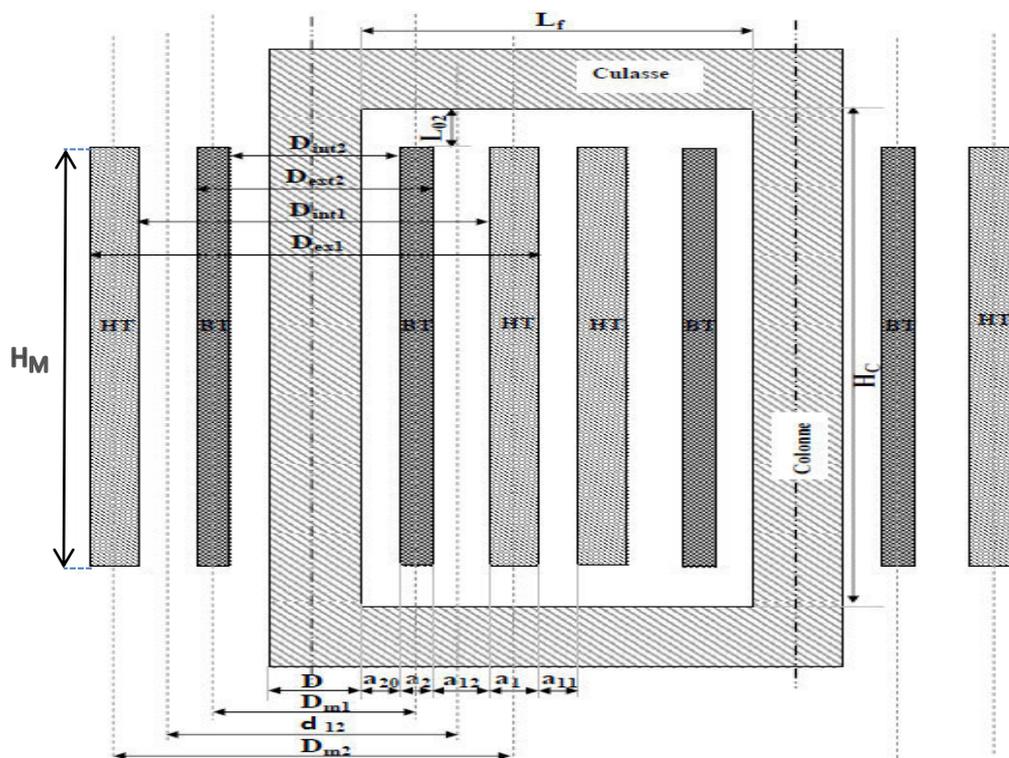


Figure II.3 : Schéma représentatif d'une colonne avec les enroulements.

II.4.11. Calcul des enroulements

II.4.11.1. Le nombre de spires

Pour calculé le nombre de spires il faut calculer la section du fer de la colonne et la tension de spire.

a. Section du fer de la colonne S_{fer}

Elle est donnée par la relation suivante [34]:

$$S_{fer} = \frac{\pi.D^2}{4} \cdot K_u \tag{II.20}$$

$$\text{AN: } S_{fer} = \frac{3.14 \times (388)^2}{4} \times 0.87 = 1028.14 \text{ cm}^2$$

b. Les tensions entre spire U_{SP}

Sa valeur est la même pour les deux enroulements car ces derniers sont embrassés par le même flux principal.

Elle est donnée par la relation suivante [34] :

$$U_{SP} = \sqrt{2} \times \pi \times f \times B_c \times S_{fer} \quad (\text{II.21})$$

$$\text{AN: } U_{SP} = \sqrt{2} \times 3.14 \times 50 \times 1.78 \times 1028.14 \times 10^{-4} = 40.63 \text{ V}$$

c. Nombre de spires de l'enroulement primaire N_1

Il est donné par la relation suivant [34]:

$$N_1 = \frac{U_{PH1}}{U_{SP}} \quad (\text{II.22})$$

$$\text{AN: } N_1 = \frac{36373}{40.63} = 895 \text{ spires}$$

• **Calcul du nombre de couches**

$$N_{1s/c} = \frac{h_B}{b_{is1}} \quad (\text{II.23})$$

$$\text{AN: } N_{1s/c} = \frac{788.56}{7.6} = 103$$

Le nombre de couche est donné par la formule suivante :

$$N_{1/c} = \frac{N_1}{N_{1s/c}} \quad (\text{II.24})$$

$$\text{AN: } N_{1/c} = \frac{895}{103} = 8 \text{ couches}$$

• **Nombre de spire par couche $N_{sp1/c}$**

$$N_{sp1/c} = \frac{N_1}{N_{1/c}} \quad (\text{II.25})$$

$$\text{AN: } N_{sp1/c} = \frac{895}{8} = 112 \text{ spires/couches}$$

d. Nombre de spires de l'enroulement secondaire N_2

Il est donné par la relation suivante [34]:

$$N_2 = \frac{U_{PH2}}{U_{SP}} \quad (\text{II.26})$$

$$\text{AN: } N_2 = \frac{11000}{40.63} = 270 \text{ Spires}$$

- Nombre de spire par couche $N_{2s/c}$

$$N_{2s/c} = \frac{h_B}{b_{is2}} \quad (\text{II.27})$$

$$\text{AN: } N_{2s/c} = \frac{788.56}{4} = 197.14$$

- calcul nombre de couches $N_{2/c}$

$$N_{2/c} = \frac{N_2}{N_{2s/c}} \quad (\text{II.28})$$

$$\text{AN: } N_{2/c} = \frac{270}{197.14} = 1 \text{ couches}$$

- Nombre de spire par couche $N_{sp2/c}$

$$N_{sp2/c} = \frac{N_2}{N_{2/c}} \quad (\text{II.29})$$

$$\text{AN: } N_{sp2/c} = \frac{270}{1} = 270 \text{ spires/couches}$$

II.4.11.2. Calcul de la section des conducteurs S_N

La section des conducteurs est donné par la relation suivante [34]:

$$S_N = \frac{I_n}{J_m} \quad (\text{II.30})$$

J_m : la densité moyenne du courant : elle est donnée par la relation suivant [34]:

$$J_m = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \rho_{75^\circ} \cdot k_{pcc}} \times \frac{P_{cc}}{S_n} \times \frac{U_{sp}}{d_{12}} \quad (\text{II.31})$$

$$\rho_{75^\circ} = \rho_{20} [1 + \alpha(T - 20^\circ)] \quad (\text{II.32})$$

ρ_{20} : Résistivité du cuivre à 200 C.

α : coefficient de température égale à 0,00381 [$^\circ \text{C}^{-1}$].

T : Température de fonctionnement égale à 75 $^\circ \text{C}$.

$$\text{AN: } \rho_{75^\circ} = 0.0172 \cdot 10^{-6} [1 + 0.00381 (75^\circ - 20^\circ)] = 0.0215 \text{ } \Omega \text{mm}^2/\text{m}$$

K_{pcc} : facteur tenant compte des pertes supplémentaire en court-circuit, il donné en fonction de la puissance apparente (voir tableau II.8):

S_n [KVA]	30	180	600	1600	2500	30000
K_{pcc}	1.02	1.025	1.05	1.070	1.08	1.214

Tableau II.8 : facteur tenant compte des pertes supplémentaires [35].

Pour $S_n = 30$ MVA on prend $K_{pcc} = 1.219$

$$\text{AN: } J_m = \frac{1}{2. \pi. 0.0215. 1.214} \times \frac{675000}{30 \times 10^6} \times \frac{40.63}{442.1 \times 10^{-3}} = 12.61 \text{ A/mm}^2$$

II.4.11.3. Choix des conducteurs et du type de l'enroulement haute tension

a. Calcul de la section des conducteurs S_1 [36]:

$$S_1 = \frac{I_{n1}}{J_m} \quad (\text{II.33})$$

$$\text{AN: } S_1 = \frac{274.94}{12.61} = 21.8 \text{ mm}^2$$

a : Épaisseur des conducteurs [mm].

b : La largeur des conducteurs [mm].

$S_1 = 21.8 \text{ mm}^2$ une valeur normalisée selon le tableau II.9 [Annexe 3].

$a_1 = 3.15 \text{ mm}$; $b_1 = 7.1 \text{ mm}$ pour isolation de 0,5 mm.

b. Dimension des conducteurs isolants

$$a_{is1} = a_1 + \text{isolation}$$

$$b_{is1} = b_1 + \text{isolation}$$

$$a_{is1} = 3.15 + 0,5 \quad ; \quad a_{is1} = 3.65 \text{ mm}$$

$$b_{is1} = 7.1 + 0,5 \quad ; \quad b_{is1} = 7.6 \text{ mm}$$

• Hauteur de l'enroulement primaire h_{B1}

$$h_{B1} = (b_{is1} \cdot 3) \left(\frac{N_1}{N_{1/c}} + 1 \right) \quad (\text{II.34})$$

$$\text{AN: } h_{B1} = (7.6 \times 3) \left(\frac{895}{8} + 1 \right) = 2573.55 \text{ mm}$$

II.4.11.4. Choix des conducteurs et du type de l'enroulement basse tension

a. Calcul de la section des conducteurs S_2 [36]:

$$S_2 = \frac{I_{n2}}{J_m} \quad (\text{II.35})$$

$$\text{AN: } S_2 = \frac{1574}{12.61} = 124.82 \text{ mm}^2$$

Si la section du conducteur est supérieure à 50 mm^2 , on le divise en plusieurs conducteurs élémentaires placés en parallèle.

En prend trois conducteur élémentaire.

$$\text{AN : } S_{2el} = \frac{124.82}{3} = 41.3 \text{ mm}^2$$

S_{2el} une valeur normalisée selon le tableau II.8 [Annexe 3].

$a_2 = 11.8 \text{ mm}$; $b_2 = 3.55 \text{ mm}$ pour isolation de 0,45 mm

b. Dimension des conducteurs isolants

$a_{is2} = a_2 + \text{isolation}$

$b_{is2} = b_2 + \text{isolation}$

$a_{is2} = 11.8 + 0,45$; $a_{is2} = 12.25 \text{ mm}$

$b_{is2} = 3.55 + 0,45$; $b_{is2} = 4 \text{ mm}$

• Hauteur de l'enroulement secondaire h_{B2}

$$h_{B2} = (b_{is2} \cdot 3) \left(\frac{N_2}{N_{2/c}} + 1 \right) \quad (\text{II.36})$$

AN: $h_{B2} = (4 \times 3) \left(\frac{270}{1} + 1 \right) = 3252 \text{ mm}$

c. Largeur du conducteur totale

$$b_T = b_1 + 3b_2 \quad (\text{II.35})$$

AN: $b_T = 7.1 + 3 \times 3.55 = 17.75 \text{ mm}$

a) Calcul de la hauteur du montage des bobines H_M

La hauteur de montage est la même pour les enroulements Haute et Basse Tension ; elle est définie comme suit :

$$H_M = h_{B1} + 2 \cdot b_m$$

b_m : bondes marginales pour une tension 63 KV ($b_m = 30 \text{ mm}$)

AN : $H_M = 2573.55 + 2 \times 30 = 2633.55 \text{ mm}$

II.4.12. Calcul de la hauteur de la colonne H_C

$$H_C = H_M + (D_{cs} + D_{ci}) \quad (\text{II.37})$$

D_{cs} : 13 mm distance entre la bobine et culasse supérieur.

D_{ci} : 13 mm distance entre la bobine et culasse inférieur.

AN: $H_C = 2633.55 + 26 = 2659.55 \text{ mm}$

II.4.13. Dimensionnement du circuit magnétique

Les colonnes et les culasses ont une même section. Cette section est de forme circulaire. Pour se rapprocher de cette forme, on a recours à un empilage de tôles sous forme des gradins (voir figure II.2).

II.4.13.1. Nombre et dimension des gradins [37]

Le nombre des gradins est choisi d'après le (tableau II.6). Pour le diamètre de la colonne $D = 388$ mm, on prendra $N_g = 4$ gradins.

- Les normes donnent pour les longueurs des gradins les valeurs suivantes :

$$B = 0,91.D \quad ; \quad B_{S1} = 353.08 \text{ mm}$$

$$B = 0,83.D \quad ; \quad B_{S2} = 322.04 \text{ mm}$$

$$B = 0,70.D \quad ; \quad B_{S3} = 271.60 \text{ mm}$$

$$B = 0,58.D \quad ; \quad B_{S4} = 225.04 \text{ mm}$$

- Pour déterminer les hauteurs des gradins, on doit appliquer le théorème de Pythagore :

$$H_{S1} = \sqrt{D^2 - B_{S1}^2} \quad \text{(II.38)}$$

$$\text{AN: } H_{S1} = \sqrt{388^2 - 353.08^2} \quad ; \quad H_{S1} = 160.86 \text{ mm}$$

$$H_{S2} = 216.41 \text{ mm}$$

$$H_{S3} = 277.08 \text{ mm}$$

$$H_{S4} = 316.07 \text{ mm}$$

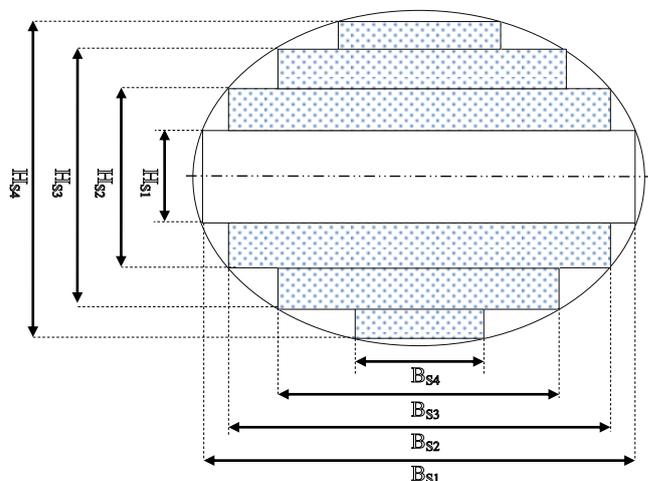


Figure II.4 : Représentation des gradins.

- Recalcul de l'induction de crête B_c

$$B_c = \frac{U_{sp}}{\sqrt{2} \cdot \pi \cdot f \cdot S_{fer}} \quad (\text{II.39})$$

$$\text{AN : } B_c = \frac{40.63}{\sqrt{2} \cdot \pi \cdot 50 \cdot 1028.14 \cdot 10^{-4}} = 1.78 \text{ T}$$

II.4.13.2. Calcul de l'espace nécessaire pour les bobines

- b) Calcul de la hauteur magnétique pour le secondaire H_{mag2}

$$H_{mag2} = \frac{N_2}{4} (b_{is2} \cdot 3) \quad (\text{II.40})$$

$$\text{AN: } H_{mag2} = \frac{270}{4} (4.3) = 810 \text{ mm}$$

- c) Calcul de la hauteur magnétique pour le primaire H_{mag1}

$$H_{mag1} = \frac{N_1}{5} (b_{is1} \cdot 3) \quad (\text{II.41})$$

$$\text{AN: } H_{mag1} = \frac{895}{5} (7.6.3) = 4081.2 \text{ mm}$$

II.4.13.3. Longueur de la fenêtre L_f

Elle est calculée par la formule suivante [37]:

$$L_f = D_{ex1} - B_{s1} + a_{11} \quad (\text{II.42})$$

a_{11} : C'est la distance latérale entre deux enroulements haute tension voisins qui égale à 22 mm (voir la figure II.3), sa valeur est donnée par le tableau II.9.

U_{s1}	10 KV	20 KV	30 KV	60 KV
a_{11} mm	≥ 8	≥ 11	≥ 17	≥ 22

Tableau II.10 : Tableau de la distance latérale entre deux phases haute tension [34].

$$\text{AN : } L_f = 678 - 353.08 + 22 = 346.92 \text{ mm}$$

II.4.13.4. Hauteur de noyau H_n [37]

$$H_n = H_c + 2 \cdot B_{s1} \quad (\text{II.43})$$

$$\text{AN : } H_n = 2659.33 + 2 \times 353.08 = 3365.72 \text{ mm}$$

II.4.13.5. Langueur entre axes des colonnes E_c [37]

$$E_c = L_f + B_{s1} \quad (\text{II.44})$$

$$\text{AN : } E_c = 346.92 + 353.08 = 700 \text{ mm}$$

II.4.13.6. Langueur de noyau L_n [37]

$$L_n = 2 \cdot E_c + B_{s1} \quad (\text{II.45})$$

$$\text{AN: } L_n = 2 \times 700 + 353.08 = 1723.02 \text{ mm.}$$

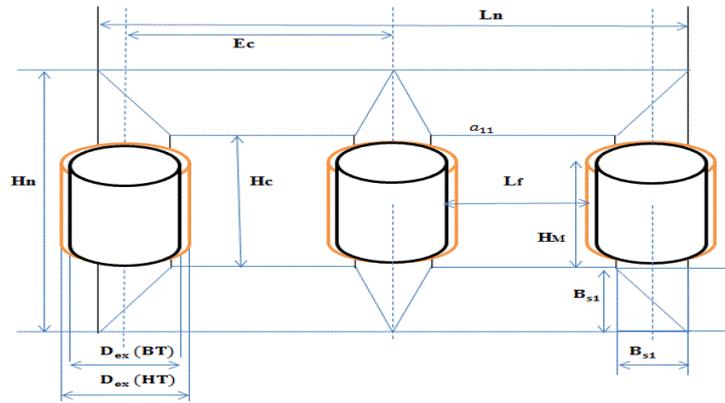


Figure II.5 : Représentation des dimensions de la partie active.

II.5. Calcul des pertes et du rendement

II.5.1. Pertes fer (à vide) P₀ [35], [39]

Ce sont des pertes actives, dissipées dans le transformateur lorsqu'il fonctionne à vide. Elles sont fonction du volume du circuit magnétique, lequel est fonction de l'induction magnétique.

$$P_0 = P'_0 + P_{s1} + P_{s2} \tag{II.46}$$

II.5.1.1 Pertes du noyau P'₀

On répartit le poids du noyau comme est indiqué sur la figure suivante :

- 1 : coins.
- 2 : culasses.
- 3 : colonnes.

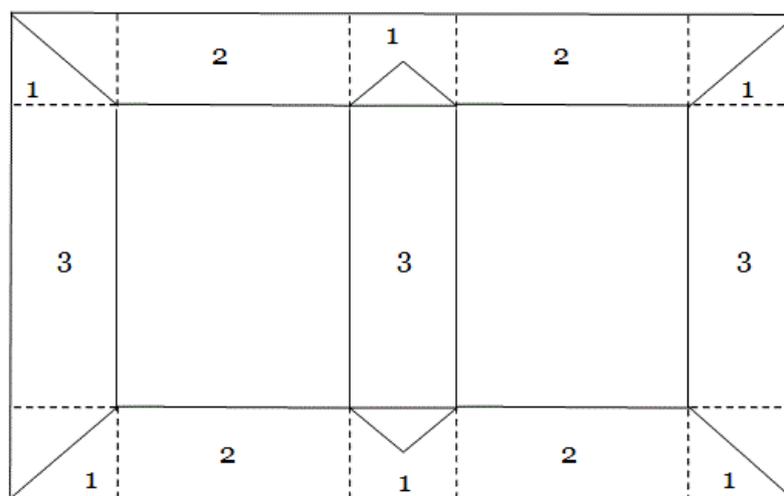


Figure II.6 : Les différentes parties du noyau.

$$G_T = G_1 + G_2 + G_3 \tag{II.47}$$

a) Point total des coins G_1 :

$$G_1 = \delta_{fer} \times V_1 \quad (\text{II.48})$$

$$V_1 = 6(B_{s1} \times S_{fer}) \quad (\text{II.49})$$

$\delta = 7.65 \text{ kg/dm}^3$ masse volumique de la tôles utilisée.

$$\text{AN : } G_1 = 7.65 \times 10^{-4} \times 6(553.08 \times 1028.14) = 2610.07 \text{ kg}$$

b) Point des culasses diminuées des Coins G_2 :

$$G_2 = \delta_{fer} \times V_2 \quad (\text{II.50})$$

$$V_2 = 4(L_f \times S_{fer}) \quad (\text{II.51})$$

$$\text{AN : } G_2 = 7.65 \times 10^{-4} \times 4(346.92 \times 1028.14) = 1091.44 \text{ kg}$$

c) Point total des colonnes G_3 :

$$G_3 = \delta_{fer} \times V_3 \quad (\text{II.52})$$

$$V_3 = 3 \times (H_c \times S_{fer}) \quad (\text{II.53})$$

$$\text{AN : } G_3 = 7.65 \times 10^{-4} \times 3(2659.33 \times 1028.14) = 6274.90 \text{ kg}$$

Alors on aura :

$$G_T = 2610.07 + 1091.44 + 6274.90 = 9976.4 \text{ kg}$$

Les pertes dans le noyau P'_0 est donnée par la relation suivant :

$$P'_0 = \delta_{1.5} \times K_{BP} \times G_T \quad (\text{II.54})$$

$\delta_{1.5}$: pertes spécifique pour une induction de 1.5T.

$$\delta_{1.5} = 0.97 \text{ W/kg}$$

K_{BP} : Coefficient correcteur des pertes spécifique pour une induction différente de 1.78T.

Sa valeur est donnée par le tableau suivant :

B(T)	K
$0.5 \leq B_c \leq 1.1$	$0.413B^2$
$1.1 \leq B_c \leq 1.5$	$0.0758 e^{1.72 B_c}$
$1.5 \leq B_c \leq 1.8$	$0.0536 e^{1.95 B_c}$
$1.8 \leq B_c \leq 2$	$0.01126 e^{2.817 B_c}$

Tableau II.11 : valeurs de coefficient correcteur des pertes spécifique.

D'après ce tableau, pour une inductance comprise entre (1.5T - 1.8T) on aura :

$$K_{BP} = 0.0536 e^{1.95 B_c} \quad (\text{II.55})$$

AN: $K = 1.724$

$$P'_0 = 0.97 \times 1.724 \times 9976.4 = 16683.35 \text{ W}$$

II.5.1.2. Les pertes supplémentaires dans les coins P_{s1}

Elles sont estimées à 50% des pertes fer dans les coins, elles sont causées par la non continuité du circuit magnétique.

$$P_{s1} = 0.5 \times \delta_{1.5} \times K_{1.5} \times G_1 \quad (\text{II.56})$$

AN: $P_{s1} = 0.5 \times 0.97 \times 1.724 \times 2610.07 = 2182.34 \text{ W}$

II.5.1.3. Les pertes supplémentaires dans les colonnes et culasses P_{s2}

Elles sont estimées à 15% des pertes dans le noyau sans les coins, elles sont dues à la variation de la structure des tôles lors de leur usinage et aux accessoires de fixation du noyau.

$$P_{s2} = 0.15 \times \delta_{1.5} \times K_{BP} \times (G_2 + G_3) \quad (\text{II.57})$$

AN: $P_{s2} = 0.15 \times 0.97 \times 1.724 \times (1091.44 + 6274.9) = 1847.7 \text{ W}$

Alors : $P_0 = 9696.38 + 2182.34 + 1847.7 = 13726 \text{ W} = 13.726 \text{ KW}$

- L'erreur commise sur les pertes à vide est :

$$\frac{\Delta P_0}{P_0} = \left| \frac{P_{0n} - P_0}{P_{0n}} \right| \times 100 \quad (\text{II.58})$$

AN : $\frac{\Delta P_0}{P_0} = \left| \frac{25.5 - 12.634}{25.5} \right| \times 100 = 50\%$

$P_{0n} = 25.5 \text{ KW}$: pertes à vide données par le cahier de charges.

II.5.2. Les pertes joules P_{cc} [37]

Elles sont calculées à l'aide de l'essai en court-circuit.

$$P_{cc} = P_{cc1} + P_{cc2} \quad (\text{II.59})$$

$$P_{cc1} = P'_{cc1} + P_{sup\ ext} + P_{sup\ int} + P_{jc1} + P_{sup1} \quad (\text{II.60})$$

$$P_{cc2} = P'_{cc2} + P_{sup\ ext} + P_{sup\ int} + P_{jc2} + P_{sup2} \quad (\text{II.61})$$

II.5.2.1. Calcul des résistances des enroulements**II.5.2.1.1. Résistance de l'enroulement primaire**a) **Diamètre moyen de la spire :**

$$D_{m1} = D + 2a_{20} + 2a_2 + 2a_{12} + a_1 \quad (\text{II.62})$$

$$\text{AN: } D_{m1} = 388 + 2 \times 55 + 2 \times 7 + 2 \times 18 + 65 = 613 \text{ mm}$$

b) **Longueur moyenne de la spire :**

$$L_{m2} = \pi \times D_{m2} \quad (\text{II.63})$$

$$\text{AN: } L_{m2} = 3.14 \times 613 = 1924.82 \text{ mm}$$

c) **Langueur total d'un enrôlement L_1 :**

$$L_1 = N_1 \times L_{m1} \quad (\text{II.64})$$

$$\text{AN: } L_1 = 895 \times 1924.82 = 1722.71 \text{ m}$$

d) **Résistance de l'enrôlement R_1 :**

$$R_1 = \rho_{75}^{\circ} \frac{L_1}{S_1} \quad (\text{II.65})$$

$$\text{AN: } R_1 = 0.0215 \times \frac{1722.71}{21.8} = 1.6 \Omega$$

e) **Poids d'un enroulement G_{c1} :**

$$G_{c1} = \delta_c \times L_1 \times S_1 \quad (\text{II.66})$$

$$\text{AN: } G_{c1} = 8.9 \times 1722.71 \times 10^1 \times 21.8 \times 10^{-4} = 334 \text{ kg}$$

II.5.2.1.2. Résistance de l'enroulement secondairea) **Diamètre moyenne de la spire D_{m2} :**

$$D_{m2} = D + 2a_{20} + a_2 \quad (\text{II.67})$$

$$\text{AN: } D_{m2} = 388 + 2 \times 18 + 55 = 479 \text{ mm}$$

b) **Diamètre moyenne de la spire L_{m2} :**

$$L_{m2} = \pi \cdot D_{m2} \quad (\text{II.68})$$

AN: $L_{m2}=3.14 \times 479 = 1504.06$ mm

c) **Langueur total d'un enrôlement L_2 :**

$$L_2 = N_2 \cdot L_{m2} \quad (\text{II.69})$$

AN: $L_2 = 270 \times 1504.09 = 406.09$ m

d) **Résistance de l'enrôlement R_2 :**

$$R_2 = \rho_{75}^\circ \frac{L_2}{S_2} \quad (\text{II.70})$$

AN : $R_2 = 0.0215 \times \frac{406.09}{124.82} = 0.069 \Omega$

e) **Poids d'un enrôlement G_{c2} :**

$$G_{c2} = \delta_c \times L_2 \times S_2 \quad (\text{II.71})$$

AN : $G_{c2} = 8.9 \times 406.09 \times 10^1 \times 124.82 \times 10^{-4} = 451.12$ kg

II.5.2.2. Poids totale du cuivre

$$G_c = 3(G_{c1} + G_{c2}) \quad (\text{II.72})$$

AN: $G_c = 3(334 + 451.12) = 2355.36$ kg

II.5.2.3. Pertes Joules totales au primaire P_{cc1}

Elles sont définies par l'équation (II.49)

a) **Pertes joules du primaire P'_{cc1}**

$$P'_{cc1} = k.m.G_{c1}.J_{r1}^2 \quad (\text{II.73})$$

K : facteur tenant compte de la conductivité du cuivre à une température de 750 (K= 2,4 pour le cuivre).

• **Recalcul de la densité du courant**

$$J_{r1} = \frac{I_{n1}}{S_1} \quad (\text{II.74})$$

AN: $J_{r1} = \frac{274.94}{21.8} = 12.61$ A/mm²

Donc : $P'_{cc1} = 2.4 \times 3 \times 334 \times (12.61)^2 = 382.39 \times 10^3$ W

b) **Pertes supplémentaires extérieur $P_{sup ext}$**

Elles sont dûes aux isolateurs, elles sont données par le tableau (II.11)

S_n [KVA]	50	100	160	2000	10000	15000	30000
P_{ex} [w]	72.2	144.3	231	800	4000	6000	12000

Tableau II.12 : Des pertes supplémentaires externe.

$P_{sup\ ext} = 12000\ W$

c) Pertes supplémentaires intérieur $P_{sup\ int}$

$$P_{sup\ int} = \frac{e \times k \times J_{r1}^2 \times m \times G_{c1} \times F}{N_1} \tag{II.75}$$

e: Facteur tenant compte des pertes supplémentaires, des pertes dans la cuve et des pertes a dans les parties constructives du noyau.

F et e sont donnés par le tableau (II.12).

Intensité du courant secondaire [A]	e	F	
		Yd	z
30 - 100	1.04	1	1
101 - 400	1.05		
401 - 700	1.07		
701 - 1200	1.09		2
1201 - 1500	1.12		
1501 - 1800	1.15		
1801 - 2400	1.20		

Tableau II.13 : donnant les valeurs des facteurs (e et F).

AN: $P_{sup\ int} = \frac{1.5 \times 2.4 \times 12.61^2 \times 3 \times 334 \times 1}{895} = 491.34\ W$

d) Pertes par connexions P_{jc1}

Ceux sont les pertes dues à la résistance des fils qui relient les différentes phases du transformateur. Leur valeur dépend de la longueur et de la section des fils de connexions.

$$P_{jc1} = R_{1con} \times (I_{n1})^2 \tag{II.76}$$

• **Résistance du fil de connexion R_{1con}**

$$R_{1con} = \rho_{75c} \times \frac{L_{1con}}{S_{1con}} \tag{II.77}$$

S_{1con} : Section du fil de connexion ($S_{con} = S_{N1} = 21.8\ mm^2$).

• **Longueur du fil de connexion L_{1con}**

$$L_{1con} = 7.5 \times h_{B1} \tag{II.78}$$

$$\text{AN: } L_{1\text{con}} = 7.5 \times 2573.55 = 19301.6 \text{ mm}$$

$$\text{Donc : } R_{1\text{con}} = 0.0215 \times \frac{19301.6 \times 10^{-3}}{21.8} = 0.019 \Omega$$

$$\text{Alors : } P_{jc1} = 0.019 \times (274.94)^2 = 1439 \text{ W}$$

e) Pertes par effet pelliculaire P_{sup1}

Elles sont dûes à l'effet de peau électrique, elles sont données par la relation suivante :

$$P_{\text{sup1}} = (K_{\text{mr1}} - 1) \cdot m \cdot R_1 \cdot (I_{n1})^2 \quad (\text{II.79})$$

K_{mr1} : Coefficient de majoration de la résistance en courant alternatif. Pour un conducteur méplat K_{mr1} est calculé comme suit :

$$K_{\text{mr1}} = 1 + \frac{N_{1/c}^2 - 0.2}{9} (\alpha \cdot a_1)^4 \quad (\text{II.80})$$

a_1 : épaisseur du conducteur nu ($a_1 = 3.15 \text{ mm}$)

$$\alpha = \sqrt{\frac{N_{sp1/c} \cdot b_T \cdot w \cdot \mu_0}{2 \cdot \rho_{75} \cdot H_{\text{mag1}}}} \quad (\text{II.81})$$

b_T : largeur du conducteur totale ($b_T = 17.75 \text{ mm}$).

w : pulsation du réseau ($w = 2 \pi f$).

$$\text{AN: } \alpha = \sqrt{\frac{112 \times 17.75 \times 2\pi \times 50 \times 4\pi \times 10^{-7}}{4081.2 \times 2 \times 0.0215 \times 10^{-6}}} = 66.8 \text{ m}^{-1}$$

$$\text{Donc : } K_{\text{mr1}} = 1 + \frac{8^2 - 0.2}{9} (66.8 \times 10^{-3} \times 3.15)^4 = 1.0139$$

$$\text{Alors : } P_{\text{sup1}} = (1.0139 - 1) \times 3 \times 1.6 \times (274.94)^2 = 5054.7 \text{ W}$$

$$P_{\text{cc1}} = 382390 + 1200 + 491.34 + 1439 + 5054.7 = 390.57 \text{ KW}$$

II.5.2.4. Pertes Joules totales au secondaire P_{cc2}

Elles sont définies par l'équation (II.50)

a) Pertes joules du secondaire P'_{cc2}

$$P'_{\text{cc2}} = k \cdot m \cdot G_{c2} \cdot J_{r2}^2 \quad (\text{II.82})$$

K : facteur tenant compte de la conductivité du cuivre à une température de 750 (K= 2,4 pour le cuivre).

• Recalcul de la densité du courant

$$J_{r2} = \frac{I_{n2}}{S_2} \quad (\text{II.83})$$

$$\text{AN: } J_{r2} = \frac{1524}{124.82} = 12.20 \text{ A/mm}^2$$

$$\text{Donc : } P'_{cc2} = 2.4 \times 3 \times 451.12 \times (12.20)^2 = 483.441 \times 10^3 \text{ W}$$

b) Pertes supplémentaires extérieur $P_{\text{sup ext}}$

Elles sont dues aux isolateurs, elles sont données par le tableau (II.11)

$$P_{\text{sup ext}} = 12000 \text{ W}$$

c) Pertes supplémentaires intérieur $P_{\text{sup int}}$

$$P_{\text{sup int}} = \frac{e \times k \times J_{r1}^2 \times m \times G_{c1} \times F}{N_1} \quad (\text{II.84})$$

F et e sont donnés par le tableau (II.12).

$$\text{AN: } P_{\text{sup int}} = \frac{1.15 \times 2.4 \times 12.2^2 \times 3 \times 451.12 \times 1}{270} = 2059 \text{ W}$$

d) Pertes par connexions P_{jc2}

Ceux sont les pertes dues à la résistance des fils qui relient les différentes phases du transformateur. Leur valeur dépend de la longueur et de la section des fils de connexions.

$$P_{jc2} = R_{2\text{con}} \times (I_{n2})^2 \quad (\text{II.85})$$

• Résistance du fil de connexion $R_{2\text{con}}$

$$R_{2\text{con}} = \rho_{75c}^\circ \times \frac{L_{2\text{con}}}{S_{2\text{con}}} \quad (\text{II.86})$$

$S_{2\text{con}}$: Section du fil de connexion ($S_{\text{con}} = S_{N2} = 124.82 \text{ mm}^2$).

• Longueur du fil de connexion $L_{2\text{con}}$

$$L_{2\text{con}} = 7.5 \times h_{B2} \quad (\text{II.87})$$

$$\text{AN: } L_{2\text{con}} = 7.5 \times 3252 = 24390 \text{ mm}$$

$$\text{Donc : } R_{2\text{con}} = 0.0215 \times \frac{24390 \times 10^{-3}}{124.82} = 4.2 \times 10^{-3} \Omega$$

$$\text{Alors : } P_{jc2} = 4.2 \times 10^{-3} \times (1574)^2 = 10408 \text{ W}$$

e) Pertes par effet pelliculaire $P_{\text{sup}2}$

Elles sont dues à l'effet de peau électrique, elles sont données par la relation suivante :

$$P_{\text{sup}2} = (K_{mr2} - 1) \cdot m \cdot R_2 \cdot (I_{n2})^2 \quad (\text{II.88})$$

K_{mr2} : Coefficient de majoration de la résistance en courant alternatif. Pour un conducteur méplat K_{mr2} est calculé comme suit :

$$K_{mr2} = 1 + \frac{N_2/c^2 - 0.2}{9} (\alpha \cdot a_2)^4 \quad (\text{II.89})$$

a_2 : épaisseur du conducteur nu ($a_2 = 11.8$ mm)

$$\alpha = \sqrt{\frac{N_{sp2/c} \cdot b_T \cdot w \cdot \mu_0}{2 \cdot \rho_{75^\circ} \cdot H_{mag2}}} \quad (\text{II.90})$$

$$\text{AN: } \alpha = \sqrt{\frac{270 \times 17.75 \times 2\pi \times 50 \times 4\pi \times 10^{-7}}{810 \times 2 \times 0.0215 \times 10^{-6}}} = 104.1 \text{ m}^{-1}$$

$$\text{Donc : } K_{mr2} = 1 + \frac{1^2 - 0.2}{9} (104.1 \times 10^{-3} \times 11.8)^4 = 1.202$$

$$\text{Alors : } P_{sup2} = (1.202 - 1) \times 3 \times 0.069 \times (1574)^2 = 104104 \text{ W}$$

$$P_{cc2} = 483441.84 + 1200 + 2059 + 10408 + 104104 = 601.212 \text{ KW}$$

Finalelement les pertes joules totales sont égales à :

$$P_{cc} = 390.57 + 601.212 = 991.782 \text{ KW}$$

- Erreurs sur les pertes en charge

$$\frac{\Delta P_{cc}}{P_{cc}} = \left| \frac{P_{ccn} - P_{cc}}{P_{ccn}} \right| \times 100 \quad (\text{II.91})$$

$$\text{AN: } \frac{\Delta P_{cc}}{P_{cc}} = \left| \frac{675 - 991.782}{675} \right| \times 100 = 47 \%$$

II.6. Calcul du rendement [35], [37]

Le rendement du transformateur, comme toutes autres machines électrique, est le rapport entre la puissance fournie par le transformateur (secondaire) et la puissance reçue au primaire.

$$\eta = \left[1 - \frac{(P_0 + \alpha^2 P_{cc})}{S_n \cdot \alpha \cdot \cos \varphi_2 + P_0 + \alpha^2 P_{cc}} \right] \times 100 \quad (\text{II.92})$$

La démonstration de l'équation (II.87) se trouve en [Annexe 4].

II.6.1. Calcul α pour un rendement maximal

$$\alpha = \sqrt{\frac{P_0}{P_{cc}}} \quad (\text{II.83})$$

La démonstration de l'équation (II.88) se trouve en [Annexe 4].

$$\text{AN : } \alpha = \sqrt{\frac{13.726}{991.782}} = 0.12$$

- Pour une charge résistive on a $\cos \varphi_2 = 1$

$$\text{AN: } \eta = \left[1 - \frac{(13.726 + 0.12^2 \times 991.603)}{30000 \times 0.12 \times 1 + 13.726 + 0.12^2 \times 991.603} \right] \times 100$$

$$\eta = 99.22\%$$

- Pour une charge purement inductive on a $\cos \varphi_2 = 0.8$

$$\text{AN: } \eta = \left[1 - \frac{(13.726 + 0.12^2 \times 991.603)}{30000 \times 0.12 \times 0.8 + 13.726 + 0.12^2 \times 991.603} \right] \times 100$$

$$\eta = 99.03\%$$

II.7. Conclusion

Dans ce chapitre, on a fait un calcul de dimensionnement d'un transformateur de puissance grande puissance et on a calculé les différentes pertes générées lors de son fonctionnement à vide et en charge. Et calculé le rendement.

Chapitre III

Contraintes et défauts d'un transformateur de puissance

III.1. Introduction

Ce chapitre présente les types de défauts dans un transformateur de puissance et de contraintes (mécaniques, diélectriques, thermiques) nominales dues à des perturbations (choc de foudre, court-circuit, etc.). Les pannes sur les transformateurs, bien que peu fréquentes au vu du nombre d'appareils en service, sont généralement problématiques vis-à-vis du coût de réparation, mais souvent encore plus critiques au niveau de l'indisponibilité du réseau électrique concerné.

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



Figure III.1: Explosion de transformateur.

III.2. Contraintes

Nous citerons quelques - contraintes et défauts importants qui se produisent :

III.2.1. Contraintes diélectriques et surtensions

Lors de surtensions sur le réseau, comme des chocs de foudre ou de manœuvre de disjoncteurs par exemple, le papier isolant des enroulements peut permettre un amorçage entre spires (photo ci-contre) ou dans la cuve.

Si l'huile est trop acide ou le transformateur a subi de nombreux courts-circuits dans sa vie alors ses papiers isolants peuvent être endommagés ou fatigués. Par suite une contrainte électrique trop importante peut dépasser la tenue diélectrique de ces papiers à des endroits critiques, alors un amorçage se formera à cet endroit.



Figure III.2: Défaut de type diélectrique.

III.2.1.1. Contraintes normales

Le transformateur doit supporter normalement en exploitation sa tension nominale AC (par exemple 63 kV) [2].

III.2.1.2. Contraintes anormales

Les deux contraintes diélectriques normalisées les plus importantes sont les chocs de foudre (1425 kV en 1,2 μ s) et les chocs de manœuvre (1050kV en 200 μ s) qui sont des phénomènes très haute tension très brefs, donc à très haute fréquence [8].

III.2.1.3. Défauts possibles dus aux contraintes diélectriques

Si les caractéristiques des isolants des transformateurs immergés se dégradent trop, due à une humidité interne excessive par exemple, ou sont contraintes au-delà de leurs limites alors. Il peut se développer comme suit :

- un amorçage des pièces sous tension et la masse.
- Un amorçage entre enroulement.

- Des décharges partielles au sein d'un isolant, classiquement solide dans les transformateurs. Ce sont des micros décharges locales qui tendent à se propager dans le temps.



Figure III.3: Déformation de l'enroulement.

III.2.2. Contraintes électrodynamiques et surintensités

En cas de court-circuit, interne ou externe au transformateur, les courants au sein des enroulements sont très importants et peuvent provoquer des déplacements mécaniques de ceux-ci. Ci-contre un exemple d'enroulement ayant subi un court-circuit.

Afin d'empêcher le déplacement des bobinages sur des efforts de court-circuit tous les enroulements sont très solidement serrés en usine lors de sa construction, ou suite à des réparations de la partie active.



Figure III.4 : déformations mécanique de l'enroulement 30 KV d'un transformateur 40 MVA résultant d'efforts électrodynamiques.

III.2.2.1. Contraintes normales

Au courant nominal (I_{nominal}) les efforts mécaniques sont négligeables par rapport aux efforts liés aux courants de court-circuit (environ 100 fois plus importants), pour lequel le transformateur est dimensionné mécaniquement [8].

III.2.2.2. Contraintes anormales

Les surintensités se distinguent des surcharges par leur plus courte durée (de quelques dixièmes à quelques dizaines de secondes) et par leur intensité relative (de 2 à 25 fois l'intensité nominale). Dans les deux cas ce sont des contraintes classiques dans l'exploitation d'un transformateur [8].

III.2.2.3. Défauts possibles dus aux surintensités

Les conséquences de ces surintensités sont de trois ordres [28]:

- Efforts électrodynamiques dus aux forces de Laplace dans les bobinages entraînant des contraintes mécaniques élevées. Ces efforts peuvent être particulièrement significatifs lors des efforts de court-circuit, jusqu'à quelques centaines de tonnes. Un exemple franc de déformation mécanique d'enroulement est visible sur la (Figure III.3).
- Échauffements élevés des enroulements, dégradant les isolants solides en particulier.
- Chute de tension au secondaire, perturbant la stabilité du réseau.



Figure III.5 : Effort électrodynamique franche.

III.2.3. Contraintes électriques: mauvais contacts

Le courant passe à travers différents contacts dans un transformateur. Un tel défaut peut résulter d'un court-circuit ou d'un circuit ouvert au niveau du bobinage primaire ou secondaire. Un court-circuit provoque une augmentation de la température à l'intérieur de

transformateur, ce qui conduit à la détérioration des isolants des conducteurs. Le transformateur est donc déséquilibré [27].



Figure III.6 : Défaut de court-circuit.

III.2.3.1. Contraintes normales

Par conception une certaine densité de courant est admissible en régime nominal dans ces éléments. Le courant doit alors circuler dans tout le circuit électrique sans échauffement local particulier [2].

III.2.3.2. Contraintes anormales

Si certains contacts se dégradent dans le temps, ils laissent passer le courant sur une surface de passage effective réduite par rapport à la construction originale. En conséquence la densité de courant locale augmente ce qui peut créer un défaut [8].

III.2.3.3. Défauts électriques possibles

Les points chauds résultant de contraintes électriques sont principalement causés par un épuisement localisé anormal des éléments suivants:

- Connexions dans certains changeurs de prises en charge.
- Connexions des changeurs de prise hors tension.
- Connexion entre le cuivre des enroulements et une connexion interne, comme pour les prises de réglage ou les connexions qui passent dans les traversées.

III.2.4. Contraintes thermiques

La contrainte thermique est l'un des facteurs qui peut affecter sérieusement la fiabilité des huiles et la durée de vie des transformateurs. Même dans des conditions normales

d'opérations, les gaz peuvent être générés par la surchauffe ou la surcharge. Des fluides de différentes natures et qualités ont été testés [29].



Figure III.7 : Point chaud sur connexion boulonnée.

III.2.4.1. Contraintes anormales

Les perturbations thermiques anormales sont principalement: les surcharges, les points chauds qui se sont éventuellement développés ainsi que des problèmes de réfrigération [8].

III.2.4.2. Défauts possibles dus aux contraintes thermiques

Dans tous les cas ces contraintes thermiques provoquent le vieillissement [28]:

➤ **des papiers isolants**, et la dégradation de leurs propriétés diélectriques par voie de conséquence. Ceux-ci sont d'autant plus critiques qu'ils ne sont pas, sauf reconstruction, remplaçables au long de la vie d'un transformateur. Par exemple dans le cas extrême de la (Figure III.6) toute la bobine est noircie de l'intérieur à cause d'un fonctionnement à des températures excessives.

➤ **de l'huile isolante**, La température, l'humidité et l'oxygène accélèrent le vieillissement de l'huile, qui perd donc ses qualités d'origine, ce qui peut mener à un défaut.

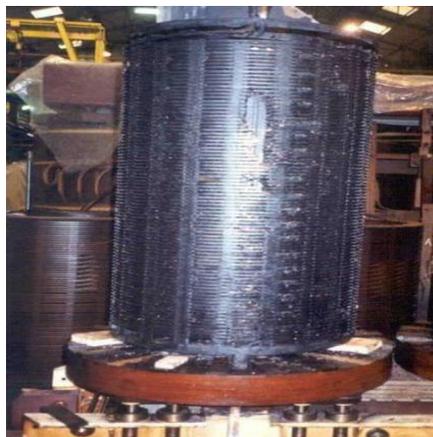


Figure III.8 : Échauffement excessive d'un enroulement.

III.2.4.3. Défauts d'isolement de la partie active

Les installations électriques, lorsqu'elles vieillissent, voient leurs isolants se dégrader (isolation des conducteurs, des fils de bobinage des transformateurs et moteurs...). Les facteurs accélérant cette dégradation sont principalement dus aux influences externes dont :

- Vieillesse thermique des isolants (surcharge, présence d'harmoniques...).
- Détérioration mécanique des isolants (chocs, cassures...).
- Présence de poussières et d'humidité.
- Surtensions (foudre, manœuvres, défauts d'isolement sur la HT...), etc.
- Amorçage entre enroulements normalement isolés entre eux.
- Amorçage entre la masse (la cuve ou le circuit-magnétique typiquement) et un enroulement, une connexion ou une traversée.



Figure III.9 : Amorçages entre deux enroulements.

III.2.5. Amorçage diélectrique entre spires

Les défauts entre spires de l'enroulement haute tension correspondent au mode de défaillance le plus fréquent et également le plus difficile à détecter. Ils résultent de la dégradation locale de l'isolant du conducteur, par contrainte thermique ou diélectrique. La manifestation immédiate se réduit à une faible augmentation du courant primaire, du fait de la modification du rapport de transformation d'une part, et de l'apparition d'un phénomène de spire en court-circuit sur l'enroulement concerné. Cette spire en défaut se comporte comme un enroulement secondaire et est le siège d'un courant limité seulement par son impédance propre et par la résistance au point de défaut selon le courant qui va parcourir cette spire, l'évolution du défaut va être plus ou moins rapide. En cas de courant important,

l'échauffement local va entraîner la détérioration des spires avoisinantes et le défaut va s'étendre rapidement [30].



Figure III.10 : Amorçages entre spires d'un même enroulement.

III.2.6. Court-circuit entre spires

Les défauts entre spires de l'enroulement haute tension correspondent au mode de défaillance le plus fréquent et également le plus difficile à détecter. Ils résultent de la dégradation locale de l'isolant du conducteur, par contrainte thermique ou diélectrique. La manifestation immédiate se réduit à une faible augmentation du courant primaire, du fait de la modification du rapport de transformation d'une part, et de l'apparition d'un phénomène de spire en court-circuit sur l'enroulement concerné. Cette spire en défaut se comporte comme un enroulement secondaire et est le siège d'un courant limité seulement par son impédance propre et par la résistance au point de défaut selon le courant qui va parcourir cette spire, l'évolution du défaut va être plus ou moins rapide. En cas de courant important, l'échauffement local va entraîner la détérioration des spires avoisinantes et le défaut va s'étendre rapidement [30].



Figure III.11 : Court-circuit entre spires.

III.2.7. Décharges Partielles

Les décharges partielles (DP), sont des décharges diélectriques localisées dans une partie d'un système isolant diélectrique électrique solide ou liquide sous l'effet d'un champ à haute tension. Les décharges partielles survenant dans un transformateur dégradent son isolation et peuvent entraîner la défaillance du transformateur.

Les mesures de diagnostic des décharges partielles sont recommandées lorsque la mesure de certaines grandeurs pose problème, comme l'augmentation des valeurs du gaz dissous dans l'huile ou après l'échec des mesures de DP pendant les tests de réception.

Avec nos systèmes de test, vous pouvez détecter très tôt la présence de décharges partielles ou localiser l'emplacement de leurs sources par méthode acoustique. Ces systèmes vous permettent de tirer des conclusions quant à l'état de l'isolation. Dans le même temps, d'autres mesures telles que la réparation ou des diagnostics complémentaires peuvent être déclenchées.

III.2.8. Point chaud interne au transformateur

Quel que soit la marque si les régleurs, en charge comme hors charge, ne sont pas manipulés durant des années ceux-ci peuvent former des points chauds au niveau de leurs prises internes comme ci-contre. Le régleur par construction possède plusieurs prises qui incluent des contacts pour que le courant nominal passe sur chaque position. Si les positions ne sont jamais passées mécaniquement, ces contacts voyant passer du courant peuvent chauffer anormalement. Par suite l'huile peut se décomposer et former des points de carbone solide autour du défaut. Dans certains cas le contact peut même être soudé.



Figure III.12 : Point chaud régleur.

III.2.9. Fuite d'huile

Le transformateur possède de nombreux joints en caoutchouc, typiquement en bas de cuve, à la base des bornes, aux raccords de la réfrigération, etc.

Dans le temps ces joints peuvent se dégrader, se durcir,... et fuir ! Comme on peut le voir sur la photo ci-contre une fuite d'huile coule le long de la cuve sans arrêt.

Des inspections visuelles régulières de l'état du transformateur avec une maintenance adaptée permettent de s'affranchir des fuites d'huile.



Figure III.13 : Fuite d'huile.

III.3. Conclusion

Dans ce chapitre, on a constaté toutes les notions nécessaires pour réaliser la détection et la localisation des défauts, des contraintes sur les transformateurs de puissance.

Il est bien évident que l'installation de matériel de protection adéquat est nécessaire mais cela reste insuffisant si le choix des valeurs de réglage n'est réalisé de façon judicieuse pour éviter les déclenchements intempestifs de ces derniers.

Dans le chapitre suivant on va nous intéresser aux protections qui sont installés dans les transformateurs afin de bien protégé tous les équipements qui les constituent.

Chapitre IV

Protection d'un transformateur de puissance

IV.1. Introduction

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable: court-circuit, défaut d'isolement, surtension,...etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs.

Nous aborderons dans ce chapitre les différentes protections de transformateur de puissance, pour protéger ses ouvrages contre les défauts interne et externe qui peuvent y survenir.

Nous présenterons par la suite la philosophie adoptée par le Gestionnaire du Réseau de Transport, pour le réglage de ces protections. Cette philosophie précise les paramètres et fonctions définis de sorte à assurer une bonne sélectivité entre les équipements, et une continuité de service.

IV.2. Rôle de la protection des transformateurs

La protection du transformateur a trois fonctions essentielles :

- ✓ Protéger le transformateur contre les perturbations extérieures, court-circuit, surtension, surcharges.
- ✓ Préserver les réseaux connectés et leur environnement des effets des défauts se produisant dans le transformateur.
- ✓ Surveiller le fonctionnement du transformateur et avertir l'utilisateur d'une évolution dangereuse d'un défaut et limiter les dégâts en cas d'avarie.

Un transformateur de puissance peut être soumis à deux types de défauts

- **Les défauts internes :**

Court-circuit entre spires ou enroulement et la cuve du transformateur, défaut sur le circuit magnétique ou mauvais fonctionnement du système de refroidissement ou défaut sur le régulateur en charge.

- **Les défauts externes :**

Court-circuit sur le réseau alimenté par le transformateur, surcharge, surtension due à la foudre ou défaut du système de régulation.

Un transformateur de puissance est donc soumis à des défauts internes et externes. Par conséquent, on peut classer ses protections en deux catégories :

IV.3. Protections contre les défauts internes

IV.3.1. Protection BUCHHOLZ

Les transformateurs ont généralement leurs enroulements et circuits magnétique dans l'huile. Le conservateur, point le plus haut de l'ensemble transformateur-Buchholz-conservateur, maintient l'huile sous pression en absorbant les variations de volumes d'huile dues aux variations de températures.

Si un amorçage se produit à l'intérieur de la cuve, l'arc provoque une décomposition de l'huile avec formation de Gaz inflammable (surtout du méthane).

Le gaz monte vers la partie supérieure de la cuve pour aller se loger dans la partie supérieure du Buchholz. L'arc produit également une onde de pression qui se transmet à toute l'huile du transformateur.

Un robinet de purge permet de recueillir les gaz et de vérifier leur inflammabilité. Le relais Buchholz constitue la protection principale du transformateur.

Le Buchholz détecte la formation de Gaz et les mouvements d'huile qui le suivent :

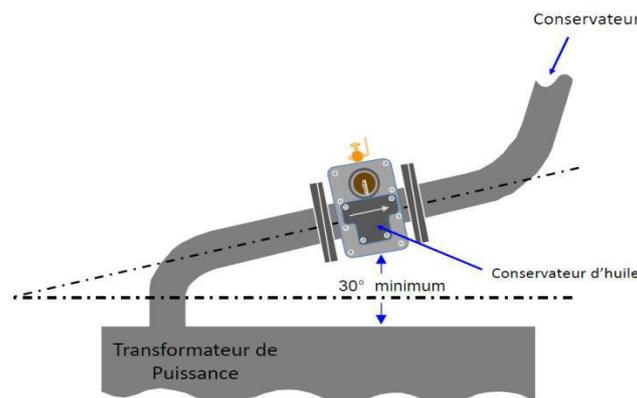


Figure IV.1 : Installation du Buchholz.

- **Principe de fonctionnement**

Le mécanisme est constitué de 2 flotteurs placés à des hauteurs différentes. Le plus haut détecte une accumulation de gaz, le plus bas une vidange de la tubulure. A chaque flotteur est associé un contact sec déclenché par un aimant solidaire du flotteur. Un dispositif

d'essai manuel permet de simuler le fonctionnement des deux états du relais par action mécanique sur les flotteurs.

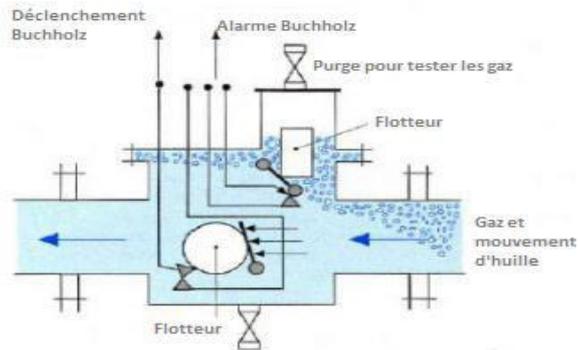


Figure IV.2 : Constitution interne du relais Buchholz d'un défaut interne.

IV.3.2. Protection Buchholz du régleur

Tout à fait comme la protection Buchholz du transformateur. Le relais protection du régleur détecte un flux d'huile du régleur vers le conservateur régleur. Fait déclencher le transformateur dès que la vitesse du flux dépasse un seuil déterminé en fonction du régleur et de la tuyauterie (Figure II.35).

Bouton-poussoir d'essai
« Réarmement »

Bouton-poussoir d'essai
« Déclanchement »

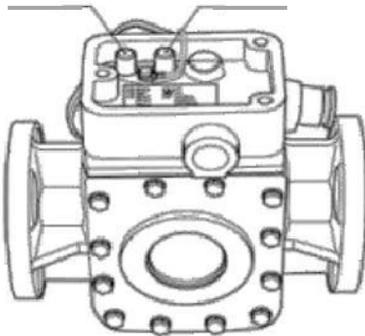


Figure IV.3: la protection Buchholz du régleur en charge.

IV.3.3. Protection différentielle

La protection différentielle, en comparant les courants à l'entrée et à la sortie du transformateur, est susceptible d'assurer la protection sélective contre les défauts interne de toute nature, entre spires, entre phase et à la masse.

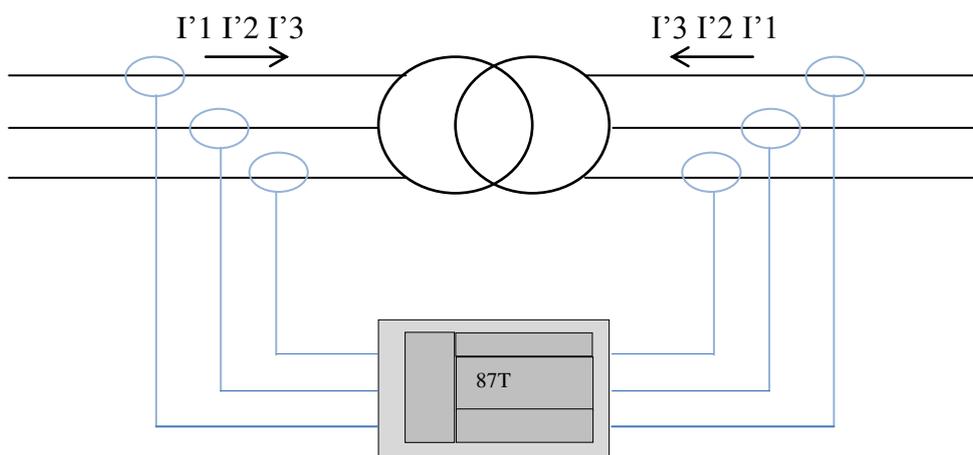


Figure IV.4 : Symbole CEI d'une protection différentielle.

- **Principe de fonctionnement**

Une protection différentielle est utilisée pour protéger une zone comprise entre des capteurs de courant principaux et secondaires. Elle est ici utilisée pour protéger les transformateurs de quelques MVA à plusieurs dizaines de MVA contre les défauts internes (interne à la zone protégée comprise entre les deux jeux de TC).

Le principe d'une protection différentielle consiste à comparer deux courants d'une même phase qui normalement sont égaux. Si le courant qui rentre dans la zone protégée n'est pas égal au courant sortant de cette zone, la différence des courants des extrémités de la zone protégée donne la mesure du courant de défaut. Pour la protection d'un transformateur les choses sont légèrement différentes car les courants primaires et secondaires sont nécessairement différents en amplitude à cause du rapport de transformation et différents en phase en fonction du mode de couplage du transformateur. Il faut donc mettre en forme les courants primaires et secondaires de chaque phase pour qu'ils soient égaux en fonctionnement normal. Il est donc nécessaire de recalibrer en amplitude et en phase ces courants [22].



La fonction de protection différentielle transformateur protège la zone comprise entre les capteurs des courants principaux I_1, I_2, I_3 et les capteurs des courants supplémentaires $I'1, I'2, I'3$.

IV.3.4. Erreurs dues aux TCs

La protection devra pouvoir s'adapter aux rapports de transformation des TCs. Dans le cas présenté précédemment (figures), le transformateur de puissance a un rapport supposé égal à 1; le courant entrant est égal au courant sortant. En réel, celui-ci n'est pas égal à 1, le courant différentiel ($I_A + I_B$) n'est donc pas nul, dans ce cas, il faut multiplier le primaire (I_A) par le rapport de transformation pour obtenir un courant différentiel nul. Par exemple, soit un transformateur de puissance ayant un courant nominal entrant de 1 000 A, un rapport de transformation égale à 2 et donc le courant nominal sortant est 2 000 A. Pour compenser cela, si le transformateur de courant à l'entrée est choisi 1000/1A (i.e : son courant secondaire est 1 A quand le courant primaire est nominal), celui de sortie doit être choisie 2000/1 A. En l'absence de défaut la somme sera donc bien nulle

La saturation des transformateurs de courant ne doit pas faire déclencher la protection différentielle.

Un second facteur à prendre en compte est la saturation des circuits magnétiques des TCs. La protection différentielle ne doit pas fonctionner seulement qu'en régime nominal, elle doit protéger continuellement même lors d'un court-circuit externe, dont le courant peut attendre jusqu'à 20 fois le courant nominal. Les circuits magnétiques des TCs arriveront donc à leur saturation, leur courant secondaire n'est alors plus proportionnel au courant primaire, Si tous les TCs seaturent au même moment et de la même manière le problème ne se pausera pas, bien sûr ce n'est jamais le cas (voir évolution du courant différentiel avec la saturation sur la figure ci-dessous), il faut donc se prémunir contre un déclenchement intempestif (inutile).

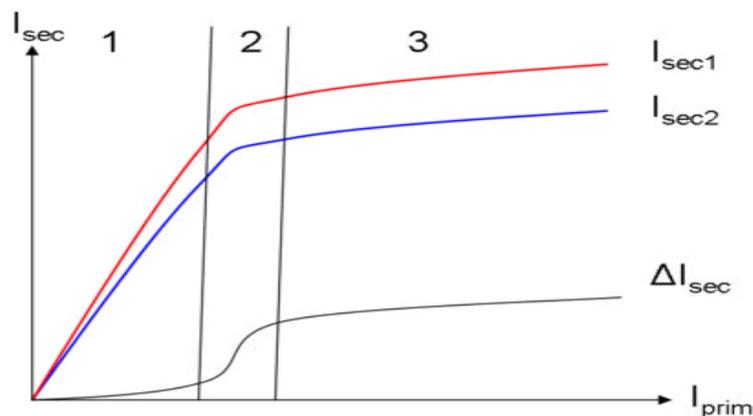


Figure IV.5 : Courbes de saturation de TCs différents.

Le couplage du transformateur peut également influencer le rapport et le déphasage entre les courants secondaires. Il convient de monter ces derniers avec le même couplage que le primaire, ou d'implémenter de manière logicielle le déphasage et changement d'amplitude.

Lors de l'enclenchement d'un transformateur, un fort courant dû à la magnétisation (appelé harmonique) y est induit, similaire à un courant de court-circuit de très courte durée, si elle dépasse un certain seuil, la protection devra être bloquée le temps que le courant revienne à la normale pour éviter un déclenchement intempestif.

Une dernière complication peut être apportée par le changeur de prises du transformateur. Celui-ci modifiant le rapport de transformation, une erreur relative à la compensation du ratio est inévitable dès que le transformateur n'est pas sur sa prise principale.

Cependant, ces paramètres et phénomènes sont calculés mathématiquement et introduits dans la logique interne des protections numériques au biais d'un logiciel.

IV.3.5. Protection masse cuve

C'est une protection de transformateur, destinée à détecter les défauts d'isolement entre la partie active du transformateur et la masse. Pour cela, on détecte le courant qui s'écoule entre la cuve et la terre, par un relais de protection à maximum d'intensité instantané. Ceci impose l'isolation de la cuve par rapport à la terre, de manière à ce que d'une part la totalité du courant passe par la connexion, et d'autre part il ne se forme pas de boucles. En effet, le courant circulant dans les conducteurs hautes tensions créent alors par induction un courant susceptible de faire fonctionner le relais. [20],[21].



Figure IV.6 : Relais à maximum de courant (protection masse cuve).

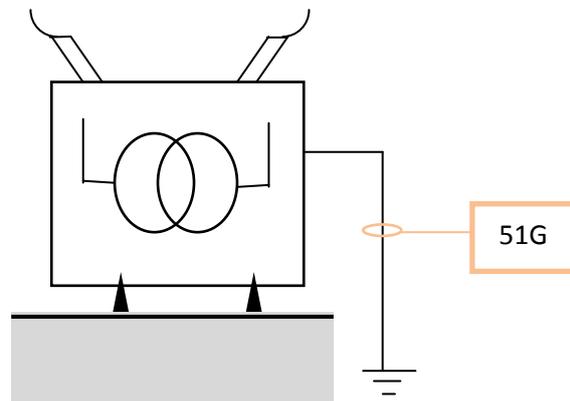


Figure IV.7 : Principe de la protection Masse-Cuve.

IV.3.6. Protection de surcharge thermique

La protection de surcharge basée sur le principe de l'image thermique reproduit à tout moment la température du transformateur. Ce relais constamment parcourue par l'image

du courant qui traverse les enroulements possède une caractéristique en température qui épouse la forme de la courbe de température du transformateur.

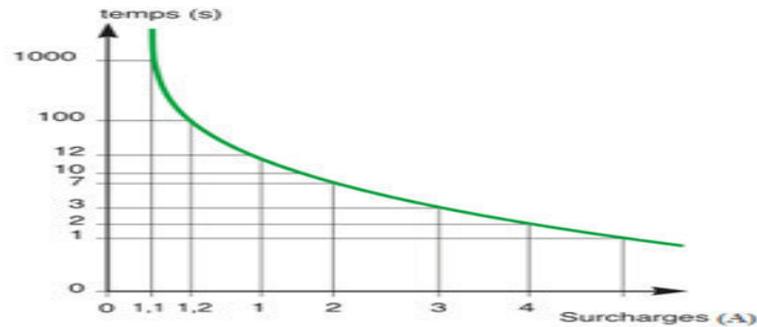


Figure IV.8 : courbe de saturation.

IV.3.7. Protection température

Cette protection réagit quand l'échauffement du transformateur dépasse le seuil préétabli, elle est destinée surtout à décélérer toute anomalie du système de refroidissement (arrêt du ventilateur (d'huile) ou la circulation d'huile) ; elle est basée sur la mesure de la température d'huile contenue dans la cuve du transformateur, elle assure la fermeture d'un contact réglable pour l'alarme ou un déclenchement 75°C et 80°C respectivement.

IV.4. Protections contre les défauts externes

IV.4.1. Protection à maximum de courant

Cette protection est utilisée principalement contre les surcharges, mais elle est utilisée aussi comme protection de secours contre les courts-circuits, dans le cas où la protection principale ne déclenche pas face au défaut. Elle consiste à comparer le courant mesuré dans la ligne à une valeur limite. Si le seuil est dépassé, la protection conclut à un court-circuit ou une surcharge, selon les cas, elle commande alors l'ouverture du disjoncteur [24].

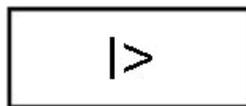


Figure IV.9 : Symbole de la protection à maximum de courant.

- **Principe de fonctionnement**

Elle regroupe les fonctions suivantes [12] :

- **Relais instantané :** lorsqu'un seuil de courant est dépassé, le relais émet aussi rapidement que possible un ordre de déclenchement.

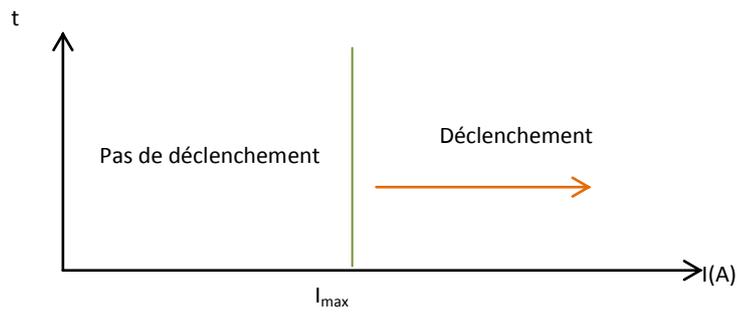


Figure IV.10 : Caractéristique à temps défini.

- **Relais temporisé :** lorsqu'un seuil de courant est dépassé, une temporisation est mise en route. Si à l'échéance de cette temporisation le seuil est toujours dépassé, le relais émet un ordre de déclenchement.

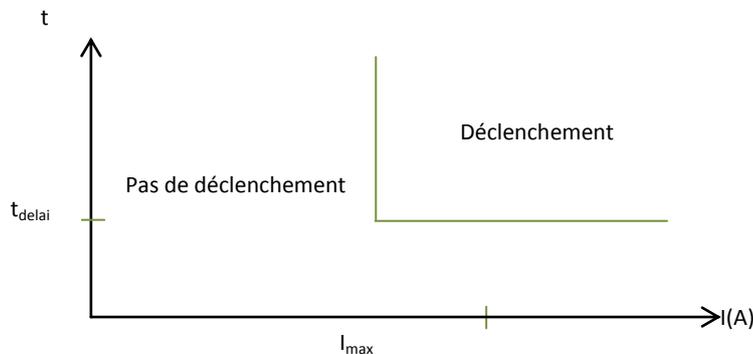


Figure IV.11 : Caractéristique à temps défini temporisé.

- **Relais à temps inverse :** le déclenchement est émis au bout d'un temps inversement proportionnel à la valeur du courant.

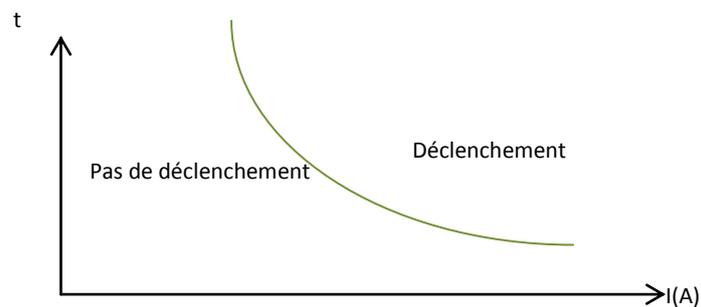


Figure IV.12 : Caractéristique à temps inverse.

- **Relais directionnel :** c'est une fonction supplémentaire, que l'on ajoute à l'une ou l'autre des précédentes. L'ordre de déclenchement n'est émis que si la puissance transite dans

un sens donné. Pour élaborer cette fonction le relais doit être alimenté aussi en tension, car le sens de transit est donné par le déphasage entre la tension et le courant.

IV.4.2. Protection contre les surtensions

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.

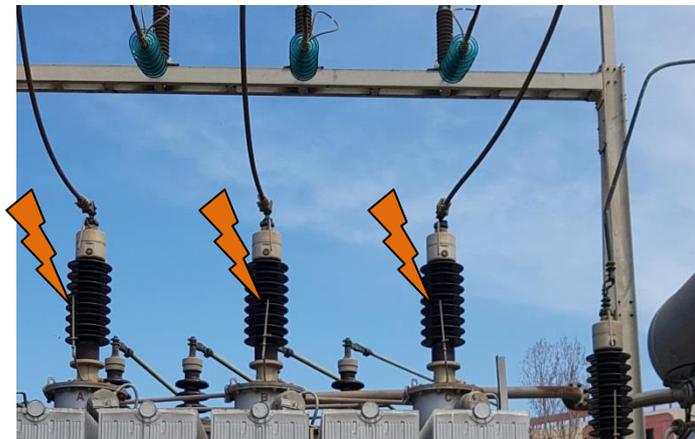


Figure IV.13 : Disposition des éclateurs d'un transformateur (HT/MT) du poste Bab Ezzouar.

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 la terre extérieure à la cuve du transformateur [26].

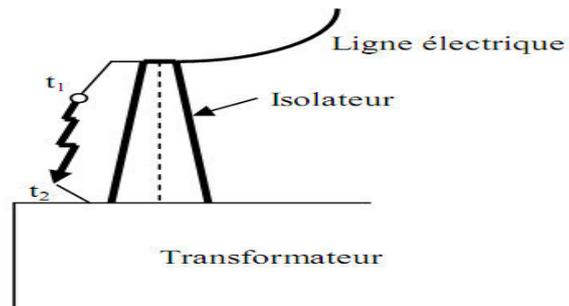


Figure IV.14 : Exemple de protection d'un Transformateur par éclateur à tiges.

IV.4.3. Soupape de surpression

L'huile du transformateur contenue dans la cuve peut devenir dangereuse lorsque la pression augmente à l'intérieur de la cuve. Une soupape de sûreté est placée à la partie la plus haute de la cuve qui décèle rapidement la surpression en cas de court-circuit par exemple. Le temps d'ouverture de cette soupape est très petit et ne permet en aucun cas l'infiltration d'eau ou d'impureté à l'intérieur du transformateur.

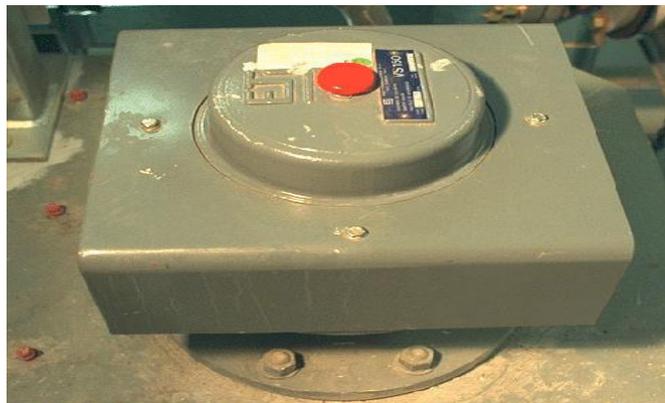


Figure IV.15 : Soupape de surpression.

IV.5. Philosophie de protection du transformateur a SONELGAZ (GRTE)

IV.5.1. Protections externes transformateur

IV.5.1.1. Protection Maximum d'intensité côté HT

Cette protection possède deux seuils de réglage : seuil violent et seuil surcharge.

- Un seuil de courant violent, réglé pour protéger le transformateur contre les défauts internes, avec une action instantanée:

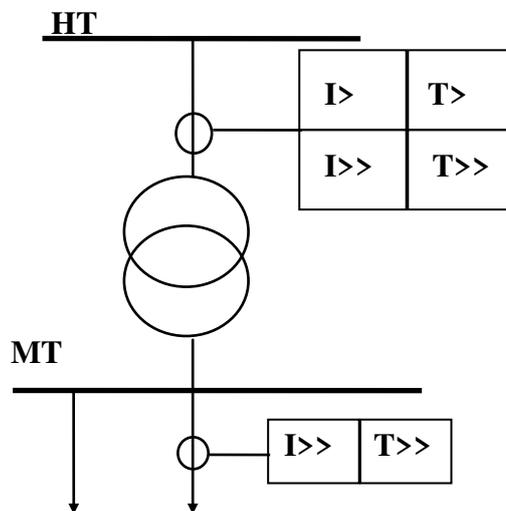
$$I_R = 1.3 \times I_{CCMAX.} \quad T = 0 \text{ Sec}$$

Avec I_{CCMAX} : le courant de court-circuit maximal aux bornes HT du transformateur correspondant au régime maximal de fonctionnement du réseau.

- Un seuil de surcharge protégeant le transformateur contre les surcharges inadmissibles, il assure le secours des défauts triphasés des départs MT Il est réglé à :

$$I_R = 2 \times I_{N.TR} \quad T = 1.5 \text{ s}$$

- ❖ La protection à maximum de courant côté HT est à 2 seuils de courant temporisé : $I>$, $T>$, $I>>$, $T>>$.
- ❖ La protection à maximum de courant des départs MT est à un seuil de courant temporisé : $I>$, $T>$.



- Le déclenchement du transformateur par le seuil violent est de la responsabilité de GRTE
- Le déclenchement du transformateur par le seuil surcharge est de la responsabilité de la distribution (problème de protection départ MT en défaut ou refus d'ouverture disjoncteur du départ MT en défaut).

IV.5.1.2. Protection Maximum d'intensité côté MT

La protection à maximum de courant côté MT, câblé sur les Bushings MT, est une protection destinée à protéger le transformateur contre les surcharges inadmissibles. C'est une protection de courant à un seuil temporisé.

$$I_R = 1.3 \times I_{N.TR} \quad T = 2 \text{ s}$$

Le déclenchement de l'arrivée transformateur par Max I MT est de la responsabilité de la distribution.

NB : A signaler qu'il existe une protection Maximum de courant côté arrivée dont les réglages doivent être inférieurs en seuil de courant et temporisation afin de créer une sélectivité entre les deux protections.

Exemple: TR 60/10 kV, 40 MVA:

$$\text{Max I MT} = 1.3 \times I_{n\text{TR}} = 1.3 \times 2309 = 3002 \text{ A} \quad , T = 2 \text{ s}$$

$$\text{Max I MT arrivée} = 1.2 \times I_{n\text{TR}} = 1.2 \times 2309 = 2770 \text{ A} \quad , T \leq 2 - 0.3 \text{ s}$$

IV.5.1.3. Protection surcharge thermique

La température de fonctionnement admissible d'un transformateur dépend de deux températures variables:

- La température ambiante qui varie en fonction des conditions climatiques et météorologiques.
- La température provoquée par le passage du courant dans les enroulements transformateur (effet joule). Cette température dépend de l'intensité de courant, du diélectrique et des caractéristiques physiques du matériau des conducteurs telles que la capacité calorifique, le coefficient de transmission de chaleur, la densité volumique etc.....

Le réglage de cette fonction dépend du type de protection.

IV.5.1.4. Protection Neutre MT

Ce relais est prévu pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes transformateurs 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 haut réglé avec deux seuils de temporisation.

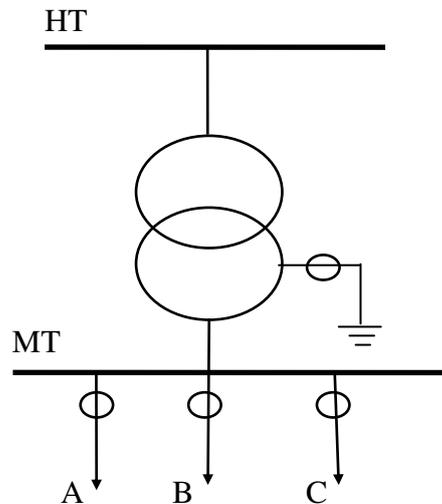
$$I_R = 0.95 \times I_{RH}$$

$$T1 = 1.5 \text{ s (Dt arrivée)}$$

$$T2 = 1.8 \text{ s (Dt l'encadrement)}$$

Avec :

- I_{RH} : le courant du départ le plus haut réglé.



❖ La protection neutre MT est à deux seuils de temporisation :

Exemple :

I_h départ A = 50A.

I_h départ B = 30 A.

I_h départ C = 60 A.

Le réglage du neutre MT $I_R = 0.95 \times 60 = 57A$

Le déclenchement de l'arrivée ou du transformateur par protection neutre MT est de la responsabilité de la distribution (problème de protection départ MT en défaut ou refus d'ouverture disjoncteur du départ MT en défaut).

IV.5.1.5. Protection Terre Résistante

Cette protection est assurée par un relais de courant monophasé à temps constant inséré dans le circuit de neutre du transformateur. Elle protège les départs aériens de moyenne tension contre les défauts à la terre très résistants. Sa gamme de réglage est choisie de telle façon à pouvoir régler l'image d'un courant de 5A vu au primaire des TC.

Cette protection est en signalisation pour les postes gardiennés et en déclenchement pour les postes non gardiennés.

$$I_{R,HT} = 5 \text{ A}$$

$$T = 60 \text{ Sec}$$

- Le déclenchement de l'arrivée par protection terre résistante est de la responsabilité de la distribution ((problème de protection départ MT en défaut ou refus d'ouverture disjoncteur du départ MT en défaut).

IV.5.2. Protections internes transformateur

Les protections internes transformateurs sont :

- Relais Buchholz transformateur (alarme et déclenchement)
- Relais Buchholz régleur (déclenchement)
- Température huile (85° alarme, 95° déclenchement),
- Température enroulement (105° alarme, 115° déclenchement)
- Soupape d'équilibre

Protection différentielle : Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur. Elle assure la protection du transformateur pour des défauts internes et elle assure aussi la protection des câbles MT si le secondaire est câblé sur les TC(s) arrivée.

IV.6. Conclusion

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection au niveau du réseau de transport électrique haut tension HT (utilisé aussi par la société algérienne SONELGAZ). Il nécessite d'être protégé efficacement de façon la plus complète possible pour le prémunir des défauts qui peuvent provoquer sa mise hors tension. 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 V

Maintenances et entretiens des transformateurs des postes HT/MT

V.1. Introduction

Les transformateurs de puissance et de distribution conventionnels sont généralement considérés comme des équipements fiables ayant des taux de défaillance électrique faibles. Cependant, le vieillissement de l'infrastructure conduit à l'augmentation des menaces.

Alors que l'âge de l'équipement a une incidence importante sur les défaillances, il en est de même pour les procédures de maintenance insuffisantes. Heureusement, il y a un certain nombre de moyens pratiques et reconnus pour réduire de façon significative le risque de défaillance d'un transformateur, au niveau de l'entreprise SONALGAZ la politique de maintenance adoptée est la maintenance préventive, celle-ci permet d'augmenter la durée de vie des équipements et leur maintien en bon état de fonctionnement.

Cette partie de notre mémoire concerne la présentation de quelques interventions des équipes de maintenance réalisée au niveau du poste HYDRA, BAB EZZOUAR et EL HAMMA.

V.2. Intervention des équipes maintenance sur TR 60/10 kV du 17/03/2019 au poste de HYDRA

V.2.1. Détail des travaux réalisés

- ✓ Dépollution des bornes 60KV.
- ✓ Dépollution des bornes 10KV.
- ✓ Nettoyage et changement d'huile silicagel.
- ✓ Vérification et serrage de la boulonnerie du transformateur.
- ✓ Vérification du circuit de terre.
- ✓ Appoint d'huile sur conservateur de régleur.

COMPTRE RENDU		FO 007	PR3	2009
Date d'application : 24/04/2010		Version		3
Annexes :		Page 2 : 2		

CR N° _____
 N° OT _____
 Ouvrage : Poste HYDRA Travaux N° FP _____
 Equipement : TR 60/10 kV N° 2

DETAIL DES TRAVAUX REALISES

- Dépollution des bornes 60 kV
- Dépollution des bornes 10 kV
- Nettoyage et changement d'huile ciblage
- Vérification serrage de la boulonnerie
- Vérification du circuit de terre
- Apport d'huile sur conservateur de régleur

OBSERVATIONS : (Préciser toutes anomalies ou travaux effectués en plus)

R. A. S.

Etabli par le CDT		Approuvé par le Chef de Subdivision		Validé par le Chef de service / division	
Nom : Boubekeur	Visa	Nom : Boubekeur	Visa	Nom : MERJEX	Visa
Date : 17/03/2010	→	Date : 17/03/2010	→	Date : 17/03/2010	→

Ce document est la propriété de la Direction Régionale de l'Énergie et du Développement Rural de l'Algérie. Toute réimpression, reproduction ou utilisation non autorisée est formellement interdite.

Figure V.1 : Rapport d'intervention sur le transformateur TR 60/10 kV poste HYDRA.



a) Mauvais serrage de la boulonnerie.



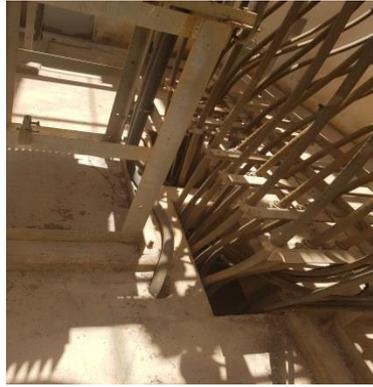
b) vanne pour analyse d'huile.



c) réseau terre.



d) Le TR.



e) Les câbles dans sous terrain.



f) les borne 60/10 KV.



g) Réseau de terre.

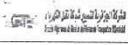


h) Conservateur d'huile régleur et TR.

V.3. Intervention des équipes maintenance sur TR 60/10 kV du 17/03/2019 au poste de BAB EZZOUAR

V.3.1. Détail des travaux réalisés

- ✓ Dépollution des bornes 60 KV.
- ✓ Dépollution des bornes 10 KV.
- ✓ Réglage sectionneur d'isolement.
- ✓ Nettoyage et lavage du TR.
- ✓ Changement d'huile silicagele.
- ✓ Vérification circuit de terre.
- ✓ Entretien TSA +RDN + BPN.

		COMPTE RENDU		FO 007	PR3	2009
CR N° <u>1/16/1000</u>		N° DT <u>P.E.P</u>		Date d'application : <u>24/04/2010</u>		Version <u>3</u>
Ouvrage : <u>T.B. 60/30/10 KV</u>		Travaux : <u>T.B. 60/30/10 KV</u>		Annexes :		Page 2 : 2

DETAIL DES TRAVAUX REALISES

TR 60/30/10 KV
 * Dépollution des ~~des~~ Barne 60kv
 * Dépollution de Barne 10kv et 30kv
 * réglage sectionneur d'isolement
 * nettoyage et de lavage du T.S.A
 * changement d'huile usagée
 * vérification circuit de terre
 * entretien T.S.A et R.D.N.B.P.V

OBSERVATIONS : (Préciser toutes anomalies ou travaux effectués en plus)

R.A.S

Etabli par le CDT Nom : <u>Bouhokke</u> Date : <u>06/05/10</u>		Approuvé par le Chef de Subdivision Nom : <u>Khalil</u> Date : <u>06/05/10</u>		Validé par le Chef de service / division Nom : <u>M. D. S. K.</u> Date : <u>08/05/10</u>	
--	--	--	--	--	--

Figure V.2 : Rapport d'intervention du transformateur 60/30/10 kV poste BAB EZZOUAR.



a) Les borne 60Kv.



b) TSA.



c) BPN.



d) RDN.



e) sectionneur d'isolement.



f) circuit de terre.

V.4. Intervention des équipes maintenance sur TR 60/10 kV du 17/03/2019 au poste de EL HAMMA

V.4.1. Détail des travaux réalisés

- Armoire TR 60/10 KV N° 6 : câblage du régleur.
- BPN :
 - ❖ Câblage du buchholz BPN et son essai.
 - ❖ Câblage de la température BPN et son essai.
- Injection courant au niveau du TC neutre MT, Rapport TC 100-200/1A.

COMPTÉ RENDU	FD 007	PR3	2009
	Date d'application : 24/04/2019	Version : 3	
	Annexes :	Page 2 : 2	

CR N° M2020EHR
 N° OT : HAP N° FP : 1/1
 Ouvrage : HAP Travaux : TR N° 6 60/10KV
 Equipement :

DETAIL DES TRAVAUX REALISES

*Armer la N° 6 : Enplacement de la plaque a preséchoyer
 système et câblage du régleur.
 BPN : * Câblage du Buchholz BPN et son essai.
 * Câblage de la température BPN et son essai.
 Injection courant au niveau du TC neutre MT
 Rapport TC ~~100~~ - 200/1A*

OBSERVATIONS : (Préciser toutes anomalies ou travaux effectués en plus)

Établi par le CDT		Approuvé par le Chef de Subdivision		Validé par le Chef de service / division	
Nom : <u>ABERKANE</u>	Visa	Nom : <u>MAUSSOURI</u>	Visa	Nom : <u>MUSKHOUB</u>	Visa
Date : <u>17/04/19</u>	<i>[Signature]</i>	Date : <u>17/04/19</u>	<i>[Signature]</i>	Date : <u>21/04/2019</u>	<i>[Signature]</i>

Ce document est la propriété de la DGR. Toute réimpression, copie, reproduction, publication ou diffusion, sans autorisation écrite de la Direction Générale de l'Énergie, est formellement interdite.

Figure V.3 : Rapport d'intervention du transformateur 60/10 kV poste EL HAMMA.



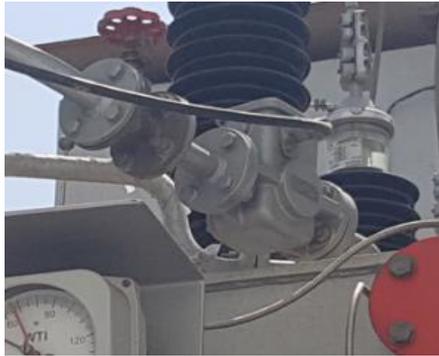
a) Armoire TR régleur.



b) câblage régleur.



c) BPN.



d) Bukholz



e) TC

V.5. Conclusion

Durant notre visite des postes de HYDRA, BAB EZZOUAR et EL HAMMA. Nous avons eu la chance de voir de près les transformateurs et leurs protections. De plus, nous avons assisté à l'intervention des équipes de maintenance sur les Transformateurs du poste HYDRA, BAB EZZOUAR et EL HAMMA ce qui nous a permis de voir de près les équipements transformateurs et protection.

Conclusion
Générale

CONCLUSION GENERALE

Pour répondre au critère fondamental d'une bonne qualité et continuité de service, il est impératif de vérifier soigneusement la bonne tenue des transformateurs avant leur installation dans le réseau et un entretien systématique pendant leurs exploitation.

La présente étude a été réalisée dans le but de calculer le dimensionnement un transformateur de puissance à partir des données d'un cahier de charge.

Le premier constat qui ressort de ce travail et que le choix des coefficients rentrant dans le calcul d'un transformateur sont délicat. En effet, il n'existe pas de méthode systématique permettant du calculer tous les paramètres rentrant dans le résultat de leur expérience dans le domaine de la construction des machines.

D'une façon globale, on a consacré notre travail à faire l'étude générale d'un transformateur de puissance et de calculer les paramètres magnétique, pertes et rendement selon des données bien précises.

Il faut toujours contrôler les différents dispositifs de protection (Relais Buchholz, température de l'huile, relais de protectionetc).

D'autre part, une maintenance préventive doit être effectuée à travers laquelle un certain nombre de mesures des caractéristiques du bobinage et des propriétés physicochimiques de l'huile, afin de suivre l'état de vieillissement et de dégradation de l'isolation mixte huile-papier des bobinages.

Le stage pratique que nous avons effectué au sein de l'entreprise SONELGAZ/GRTE et ENEL, nous a permis d'avoir plus de données et d'informations concernant le monde industriel en général et le monde des transformateurs en particulier.

Bibliographie

- [1] : BELLAREDJ Amina GAOUAR Youcef, «Conception et simulation d'une ligne aérienne de transport électrique 220KV», Université AboubakrBelkaïd– Tlemcen –Faculté de TECHNOLOGIE, 5/06/2016.
- [2] : Rezgane badreddine Sadeg Abdelkrim Yassaa anis, « ETUDE TECHNOLOGIQUE D'UN TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE THT/HT», Institut National Spécialisé dans la Formation Professionnelle, 2016/2017.
- [3] :YAHY MOHAMED EL MADANI ET AZOUG KHALED, «étude d'un transformateur de puissance», université houari Boumediene, juin 2016.
- [4] :Mohand BOUKOUK Ramdane HADJEBAR, « diagnostic des transformateur de puissance», Université Mouloud Mammeri de TIZI-OUZOU, 24 septembre 2014.
- [5] :P. MAYE, « Aide –mémoire Electrotechnique », 3ème édition : DUNOD, 2006.
- [6] : ILILTEN Amine HASNIOU Zakaria, «Etude des paramètre influant sur la tension de claquage de l'huile Borak 22 utilisée dans les transformateurs de puissance », Université Abderrahmane Mira de Bejaia , 2014/2015.
- [7] :<https://new.abb.com/docs/librariesprovider27/default-document-library/dtr-fr2010instructions.pdf?sfvrsn=2>
- [8] : Jean Sanchez, « Aide au diagnostic de d'défauts des transformateurs de puissance», doc internet, 2 Jul 2014.
- [9] : MEZARI Naouel, « diagnostic des transformateur de puissance», Université Mouloud Mammeri de TIZI-OUZOU, doc internet.
- [10] : IBELAIDEN Missiva BOUTAGUIA Khadidja, «Etude critique des technique de diagnostic de l'état de transformateurs de puissance», Université des Sciences et de la Technologie HOUARI BOUMEDIENNE, Promotion: 2009-2010.
- [11] : « L'HUILE COMME CALOPORTEUR», <http://www.tsv-transfo.com/fr/decouvrir-le-transformateur/lhuile-comme-caloporteur/>
- [12] : HAMOUDI bilal, BOURSOUTI mohamed amine, « etude et dimensionnement dun transformateur de puissance à bain d'huile MT-100/6 », Université M'hamed Bougara, Boumerdes, promotion : 2015/2016.
- [13] : http://www.electrosup.com/circuit_magnetique.php , doc internet enligne
- [14] : BENHARKOU esma, « Calculs des paramètres physique par une efficacité énergétique optimisée d'un transformateur électrique», Université Abou Backr Bel Kaid – TLEMEN, Soutenu le : 24 Juin 2018.
- [15] : Michel lambert, « les transformateurs électrique », livre a USTHB.
- [16] : <https://www.technologiepro.com/cours-electrotechnique/Transformateur-Triphase.pdf>

- [17] : https://fr.wikipedia.org/wiki/Enroulement_de_transformateur
- [18] : TABAKH ikram FADOUA rafiq, « Analyse des déclenchements du transformateur 60/22 KV », Université Sidi Mohammed Ben Abdellah, doc internet.
- [19] : <https://mongosukulu.com/index.php/en/contenu/genie-electrique4/machineselectriques/500-les-machines-statiques?showall=&start=2>
- [20] : Didier FULCHIRON, « Protection des transformateurs de postes MT/BT », Cahier technique Shneider, 1998.
- [21] : Protection différentielle et protection à maximum courant des transformateurs THT/HT, ONEE MAROC, 2014.
- [22] : http://download.schneiderelectric.com/files?&p_File_Name=Guide+d%27aide+au+parametrage+differentielle+transformateur+87T.pdf.
- [23] : M. MEHDDEB, « Philosophie de Réglage des Protections », Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle, Groupe SONELGAZ, mais 2006.
- [24] : J. G. Andrichak, G.E. Alexander, Distance relays fundamentals, GE Power Management.
- [25] Zaaboubi Khaled, « Pilotage sous LabView d'un système de protection à max de courant », université de Biskra, 2013.
- [26] : Mr. ZELLAGUI Mohamed, « étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV) », Université Mentouri Constantine, année 2010.
- [27] : Mr. REKIK badri, « étude et modélisation des défauts des transformateurs de puissance », Université Badji Mokhtar-Annaba, Année 2008.
- [28] : ILILTEN Amine HASNIOU Zakaria, « Etudes des paramètres influant sur la tension de claquage de l'huile Borak 22 utilisée dans les transformateurs de puissance », Université Abderrahmane Mira de Bejaia, Promotion : 2014/2015.
- [29] : LUC LOISELLE, « Influence des produits de dégradation sur la stabilité thermique et diélectrique des fluides isolants pour les transformateurs de puissance », UNIVERSITE DU QUEBEC, Juillet 2013.
- [30] : Didier FULCHIRON, Cahier Technique Schneider n°192 édition avril 1998, NF C 52-726 : Transformateurs de puissance de type sec.
- [31] : <https://www.ct-magnet.com/fr/docs-techniques/l-aimant>
- [32] : A. BOUDISSA, B.AKLIOUAT et L.BELLAHSENE, « Etude et réalisation d'un transformateur triphasé à trois enroulements 1250 kVA -30kV /690V /690V, immergé dans l'huile », Mémoire d'ingénieurs, UMMTO, Promotion 2008.

- [33] : DJ.AMIRAT GH.BENDIDA O.MANSERI, « Etude du fonctionnement et calcul d'un transformateur triphasé à trois enroulements 1250KVA, 30KV/690V », Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Promotion 2009.
- [34] : JEAN-LUC DIO « Électromagnétisme ; propagation, ligne électrique », Edition-Dion.
- [35] : A. CHABANE, « calcul d'un transformateur spécial d'isolement hermétique 100 kVA, 380 V / 380V », mémoire de fin d'étude, ingénieur Université de Tizi-Ouzou, 1997.
- [36] : K. DJAROUN, F. KACI, « calcul d'un transformateur hermétique de distribution 315 kVA, 10 kV / 0,4 kV », Université de Tizi-Ouzou 2003.
- [37] : N. HAMMAS, S. SLIMANI, « calcul et dimensionnement d'un autotransformateur 800 kVA, 11 kV /10 kV », Université de Tizi-Ouzou 2003.
- [38] : cahier des charges de société SONALGAZ.
- [39] K. DJAROUN, F. KACI, « calcul d'un transformateur hermétique de distribution 315 kVA, 10 kV / 0,4 kV », Université de Tizi-Ouzou 2003.

Annexe

Annexe 1

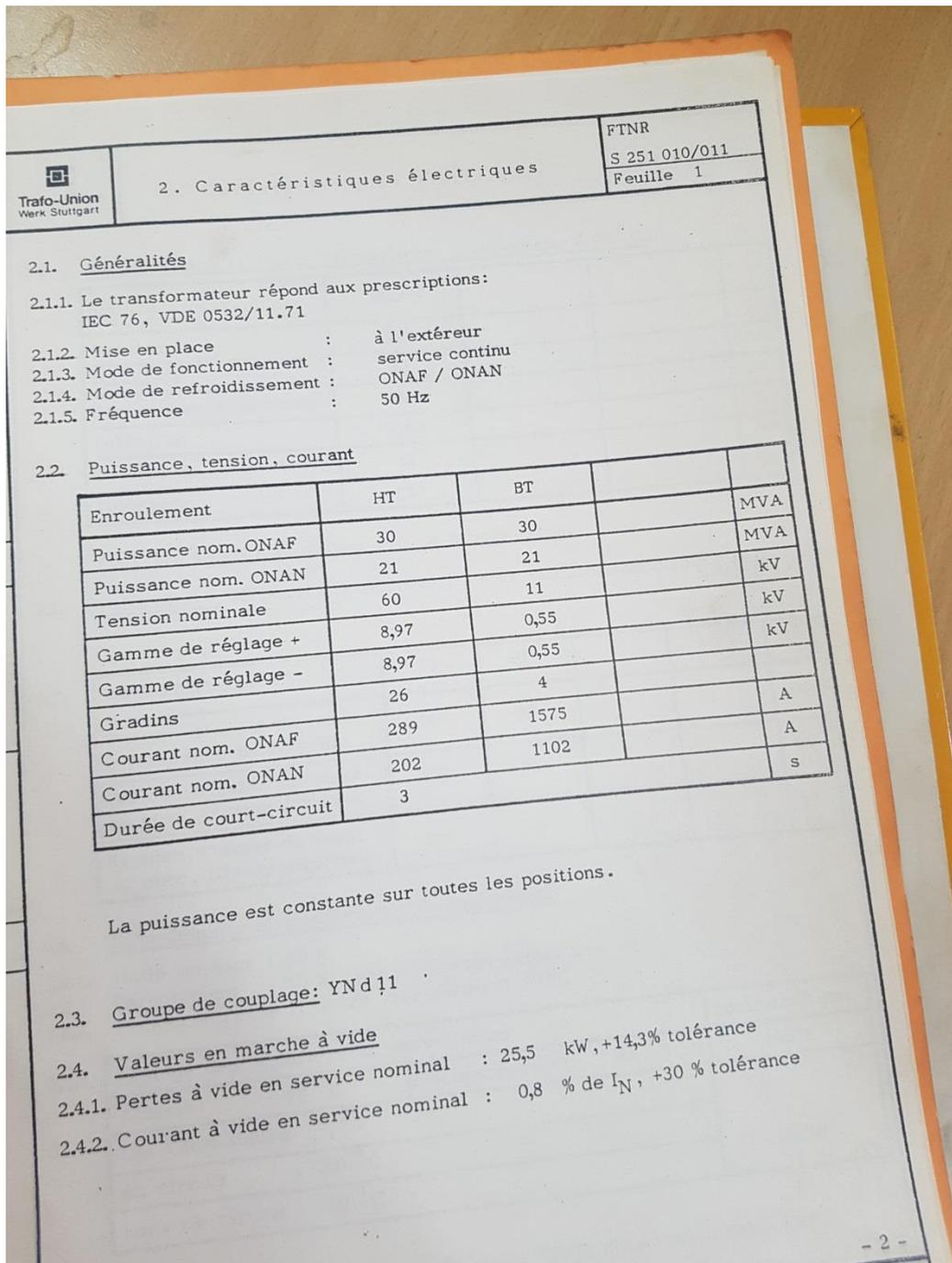


Figure II.1 : Caractéristique de transformateur de puissance 63/11 KV.

Annexe 2

Démonstration des relations de la tension de court-circuit et du diamètre de la colonne (II.7).

- Tension de court-circuit :
- Valeur réduite de la tension de court-circuit :

$$u_{cc} = \frac{U_{cc}}{U_{ph1}}$$

$$u_{cc} = \frac{\sqrt{U_{ccr}^2 + U_{cca}^2}}{U_{ph1}} = \frac{\sqrt{(R \cdot I_{ph1})^2 + (X_{cc} \cdot I_{ph1})^2}}{U_{ph1}}$$

- Composante réactive de la tension de court-circuit :

$$U_{ccr} = \sqrt{U_{cc}^2 - U_{cca}^2} \quad ; \quad U_{ccr} = \frac{X_{cc} \cdot I_{ph1}}{U_{ph1}}$$

- La réactance de fuite X_{cc} :

Pour des enroulements concentriques, la réactance de fuite est donnée par :

$$X_{cc} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot d_{12} \cdot a_r \cdot K_R}{h_B} \quad , \quad \text{avec } \beta = \frac{\pi \cdot d_{12}}{d_{12}}$$

$$X_{cc} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \mu_0 \cdot a_r \cdot K_R \cdot n^2 \cdot \beta$$

Ou :

$$U_{sp} = \frac{U_{ph1}}{n} = \sqrt{2} \cdot \pi \cdot f \cdot B_c \cdot S_{fer}$$

Donc :

$$U_{ph1} = n \cdot \sqrt{2} \cdot \pi \cdot f \cdot B_c \cdot S_{fer} \quad , \quad \text{avec } S_{fer} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot K_u$$

$$U_{ccr} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot \mu_0 \cdot n^2 \cdot \beta \cdot a_r \cdot K_R}{\sqrt{2} \cdot B_c \cdot S_{fer}} \cdot I_{ph1}$$

D'où :

$$U_{ccr} = \frac{2 \cdot \mu_0 \cdot n \cdot \beta \cdot a_r \cdot K_R \cdot 4}{\sqrt{2} \cdot B_c \cdot \pi \cdot D^2 \cdot K_u} \cdot I_{ph1}$$

- Diamètre de la colonne :

L'expression de la puissance apparente par colonne est donnée par :

$$S_c = U_{ph1} \cdot I_{ph1}$$

$$U_{ph1} = \frac{n \cdot \sqrt{2} \cdot \pi^2 \cdot f \cdot B_c \cdot D^2 \cdot K_u}{4}$$

$$I_{ph1} = \frac{U_{CCR} \cdot \sqrt{2} \cdot B_C \cdot \pi \cdot D^2 \cdot K_u}{2 \cdot \mu_0 \cdot n \cdot \beta \cdot a_r \cdot K_R \cdot 4}$$

Donc :

$$S_c = \frac{n \cdot \sqrt{2} \cdot \pi^2 \cdot f \cdot B_C \cdot D^2 \cdot K_u}{4} \cdot \frac{U_{CCR} \cdot \sqrt{2} \cdot B_C \cdot D^2 \cdot K_u}{2 \cdot \mu_0 \cdot n \cdot \beta \cdot a_r \cdot K_R \cdot 4}$$

$$S_c = \frac{\pi^3 \cdot f \cdot B_C^2 \cdot D^4 \cdot K_u^2 \cdot U_{CCR}}{16 \cdot \mu_0 \cdot \beta \cdot a_r \cdot K_R}$$

D'où :

$$\mathbf{D} = \sqrt[4]{\left(\frac{16 \cdot \mu_0 \cdot a_r \cdot \beta \cdot K_R \cdot S_c}{\pi^3 \cdot f \cdot K_u^2 \cdot B_C^2 \cdot U_{CCR}} \right)}$$

Annexe 3

b \ a	4,5	5,0	5,6	6,3	7,1	8,0	9,0	10,0	11,2	11,8	12,5	13,2	14,0	15,0	16,0
1,0			5,4	8,1	8,9										
1,12			6,1	6,5	7,7										
1,25	5,4	6,0	6,8	7,7	8,7										
1,4	6,1	6,8	7,6	8,6	9,7	11,0									
1,6	7,0	7,8	8,7	9,9	11,2	12,6									
1,8	7,7	8,6	9,7	11,0	12,2	13,9	15,6	17,6							
2,0	8,6	9,6	10,8	12,2	13,8	15,6	17,6								
2,24	9,7	10,8	12,2	13,8	15,6	17,6	19,8	22,0							
2,5		12,0	13,5	15,2	17,2	19,4	22,0	24,4							
2,8		13,4	15,1	17,1	19,3	21,8	24,6	27,4	30,8						
3,15		15,2	17,1	19,3	21,8	24,6	27,8	31,0	34,7	36,6	38,8				
3,55			19,3	21,8	24,7	27,8	31,4	35,0	39,2	41,3	43,8	46,3	49,2		
4,0				24,3	27,5	31,1	35,1	39,1	43,9	46,3	49,1	51,9	55,1	59,1	63,1
4,5					31,1	35,1	39,6	44,1	49,5	52,2	55,4	58,5	62,1	66,6	71,1
5,0					34,6	39,1	44,1	49,1	55,1	58,1	61,1	65,1	69,1	74,1	79,1
5,6						43,9	49,5	55,1	61,1	65,2	69,1	73,1	77,5	83,1	88,7
6,3						49,1	55,4	61,7	69,2	73,0	77,4	81,8	86,9	93,2	99,5
7,1							62,6	69,7	78,2	82,4	87,4	92,4	98,1	15,0	112,0
8,0									88,3	93,1	98,7	104,0	111,0	119,0	127,0
8,5											105,0		18,0		135,0

Tableau II.9 : Section et dimensions des conducteurs méplats non isolés.

Annexe 4

Démonstration de l'équation du rendement (II.87), (II.88).

Il est donné par la relation suivante : $\eta = \frac{P_2}{P_1} \times 100$ [%]

Avec :

$$P_1 = P_2 + P_0 + P_{cu} \Rightarrow P_2 = P_1 - (P_0 + P_{cu})$$

Alors :

$$\eta = \frac{P_1 - (P_0 + P_{cu})}{P_2 + P_0 + P_{cu}} \times 100 \Rightarrow \eta = 1 - \frac{P_0 + P_{cu}}{P_2 + P_0 + P_{cu}} \times 100$$

$$P_{cu} = 3 \times R \times I^2 = 3 \times R \times I^2 \frac{I_{cc}^2}{I_{cc}^2}$$

Avec: I: courant secondaire pour une charge donnée.

On pose $\alpha = \frac{I}{I_{cc}}$: facteur de charge.

$$P_{cu} = 3 \times R \times \alpha \times I_{cc}^2 = \alpha^2 P_{cc}$$

$$P_2 = S_2 \times \cos \varphi_2 = \sqrt{3} \times U_2 \times I \times \cos \varphi_2$$

$$= \sqrt{3} \times U_2 \times \cos \varphi_2 \frac{I_{cc}}{I_{cc}} = \sqrt{3} \times U_2 \times I_{cc} \times \alpha \times \cos \varphi_2$$

$$I_{cc} = I_{2n} \Rightarrow P_2 = S_n \times \alpha \times \cos \varphi_2$$

$$\eta = 1 - \frac{(P_0 + \alpha^2 P_{cc})}{S_n \times \alpha \times \cos \varphi_2 + \alpha^2 P_{cc} + P_0}$$

• Calcul α pour un rendement maximal

$$\frac{d\eta}{d\alpha} = 0 \Rightarrow \frac{d}{d\alpha} \left[\left(1 - \frac{(\alpha^2 P_{cc} + P_0)}{S_n \times \alpha \times \cos \varphi_2 + \alpha^2 P_{cc} + P_0} \right) \right] = 0$$

$$\Rightarrow \frac{d}{d\alpha} \left[\frac{S_n \times \alpha \times \cos \varphi_2}{S_n \times \alpha \times \cos \varphi_2 + \alpha^2 P_{cc} + P_0} \right]$$

$$\Rightarrow \frac{d}{d\alpha} \left[\frac{S_n \times \cos \varphi_2 (S_n \times \alpha \times \cos \varphi_2 + \alpha^2 P_{cc} + P_0) - (S_n \times \cos \varphi_2 + 2\alpha P_{cc})}{(S_n \times \alpha \times \cos \varphi_2 + \alpha^2 P_{cc} + P_0)^2} \right]$$

$$\frac{d\eta}{d\alpha} = 0 \Rightarrow S_n \times \cos \varphi_2 (S_n \times \alpha \times \cos \varphi_2 + P_0 + \alpha^2 P_{cc}) - (S_n \times \cos \varphi_2 + 2\alpha P_{cc}) \times S_n \times \alpha \times \cos \varphi_2 + P_0 = 0$$

$$S_n^2 \times \alpha \times \cos\varphi_2^2 + S_n \times \cos\varphi_2 \times P_0 + S_n \times \cos\varphi_2 \times \alpha^2 \times P_{cc} - S_n^2 \times \alpha \times \cos\varphi_2^2 - 2 \times S_n \times \cos\varphi_2 \times \alpha^2 \times P_{cc} = 0$$

$$S_n \times \cos\varphi_2 \times P_0 - S_n \times \cos\varphi_2 \times \alpha^2 \times P_{cc} = 0 \Rightarrow (P_0 - \alpha^2 \times P) S_n \times \cos\varphi_2 = 0$$

$$\Rightarrow P_0 - \alpha^2 \times P = 0$$

On obtient : $\alpha = \sqrt{\frac{P_0}{P_{cc}}}$

Résumé

Le transformateur électrique a plusieurs fonctions : il permet d'abaisser ou augmenter la tension ou du courant électrique qui traverse le réseau. Dès que la centrale de production d'électricité jusqu'au domicile du consommateur, le transport du courant électrique se fait par des câbles de très haute, haute, moyenne puis basse tension. Pour permettre à l'électricité de passer d'une ligne à l'autre, il est nécessaire d'abaisser sa tension. Le transfo permet au courant électrique d'être acheminé chez vous sans aucun danger.

Les transformateurs constituent l'une des plus importantes parties du système électrotechnique dans sa partie de transport ou de distribution. Le mémoire s'inscrit dans le cadre du projet pour les études d'un transformateur de puissance. Ce travail présente le dimensionnement d'un transformateur, les défauts et les contraintes d'un transformateur et la maintenance et l'entretien, L'objectif de ce travail consiste d'abord à un transformateur qui est nécessaire pour fournir la tension d'alimentation à une charge qui exige beaucoup plus de courant lors de la mise sous tension initiale que dans le cadre stable de fonctionnement normal. Un transformateur est conçu pour fournir une tension secondaire stable dans une courte période de surcharge spécifique, cette opération justifié de remplacement par l'établissement du bilan de puissance du transformateur puis évaluer l'impact de cette opération sur le réseau et sur son plan de protection.

ملخص

يحتوي المحول الكهربائي على العديد من الوظائف : فهو يسمح بخفض أو زيادة جهد التيار الكهربائي الذي يمر عبر الشبكة. من محطة توليد الكهرباء إلى منزل المستهلك، يتم نقل الطاقة الكهربائية بواسطة الكابلات ذات الجهد العالي ، العالي ، المتوسط والمنخفض. للسماح للكهرباء بالمرور من سطر إلى آخر ، من الضروري خفض الجهد الكهربائي. يسمح المحول بتوجيه التيار الكهربائي إلى منزلك دون أي خطر.

تشكل المحولات أحد أهم أجزاء النظام الكهربائي في جزءها من النقل أو التوزيع. الأطروحة هي جزء من المشروع لدراسات محول الطاقة. يعرض هذا العمل أبعاد المحول، والعيوب والقيود المفروضة على المحول والصيانة، والهدف من هذا العمل يتكون أولاً من محول ضروري لتزويد الجهد الكهربائي للإمداد إلى تحميل يتطلب حالياً أكثر بكثير عند تشغيل الطاقة الأولية عنه في بيئة التشغيل العادية المستقرة. تم تصميم المحول لتوفير جهد ثانوي ثابت في فترة قصيرة من الحمل الزائد المحدد، وهذه العملية لها ما يبرر الاستبدال عن طريق إنشاء توازن الطاقة للمحول وتقييم تأثير هذه العملية على الشبكة وخطة الحماية.

Abstract

The electrical transformer has several functions: it allows lowering or increasing the voltage of the electric current that passes through the network. From the power plant to the consumer's home, the electric power is transported by cables of very high, high, medium and low voltage. To allow electricity to pass from one line to another, it is necessary to lower the voltage. The transformer allows the electric current to be routed to your home without any danger.

Transformers constitute one of the most important parts of the electrotechnical system in its part of transport or distribution. The thesis is part of the project for studies of a power transformer. This work presents the dimensioning of a transformer, the faults and the constraints of a transformer and the maintenance and the maintenance, The objective of this work consists first of all to a transformer which is necessary to supply the voltage of power to a load that requires much more power during initial power-up than in the normal stable operating environment. A transformer is designed to provide a stable secondary voltage in a short period of specific overload, this operation justified replacement by establishing the power balance of the transformer and evaluate the impact of this