

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mouloud MAMMARI de TIZI-OUZOU

Faculté de Génie Electrique et d'Informatique

Département d'Electrotechnique



MEMOIRE

De fin d'étude

En vue de l'obtention du Diplôme de Master Professionnel en
Electrotechnique Industrielle

Présenté par

Arezki KHEBOUZE

Thème :

Etude des Protections d'un **Transformateur du Réseau Sonelgaz**

Mémoire soutenu publiquement le 28 septembre 2016 devant le jury composé de :

M Ahmed CHALLAL
Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Président

M Karim HADJ SAID
Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Rapporteur

M Farid HOCINI
Maitre de Conférence Classe B, UMMTO, Examineur

M Hamza BESSAI
Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Examineur

Remerciements

*Tout d'abord, je tiens à remercier profondément le **Dieu**, le tout Puissant de m'avoir donné le courage, la patience, la volonté ainsi que la santé pour réaliser ce modeste travail.*

*Je tiens à exprimer mes vifs remerciements et mes sincères reconnaissances à **Mr K. HADJ SAID**, pour sa disponibilité, ses conseils judicieux,, ses directives et ses orientations concernant le travail proposé.*

Je remercie les membres du jury qui ont fait l'honneur de participer au jugement de ce travail.

Je tiens aussi à remercier profondément les étudiants du département d'électrotechnique ainsi que les fonctionnaires de la bibliothèque des thèses.

Mes remerciements sont destinés aussi à toute ma famille, et tous mes amis pour leur aide et leur soutien.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.



Dédicaces

*Je dédié ce modeste travail :
A mes très chers parents
Que m'ont beaucoup aidé durant
Mon instruction
A mes frères et sœurs
A toute ma famille en générale
A tout mes amis (es)
A tous ceux que j'aime,
A tous ceux qui m'aiment
A tous ceux qui me sont chers.*



Sommaire

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les transformateurs	
I.1.Introduction.....	2
I.2.Principe de fonctionnement	2
I.3.Transformateur idéal.....	3
I.3.1.Fonctionnement à vide	3
I.3.2.Fonctionnement en charge du transformateur idéal.....	4
I.3.3.Modèle du transformateur idéal.....	5
I.3.4.Transformateur idéal en régime sinusoïdal permanent	5
I.4.Transformateur réel.....	6
I.4.1.Circuit équivalent du transformateur réel	7
I.4.2.Transformateur en régime sinusoïdal permanent.....	7
I.5.Notion de charge d'un transformateur	9
I.6.Rendement d'un transformateur.....	10
I.7.Facteur de régulation d'un transformateur	10
I.8.Détermination des paramètres du transformateur.....	10
a. Essai à vide	11
b. Essai en court circuit	12
c. Essai en courant continu	12
I.9.Capacité en puissance d'un transformateur.....	13
a. Capacité en tension	13
b. Capacité en courant	13
c. Capacité en puissance.....	14
I.10.L'autotransformateur	14
I.11.Conclusion	15
Chapitre II : Constitution et fonctionnement d'un transformateur de puissance	
II.1.Introduction	16
II.2.Types de transformateurs.....	16
II.2.1.Transformateur à colonnes.....	16

Sommaire

II.2.1.1.Avantages	17
II.2.1.2.Inconvénients	17
II.2.2.Transformateur Cuirassé.....	17
II.2.2.1.Avantages.	18
II.2.2.2.Inconvénients	18
II.3.Circuit magnétique	18
1. Circuit magnétique à colonnes.....	18
2. Circuit magnétique cuirassé.....	18
II.3.1.section des colonnes	19
II.3.2.Assemblage colonne – cuirassé.....	19
II.4.Bobinages	19
1. Les bobines concentriques.....	19
2. Les bobinages en galettes	19
3. Les bobinages mixtes	20
II.4.1.Réalisation	20
a) Enroulement en cylindre	20
b) Enroulement en hélice.....	20
II.5.La cuve	20
II.6.Isolation des transformateurs.....	21
II.6.1.Isolation solide.....	21
1. Caractéristiques électriques du carton imprégné dans l’huile minéral.....	22
2. Domaine d’application	22
3. Gaine isolante.....	22
4. Cuivre émaillé	22
II.6.2.Isolation liquide	22
II.6.3.Accessoires	23
a) Ecran de sécurité	23
b) Traversée isolante	23
II.6.4.Niveau d’isolement.....	24
II.7. Refroidissement des transformateurs.....	24
II.7.1. Modes de refroidissement.....	24

Sommaire

II.8. Accessoires	25
a) Conservateur	25
b) Dessiccateur d'air (assécheur)	25
c) Système de refroidissement	25
d) Prises de réglage (commutateur)	25
e) Plaque signalétique	26
II.9. Couplage et indice horaire.....	27
1. Mode de couplage	27
2. Différents types de connexion des enroulements.....	27
a) Le couplage étoile Y	27
b) Le couplage triangle D	28
c) Le couplage zigzag.....	28
3. Choix de couplage	28
4. Indice horaire	29
II.10. Mise en parallèle des transformateurs.	29
II.10.1. Condition de mise en parallèle	30
II.11. Conclusion	30
Chapitre III : Défaits et Protection des transformateurs	
III.1. Introduction	31
III.2. Types de défauts dans les transformateurs	31
III.2.1. Les courts-circuits.....	31
III.2.1.1. Causes des courts-circuits	31
III.2.1.2. Conséquences des courts-circuits sur les transformateurs de puissance	31
1. Effet thermique	32
2. Effet dynamique	33
III.2.2. Les surcharges	34
III.2.2.1. Conséquences des surcharges	34
1. Régime de secours de courte durée	34
2. Régime de chargement d'urgence de longue durée.....	35

Sommaire

III.2.3.Les surtensions	36
III.2.3.1.Causes des surtensions	36
III.2.3.2.Conséquences des surtensions.....	36
III.3.Protection des transformateurs	37
III.3.1.Protection externe.....	37
III.3.1.1.Protection contre les surtensions	37
a) Les éclateurs	37
b) Les parafoudres	38
1- Les anciens modèles : Parafoudres à résistances variables et éclateurs.....	38
2- Les nouveaux modèles : Parafoudre à oxyde de zinc(ZnO)	39
3- Les modèles les plus récents : Parafoudres à enveloppe synthétiques.....	40
III.3.2.Protections internes	41
III.3.2.1.Protection par BUCHHOLZ.....	41
III.3.2.2.Protection de masse cuve.	42
III.3.2.3.Protection par DGPT (1 ou 2)	43
III.3.2.4.Protection par soupape de surpression	45
III.3.2.5.Image thermique	45
III.3.2.5.Protection thermique par CTP	46
III.4.Conclusion.....	46
Chapitre IV : Application des protections à un transformateur de réseau sonelgaz	
IV.1.Introduction.....	47
IV.2.Protection différentielle transformateur	47
IV.2.1.Exemple de réglage	48
IV.3.Protection à maximum de courant des transformateurs THT/HT/MT	49
IV.3.1.Protection coté THT.....	49
IV.3.2.Protection coté HT	50
IV.3.3.Protection coté MT.....	51

Sommaire

IV.4. Protection de surcharge thermique.....	51
IV.4.1. Exemple de réglage	53
IV.5. Protection a maximum de courant des transformateurs HT/MT.....	54
IV.5.1. Protection coté HT	54
IV.5.2. Protection coté MT.....	56
IV.5.3. Protection de neutre MT	58
IV.5.4. Protection masse cuve	58
IV.5.5. Protection de terre résistance	58
IV.6. Protection des départs MT	59
IV.6.1. Réglage du seuil violent.....	59
IV.6.2. Réglage du seuil de surcharge.....	59
IV.6.3. Réglage du seuil de courant homopolaire	60
IV.7. Conclusion	60
Conclusion générale	61

Bibliographes

Introduction Générale

Introduction générale

L'énergie emmagasinée dans la nature sous forme d'énergie chimique, nucléaire, de mouvement des fleuves, de vent et d'énergie de rayonnement de soleil est transformée dans le monde moderne en énergie électrique. La distribution de cette dernière fut obtenue par l'invention d'un ingénieux dispositif mis au point à la fin du XIXème siècle; ce dispositif est le transformateur.

C'est un constituant essentiel des systèmes électriques modernes dont le rendement est excellent.

Un transformateur est une machine statique capable de recevoir l'énergie électrique sous une tension et un courant à fréquence donnée, et de la restituer avec une autre tension et un autre courant à la même fréquence.

Pour les entreprises de production et distribution de l'énergie électrique, exemple : la SONELGAZ, les abonnés important et ceux de première catégorie ne tolère pas les pannes intempestives et sur tout celles qui prend beaucoup de temps tels que les avaries des transformateurs de puissance qui a engendre des pertes énormes pour la réparation et énergie non vendu et des désagréments pour les consommateurs. D'où, la nécessité d'utiliser des dispositifs destinés à limiter les dommages et à isoler rapidement la partie avariée du réseau afin d'éviter la propagation du défaut qui privera d'autres utilisateurs ; c'est l'objectif de la protection.

Depuis l'entrée sur le marché des relais numériques programmables ces quinze dernières années, pour la protection électrique, plusieurs algorithmes ont été développés afin de rendre ces relais plus performants aussi bien sur leur rapidité de fonctionnement que sur leur précision.

Notre objectif est d'étudier les différentes protections qui existe au niveau d'un transformateur du réseau SONELGAZ. Pour ce faire on a subdivisé notre travail en quatre chapitres :

Le premier chapitre traite des généralités sur les transformateurs, la constitution et le fonctionnement d'un transformateur de puissance feront l'objet de deuxième chapitre, le troisième illustrera les différents défauts et protections des transformateurs et le dernier chapitre fera l'objet d'une application des protections à un transformateur du réseau SONELGAZ.

Enfin, nous terminons par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur les transformateurs

I.1. Introduction

Un transformateur est une machine statique permettant, en alternatif, le changement de grandeurs (tension et intensité) sans changer leur fréquence. On peut rencontrer plusieurs types de transformateurs : monophasés, triphasés. Il joue un rôle important en électrotechnique car c'est l'appareil de base pour le transport de l'énergie électrique. Il est également utilisable avec des courants ou des tensions variables mais non alternatifs (ex : transfo d'impulsions). Les transformateurs monophasés sont utilisés essentiellement pour l'obtention de très basse tension (6V-12V-24V), pour isoler galvaniquement deux circuits et pour produire de forts courants sous de faibles tensions.

I.2. Principe de fonctionnement [1]

Le transformateur est constitué de deux enroulements (ou plus) couplés sur un noyau magnétique, comme à la figure I.1.

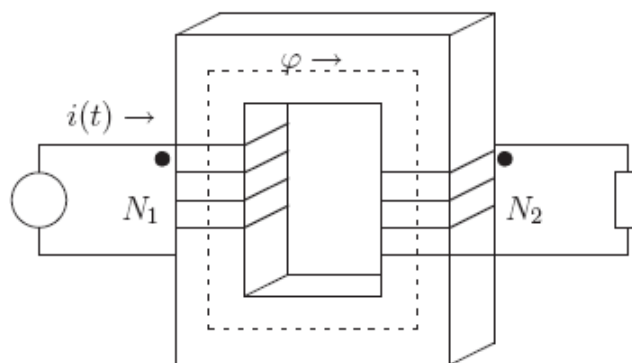


Fig. 1.1- le transformateur.

Le côté de la source est appelé le primaire. Le côté de la charge est appelé le secondaire. Le flux ϕ est le flux mutuel. Le "•" indique la polarité des tensions. Par convention, un courant qui entre dans un "•" indique un flux positif.

Il faut remarquer qu'il n'existe aucune connexion électrique entre le primaire et le secondaire. Tout le couplage entre les deux enroulements est magnétique.

Lorsqu'on applique une tension alternative à la source, ceci crée un flux alternatif dans le noyau magnétique. Selon la loi de Faraday, ce flux crée des forces électromotrices dans les bobines. La force électromotrice induite est proportionnelle au nombre de tours dans la bobine et au taux de variation du flux. Selon le rapport du nombre de tours entre le primaire et le secondaire, le secondaire alimente la charge avec une tension différente de celle de la source.

I.3. Transformateur idéal

Si on reprend la bobine de la figure (I.1), on définit un transformateur idéal ayant les caractéristiques suivantes :

1. La résistance dans les fils (au primaire et secondaire) est nulle.
2. Le noyau magnétique est parfait ($\mu_r = \infty, \rho = 0$).

Si on étudie les implications de ces simplifications, on voit que la réluctance du noyau sera nulle, et donc il n'y a pas de fuite. Le flux est donc totalement contenu à l'intérieur du noyau. Le couplage magnétique entre le primaire et le secondaire est parfait ; tout le flux du primaire se rend au secondaire. [Un paramètre de couplage, k , est défini dans le cas non-idéal ; pour un transformateur idéal, $k = 1$].

I.3.1. Fonctionnement à vide

Le fonctionnement à vide du transformateur est obtenu lorsqu'on ne branche aucune charge au secondaire. Ceci nous donne le circuit suivant :

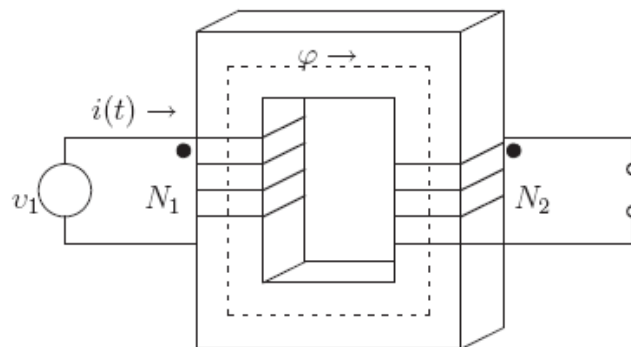


Fig. I.2 - Le transformateur à vide.

Dans ce cas, on obtient la relation suivante :

$$V_1 = N_1 \frac{d\varphi}{dt} \quad (\text{I.1})$$

Qu'on peut réarranger pour obtenir :

$$\varphi = \frac{1}{N_1} \int V_1 dt \quad (\text{I.2})$$

Le flux magnétique total couplé au secondaire est proportionnel au nombre de tours N_2 :

$$\Lambda_2 = N_2 \varphi = N_2 \left\{ \frac{1}{N_1} \int v_1 dt \right\} \quad (\text{I.3})$$

La force électromotrice induite dans la bobine secondaire est donnée par la loi de Faraday :

$$e_2 = \frac{d\Lambda_2}{dt} = \frac{N_2}{N_1} \frac{d}{dt} \left\{ \int v_1 dt \right\} = \frac{N_2}{N_1} v_1 \quad (\text{I.4})$$

(e_2 représente la tension aux bornes du noyau, entre les deux bornes de l'enroulement. Si la résistance du fil de cuivre est nulle, $e_2 = v_2$). La force électromotrice induite dans le primaire est :

$$e_1 = \frac{d\Lambda_1}{dt} = \frac{d}{dt} \{ n_1 \varphi \} = \frac{d}{dt} \left\{ N_1 \frac{1}{N_1} v_1 dt \right\} = v_1 \quad (I.5)$$

On obtient donc :

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (I.6)$$

On définit le rapport de transformation a comme étant le rapport du nombre de tours du transformateur. Donc :

$$a = \frac{N_1}{N_2} \quad (I.7)$$

Le circuit équivalent du transformateur à vide est (figure 1.3) :

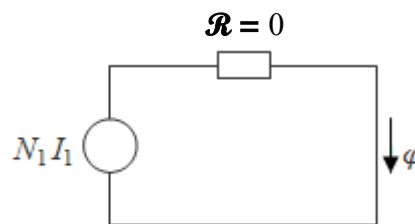


Fig. 1.3 - Circuit équivalent du transformateur à vide.

Le flux magnétique φ est différent de zéro mais la force magnétomotrice de la bobine au primaire est nulle, puisque $N_1 I_1 = \mathcal{R} \varphi = 0$. Le courant dans la bobine au primaire est nul.

I.3.2. Fonctionnement en charge du transformateur idéal

Lorsqu'on branche une charge au secondaire, avec une source sinusoïdale, on obtient le circuit suivant (figure 1.4)

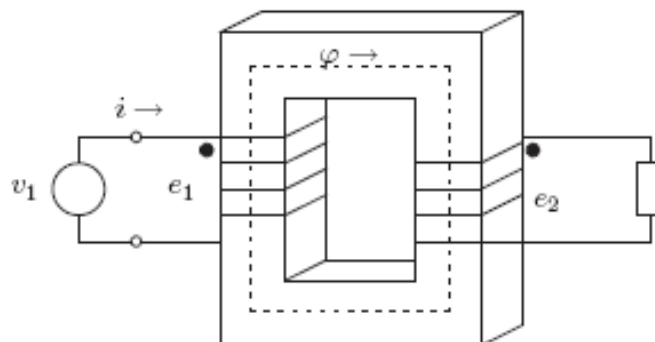


Fig.1.4 - le transformateur en charge.

On obtient le circuit équivalent suivant (figure 1.5)

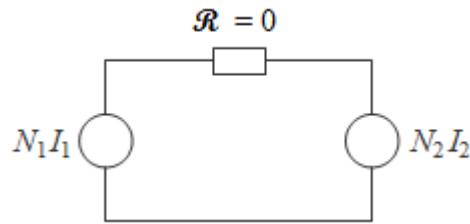


Fig. 1.5- circuit équivalent du transformateur idéal.

La réluctance est nulle parce que la perméabilité est infinie. Donc, on obtient :

$$N_1 I_1 - N_2 I_2 = \mathcal{R} \varphi = 0 \tag{I.8}$$

D'où on trouve :

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a} \tag{I.9}$$

La puissance instantanée est :

$$v_1 i_1 = v_2 i_2 \tag{I.10}$$

I.3.3. Modèle du transformateur idéal

Un transformateur peut être représenté par le circuit de la figure 1.6.

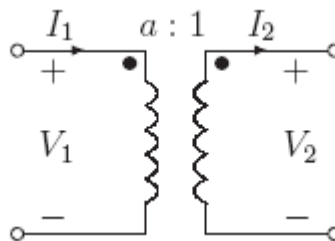


Fig. 1.6 - circuit équivalent du transformateur idéal en charge.

Dans ce circuit, on a :

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \tag{I.11}$$

I.3.4. Transformateur idéal en régime sinusoïdal permanent

Si on considère le cas où $v_1 = V_m \cos(\omega t)$, le flux dans le noyau sera :

$$\varphi(t) = \frac{1}{N_1} \int v_1 dt = \frac{1}{N_1} \int v_m \cos(\omega t) dt = \frac{v_m}{N_1 \omega} \sin(\omega t) = \varphi_m \sin(\omega t) \tag{I.12}$$

Le flux maximum dans le noyau est :

$$\varphi_m = \frac{v_m}{N_1 \omega} = 0.225 \frac{V_1}{N_1 f} \tag{I.13}$$

Où : V_1 est la valeur efficace de v_1 et f est la fréquence de v_1 .

En régime sinusoïdal permanent, on peut représenter les tensions et courants par des phasors. On obtient donc les relations suivantes :

$$V_1 = \frac{N_1}{N_2} V_2 = aV_2 \quad (\text{I.14})$$

$$I_1 = \frac{N_1}{N_2} I_2 = \frac{I_2}{a} \quad (\text{I.15})$$

On sait que :

$$V_2 = Z_2 I_2 \quad (\text{I.16})$$

Si on relie la tension et le courant au primaire :

$$\frac{V_1}{I_1} = a^2 \frac{V_2}{I_2} = a^2 Z_2 \quad (\text{I.17})$$

Ceci veut dire que l'impédance vue au primaire est $a^2 Z_2$, ou a^2 fois l'impédance de la charge. D'une autre façon, on peut dire que le transformateur a transformé l'impédance par un facteur de a^2 .

I.4. Transformateur réel

Le transformateur réel ne possède pas des caractéristiques parfaites comme le transformateur idéal. On doit tenir compte de :

1. Noyau magnétique. Le noyau possède une caractéristique $B(H)$ non-linéaire, avec hystérésis, et une perméabilité non-infinie ($\mu_r = \infty$).
2. Bobinages. Les bobinages sont en cuivre, ayant une résistivité non-nulle ($\rho = 0$). Compte tenu de ces caractéristiques, on peut déduire six sources de pertes dans le transformateur :

1. Puisque la perméabilité du noyau est non-infinie, la réluctance du noyau ne sera pas nulle. Il y a par conséquent des fuites de flux :

- (a) au primaire
- (b) au secondaire

2. On a déjà vu qu'il existait des fuites par hystérésis et des fuites par courants de Foucault.
3. La résistivité des fils de cuivre implique une résistance interne au primaire et au secondaire

Les conséquences de ces phénomènes parasites sont :

- Le rendement du transformateur est inférieur à 100%.
- Le rapport de tension entre le primaire et le secondaire ne sera pas exactement égal au rapport du nombre de tours. La tension au secondaire variera aussi en fonction de la charge.

I.4.1. Circuit équivalent du transformateur réel

Avec tous les phénomènes parasites vus dans la section précédente, on peut représenter ces pertes par des éléments de circuit équivalent de la figure 1.7. On regardera ensuite la raison pour chacun de ces éléments.

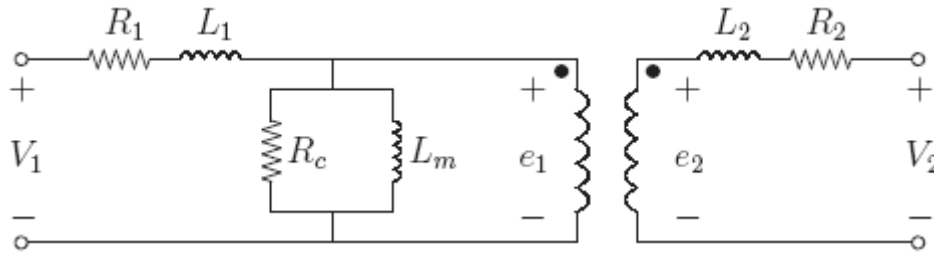


Fig. 1.7- circuit équivalent du transformateur réel.

Effet de μ

Puisque la perméabilité du noyau est finie, la réluctance sera non-nulle. Par conséquent, pour créer le flux φ dans le noyau, il faut un courant i_m . Ceci peut être représenté par une inductance L_m , qu'on appelle une **inductance magnétisante**.

Pertes dans le noyau

On représente les pertes dans le noyau par une résistance R_c en parallèle avec l'inductance magnétisante L_m .

Fuites au primaire et secondaire

On représente ces pertes par des inductances L_1 et L_2 , pour le primaire et le secondaire, respectivement.

Résistance des fils

On représente la résistance des fils de cuivre par des résistances R_1 et R_2 pour le primaire et le secondaire, respectivement.

I.4.2. Transformateur en régime sinusoïdal permanent

Si on branche une charge au secondaire, on a le circuit suivant (figure 1.8) :

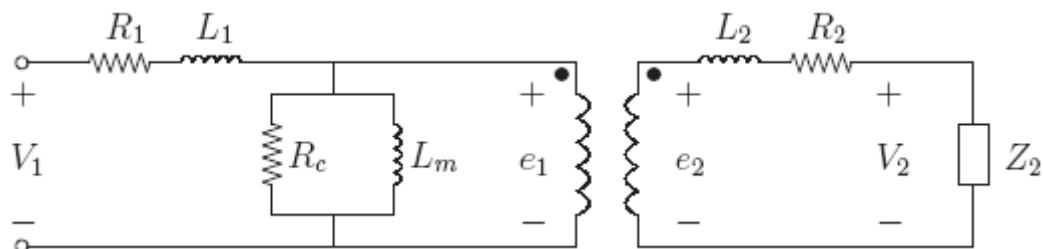


Fig. 1.8 - circuit équivalent du transformateur avec charge au secondaire.

Pour faciliter l'analyse du circuit, on ramène les impédances du secondaire au primaire. On obtient alors le circuit de la figure 1.9.

De ce circuit on définit :

$$X'_2 = a^2 X_2 \quad R'_2 = a^2 R_2 \quad I'_2 = \frac{I_2}{a} \quad V'_2 = a^2 V_2$$

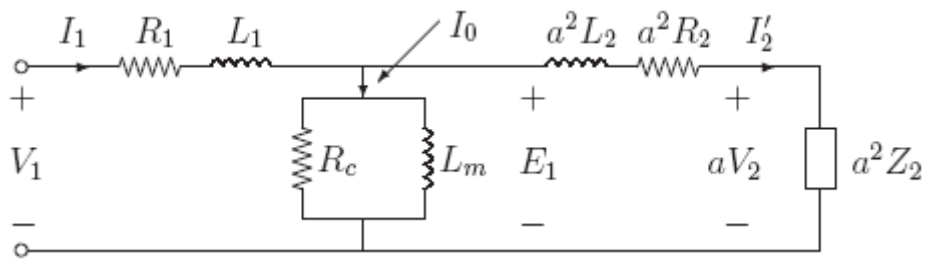


Fig. I.9- Circuit équivalent du transformateur vu du primaire.

On obtient alors les relations suivantes :

$$V_1 = R_1 I_1 + jX_1 I_1 + E_1$$

$$E_1 = R'_2 I'_2 + jX'_2 I'_2 + V_2$$

$$I_0 = I_c + I_m$$

$$I_1 = I_0 + I'_2$$

On peut représenter ces relations par un diagramme vectoriel (figure 1.10).

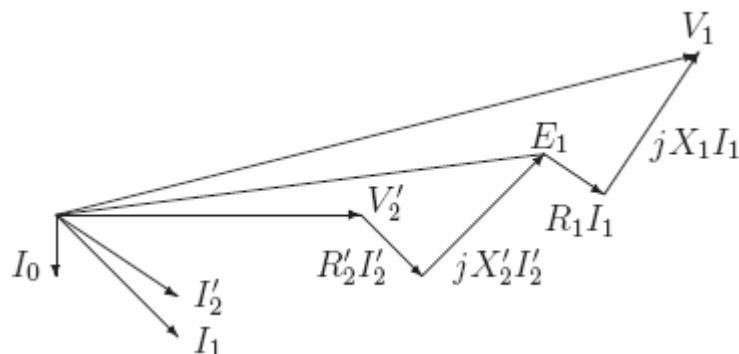


Fig. 1.10 – Diagramme vectoriel des tensions et courants du transformateur.

Dans un transformateur typique, le courant I_0 est seulement 2 à 4% de la valeur du courant I_1 . Pour simplifier l'analyse, on peut donc négliger le courant I_0 . On va donc supposer que le noyau a des pertes Fer négligeables et une perméabilité élevée.

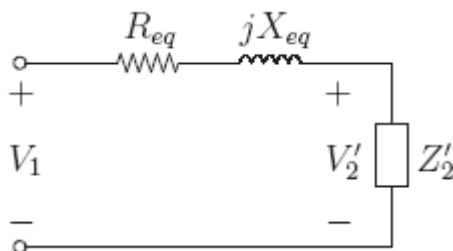


Fig. 1.11 - Circuit équivalent simplifié du transformateur.

Où :

$$R_{eq} = R_1 + R_2 = R_1 + a^2 R_2 \tag{I.18}$$

$$X_{eq} = X_1 + X_2 = X_1 + a^2 X_2 \tag{I.19}$$

On obtient alors les relations suivantes :

$$V_1 = R_{eq} I_1 + j X_{eq} I_1 + V_2 \tag{I.20}$$

$$I_2 = I_1 \tag{I.21}$$

Et ainsi un diagramme vectoriel simplifié :

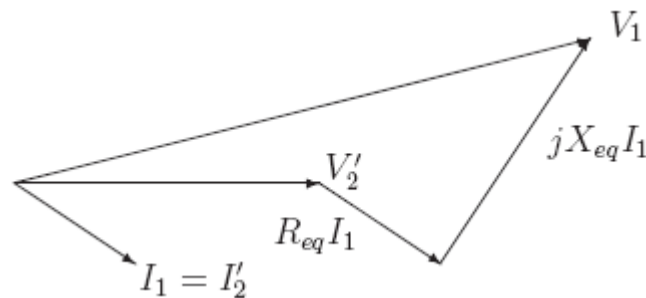


Fig. 1.12- Diagramme vectoriel des tensions et courants du transformateur simplifié.

I.5. Notion de charge d'un transformateur

La charge d'un transformateur est définie en fonction du courant au secondaire I_2 . La différence entre la charge d'un transformateur et l'impédance de charge d'un transformateur est donnée dans le tableau suivant :

Charge	Courant au secondaire $ I_2 $	Impédance de charge $ Z_2 $
Pleine charge	I_2 (nominal)	Z_2 (nominal)
3/4 charge	$0.75I_2$ (nominal)	$1.33Z_2$ (nominal)
1/2 charge	$0.50I_2$ (nominal)	$2Z_2$ (nominal)
1/4 charge	$0.25I_2$ (nominal)	$4Z_2$ (nominal)
Sans charge (à vide)	0	∞

Dans un transformateur, la tension au secondaire varie selon la nature de la charge.

- Charge résistive : la tension V_2 et le courant I_2 sont en phase.
- Charge inductive : le courant I_2 est en retard par rapport à la tension V_2 .
- Charge capacitive : le courant I_2 est en avance par rapport à la tension V_2 .

I.6. Rendement d'un transformateur

Le rendement (η) d'un transformateur est défini comme le rapport de la puissance active au secondaire sur la puissance active au primaire.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \quad (\text{I.22})$$

Ceci donne :

$$\eta = \frac{V_2 I_2 \cos \varphi_2}{V_1 I_1 \cos \varphi_1} = \frac{V_2 I_2 \cos \varphi_2}{V_2 I_2 \cos \varphi_2 + \text{pertes (Fer)} + \text{pertes (Cuivre)}} \quad (\text{I.23})$$

$$= \frac{V_2 I_2 \cos \varphi_2}{V_2 I_2 \cos \varphi_2 + \frac{V_i^2}{R_c} + R_{eq}(I'_2)^2} \quad (\text{I.24})$$

$$= \frac{V_2 I_2 \cos \varphi_2}{V_2 I_2 \cos \varphi_2 + \frac{V_i^2}{R_c} + R_{eq}(I_2)^2} \quad (\text{I.25})$$

Pour trouver le rendement maximum, on dérive η par rapport au courant I'_2 , on trouve que :

$$\frac{d\eta}{dI'_2} = 0 \quad \text{lorsque} \quad \frac{V_i^2}{R_c} = R_{eq}(I'_2)^2 \quad (\text{I.26})$$

Ceci veut dire que le rendement d'un transformateur est maximum lorsque les pertes Fer sont égales aux pertes Cuivre.

I.7. Facteur de régulation d'un transformateur

Le facteur de régulation d'un transformateur indique la variation relative de la tension au secondaire en fonction de la charge.

$$reg = \frac{V_2(\text{à vide}) - V_2(\text{charge nominale})}{V_2(\text{charge nominale})} \quad (\text{I.27})$$

Dans certains cas, on fixe la tension au secondaire à sa valeur nominale, et alors la tension au primaire est plus élevée que la valeur nominale. Dans ce cas, le facteur de régulation est :

$$reg = \frac{V_1(\text{charge}) - V_1(\text{à vide})}{V_1(\text{à vide})} \quad (\text{I.28})$$

I.8. Détermination des paramètres du transformateur

On peut déterminer les paramètres physiques d'un transformateur à l'aide de trois tests expérimentaux.

a. Essai à vide

On applique la tension nominale au primaire du transformateur.

On mesure :

- v_{1v} , la tension au primaire (avec un voltmètre AC)
- i_{1v} , le courant à vide (avec un ampèremètre AC)
- p_{1v} , la puissance dissipée à vide (avec un wattmètre AC)

A l'aide de ces mesures on peut déterminer :

- La polarité du transformateur.

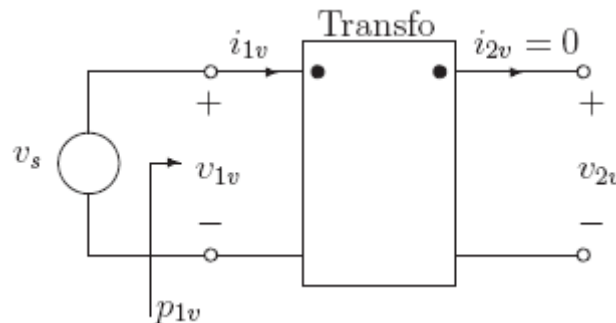


Fig. 1.13 – Essai à vide d'un transformateur.

- Si v_{1v} et v_{2v} sont en phase la polarité est bonne.
- Sinon inverser.
- Rapport de transformation

$$a = \frac{e_1}{e_2} = \frac{e_1}{v_2} = \frac{v_{1v}}{v_{2v}} \tag{I.29}$$

- Valeurs de X_m et R_f

- On suppose que $X_m \gg X_1$ et $R_c \gg R_1$, donc :

$$p_{1v} = \frac{v_{1v}^2}{R_c} \quad R_c = \frac{v_{1v}^2}{p_{1v}} \tag{I.30}$$

- $s_{1v} = v_{1v} \times i_{1v}$

$$Q_{1v} = \sqrt{s_{1v}^2 - p_{1v}^2} = \sqrt{(v_{1v} \cdot i_{1v}) - p_{1v}^2} \tag{I.31}$$

$$Q_{1v} = \frac{v_{1v}^2}{X_m} \implies X_m = \frac{v_{1v}^2}{\sqrt{(v_{1v} \cdot i_{1v}) - p_{1v}^2}} \tag{I.32}$$

b. Essai en court-circuit

On ajuste la tension v_s pour obtenir un courant i_{1cc} qui est le courant nominal au primaire.

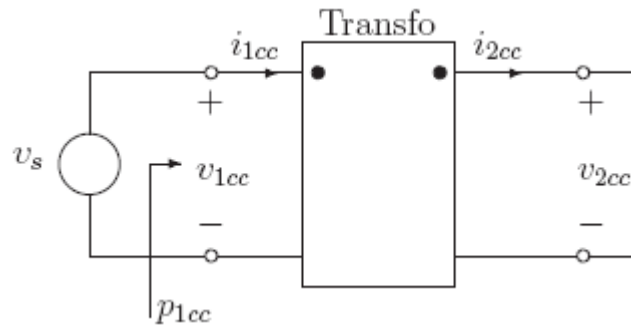


Fig.1.14. Essai en court circuit d'un transformateur.

On mesure :

- v_{1cc} , la tension au primaire (avec un voltmètre AC).
- i_{1cc} , le courant au primaire (avec un ampèremètre AC)
- p_{1cc} , la puissance dissipée à vide (avec un wattmètre AC)

Pour obtenir les paramètres, on suppose que R_c et X_m ont des effets négligeables. On obtient alors :

- La résistance $R_{eq} = R_1 + a^2 R_2$.

$$p_{1cc} = i_{1cc}^2 R_{eq} \implies R_{eq} = \frac{p_{1cc}}{i_{1cc}^2} \tag{I.33}$$

- Les réactances équivalentes $X_{eq} = X_1 + a^2 X_2$

$$Q_{1cc} = \sqrt{s_{1cc}^2 - p_{1cc}^2} = \sqrt{(v_{1cc} \cdot i_{1cc})^2 - p_{1cc}^2} \tag{I.34}$$

$$Q_{1cc} = i_{1cc}^2 X_{eq} \implies X_{eq} = \frac{\sqrt{(v_{1cc} \cdot i_{1cc})^2 - p_{1cc}^2}}{i_{1cc}^2} \tag{I.35}$$

On suppose habituellement que : $X_1 = X_2$

c. Essai en courant continu

Si on applique une tension v_c continue au primaire du transformateur, on obtient que :

$$R_1 = \frac{v_1}{i_1} \tag{I.36}$$

Où : i_1 est le courant au primaire. On peut alors trouver R_2 :

$$R_2 = R_{eq} - R_1 \quad (I.37)$$

I.9. Capacité en puissance d'un transformateur

Les plaques signalétiques des transformateurs ressemblent typiquement à :

Transformateurs Cormier, Inc.
25 kVA, 600/120V
60 Hz, Z = 5%, 50 °C

La capacité en puissance du transformateur (en VA, kVA ou MVA), est la puissance apparente maximale de sa charge. Cette capacité est déterminée principalement par l'élévation de la température du transformateur, causée par les pertes Joules dans les bobinages et par les pertes Fer (hystérésis et courants induits) dans le noyau.

Pour la température maximale d'opération, on indique parfois une température sur le transformateur, comme 50°C dans l'exemple ci-haut. Ce 50 °C représente l'augmentation de la température due aux pertes, à une température d'opération de 40 °C et une utilisation aux conditions nominales. On limite habituellement la température d'opération en dessous de 120 °C.

Pour déterminer la capacité en puissance d'un transformateur, on doit déterminer la tension et le courant nominal.

a) Capacité en tension

La capacité en tension V_{nom} est limitée par la densité de flux maximale B_{max} . Pour un transformateur, on utilise habituellement B_{max} entre 1.3T et 1.6T. Alors :

$$B_{max} = \frac{\varphi_{max}}{A} = \frac{\frac{V_m}{N\omega}}{A} = \frac{V_m}{A} = \frac{V_m}{N\omega A} = \frac{\sqrt{2} V_{nom}}{N\omega A} \quad (I.38)$$

Où : N est le nombre de tours, $\omega = 2\pi f$ et A est la section du circuit magnétique. Alors :

$$V_{max} = \frac{B_{max} N\omega A}{\sqrt{2}} \quad (I.39)$$

b) Capacité en courant

La capacité en courant I_{nom} est fixée par la densité de courant J_{nom} dans le fil des bobinages. Une valeur de J_{nom} entre 3A/mm² et 4A/mm² est habituellement utilisée.

Donc :

$$I_{\text{nom}} = J_{\text{nom}} S \quad (\text{I.40})$$

Où : S est la section du fil.

c) Capacité en puissance

La capacité en puissance est le produit des capacités en tension et en courant :

$$S_{\text{nom}} = V_{\text{nom}} I_{\text{nom}} \quad (\text{I.41})$$

I.10.L'autotransformateur [11]

Un transformateur ayant un enroulement primaire comportant n_1 spires et un enroulement secondaire comportant n_2 spires n'assure pas seulement un rapport de transformation de valeur $k = n_1 / n_2$ entre les tensions primaire et secondaire et de valeur $1/k$ entre les courants primaire et secondaire, il assure également une **isolation galvanique** entre les deux circuits.

Si cette dernière fonction n'est pas utile, on peut réaliser des transformateurs n'utilisant qu'un seul bobinage servant à la fois de primaire et de secondaire et appelés autotransformateur. La figure 1.15.a) montre un exemple de réalisation dans le cas où $n_1 > n_2$: le primaire est constitué de la totalité du bobinage et le secondaire s'obtient en plaçant sur le bobinage une prise après n_2 spires. Un tel autotransformateur est abaisseur de tension. La figure 1.15.b) montre un autotransformateur élévateur de tension : le primaire n'utilise qu'une partie du bobinage alors que le secondaire utilise la totalité du bobinage.

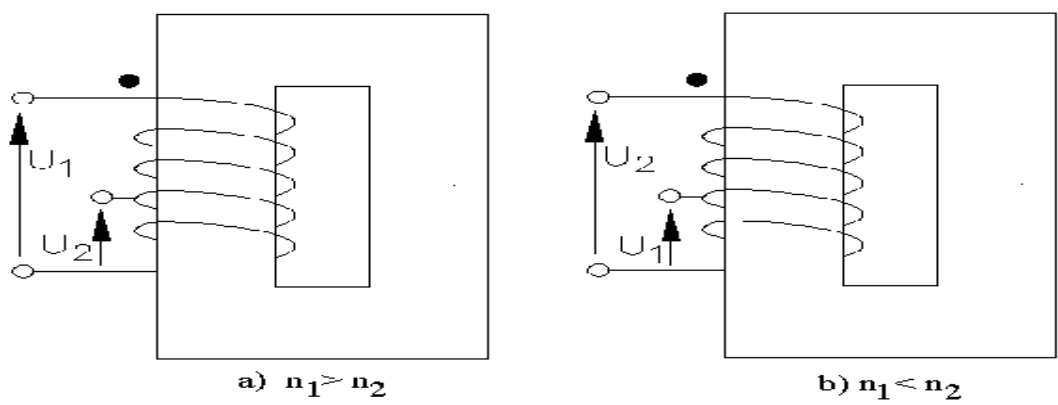


Fig. 1.15 - l'autotransformateur.

La prise secondaire est parfois réalisée par un balai en carbone se déplaçant le long d'une arête du bobinage (voir figure 1.16).

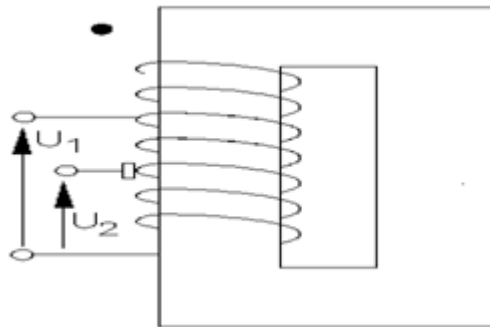


Fig. 1.16- Prise de secondaire d'un autotransformateur réalisée par un balai.

On obtient ainsi un autotransformateur dont le rapport de transformation $1/k$ peut être réglé de 0 à sa valeur maximum de manière continue. Si ce rapport peut être supérieur à 1, on dit que l'autotransformateur est survolteur.

Un autotransformateur est toujours moins volumineux et moins coûteux qu'un transformateur classique de même puissance.

Il existe aussi des autotransformateurs triphasés, mais cela n'est guère possible qu'avec un montage étoile. En effet, dans le cas d'un montage en triangle, les enroulements secondaires n'auraient pas de point commun et ne pourraient donc pas débiter dans une ligne triphasée.

I.11. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons donné quelques généralités et notions de base sur un transformateur. Nous avons vu les différents régimes du fonctionnement de ce dernier. Ainsi que la méthode pour calculer les paramètres du modèle du transformateur à partir de l'essai à vide et en court-circuit et celui en courant continu. Ainsi que les paramètres à déterminer pour déterminer la capacité en puissance d'un transformateur.

Chapitre II

*Constitution et fonctionnement d'un
transformateur de puissance*

II.1. Introduction

Le transformateur de puissance est certainement le dispositif qui a permis l'essor puis la domination des réseaux alternatifs pour le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique.

La première fonction d'un transformateur a été l'élévation de la tension de transport afin de réduire le courant et donc les pertes joules générées dans les lignes. Cette élévation est bien entendue allée de pair avec l'abaissement de la tension aux points d'utilisation. D'un point de vue plus général, un transformateur est un élément indispensable à l'interconnexion des différents réseaux d'énergie.

II.2. Types de Transformateurs [6]

Vers la fin des années 1885 et après avoir pris possession de la licence d'exploitation des brevets nécessaires, George Westinghouse développe un nouveau type de transformateur. Pour ce modèle, le circuit magnétique entoure entièrement les enroulements d'où son nom de "cuirassé". Plus tard, dans un souci de facilité de conception, une version à "colonnes" de ce transformateur fut conçue. Ces deux types de transformateurs sont encore aujourd'hui les plus employés. La puissance des transformateurs varie de quelques KVA à plusieurs centaines de MVA. Les tensions d'usage commencent, quant à elles, à quelques centaines de volts, sur les réseaux de distribution, pour atteindre plusieurs centaines de kilovolts en sortie des centres de production. Le choix d'un type de transformateur sur cette large gamme dépend non seulement des contraintes électriques, mécaniques et thermiques, mais également des problèmes d'encombrements et économiques. Toutefois, la majorité des équipements commercialisés concernent des transformateurs à colonnes, de distribution et d'une puissance allant de quelques dizaines à quelques centaines de kVA.

II.2.1. Transformateur à colonnes

Le transformateur à colonne est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se ferme à ces extrémités via des culasses afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique.

Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique de manière à maximiser le couplage tout en minimisant le volume des conducteurs. Les conducteurs sont de dimensions variables et de topologies multiples, selon les puissances mises en jeux.

Le transformateur triphasé ainsi constitué est donc composé de trois paires de bobinages indépendantes et par la suite connectées entre elles selon différents schémas récurrents. Ces couplages permettent notamment l'adaptation des niveaux de courant et de tension aux caractéristiques nominales du transformateur au sein de son réseau. On retrouve ainsi des couplages dits en "étoile", en "triangle", ou en "zigzag", voire d'autres, dérivés de ceux-ci et permettant la compensation de certains courant harmoniques.

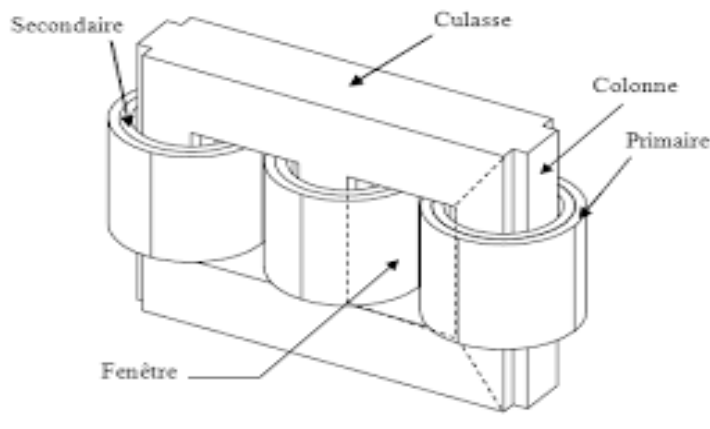


Fig. II.1- Transformateur à colonne.

II.2.1.1. Avantages

- Décuvage aisé
- Technologie plus courante que cuirassé, plus économique

II.2.1.2. Inconvénients

- Réfrigération moins efficace : la totalité de l'huile ne passe pas par le noyau
- Tenue aux chocs moindre : en cas de court circuit, tendance des bobines à s'écarter plus facilement

II.2.2. Transformateur Cuirassé

Pour ce type de transformateur, le circuit magnétique entoure complètement le bobinage, ce qui lui confère un fonctionnement à "flux libre". La cuve assure le serrage de l'ensemble et le transformateur ainsi constitué est alors assuré d'une excellente rigidité mécanique associée à une grande compacité. En contrepartie, le confinement résultant rend plus difficile le refroidissement de l'ensemble.

Ces transformateurs sont utilisés principalement au sein des réseaux de transport et de répartition, où les surtensions transitoires sont fréquentes. Dans cet environnement, ils doivent

se prémunir des effets néfastes, voire dévastateurs de ces surtensions sur les enroulements. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages.

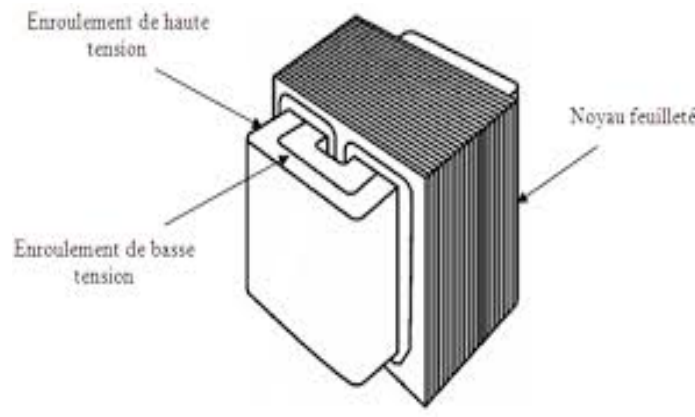


Fig. II.2- Transformateur cuirassé.

II.2.2.1. Avantages

- La totalité de l'huile passe par le noyau
- Le circuit magnétique étant contre la cuve du transformateur, la tenue aux chocs est excellente
- Volume moins important donc plus facile à transporter
- Peut être transporté couché
- Maintenance des connexions : accessible pour du SAV

II.2.2.2. Inconvénients

- L'accessibilité aux bobines pour réparation de la partie active est plus contraignante : dépose du circuit magnétique

II.3. Circuit magnétique

Le circuit magnétique peut avoir différentes formes :

1. Circuit magnétique à colonnes

Formés par un empilage de tôles décalées avec des noyaux reliés par deux culasses. Ils peuvent être à trois ou à cinq colonnes.

2. Circuit magnétique cuirassé

Cette technologie est simple, sûre et flexible, permet de résoudre tous les problèmes

liés aux contraintes mécaniques, thermiques, diélectriques et spécifiques des transformateurs de grandes puissances, cependant elle est coûteuse.

II.3.1. Section des colonnes

Si pour les faibles puissances les sections sont carrées, on réalise des sections circulaires pour les grandes puissances. En effet, les bobines sont à section circulaire pour des raisons de résistance aux efforts électrodynamiques entre spires en cas de court-circuit ainsi que pour une réalisation plus facile.

Pour avoir une meilleure utilisation du fer on doit donc se rapprocher de la section circulaire ; on y parvient en réalisant des gradins.

Pour des puissances plus grandes les sections des colonnes comportent des canaux de refroidissement.

II.3.2. Assemblage colonne – cuirassé

La réalisation de joints magnétiques qui réduisent le plus possible l'entrefer permet d'obtenir la réductance minimale du circuit donc des pertes faibles. :

- Joints enchevêtrés : les extrémités des tôles de la colonne et de la culasse sont enchevêtrés les unes avec les autres
- Joints à coupe oblique :

Dans le cas des tôles à cristaux orientés qui favorisent le passage du flux dans le sens du laminage, le joint doit être à 45° . Dans ce cas il faut un faible recouvrement obtenu en décalant le joint.

Le serrage des tôles est effectué par des tiges filetées, régulièrement répartis et isolés du circuit magnétique. Le serrage et l'assemblage des culasses et des noyaux sont obtenus par des matériaux non magnétiques.

II.4. Bobinages

La réalisation des bobinages s'effectue sous plusieurs formes, on trouve :

1. Les bobinages concentriques

Les enroulements sont constitués de deux bobines cylindriques concentriques.

2. Les bobinages en galettes

Les enroulements sont constitués de galettes superposées et alternées appartenant successivement au primaire et au secondaire, et séparées les une des autres par une rondelle isolante.

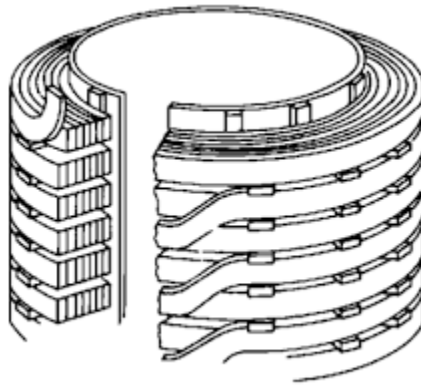


Fig. II.3- Bobinages en galettes.

3. Les bobinages mixtes

C'est un mélange entre les deux premiers bobinages (galette et concentrique), le bobinage est concentrique mais l'enroulement HT est en galette.

II.4.1. Réalisation

Suivant le mode de réalisation de bobinage on distingue les bobines en Cylindre des ceux en hélice

a) Enroulement en cylindre

Ils sont soit en une seule couche, soit en plusieurs couches. Ils sont utilisés surtout comme bobinage BT pour des courants < 800 A en conducteur plat.

Les bobines cylindriques en plusieurs couches en conducteur à section circulaire sont utilisés comme enroulement HT pour une tension < 36 KV.

b) Enroulement en hélice

La bobine est composée de spires utilisant de 4 à 20 conducteurs de section carrée en parallèle.

Pour diminuer les pertes du au non symétrie de distribution du flux, on réalise une transposition des conducteurs au sein des spires.

Les enroulements en hélice sont les plus robustes et sont utilisés comme bobinage BT pour des transformateurs de grande puissance ($I > 300$ A).

II.5. la cuve

La cuve sert de réservoir d'huile dans les transformateurs immergés. Elle est généralement en tôles pliées pour former des ondes qui favorisent l'échange thermique avec l'extérieur. La profondeur et la période de ces ondulations dépendent de la puissance du transformateur. La cuve joue le rôle d'isolation en empêchant l'accès aux parties actives du transformateur. Le circuit magnétique est isolé de la cuve, qui est elle-même reliée à la terre.

La cuve est généralement en tôle d'acier à joints soudés ou boulonnés. On distingue deux types de cuve :

- **Cuve classique** : Partie active fixée au couvercle.
- **Cuve à cloche** : Partie active maintenue en fond de la cuve.

II.6. Isolation des transformateurs [3]

Les isolants des transformateurs sont des éléments importants, ils jouent le rôle de support mécanique des conducteurs, et doivent donc transmettre les effets 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 dégagée.

Dans les transformateurs deux types d'isolation sont utilisés :

- Isolation solide
- Isolation liquide

II.6.1. Isolation solide

Les papiers et cartons restent des matériaux de choix pour l'installation des transformateurs HT MT et BT

En service, le carton comprimé à de bonnes qualités électriques et mécaniques, il se maintient rigide dans l'huile, les pertes diélectriques sont maintenues réduites grâce à la pureté des matériaux.

La résistance aux décharges partielles favorise la pureté et la compacité du carton. En cas de présence vacuoles de gaz microscopiques, les décharges partielles peuvent engendrer un vieillissement électrique pouvant conduire à long terme au claquage de l'isolation solide.

Les cartons sont constitués par des feuilles de 30 μ m d'épaisseur ; un carton de 1mm est formé de 35 couches agglomérées. Une meilleure rigidité diélectrique est obtenue en réalisant une isolation constituée par superposition des couches d'un papier très fin plutôt que par l'utilisation d'une couche plus épaisse.

Parmi les principales caractéristiques d'un papier ou d'un carton, on peut distinguer :

- L'épaisseur
- La masse volumique et la perméabilité à l'air
- L'hygroscopicité
- Les propriétés mécaniques, diélectriques et thermiques

Tous les isolants solides sont imprégnés d'huile minérale.

1. Caractéristiques électriques du carton imprégné dans l'huile minérale

Bien mis en œuvre, le carton comprimé a de bonnes qualités électriques mécaniques. Il se maintient rigide dans l'huile. Les pertes diélectriques et le vieillissement sont maintenus réduits grâce à la pureté des matières.

Le papier et le carton cellulosique isolant sont fabriqués à partir de 100% de pâte de bois au sulfate, purifiée. Ils sont caractérisés par leur résistance au vieillissement et leurs caractéristiques d'isolation électriques et mécaniques optimales.

2. Domaine d'application

Le carton comprimé ou carton isolant est utilisé dans le transformateur immergé dans l'huile ; il est de pureté chimique élevée, à forte absorption d'huile.

3. Gaine isolante

La gaine isolante en PVC ou en tissu de verre verni est utilisée dans les transformateurs (donc résistance à l'huile).

4. Cuivre émaillé

Le fil de cuivre émaillé est de classe A et d'indice de température 105°C ayant les caractéristiques suivantes :

- Excellente tenue aux huiles.
- Une bonne résistance aux chocs thermiques et aux surcharges thermiques élevées.
- De résistance à l'absorption et adhérence de l'émail sur le conducteur lui permettant de supporter les contraintes de bobinages les plus élevées.
- Une excellente résistance chimique et mécanique grâce à sa surcouche polyamide.
- Couleur naturelle.

II.6.2. Isolation liquide

Les diélectriques liquides sont des substances qui, par opposition aux conducteurs,

possèdent une très faible conductivité électrique donc une très grande résistance au passage de courant lorsqu'ils sont soumis à un champ électrique. Parmi les diélectriques les plus connus, il y a les huiles minérales isolantes.

Ce sont des liquides de composition chimique constituée de mélange très complexe de substances organiques hydrocarbonées.

▪ Rôle des huiles isolantes dans les transformateurs

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

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

- Isolation entre conducteurs sous tension
- Isolation entre enroulement haute et basse tension
- Isolation entre enroulement 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 autre fluides). Pour remplir cette tâche, l'huile agit par ses propriétés thermiques et physiques : capacité calorifique, viscosité, densité.

II.6.3. Accessoires [6]

a) Ecran de sécurité

C'est une spire ouverte d'une bande de cuivre relié à la masse, placée entre l'enroulement HT et BT. Cet écran peut jouer le rôle d'écran électrostatique en empêchant la transmission des parasites du HT vers BT. Elle doit être reliée à la terre

b) Traversée isolante

« Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée et de départ, d'autre part, à travers le couvercle ; d'où le nom de traversées. » (BOYER, NORBERT, & PHILIPPE, 1981)

Leurs fonctions sont principalement : l'isolement de la connexion par rapport à la cuve, la résistance aux efforts mécaniques, une bonne répartition du champ électrique et

une fixation étanche et robuste sur le couvercle.

Il existe plusieurs types de traversées. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaines de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine, qui est un matériau isolant.

Pour les tensions supérieures afin de tenir la perforation et le contournement électrique de la traversée lors de perturbations diélectriques, tels les coups de foudre, les traversées sont souvent constituées d'un condensateur interne. Celui-ci permet de mieux répartir les contraintes dues aux champs électriques élevés le long de la traversée. Ce condensateur est composé de papier et de feuilles d'aluminium immergés dans de l'huile isolante, qui sont assemblés à l'intérieur d'une porcelaine (Figure II.4) pour la partie à l'extérieur du transformateur. Le fuseau, qui est la partie inférieure immergée dans l'huile, est souvent en bakélite.



Fig. II.4- Traversée condensateur haute tension.

II.6.4. Niveau d'isolement

En exploitation, la tension diffère de la tension nominale suite aux chutes de tension et de régulation de la tension source. Dans tout les cas la tension ne doit pas dépasser un plafond appelé niveau d'isolation pour le quel l'isolation perd ses caractéristiques.

En général, $NI = (1.1 \text{ à } 1.15) U_n$

Ex pour $U_n = 22 \text{ kV}$ $NI = 22 \times 1.1 = 24 \text{ kV}$

II.7. Refroidissement des transformateurs

Lors de son fonctionnement, un transformateur est le siège de pertes dont la plus grande partie est localisée dans deux éléments principaux :

- Le circuit magnétique : Ces pertes dépendent de l'induction c'est-à-dire de la tension appliquée.
- Les enroulements : Les pertes cuivre qui dépendent du courant de charge.

En dernier lieu, le flux de fuites sont susceptibles d'induire dans les pièces avoisinantes non actives (pièces de serrage, cuve, couvercle) des courants de Foucault qui entraînent des pertes parasites.

II.7.1. Modes de refroidissement

Le mode de refroidissement est désigné par le constructeur au moyen de quatre lettres :

- La première indique le fluide de refroidissement INTERNE en contact avec les enroulements ; ainsi **O** correspond à l'huile (Oil en Anglais)
- La seconde, le mode de circulation de ce fluide ; deux modes sont possibles :
 - **N** pour ventilation Naturelle (Natural)
 - **F** pour ventilation Forcée (Forced)
- La troisième, le fluide de refroidissement EXTERNE ; ainsi **A** correspond à Air
- La quatrième, le mode de circulation de cet agent extérieur, de type **N** ou **F**.

Seuls les transformateurs de type sec pour lesquels les parties actives sont directement refroidies par l'air extérieur sont définis par deux lettres.

II.8. Accessoires

a) Conservateur

Le conservateur sous forme de citerne est un dispositif important pour les transformateurs, dits 'respirant', il n'est pas rempli complètement d'huile. La surface du diélectrique peut être en contact avec l'air ambiant ou l'azote déshumidifié grâce au dessiccateur '**conservateur classique**' ou séparée par une étanche souple '**conservateur à diaphragme**'.

Le conservateur peut avoir deux compartiments séparés :

- Le compartiment principal pour le transformateur lui-même.
- Le compartiment secondaire pour le régleur en charge (commutateur).

b) Dessiccateur d'air 'assécheur'

Le dessiccateur d'air est un appareil à travers lequel les échanges avec l'extérieur se font. Il comprend du gel de silice (silicagel), qui change de couleur lorsqu'il est chargé d'humidité.

c) Système de refroidissement

Le système de refroidissement est composé de : Radiateurs, ventilateurs, pompes et de système d'asservissement.

La mise en route du fonctionnement des ventilateurs et des pompes est asservie par l'élévation de la température de l'huile du transformateur mesurée au moyen de thermostats.

d) Prises de réglage (commutateur)

Le changeur de prises doit être situé sur le couvercle du transformateur et son

emplacement doit permettre une manipulation aisée de celui-ci, les prises de réglages sont placées sur le bobinage haute tension.

Pour compenser les chutes de tensions en lignes, les transformateurs sont prévus avec des prises sur l'enroulement primaire pour ajuster la tension dans une fourchette $\pm 2.5\%$ et de $\pm 5\%$. Le changement de rapport de transformation se fait grâce à un commutateur que l'ont doit manœuvrer seulement quand le transformateur est hors tension.

L'enroulement hors tension des transformateurs doit être muni, outre la prise principale, de deux prises correspondant à une variation de $\pm 2.5\%$ du nombre de spire. Ces trois prises doivent être raccordées à un changeur de prises, manœuvrable hors tension, de l'extérieur. Les prises hors tension n'ont aucun pouvoir de coupure et doivent être manœuvrées hors tension.

e) Plaque signalétique

Chaque transformateur est muni d'une plaque signalétique en acier inoxydable, et fixée à un emplacement visible et donnant les indications suivantes :

- Nom de constructeur
- Année de fabrication
- Numéro de série du constructeur
- Nombre de phases
- Système de couplage
- Tension de court circuit
- Masse de l'huile
- Masse totale
- Nombre de fabrication
- Puissance nominale
- Tensions nominales
- Intensités nominales mode de refroidissement
- Classe d'isolement



Figure II.5- Exemple d'une plaque signalétique d'un transformateur de puissance.

II.9. Couplage et indice horaire

Les trois enroulements peuvent être connectés en étoile, en triangle ou en zigzag. L'association dans un même transformateur d'une part au primaire, d'autre part au secondaire, de deux modes de connexions constitue un couplage.

Les différents couplages utilisés peuvent introduire des déphasages entre FEM primaire et secondaire. Il est indispensable de les connaître pour monter en parallèle plusieurs transformateurs. Ces déphasages sont toujours des multiples de $\pi/6$ (30°).

Aux deux lettres représentatives des couplages, on ajoute un indice numérique dit « indice horaire » qui indique le déphasage entre deux tensions simples primaire et secondaire d'une même phase.

1. Mode de couplage

On appelle couplage d'un transformateur triphasé, l'association de deux types déterminés de branchement, au primaire et au secondaire.

Au primaire (haute tension), on utilise que le montage étoile ou le montage triangle. La notation du type de branchement est en lettres majuscules, soit **Y** pour l'étoile, **D** pour le triangle.

Au secondaire (basse tension), les trois montages sont possible la notation du type de branchement est en lettres minuscules, soit **y** pour étoile, **d** pour le triangle et **z** pour zigzag.

2. Différents types de connexion des enroulements

a) Le couplage étoile Y

Le couplage étoile permet la sortie du neutre et ainsi de disposer des tensions simples et composées. Il est, pour cela, très utilisé en BT.

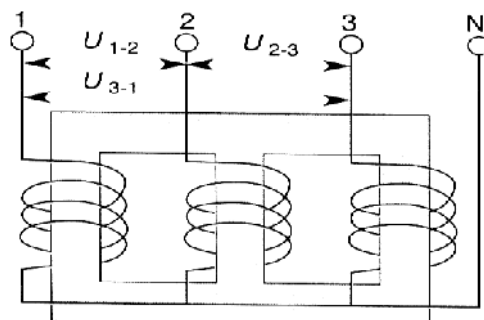


Fig. II.6- Couplage étoile

b) Le couplage triangle D

Le couplage triangle ne permet pas la sortie du neutre ; de plus, comme les enroulements sont alimentés par la tension composée, ils nécessitent un plus grand nombre de spire qu'en étoile.

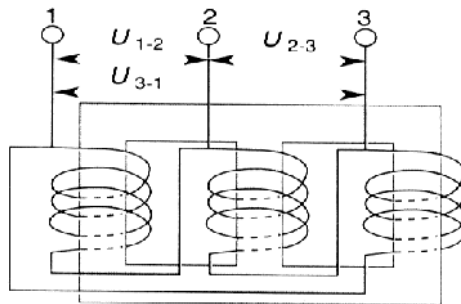


Fig. II.7- Couplage triangle

c) Le couplage zigzag

Il est composé de deux demi-enroulements placés sur des colonnes différentes. Il présente les avantages du couplage étoile (point neutre disponible) meilleure répartition de la charge entre les colonnes en régime déséquilibré.

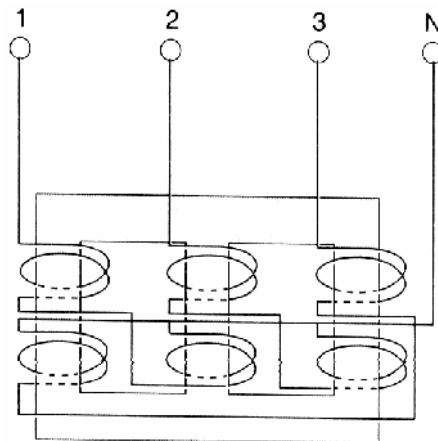


Fig. II.8- Couplage zigzag

3. Choix de couplage

Pour choisir un couplage, on peut tenir compte des remarques suivantes : Un couplage étoile aux très hautes tensions, et un couplage triangle pour les fortes intensités. En effet, avec le couplage étoile, chaque enroulement supporte la tension $V=U / \sqrt{3}$ tandis que, avec le couplage triangle l'intensité supporté par l'enroulement est $J= I / \sqrt{3}$.

Dans le cas de l'alimentation d'un récepteur déséquilibré, il n'est pas souhaitable d'utiliser un branchement en triangle, car il y aura un courant qui sera néfaste pour les enroulements.

On évite le même couplage au primaire et au secondaire. Pour ne pas transmettre un déséquilibre des courant d'un coté d'un transformateur à l'autre.

- Caractéristiques des couplages

Couplage	Rapport de transformation
Yy	$m = \frac{n_2}{n_1}$
Yd	$m = \frac{\sqrt{3} n_2}{3 n_1}$
Yz	$m = \frac{\sqrt{3} n_2}{2 n_1}$
Dy	$m = \sqrt{3} \frac{n_2}{n_1}$
Dd	$m = \frac{n_2}{n_1}$

4. L'indice horaire

L'indice horaire est un moyen simple pour caractériser le déphasage introduit par le transformateur entre les tensions simples (fictives ou réelles) primaire et secondaire. Cet indice est représenté par un nombre entier compris entre 0 et 11. On obtient le déphasage en multipliant ce chiffre par $\pi/6$ et en tournant dans le sens horaire.

II.10. Mise en parallèle des transformateurs

Le choix d'utiliser plusieurs transformateurs plutôt qu'un seul est lié directement aux récepteurs alimentés et au besoin de continuité de service de ces récepteurs. La solution retenue dépendra du bilan technico-économique de chaque cas d'installation. En général, chaque transformateur en parallèle peut fournir la totalité de puissance nécessaire à l'installation. En se basant sur le fait que deux transformateurs en parallèle ont une faible probabilité d'être indispensables simultanément, la continuité de service sera améliorée par un schéma suivant où la puissance à fournir est 100% en service normal et x % en service secouru.

II.10.1. Condition de mises en parallèle [9]

Le courant qui s'établit entre les transformateurs mis en parallèle ne perturbe pas anormalement la répartition des charges sous réserve que :

- Les différents appareils soient alimentés par le même réseau.
- Si possible, on s'efforce d'avoir entre les bornes BT des différents transformateurs et le disjoncteur de couplage, des connexions de même longueur et de mêmes caractéristiques
- Les couplages (triangle étoile, étoile zigzag, etc.) des différents transformateurs aient des indices horaires compatibles
- Les tensions de court-circuit des différents appareils soient égales à 10% près, ce qui sera obtenu si le rapport entre les puissances des transformateurs est inférieur à 2 (ex : un transformateur de 1000 kVA peut être associé avec un autre de 500 kVA minimum ou de 2000 kVA maximum)
- La différence entre les tensions obtenues au secondaire sur les divers transformateurs entre phase correspondantes ou entre ces phases et le neutre ne soit pas supérieure à 0.4% par simplification, on dit souvent qu'il faut un même rapport de transformation donc même tension primaire et secondaires

II.11. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté la constitution générale d'un transformateur de puissance. Nous avons décortiqué les différentes parties du transformateur à fin de bien comprendre sa technologie et cerner les fonctions de chaque élément le constituant.

Il ressort de cette étude, que malgré la simplicité de son principe de fonctionnement, le transformateur de puissance possède un nombre, non négligeable, de dispositifs et d'accessoires, qui contribuent à sa protection, refroidissement et son isolement.

Chapitre III

Défauts et Protection des transformateurs

III.1 Introduction

Les transformateurs de puissance subissent des contraintes importantes lors des défauts surgissant sur les réseaux électriques.

Les conséquences de ces défauts affectent directement la durée de vie des transformateurs et parfois même provoquent des dégâts dont les coûts sont difficilement supportables par les exploitants des réseaux.

A cet effet, des dispositifs doivent être prévus sur ces transformateurs afin de limiter les conséquences de ces perturbations sur le fonctionnement des transformateurs.

III.2. Types de défaut dans les transformateurs

Les défauts qui affectent le plus souvent les transformateurs sont cités ci-dessus :

- Les courts-circuits
- Les surcharges
- Les surtensions

III.2.1. Les courts-circuits [2]

Le court circuit est souvent dû à une défaillance électrique importante comme la rupture d'un isolant. Il en résulte un courant de défaut dont la valeur efficace est très élevée (typiquement supérieure à 10 fois la valeur du courant nominal l'installation).

III.2.1.1. Causes des courts-circuits

- Dégradation des isolants
- Dégradation de la qualité de surface
- Dégradation thermique
- Décharges partielles dans les vacuoles
- Diminution accidentelle de la distance d'isolement
- Les surtensions

III.2.1.2. Conséquences des courts-circuits sur les transformateurs de puissance

- Des échauffements excessifs qui s'accumulent et pouvant s'avérer destructifs si la tenue thermique venait à être dépassée. Cet effet d'accumulation n'est pas constaté en cas de situation de charge normale durant laquelle le processus est lent et l'échange de température avec l'air ambiant n'a pas le temps de se réaliser.
- Les courants de défaut détériorent les caractéristiques des isolants par suite d'augmentation de température. Les isolants perdent leurs propriétés de façon

irréversible, avec pour conséquence la création de points faibles sièges de futurs défauts

- Incendie au niveau de l'arc de court circuit
- Echauffement des circuits magnétiques
- Echauffement sur le trajet du courant de court circuit
- Des efforts électrodynamiques importants qui peuvent être à l'origine de la dislocation ou la déformation des enroulements des transformateurs
- Les courants de défauts réduisent les capacités mécaniques du conducteur (rupture des conducteurs).

Un transformateur qui subit un court circuit sera exposé à deux effets physiques :

1. Effet thermique

Le passage du courant de court circuit dans les transformateurs crée des échauffements excessifs. L'effet thermique est tellement rapide que le transformateur n'a pas le temps de dégager la chaleur excessive accumulée à l'intérieur, car le processus de refroidissement est lent. Cela a des conséquences négatives sur le transformateur.

L'effet thermique provoqué par le courant de court circuit ne doit pas dépasser la tenue thermique du transformateur qui est donnée comme suit :

$$\beta = I^2 \cdot t \quad [A^2 \cdot s] \quad (III.1)$$

Où :

t : le temps maximum de réaction des protections (ce temps est estimé à 2s)

I : est la valeur du courant symétrique qui est donné par l'expression suivante :

$$I = \frac{u}{\sqrt{3} \cdot (Z_s \cdot Z_t)} \quad [kA] \quad (III.2)$$

Z_s : L'impédance de court circuit.

Z_t : L'impédance de court circuit du transformateur assimilée à l'enroulement étudiée.

U : La tension assignée de l'enroulement considéré, en kV.

La température moyenne θ_1 de chaque enroulement, après le passage du courant de court-circuit symétrique I de valeur et de durée spécifiée, se calcule suivant la formule :

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2 \cdot (\theta_0 + 235)}{\frac{10600}{J^2 \cdot t} - 1} \quad \text{pour le cuivre.} \quad (III.3)$$

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2 \cdot (\theta_0 + 225)}{\frac{45700}{J^2 \cdot t} - 1} \quad \text{pour l'aluminium.} \quad (III.4)$$

Où :

θ_1 : La température d'enroulement initiale (somme de la température ambiante et l'échauffement correspondant de l'enroulement au régime assigné), en (°C).

J : La densité de courant de court circuit en ampère par millimètre carré (A/mm²), basée sur la valeur efficace du courant de court-circuit symétrique.

t : La durée, en second (S).

Le tableau III.1 suivant, donne les valeurs maximales admissibles de la température moyenne de chaque enroulement après court-circuit.

Tableau III.1- La température moyenne d'enroulement après court circuit.

Type de transformateur	Température de système de refroidissement °C et classe thermique	Valeur maximale de température °C	
		cuivre	aluminium
Immergé dans l'huile	105 (A)	250	200
Sec	105 (A)	180	180
	120 (E)	250	200
	130 (B)	350	200
	155 (F)	350	200
	180 (H)	350	200
	200	350	200
	220	350	200

2. Effet dynamique

Un transformateur parcouru par un courant de court-circuit est le siège de forces électrodynamiques très importantes qui sont à l'origine de la déformation géométrique du transformateur.

On définit alors la tenue dynamique du transformateur par l'expression :

$$i = I . k . \sqrt{2} \tag{III.5}$$

Où :

I : le courant maximum de court-circuit symétrique.

k : le coefficient de choc, qui dépend du rapport R/X suivant la relation suivante :

$$k = 1 + e^{(-0.01/Ta)} \tag{III.6}$$

Tel que :

$$Ta = R/X$$

R : la résistance de court-circuit.

X : la réactance de court-circuit.

III.2.2. les surcharge

Les surcharges sont dues essentiellement à une augmentation de la demande d'énergie, mais parfois aussi à un dimensionnement incorrect des équipements qui composent les installations électriques.

Les surcharges se caractérisent par des courants supérieurs aux courants maximums admissibles. Si ces courants se maintiennent trop longtemps, ils peuvent d'une part endommager les matières isolantes et d'autre part provoquer la rupture des conducteurs par suite de la dégradation de leur résistance mécanique.

III.2.2.1. Conséquences des surcharges

Un régime de charge d'un transformateur au-delà des valeurs de la plaque signalétique a les conséquences suivantes :

- Les températures des enroulements, des calages, des connexions, des isolants et de l'huile vont augmenter, et peuvent atteindre des niveaux inacceptables
- L'induction magnétique du flux de fuite en dehors du circuit magnétique augmente et provoque un accroissement de l'échauffement par courant de Foucault dans les parties métalliques embrassées par le flux de fuite
- Comme la température varie, les taux d'humidité et teneur en gaz dans l'isolation et dans l'huile sont modifiés
- Les traversées, les changeurs de prises, les connexions d'extrémités de câble et les transformateurs de courant sont également soumis à des contraintes plus élevées qui réduisent leurs marges de conception et d'application.

Par conséquent, il y a un risque de défaillance prématurée lié à l'augmentation des courants et des températures. Ce risque peut être d'un caractère à court terme immédiat ou résulter de l'effet cumulatif du vieillissement thermique de l'isolation du transformateur sur de nombreuses années.

Il existe deux types de régimes de charges thermiques dans les transformateurs :

1. Régime de secours de courte durée

C'est un régime où le transformateur est soumis à des charges importantes pendant une courte période. Cela occasionne un niveau de points chauds dans les conducteurs, susceptible

de conduire à une réduction provisoire de la rigidité diélectrique. La durée admissible de cette charge est plus courte que la constante de temps thermique du transformateur et dépend de la température de fonctionnement avant augmentation de la charge.

2. Régime de chargement d'urgence de longue durée

Ce n'est pas une condition de fonctionnement normal et son apparition est supposée être rare mais elle peut persister pendant des semaines ou même des mois et peut mener à un vieillissement considérable.

Les règles de calculs pour une vitesse de vieillissement relative et la consommation de durée de vie en pourcentage sont fondées sur des considérations de risque à long terme.

Le vieillissement ou la détérioration des isolants est une fonction temporelle de la température et de teneurs en humidité, oxygène et acides. Le modèle de calcul est fondé uniquement sur la température des isolants en tant que paramètre de contrôle.

Puisque la répartition des températures n'est pas uniforme, la partie qui fonctionne à température élevée subira en principe la plus grande détérioration. Par conséquent, la vitesse de vieillissement se réfère à la température du point chaud des enroulements. Dans ce cas la vitesse de vieillissement relative V est définie selon l'équation (III.7) pour le papier non thermiquement amélioré et l'équation (III.8) pour le papier thermiquement amélioré.

$$V = 2^{(\theta_n - 98)/6} \quad (\text{III.7})$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_n+273} \right)} \quad (\text{III.8})$$

Où : θ_n est la température du point chaud en ($^{\circ}\text{C}$).

La consommation de durée de vie L sur une certaine période de temps est égale à :

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V \times dt \quad (\text{III.9})$$

Ou égale à :
$$L = \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (\text{III.10})$$

Où :

V_n : la vitesse de vieillissement relatif pendant l'intervalle n.

t_n : le n^{e} intervalle de temps.

n : le numéro de chaque intervalle de temps.

N : le nombre total d'intervalles pendant la période considérée.

La température exerce un vieillissement important sur l'huile d'isolation électrique et du papier cellulosique. Même le papier conçu pour offrir une résistance supérieure à la chaleur se dégrade quand il est exposé à des températures excessives. Chaque fois que la température s'élève de 6 °C à 8 °C, la durée de vie du papier isolant peut diminuer de moitié. Les températures extrêmes peuvent aussi entraîner la dégradation des huiles naphthénique ou minérales classiques et la formation d'acides et des boues.

Le fait d'abaisser la température de fonctionnement d'un transformateur peut en prolonger la durée de vie et réduire les besoins d'entretien tout en augmentant sa puissance utile, ce qui se traduit par des économies pour l'utilisateur du transformateur.

III.2.3. Les surtensions

On appelle surtension dans un transformateur, toute élévation de la tension au-dessus de la tension de service maximal. Mais généralement, on entend par surtensions, les phénomènes de courtes durées sous forme d'impulsion séparées, périodiques ou apériodiques.

III.2.3.1. Causes des surtensions

- Les phénomènes atmosphériques tels que les coups de foudres directes frappant la ligne de transport, les phénomènes d'induction électromagnétique dans la ligne lors des décharges des nuages et d'induction électrostatique due aux nuages chargés, l'électrisation des conducteurs de la ligne par le vent porteur de particules de poussière, de neige, etc.....
- Les phénomènes de commutation tels que l'enclenchement, le déclenchement, les variations rapides des charges, etc., accompagnés d'une variation brusque de l'énergie électromagnétique du système.

III.2.3.2. Conséquences des surtensions

Les défaillances internes entraînées par les surtensions se présentent sous ces formes :

- Les défauts d'isolement entre spires d'un même enroulement (cas le plus fréquent)
- Les défauts entre enroulements
- Les défauts d'isolement entre enroulement sollicité et une partie conductrice proche (noyau ou cuve)
- Claquage entre enroulement et masse
- Claquage diélectrique
- Destruction matérielle.

III.3. Protection des transformateurs

Dans les réseaux électriques, les transformateurs sont des éléments très importants qu'il convient de protéger convenablement contre tous les types de défauts. Dans ce cadre, en plus des protections internes qui équipent les transformateurs à leur construction en usine, les exploitants de réseaux élaborent ce qu'on appelle « le plan de protection » qui prévoit tous les relais de basse tension, nécessaires permettant de réaliser une protection sûre et sélective. Il convient de préciser que ce plan de protection peut être différent d'un transformateur à un autre et ceci en fonction de son emplacement (réseau d'interconnexion, de transport ou de distribution) et de son importance (puissance)

III.3.1. Protection externe

III.3.1.1. Protection contre les surtensions [8]

Deux moyens de protection contre les surtensions sont utilisés de manière large : les éclateurs et les parafoudres. Les éclateurs sont les dispositifs les moins coûteux et les plus rustiques. Ils sont utilisés exclusivement sur les réseaux aériens. Les parafoudres offrent une protection plus performante, mais pour un coût notablement plus élevé.

a) Les éclateurs

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre.

Le plus ancien des éclateurs est à simple tiges. L'éclateur à simple tiges (électrodes) est souvent utilisé pour protéger les isolateurs des appareils haute tension.

L'écartement B des électrodes est réglable et choisie de manière à obtenir un niveau de protection relatif au niveau de tenue de l'objet à protéger. La protection se fait par amorçage à la terre depuis la tige montée sur la borne haute tension vers la tige mise à la terre. Dans les transformateurs, pour protéger les isolateurs, il permet par amorçage des deux tiges de conduire le courant de défaut à la terre, via la cuve et la prise de terre. Il peut être à air ou à gaz au sein d'un tube étanche.

Les modèles actuels les plus courants sont basés sur le même principe mais comportent deux cornes. L'éclateur à cornes (électrodes en forme de cornes fig. III.5), destinées à provoquer un allongement de l'arc et entre lesquelles est placée une tige empêchant un oiseau de court-circuiter les deux cornes, est surtout utilisée pour la protection des matérielles moyennes tensions.

Les éclateurs n'ont aucun pouvoir de coupure. Ils sont destinés en dernier ressort, à écrêter les surtensions, dans le cas où les autres systèmes n'auraient pas fonctionné.

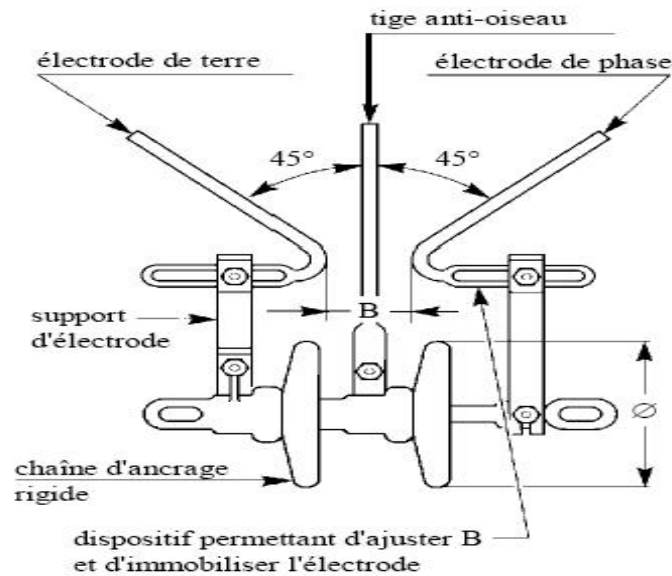


Fig. III.5- Eclateur MT avec tige anti-oiseau.

b) Les parafoudres [3]

Un parafoudre est un dispositif de protection des appareillages électriques ou électroniques contre les surtensions électriques transitoires générées par exemple par la foudre ou certains équipements industriels.

Il existe aujourd'hui sur le marché des parafoudres :

- Au carbure de silicium et éclateurs (SiC),
- A oxyde de zinc depuis les années 70,
- A oxyde de zinc et enveloppe synthétique depuis les années 80.

Ce sont des résistances fortement non-linéaires qui présentent une diminution importante de leur résistance interne au-dessus d'une certaine valeur de tension aux bornes. La reproductibilité de fonctionnement est bien meilleure que pour les éclateurs et le phénomène de retard est inexistant.

1- Les anciens modèles : Parafoudres à résistances variables et éclateurs

Les modèles au carbure de silicium (SiC) ne sont pas capables de supporter de manière permanente la tension de service car leur courant résiduel est trop important et génère un dégagement de chaleur inadmissible. Ils sont donc associés à un dispositif éclateur en série capable d'interrompre le courant résiduel et de tenir la tension de service.

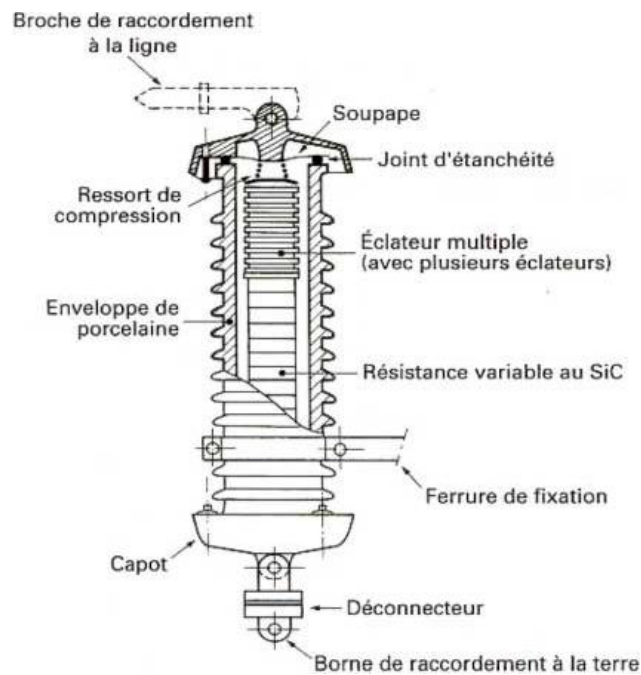


Fig. III.6- Parafoudre au SiC.

2- Les nouveaux modèles : Parafoudres à oxyde de zinc (ZnO)

Ils sont constitués uniquement de varistances et remplacent de plus en plus les parafoudres à résistances variables et éclateurs. Les modèles à l'oxyde de zinc présentent une non-linéarité beaucoup plus accentuée, qui leur permet d'avoir, en l'absence d'éclateur, un courant de fuite à la tension de service de l'ordre de 10 mA. De ce fait, il est possible de maintenir les parties actives en permanence sous tension. Leur très forte non-linéarité améliore également l'efficacité de la protection aux forts courants. Les parafoudres à oxyde de zinc, dont l'usage tend à se généraliser, sont disponibles dans des réalisations adaptées aux utilisateurs sur réseaux aériens en cellules ou en extension sur des accessoires de prises embrochables.

Cette non-linéarité est telle que la résistance passe de $1.5 \text{ M}\Omega$ à 15Ω entre la tension de service et la tension au courant nominal de décharge. Ces parafoudres ont pour avantages des performances de limitation et une fiabilité accrue par rapport aux parafoudres à carbure de silicium.

Ces parafoudres existent en enveloppe porcelaines pour à peu près toutes les tensions de services.



Fig. III.7- exemple d'un parafoudre à oxyde de zinc (ZnO).

3- Les modèles les plus récents : Parafoudres à enveloppe synthétique

On rencontre les parafoudres à enveloppes synthétiques (fibre de verre plus résine) dans les réseaux de distribution

Cette deuxième technique, plus récente, permet d'obtenir des parafoudres notablement plus légers, moins fragiles au vandalisme et dont les éléments actifs sont mieux protégés contre l'humidité car étant totalement surmoulés.

L'humidité en effet la principale cause de défaillance sur les ZnO. L'extérieur de ces parafoudres est généralement constitué de polymère silicone assurent la tenue à l'environnement et la reconstitution de lignes de fuite suffisantes. Ces parafoudres, de par leur constitution interne et leurs enveloppes silicones, sont beaucoup plus tolérants sur les positions d'installation et permettant également d'optimiser la mise en œuvre (par exemple : montage à horizontale).

- **Fonctionnement des parafoudres**

Leur principe de fonctionnement est très simple et repose sur la caractéristique

fortement non linéaire des varistances à ZnO. Cette non-linéarité est telle que la résistance passe de 1.5 MΩ à 15 Ω entre la tension de service et la tension du courant nominal de décharge. A la tension maximale d'exploitation U_c il ne passe qu'un faible courant alternatif de l'ordre du mA. Une augmentation supplémentaire de la tension est limitée à la valeur spécifique de la tension résiduelle.

Après l'amortissement de l'onde de surtension, le parafoudre revient aussitôt à l'état de non ou faible conduction. Le parafoudre à oxyde métallique transforme l'énergie de l'onde de surtension en chaleur qu'il évacue vers l'environnement.

III.3.2. Protections internes [4]

III.3.2.1. Protection par BUCHHOLZ

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ (Fig. III.8). Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts :

- Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.
- Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mis hors service.

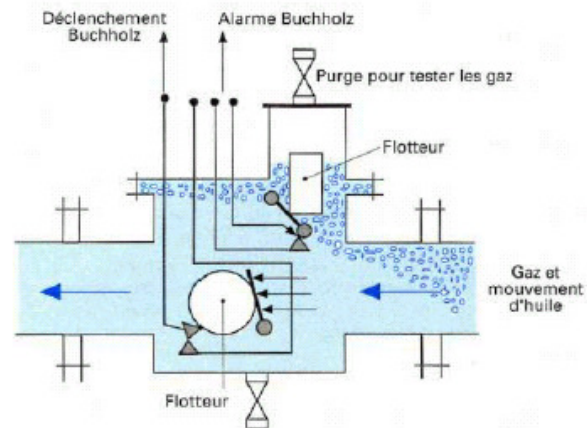


Fig. III.8- Relais BUCHHOLZ.

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

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent une certaine quantité d'huile et provoque un dégagement gazeux dont le volume est supérieur à celui de l'huile décomposée,

- Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là, vers le conservateur.
- Pour déceler le dégagement gazeux, on intercale sur la canalisation reliant la cuve au conservateur un relais BUCHHOLZ.
- Pour le régleur en charge il est prévu un seul niveau qui donnera un signal de déclenchement.
- Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet d'obtenir des indications sur la nature et l'emplacement du défaut. Il existe trois niveaux d'analyse.
- Analyse visuelle, si le gaz est :

Incolore : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension,

Blanc : c'est qu'il y a échauffement de l'isolant,

Jaune : c'est qu'il s'est produit un arc contournant une cale en bois,

Noir : c'est qu'il y a désagrégation de l'huile.

III.3.2.2. Protection de masse cuve

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve (Fig. III.9). Pour se faire, la cuve du

transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

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

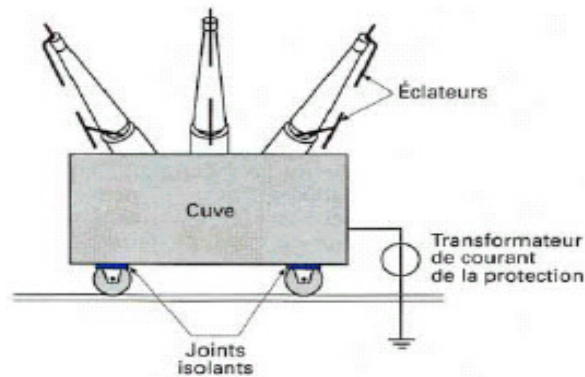


Fig. III.9- Protection de masse cuve.

Une protection de cuve sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolée de la terre. La protection de cuve (Fig. III.10) est constituée par un relais à maximum de courant, alimenté par un TC du genre tore dont le primaire est une jonction visible et continue entre la cuve du transformateur et le réseau de terre.

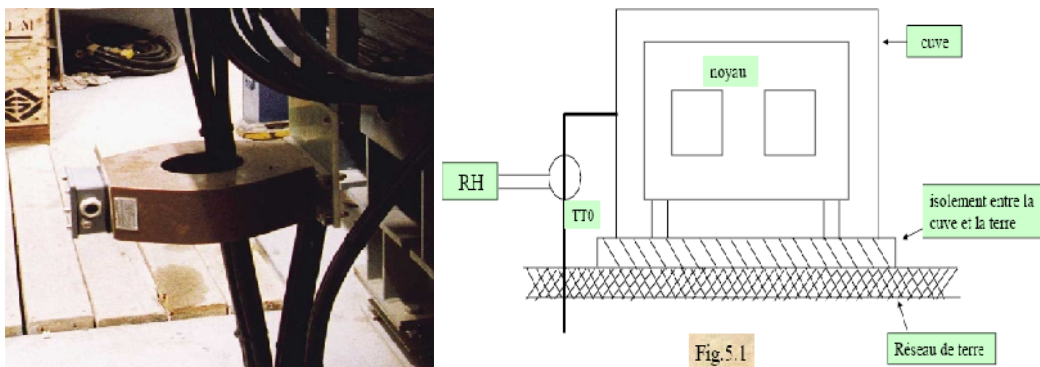


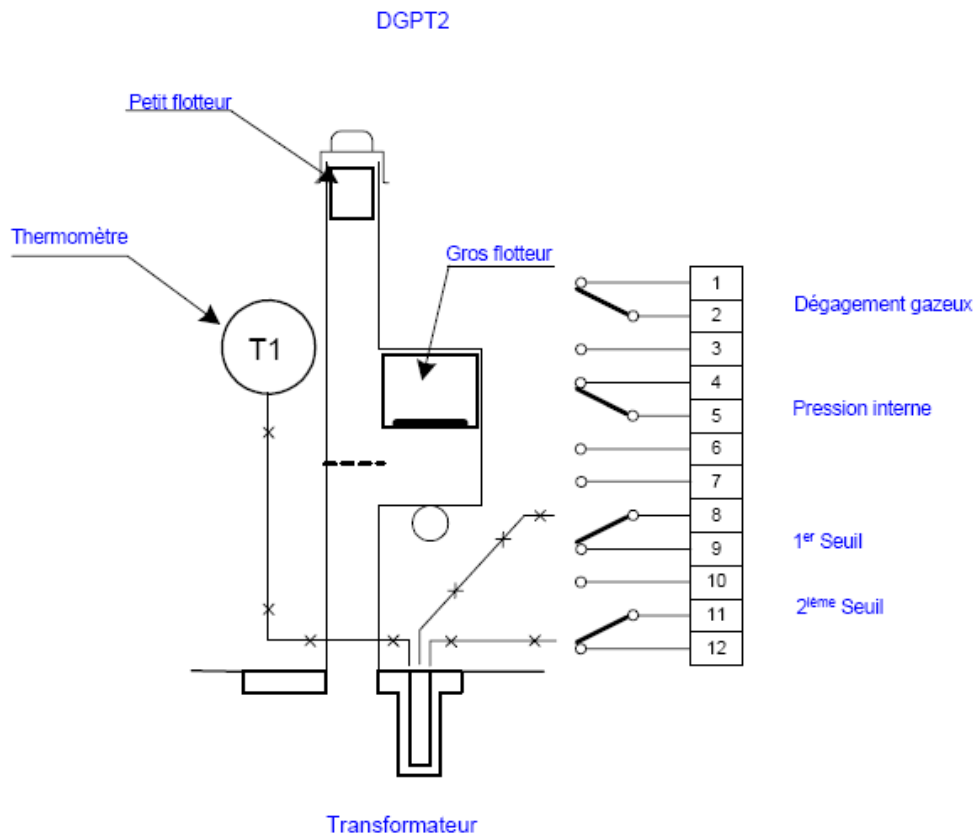
Fig. III.10- Placement de TC tore.

III.3.2.3. Protection par DGPT (1 ou 2) [7]

Le DGPT (Détecteur Gaz, Pression et Température) est un dispositif de protection utilisé pour les transformateurs à isolement liquide. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles que émission de gaz, élévation de pression ou de

température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total.

- Schéma de principe



Les informations fournies par ce relais sous forme de contacts seront exploitées selon les cas de deux façon :

- Déclenchement : ordre d'ouverture à la cellule de protection (QM ou DM1) du transformateur, assurant la mise hors tension du transformateur.
- Alarme : lorsque la mise hors tension du transformateur n'est pas obligatoire.

Cette protection repose donc sur :

- La détection des dégagements gazeux, car un incident interne provoque toujours un dégagement plus ou moins important du à la décomposition des isolants (liquides ou solides) sous l'action de l'arc électrique. Ce contact peut être exploité en alarme ou en déclenchement.
- La détection d'une anomalie d'étanchéité par la signalisation des baisses de niveau du diélectrique avec :
 - Visualisation par flotteur 1
 - Action électrique par flotteur 2 en cas d'une baisse importante de niveau.
- La détection d'une pression excessive dans la cuve du transformateur à l'aide

d'un pressostat à contact électrique pré réglé en usine à 0.2 bars conformément à la NF C 13-200. Ce contact sera exploité uniquement en déclenchement.

- La détection d'une température anormale au sein du diélectrique. En plus d'une visualisation de la température à cadran, deux thermostats (1 seul sur DGPT1) indépendants et réglables assurent, l'un l'alarme (réglage normal à 90 °C) et l'autre le déclenchement (réglage normal à 100 °C). Dans le cas du DGPT1, le contact peut être utilisé soit en alarme, soit en coupure. Dans le cas du DGPT2, le contact du thermostat 1 est à utiliser en alarme, le contact du thermostat 2 est à utiliser en déclenchement.

III.3.2.4. Protection par soupape de surpression [2]

Cet équipement est sensible à une surpression subite dans la cuve du transformateur et l'élimine aussitôt grâce à sa rapidité d'ouverture. Elle est généralement placée sur la partie supérieure du transformateur.

Lors d'un incident à l'intérieur du transformateur et lorsque la pression d'ouverture est atteinte, la soupape s'ouvre et diélectrique est éjecté à l'extérieure de la cuve. La soupape se ferme dès que la pression diminue.

Un voyant et/ou des contacts permet de signaler le fonctionnement de cette protection.

III.3.2.5. Image thermique

- **Fonctionnement**

Le principe de l'image thermique est le suivant :

Une sonde de température est immergée dans un puits au sommet du transformateur. Cette sonde, transmet la température de l'huile à son indicateur par un circuit électrique quelconque (circuit de compensation), on modifie la température indiquée pour simuler, proportionnellement avec la charge, le point le plus chaud de l'enroulement. Ce circuit électrique est calibré de manière à estimer avec le plus de précision possible la température du point le chaud de l'enroulement.

Température (point chaud)=Température (huile au sommet) +Température (circuit de compensation

Le point chaud est déterminé lors des essais d'échauffements en usine.

Cet essai est réalisé à la tension nominale de l'appareil.

Les éléments constituant l'image thermique (appelé aussi enroulement) sont :

- L'indicateur de température

- Une sonde thermique
- Un transformateur de courant
- Un circuit de compensation pour approximation du point chaud

Le circuit de compensation est dans la majorité des cas composé d'un puits réchauffeur, d'un élément de calibrage et d'un transformateur de courant en parallèle

III.3.2.6. Protection thermique par CTP [4]

La protection des transformateurs secs enrobés contre tout échauffement nuisible peut être assurée, sur demande et en option, par un contrôle de température des enroulements à l'aide de sonde à coefficient de température positif (PTC en anglais). Le principe est le suivant : Deux ensembles de 3 sondes PTC sont installés dans la partie active du transformateur : une sonde alarme 1 (150 °C) et une sonde alarme 2 (160 °C) par phase. Elles sont reliées à un convertisseur électronique Z comportant 2 circuits de mesure indépendants, contrôlant la variation de résistance d'un ensemble de sonde. Les sondes, placées au cœur du transformateur, voient leur résistance croître fortement lorsqu'elles perçoivent une température supérieure à leur seuil prédéterminé. Cet accroissement est transformé par le convertisseur Z en inversion de contact. Ces sondes sont placées dans un tube-guide, ce qui permet leur remplacement.

III.4. Conclusion

Le transformateur est un élément essentiel dans les postes de transformation. Il nécessite d'être protégé efficacement de façon la plus complète possible pour le prémunir des défauts qui peuvent provoquer sa mise hors tension.

Des protections étaient développées pour cette raison. Comme les éclateurs qui étaient longtemps utilisés, mais de plus de nouveaux moyens apparaissent pour réduire ou éliminer les défauts, et appuyer ces éclateurs a l'exemple des parafoudres. 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.

Chapitre IV

Application des protections à un transformateur du réseau Sonelgaz

IV.1. Introduction

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

IV.2. Protection différentielle transformateur [5]

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

Pour la prémunir contre les fonctionnements dus aux phénomènes transitoires d'enclenchement, cette protection est dotée d'un filtre contre le courant harmonique de rang 2. Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur.

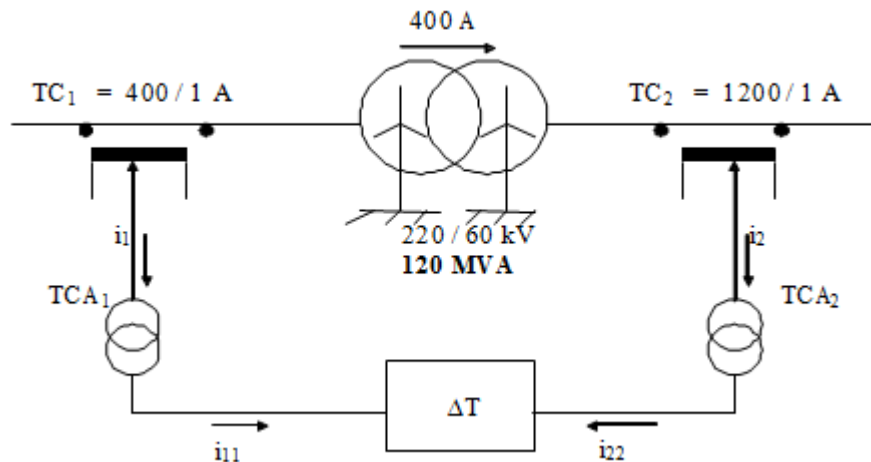
IV.2.1. Réglage de la protection

D'une façon générale, plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel circulant dans le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un transformateur: - Les rapports de transformation.

- Le couplage des enroulements.
- Le courant à vide.
- Les erreurs des transformateurs de courant.

Avec tous ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul, c'est la raison pour laquelle on adopte des protections différentielles à pourcentage sur les transformateurs. Le courant différentiel limite de fonctionnement peut être réglé entre 20 % et 50 % du courant nominal de la protection.

IV.2.2. Exemple de réglage



Par suite du couplage étoile-étoile avec mise à la terre des neutres, les courants primaire et secondaire du transformateur sont en phase. Un couplage étoile-triangle aurait nécessité un couplage triangle à l'entrée des transformateurs de recalage TCA_1 pour rattraper le déphasage entre les courants primaires et secondaires.

Le reste des réglages consiste à définir les rapports des TCA_1 et TCA_2 qui permettent d'avoir l'égalité des courants i_{11} et i_{22} à l'entrée du relais quelque soit la charge transitant par le transformateur (pour notre exemple, la charge est de 400 A vue sous 220 kV).

- Côté 220 kV :

$i_1 = 1 \text{ A}$ En choisissant un rapport de transformation égal à 1 pour le TCA_1 , nous aurons :

$$i_{11} = 1 \text{ A}$$

- Côté 60 kV :

Le courant de charge coté 60 kV est:

$$i_{\text{ch.60}} = i_{\text{ch.220}} \times \frac{U_1}{U_2} = 400 \times \frac{220}{60} = 1467 \text{ A}$$

Le courant de charge au secondaire des TC principaux est :

$$i_2 = \frac{i_{\text{ch.60}}}{Ki} = \frac{1467}{1200} = 1.22 \text{ A}$$

Le but recherché est d'avoir :

$$i_{11} = i_{22} = 1 \text{ A}$$

L'équation simplifiée des forces magnétomotrices du TCA_2 nous permet d'écrire :

$$n_2 \times i_2 = n_{22} \times i_{22} \quad \Rightarrow \quad \frac{n_2}{n_{22}} = \frac{i_{22}}{i_2} = \frac{1}{1.22} = 0,82$$

n_2 et n_{22} sont respectivement les nombres de spires primaires et secondaires des TCA.

Avec des TCA de type SIEMENS par exemple on aura :

- Pour TCA₁ : $n_1 = n_{11} = 26$ spires.
- Pour TCA₂ : $n_2 = 18$ spires ; $n_{22} = 22$ spires.

La sensibilité de la protection est réglée à :

$$I_S = 30 \% \times I_N$$

Dans les protections différentielles de technologie numérique, les Tc de recalage sont intégrés à l'intérieur des protections.

IV.3. Protection à maximum de courant des transformateurs THT/HT/MT

Ces protections à maximum de courant à temps constant équipent chaque enroulement du transformateur.

IV.3.1. Protection coté THT

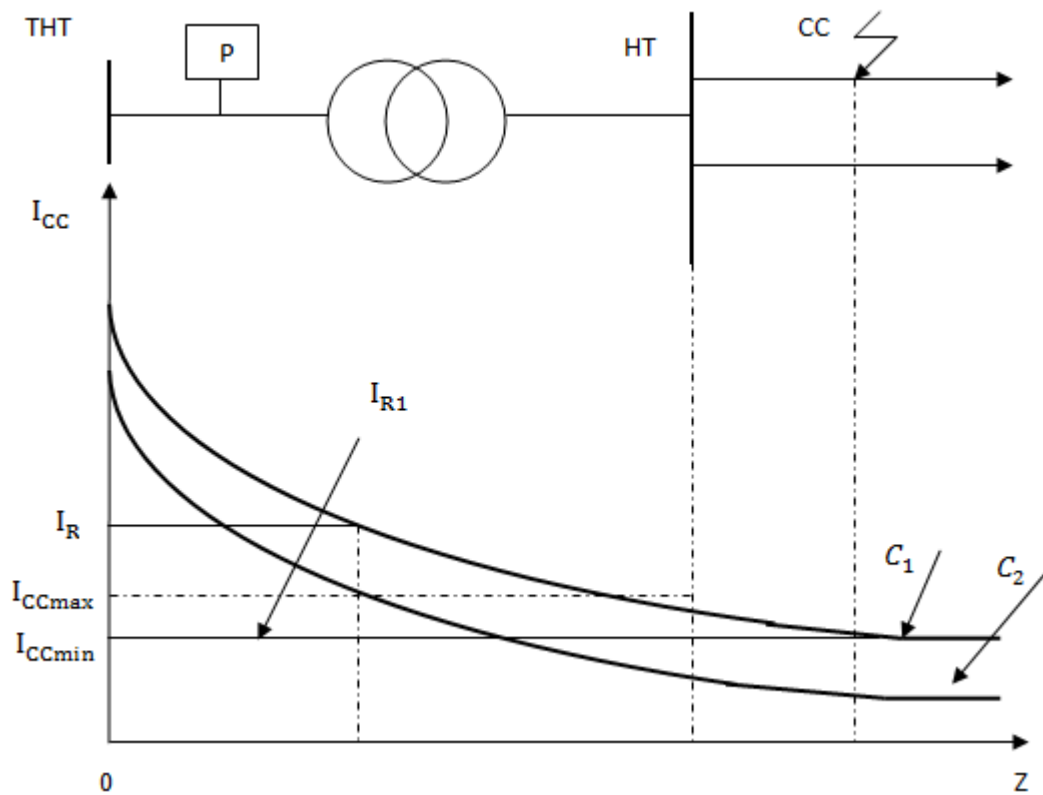
C'est une protection qui réalise le secours des protections internes et de la protection différentielle. Dans certains cas, cette protection comporte deux seuils de fonctionnement en courant :

- 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.

Le réglage de la protection à maximum de courant instantanée doit être sélectif quelque soit le régime de fonctionnement du réseau. En assimilant l'impédance du transformateur à celle d'une ligne on reproduit la courbe (ci-dessous) donnant la variation des courants de courts-circuits en fonction de l'impédance et du régime de fonctionnement du réseau source.



Avec : C_1 : Régime de fonctionnement maximal.

C_2 : Régime de fonctionnement minimal.

Un courant de réglage supérieur au courant I_{CCmax} (soit I_R) garantit la sélectivité de fonctionnement. Par contre de réglage compris entre I_{CCmin} et I_{CCmax} (soit I_{R1}) engendre des déclenchements non sélectifs lors des fonctionnements en régime maximal du réseau.

- Un seuil de surcharge protégeant le transformateur contre les surcharges inadmissibles. Il est réglé à :

$$I_R = 1.3 \times I_{N.TR} \quad T = T_{HT} + t \quad 3 \text{ Sec}$$

Avec :

$I_{N.TR}$: Le courant nominal du transformateur coté THT.

T_{HT} : Temporisation de la protection de courant coté HT.

t : Echelon de temps sélectif.

IV.3.2. Protection coté HT

La protection à maximum de courant coté HT protège le transformateur contre les surcharges inadmissibles. Elle réalise aussi la protection de secours des barres et des départs HT. Elle est réglée de la même façon que le seuil de surcharge de la protection à maximum de courant installée sur l'enroulement primaire du transformateur.

$$I_R = 1.3 \times I_{N.TR} \quad T_{HT} = T_{DEP>} + t$$

Avec :

$I_{N,TR}$: Le courant nominal du transformateur coté HT

$T_{DEP>}$: Le temps le plus haut réglé sur les départs.

t : Echelon de temps sélectif.

IV.3.3. Protection coté MT

Cette protection est destinée à protéger la liaison reliant le tertiaire du transformateur et le TSA contre les défauts polyphasés.

C'est parfois une protection à deux seuils de fonctionnement :

- Le seuil violent est réglé pour protéger le transformateur contre les défauts internes au TSA

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

Avec : I_{CCMAX} : Le courant de court-circuit au secondaire du TSA.

- Le seuil de surcharge réglé à :

$$I_R = 1.3 \times I_{CCMAX} \quad T = 0.5 \text{ Sec}$$

IV.4. Protection de 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....

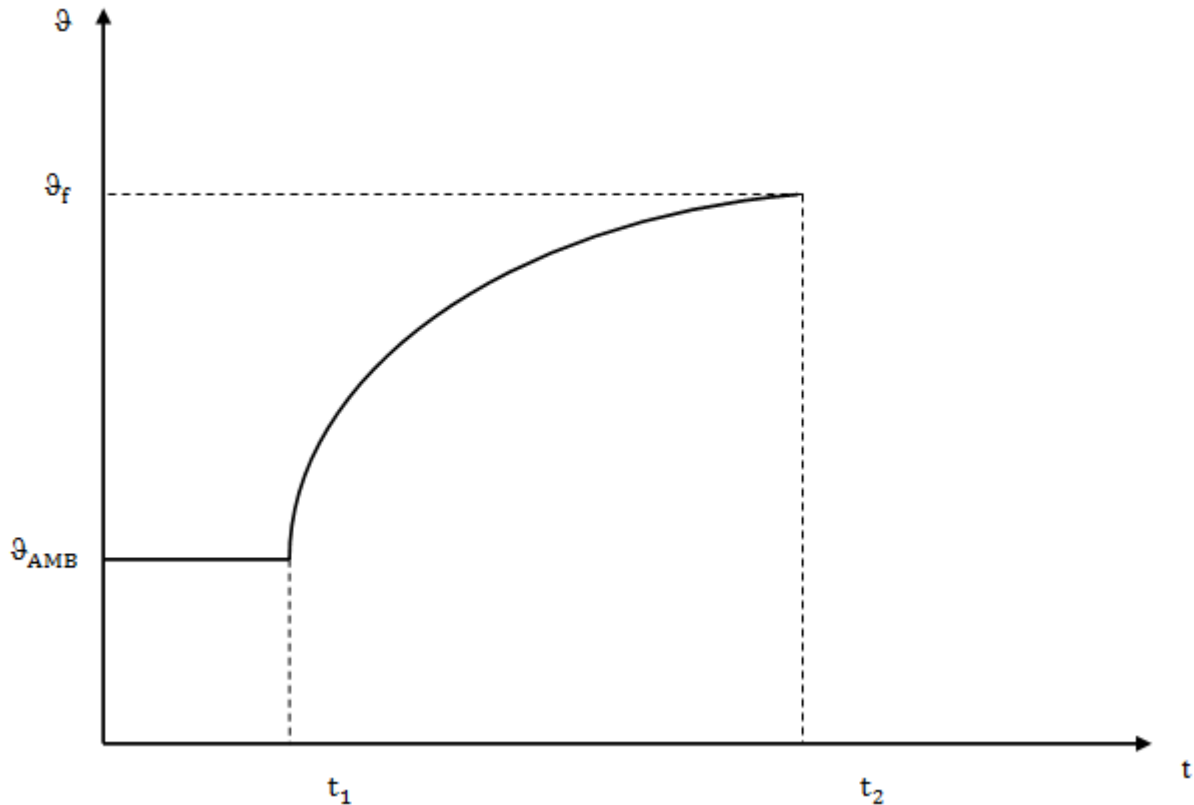
Le processus de variation de la température dans un conducteur obéit à une loi exponentielle :

$$\vartheta(t) = \vartheta_{AMB} + (\vartheta_f - \vartheta_{AMB}) (1 - e^{-t/\tau})$$

Avec : τ : La constante de temps du conducteur.

ϑ_{AMB} : La température ambiante.

ϑ_f : La température finale est atteinte au bout de 3



Entre les instants t_0 et t_1 , aucun courant ne passe dans le conducteur : $\vartheta(t) = \vartheta_{AMB}$.

A l'instant t_1 un courant commence à circuler dans le conducteur provoquant l'échauffement progressif du conducteur.

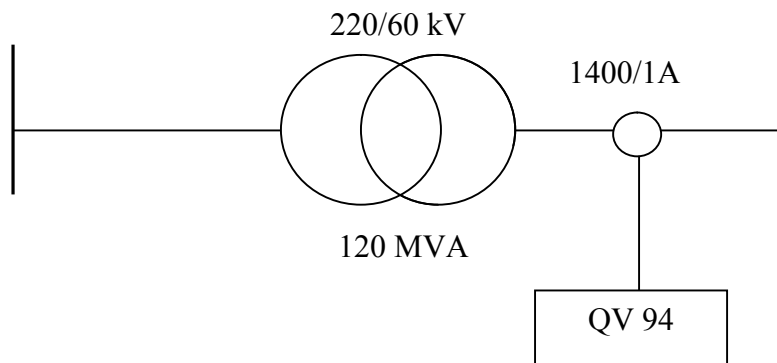
A l'instant t_2 le processus d'échauffement est terminé. La température se stabilise à une valeur établie d'équilibre avec le milieu ambiant.

La durée du processus de variation de la température (t_1 à t_2) est généralement égale à 3 . Les relais de surcharge thermique des transformateurs sont adaptés pour fonctionner suivant l'allure de la courbe ci-dessus, à chaque fois qu'on passe d'un régime de charge à l'autre.

En effet, on dispose d'un faisceau de courbes de fonctionnement liées chacune à un courant de référence correspondant à la surcharge réglée.

La connaissance de la constante de temps globale, résultante des constantes de temps du diélectrique et des enroulements, permet d'avoir un réglage précis de la surcharge intolérable sur le transformateur.

IV.4.1. Exemple de réglage : Protection de surcharge thermique QV94.



Surcharge maximale : $I_{MAX} = 1390 \text{ A}$

Courant nominal du transformateur coté 60 kV : $I_{NTR} = 1150 \text{ A}$

Rapport des TC : $K_i = 1400 / 1A$

- Le courant de surcharge maximal ramené en basse tension est :

$$i_{MAXBT} = \frac{1390}{1400} = 0,99 \text{ A}$$

Le courant de référence est :

$$I_B = \frac{1150}{1400} = 0,82 \text{ A}$$

La température de déclenchement est :

$$\vartheta_2\% = (i_{MAXBT} / I_B)^2 \times 100 = (0,99 / 0,82)^2 \times 100 = 145 \%$$

Sachant que la température d'alarme doit être réglée à 20 % ou 30 % de moins que la température de déclenchement, le réglage est :

- Température de déclenchement : $\vartheta_2\% = 140 \%$.
- Température d'alarme : $\vartheta_1\% = 110 \%$.
- Constante de temps globale : $= 20 \text{ mn.}$

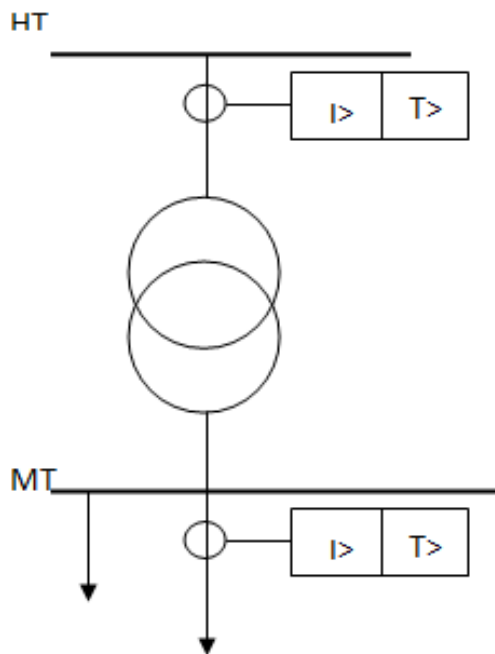
IV.5. Protection à maximum de courant des transformateurs HT / MT :

IV.5.1. Protection coté HT

Le réglage de la protection coté primaire du transformateur dépend de la configuration de schéma de protection adoptée sur le transformateur et sur les départs MT.

On rencontre 3 cas de configurations de schéma :

a- Configuration 1 :



* La protection à maximum de courant HT est à un seuil de courant temporisé : $I>, T>$.

* La protection à maximum de courant des départs MT est à un seuil de courant temporisé : $I>, T>$.

Le réglage de la protection coté HT est en fonction du courant de surcharge maximal et du courant de court-circuit minimal.

$$I_{SURCH} < I_R < I_{CCMIN}$$

Le réglage à $1.3 \times I_{NTR}$ est couramment utilisé.

Le courant de court-circuit minimal peut être donné par le courant de court-circuit biphasé en bout de ligne MT.

L'action de la protection s'effectue en :

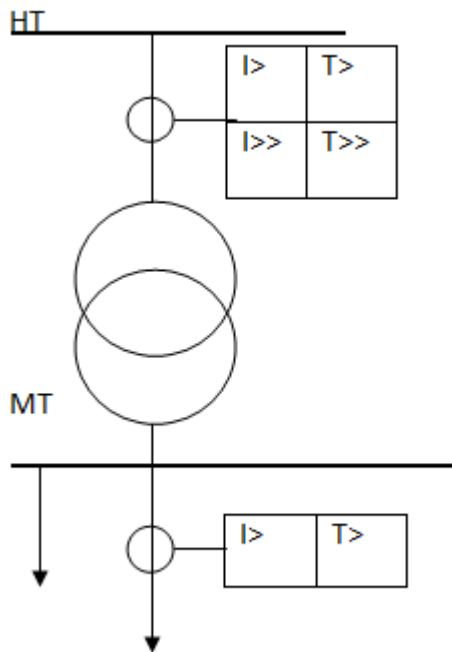
$$T_{HT} = T_{ARMT} + t \quad 2 \text{ Sec}$$

Avec : T_{ARMT} : temporisation de la protection de l'arrivée transformateur.

t : Echelon sélectif réglable entre 0.3 et 0.5 Sec.

Il est rappelé que cette configuration existe uniquement sur les anciennes installations.

b- Configuration 2



* La protection à maximum de courant coté HT est à 2 seuils de courant temporisé : I>, T>, I>>, T>>, T>>

* La protection à maximum de courant des départs MT est à un seuil de courant temporisé : I>, T>

Dans le cas le seuil violent de la protection coté HT est réglé pour assurer la protection principale contre les défauts internes au transformateur.

Son action est instantanée.

$$I_R = 1.3 \times I_{CCMIN} \qquad T = 0.5 \text{ Sec}$$

Avec : I_{CCMAX} : le courant de court-circuit sur les barres MT, correspondant régime de fonctionnement maximal du réseau.

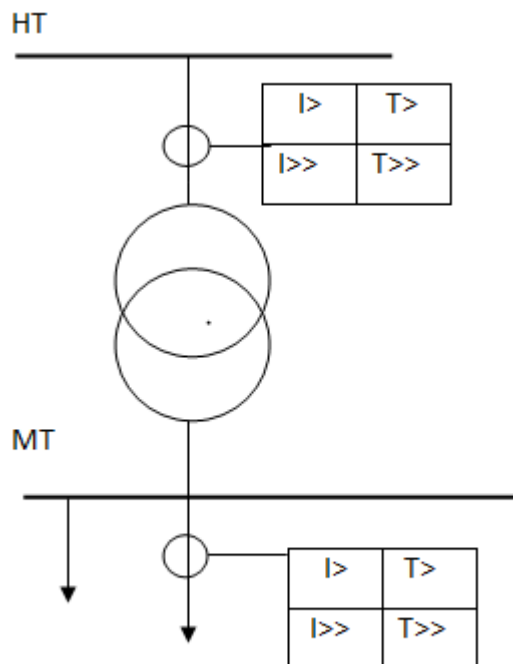
Le seuil de surcharge est réglé de la même façon que dans la configuration 1.

Soit :

$$I_{SURCH} < I_R < I_{CCMIN} \qquad T_{HT} = T_{ARMT} + t \quad 2 \text{ Sec}$$

Le réglage à $1.3 \times I_{NTR}$ est couramment utilisé.

c- Configuration 3



* La protection à maximum de courant coté HT est à 2 seuils de courant temporisés : I>, T>, I>>, T>>.

* La protection à maximum de courant des départs MT est à 2 seuils de courant temporisés : I>, T>, I>>, T>>.

C'est la configuration adoptée sur les postes récents et les postes futurs.

Le seuil violent de la protection coté HT est réglé de la même façon que dans la configuration 2.

Soit :

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

Le seuil de surcharge est réglé de façon à protéger les barres MT du poste et assurer par la même occasion le secours des seuils violents des protections des départs MT.

$$I_R = 0.8 \times I_{CCMIN} \quad T = 0.6 \text{ Sec}$$

Avec : I_{CCMIN} : Le courant de défaut biphasé sur les barres MT du poste.

IV.5.2. Protection coté MT :

La protection à maximum de courant coté MT est une protection destinée à protéger le transformateur contre les surcharges inadmissibles. C'est une protection de courant à un seuil temporisé.

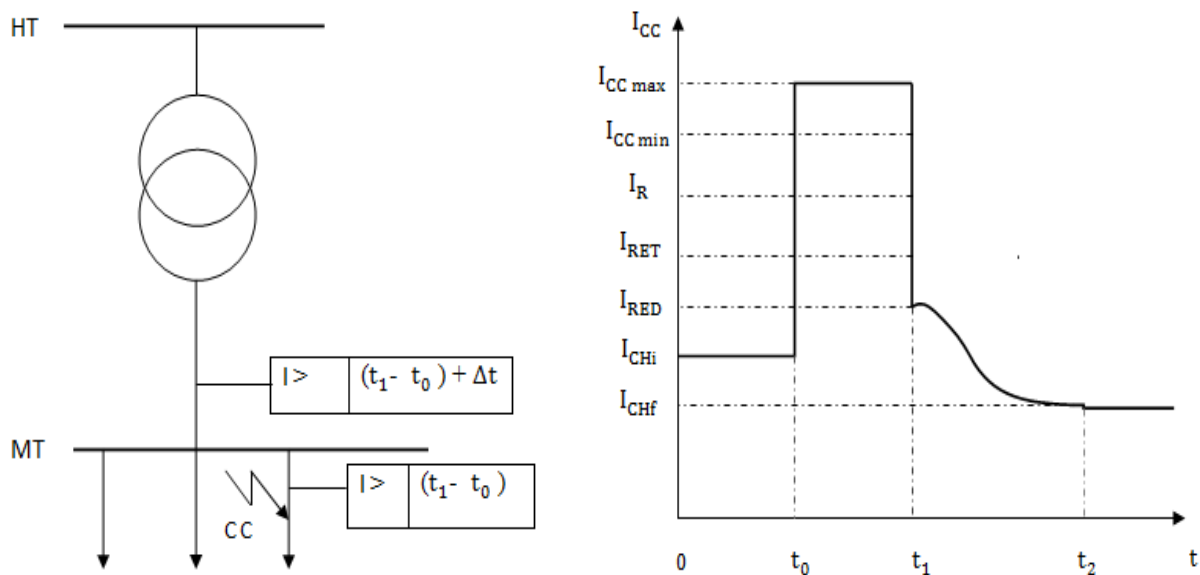
Le réglage classique de la protection doit tenir compte du courant de surcharge maximal et du courant de court-circuit minimal.

$$I_{SURCH} < I_R < I_{CCMIN}$$

$$T_{ARMT} = T_{MT} + t \quad 2 \text{ Sec}$$

Avec : T_{MT} : La temporisation la plus élevée sur les départs MT.

Quelquefois le réglage d'un relais à maximum de courant temporisé destiné à la protection d'un transformateur HT/ MT contre les surcharges doit tenir compte non seulement du courant de surcharge maximal et du courant de court-circuit minimal, mais aussi du courant de retombée du relais ainsi que du courant de redémarrage des moteurs notamment lorsque les départs MT alimentent des zones industrielles.



Avec : I_{CHI}, I_{CHF} : Les courants de charges initial et final.

I_R : Courant de réglage.

I_{RED} : Courant de redémarrage des moteurs.

I_{RET} : Courant de retombée de relais.

$t_1 - t_0$: Temps d'action de la protection du départ MT.

$t_2 - t_1$: Durée du processus de redémarrage des moteurs.

La courbe ci-dessus montre qu'à l'instant t_0 un court-circuit apparaît sur l'un des départs MT. Le relais du départ concerné par le défaut ainsi que le relais de l'arrivée transformateur fonctionnent. A l'échéance de la temporisation $t_1 - t_0$ la protection du départ MT élimine le défaut et la protection de l'arrivée transformateur (Dont la temporisation est $(t_1 - t_0 + t)$) retombe et assure le continuité d'alimentation des consommateurs des départs restant.

Il est bien évident qu'en choisissant un courant de retombée de relais inférieur au courant de redémarrage des moteurs, le relais de l'arrivée transformateur ne retombe pas à l'instant t_1 ,

malgré la disposition de défaut, et provoque un déclenchement non sélectif à l'échéance de $(t_1 - t_0) + t$.

IV.5.3. Protection de neutre MT

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

$$I_R = 0.95 \times I_{RH} \quad T = T_{MT} + t$$

1 Sec T 1.5 Sec

Avec :

- I_{RH} : le courant du départ le plus bas réglé.
- T_{MT} : Temporisation la plus élevée sur les départs MT.

IV.5.4. Protection masse cuve

La protection masse cuve est prévue pour protéger le transformateur contre les amorçages entre les parties actives et la cuve.

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

$$I_R = 0.05 \times I_{CCMONO} \quad T = 0 \text{ Sec}$$

Les transformateurs dotés d'une protection différentielle ne sont pas équipés en protection masse cuve.

IV.5.5. Protection de 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 5 A vu au primaire des TAC.

Le fonctionnement de la protection (après 5 Sec) informe l'exploitant pour procéder à la recherche du départ en défaut en déclenchement manuellement, un à un, les départs MT.

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

La relation qui donne le courant de court-circuit monophasé à la terre est :

$$I_{CC} = \frac{\sqrt{3} \times U}{2 \times Z_d + Z_h + 3 \times (R_n + R_{\text{déf}})}$$

Avec : - U : la tension du réseau.

- Z_d, Z_h : Respectivement les impédances directe et homopolaire
- R_n : Résistance de mise à la terre du neutre MT du transformateur.
- $R_{d\acute{e}f}$: Résistance de défaut.

Si la résistance R_n est calculée de façon à limiter les courants de courts-circuits à la terre respectivement à 300 A pour le réseau aérien et 1000 A pour le réseau souterrain, la résistance $R_{d\acute{e}f}$ varie par contre dans de larges limites (elle dépend de la nature du terrain) et peut prendre des valeurs qui engendrent des courants de courts-circuits très faibles (de l'ordre de quelques Ampères). Ces défauts sont appelés quelquefois, défauts d'isolements.

En régime normal d'exploitation, le courant dans le neutre des transformateurs n'est pas nul en raison des harmoniques des courants, multiples de 3, et du déséquilibre des charges sur les phases du réseau.

La connaissance de valeur de ce courant minimal de neutre est déterminant pour le choix du courant admissible de la résistance de mise à la terre des neutres des transformateurs.

IV.6. Protection des départs MT

Le guide technique de la distribution prévoit des relais à maximum de courant à temps constant de type $2I+I_h$ pour protéger les départs MT.

Il est prévu :

- Pour le courant de phase : * Un seuil de courant violent temporisé.
 - * Un seuil de courant de surcharge temporisé.
 - * Un seuil de courant homopolaire temporisé
- (Temporisation commune avec le seuil violent de courant de phase).

IV.6.1. Réglage de seuil violent

Ce seuil protège la ligne en instantané contre les défauts violents proches.

$$I_{CCBMT} > I_R > I_{CCBL}$$

Avec : I_{CCBMT} : Le courant de court-circuit minimal sur les barres MT.

I_{CCBL} : Le courant de court-circuit en bout de ligne.

Le réglage préconisé habituellement est :

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

IV.6.2. Réglage du seuil de surcharge

Ce seuil protège la ligne contre les surcharges inadmissibles. Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal (défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne) et du courant de défaut minimal en bout de la ligne (défaut biphasé).

Le temps d'action de cette protection ne dépasse en aucun cas 1 Sec.

$$I_{SURCH} < I_R < I_{CCmin} \quad T_{MT} = 1 \text{ Sec}$$

IV.6.3. Réglage du seuil de courant homopolaire

Ce seuil protège la ligne contre les défauts à la terre.

Le réglage est choisi de façon à rester insensible au courant capacitif circulant dans le neutre lors des défauts proches sur les départs du poste. Il doit pouvoir détecter le courant de court-circuit minimal. Sa temporisation est commune au seuil violent du courant de phase. Elle est généralement très basse.

$$I_{C0} < T_R < I_{CCMIN}$$

Avec : I_{C0} : Le courant capacitif du départ.

IV.6.Conclusion

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différentes protections d'un transformateur du réseau SONELGAZ qui doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le transformateur.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Il subit toutes les perturbations des réseaux HTA amont (coups de foudre, coupure de ligne, etc.) en BT aval. Il doit être protégé efficacement contre tous les défauts, d'origine externe ou interne, susceptibles de l'endommager. Il est bien évident que l'installation des dispositifs de protection convenables avec des réglages bien déterminés afin d'éviter tout déclenchement intempestifs.

Notre étude a montré que les protections d'un transformateur du réseau SONELGAZ se décomposent en deux étapes distinctes :

- La définition du système de protection, appelée plan de protection,
- La détermination des réglages de chaque unité de protection, appelée coordination des protections ou sélectivité.

Un système de protection, c'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau. Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- Les capteurs de mesure (courant et tension) fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts.
- Les relais de protection, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement.
- Les organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs

Nous espérons que ce travail puisse apporter un intérêt à tous ceux qui s'intéressent à la protection des transformateurs.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] **GABRIEL CORMIER**, « Chapitre 8, Transformateur », GEN1153.
- [2] **BOUAKOUK MOHAND, HADJEBAR RAMDANE**, « Diagnostic des transformateurs de puissances », mémoire de Master, UMMTO, Promotion 2014.
- [3] **KHEMRI SAFIA, BESSEGHIR LILA**, « Protection des transformateurs MT/BT contre les surtensions de foudre », mémoire de Master, UMMTO, Promotion 2014.
- [4] **ZELAGUI MOHAMED**, « Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV) », mémoire de magister, UNIVERSITE MENTOURI Constantine, Année 2010.
- [5] Manuel de réglage des protections des réseaux SONELGAZ GRTE.
- [6] **REKIK BADRI**, « Etude et modélisation des défauts des transformateurs de puissance », mémoire de magister, UNIVESITE ANABA, Année 2008.
- [7] Document réf. Transformateur.odt, version de 8 févr.2007.
- [8] **D. Fulchiron**, « Protection des transformateurs de postes MT/BT », Cahier technique N° 192, Edition avril 1998.
- [9] Guide de la distribution électrique basse tension et HTA, B 101, Schneider-Electric, 2009.
- [10] **Dessin JM BEAUSSY**, « Protection des transformateurs contre les défauts internes »
- [11] ELEC 2753 : Electrotechnique, Les transformateurs de puissance, version 2001.

Résumé

Le transformateur est un élément essentiel dans les postes de transformation. Il nécessite d'être protégé efficacement de façon la plus complète possible pour le prémunir des défauts qui peuvent provoquer sa mise hors tension. 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.

Ce mémoire présente une étude des protections d'un transformateur de réseau SONELGAZ. Pour ce faire on a subdivisé notre travail en quatre chapitres :

Le premier chapitre traite des généralités sur les transformateurs.

Le deuxième chapitre est consacré à la constitution et au fonctionnement d'un transformateur de puissance.

Le troisième chapitre est consacré aux défauts et à la protection des transformateurs.

Le quatrième chapitre fait l'objet d'une application des protections d'un transformateur du réseau SONELGAZ.

Mots clés : Transformateur, Constitution, Défauts, Protection, Relais, Maximum de courant.