

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité: RESEAUX ELECTRIQUES

Présenté par

Safia KHEMRI

Lila BESSEGHIR

Thème

Protection des transformateurs MT/BT contre les surtensions de foudre.

Mémoire soutenu publiquement le 03 juillet 2014 devant le jury composé de :

M Mezziane AOUES

MAA, UMMTO, Président

M Chafik BIROUCHE

MAA, UMMTO, Rapporteur

M Hakim DJOUDI

MAA, UMMTO, Examineur

M Azzouz MIOUAT

MAA, UMMTO, Examineur

Introduction Générale

Introduction générale

Il est difficile d'imaginer le monde d'aujourd'hui sans l'électricité. Les applications de l'électricité sont toujours plus nombreuses, accompagnant des nouvelles inventions et les avancés technologiques. En conséquence, la production et la consommation d'électricité augmentent chaque année.

L'augmentation de la consommation de l'énergie électrique dans le domaine industriel, les puissances des usines électriques ainsi les puissances des groupes installés, induit à l'augmentation de nombre des transformateurs.

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.

Le transformateur est un élément très important dans les réseaux électriques (transport et distribution de l'énergie électrique), il doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces transformateurs sont souvent exposés à des risques de différentes natures, telles que les surtensions et les surintensités, qui peuvent conduire à la destruction de l'isolation du transformateur engendrant des pertes financières importantes pour la SONELGAZ 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'énergie d'autres utilisateurs; c'est l'objet des protections.

Notre objectif est d'étudier la protection d'un transformateur sur poteau (160 kVA, 30 kV/220V, 380V) contre les surtensions dues aux coups de foudre indirects, La SONELGAZ utilise des éclateurs comme moyen de protection mais on a constaté que leur prises de terre ne sont pas conformes aux recommandations des normes pour cela on a proposée de l'améliorer. Les inconvénients des éclateurs font appelle à l'installation de moyen plus performants. pour se faire, on a subdivisé notre travail en quatre chapitres :

Le premier chapitre sera consacré à la description technologique des transformateurs triphasés. Les causes des avaries des transformateurs feront l'objet du second chapitre. Le troisième illustrera les différents organes de protection des transformateurs contre les surtensions. Le dernier chapitre fera l'objet d'une application.

Enfin, nous terminons par une conclusion générale.



SOMMAIRE

Sommaire

Introduction générale	1
CHAPITRE I : Description technologique des transformateurs triphasés.	
I-1-Introduction	2
I-2- Définition	2
I-3-Symbole électrique et schéma équivalent du transformateur.....	2
I-3-1-Symbole électrique	2
I-3-2- schéma équivalent	3
I-3-3- schéma équivalent selon l'hypothèse de Kapp	3
I-4- Equations générales du transformateur	4
I-4-1- Equation électrique au primaire	4
I-4-2- Equation électrique au secondaire	5
I-4-3- Equation du flux	5
I-5-Différents types de transformateurs	6
I-6-Principe de fonctionnement d'un transformateur	6
I-7- Construction	7
I-7-1-Partie active	7
I-7-1-1 Circuit magnétique	7
I-7-1-2 Circuit électrique	8
I-7-2- Partie constructive	9
I-7-2-1- Couvercle	9
I-7-2-2- La cuve	10
I-7-2-3- Joints	10

I-7-2-4- Les traversées	10
I-7-2-5-Organes auxiliaires	10
I-8- Contraintes supportées par les enroulements	15
I-8-1-Contraintes thermiques	15
I-8-2-Contraintes diélectrique	15
I-8-3-Contraintes mécanique	15
I-9- Pertes magnétiques dans les transformateurs	20
I-10- Isolation des transformateurs	22
I-10-1- Isolation solide	23
I-10-2- Isolation liquide	24
I-11- Refroidissements des transformateurs	25
I-11-1- Transformateur à l'air et refroidissement naturel	25
I-11-2- Transformateur à bain d'huile et refroidissement naturel	25
I-11-3- Transformateur à bain d'huile et refroidissement par circulation d'eau	26
I-11-4- Transformateur à bain d'huile et refroidissement par circulation d'huile	26
Conclusion	27

CHAPITRE II : Causes des avaries des transformateurs.

II-1-Introduction.....	28
II-2- Les courts-circuits	28
II-3-Surintensités	31
II-3-1- L'enclenchement d'un transformateur à vide	31
II-3-2-Causes d'un court-circuit	31
II-4- Les surtensions	32
II-4-1- Origines des surtensions	32

II-5- Durée des surtensions	42
II-6- Analyse statistique	44
Conclusion.....	45

CHAPITRE III : Protection des transformateurs contre les surtensions.

III-1-Introduction.....	46
III-2-Coordination de l'isolement	46
III-2-1-Définition	46
III-2-2-Principe de la coordination de l'isolement	46
III-3- Principe de la protection	47
III-4- Les éclateurs	48
III-4-1- Inconvénients de l'éclateur	49
III-4-2- Avantages des éclateurs	50
III-5- Les parafoudres	50
III-5-1- Les anciens modèles : parafoudres à résistances variables et éclateurs	51
III-5-2- Les nouveaux modèles : parafoudres à oxyde de zinc (ZnO).....	51
III-5-3- Les modèles les plus récents : parafoudres à enveloppes synthétiques	52
III-5-4- Avantages des parafoudres	53
III-5-5- Fonctionnement	53
III-5-6- Distance de protection	54
III-5-7- Implantation	55
III-6- Paratonnerres	55
III-6-1-Paratonnerre à tige simple	55
III-6-2- Paratonnerre à dispositif d'amorçage	56
Conclusion.....	57

CHAPITRE IV : Application

IV-1-Introduction.....	58
IV-2-Description de poste sur poteau	58

IV-3-Difficultés inhérentes aux mesures de la résistivité	60
IV-4-Différentes résistivités des terrains	60
IV-5-Mise à la terre d'un poste de transformation sur poteau	61
IV-5-1-Prise de terre des masses	61
IV-5-2-Mesure de la prise de terre du neutre	62
IV-6- Etude de système de protection installé (éclateur) contre la foudre	63
IV-6-1- Niveau d'isolement	63
IV-6-2- Niveau de protection	65
IV-6-3-Mise à la terre des éclateurs	65
IV-7- Proposition d'une démarche pour l'amélioration de la protection du transformateur contre la foudre	67
IV-7-1- Surtension en présence d'une puissante foudre	69
IV-7-2- Protection contre les coups de foudres directs	70
IV-7-2-1- Etude de système de protection	71
IV-7-2-2- Amélioration de la méthode de protection proposée	73
Conclusion	77
Conclusion générale	78

Chapitre I

**Description technologique des transformateurs
triphases**

I-1- Introduction

Les grandes distances qui séparent l'usine de production des points de distributions engendrent des chutes de tension et des pertes d'énergie considérables par effet joule. Grâce aux transformateurs élévateurs de tension, on arrive à transporter des puissances importantes à des centaines de kilomètres, tout en réduisant les pertes.

I-2- Définition [1]

Le transformateur est un convertisseur d'énergie électrique sans pièces mobiles qui modifie les tensions et les courants associés à une énergie électrique sans changement de fréquence.

I-3-Symbole électrique et schéma équivalent du transformateur

I-3-1-Symbole électrique

Le transformateur peut être représenté par l'un des symboles suivants :

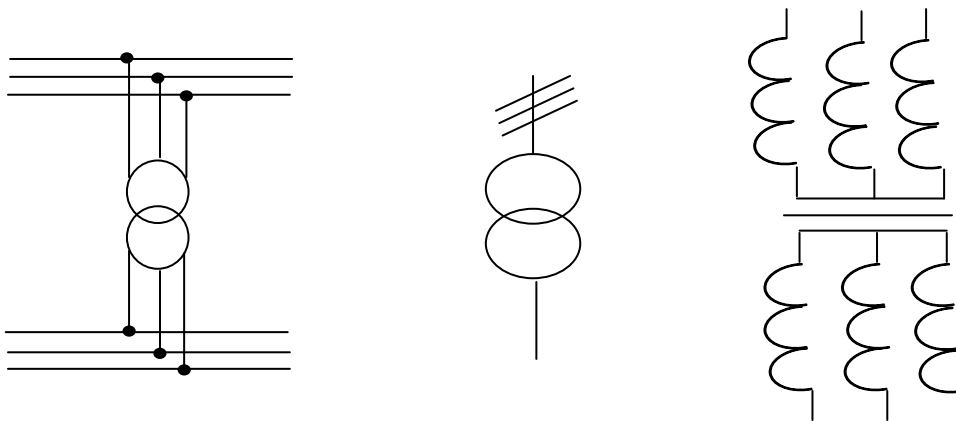


Figure I-1 : symboles d'un transformateur triphasé

I-3-2- schéma équivalent [2]

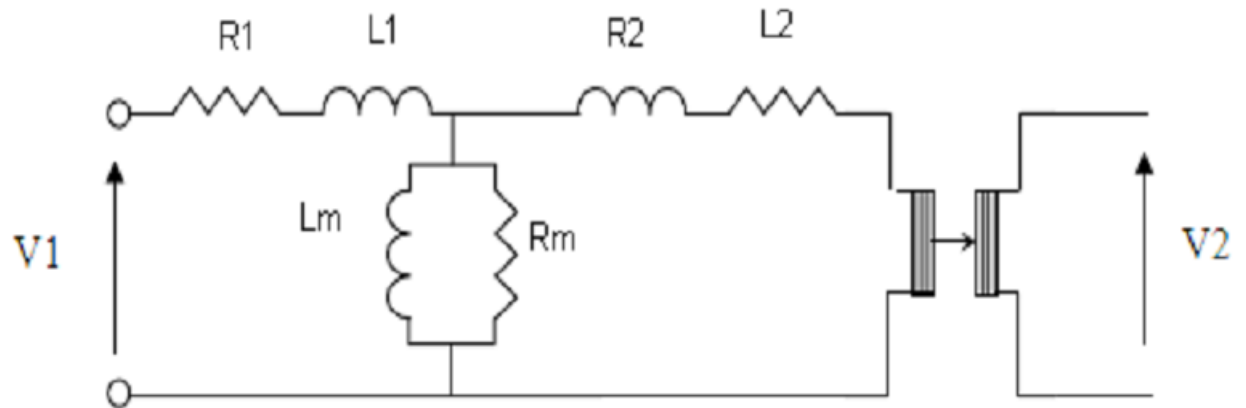


Figure I-2 : Schéma équivalent

I-3-3- schéma équivalent selon l'hypothèse de Kapp

En électrotechnique, le transformateur fonctionne à une fréquence relativement basse (aucun effet capacitif). Dans ces conditions, le courant à vide, qui dépend de deux grandeurs constantes (l'induction maximale et la fréquence) à une valeur efficace constante. Comme cette intensité ne dépasse pas quelques pourcent de la valeur nominale du courant primaire, on peut la négliger. Ainsi, on utilise exclusivement le circuit équivalent de la figure I.3 qu'on appelle circuit équivalent de Kapp.

Il est important de noter que ce circuit équivalent suffisamment précis car, comme les lignes de fuites ont des trajets importants dans l'air, les inductances de fuites ne sont pas saturables

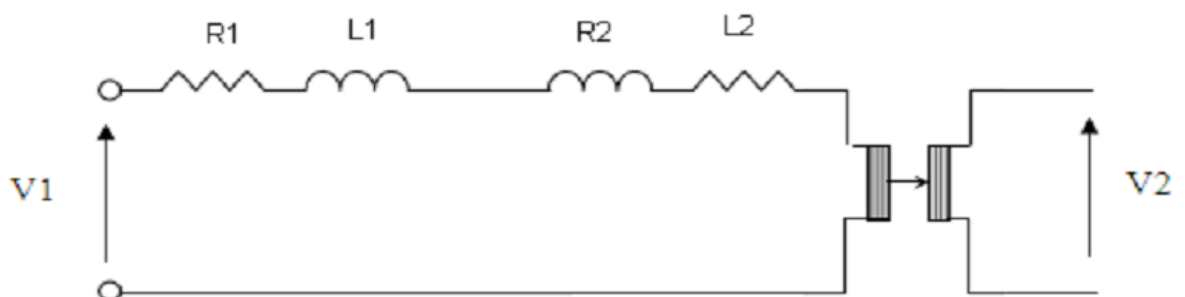


Figure I-3 : Schéma équivalent de Kapp

I-4- Equations générales du transformateur

I-4-1- Equation électrique au primaire

Le circuit électrique relatif au primaire en considérant l'hypothèse de Kapp est représentée dans la figure suivante :

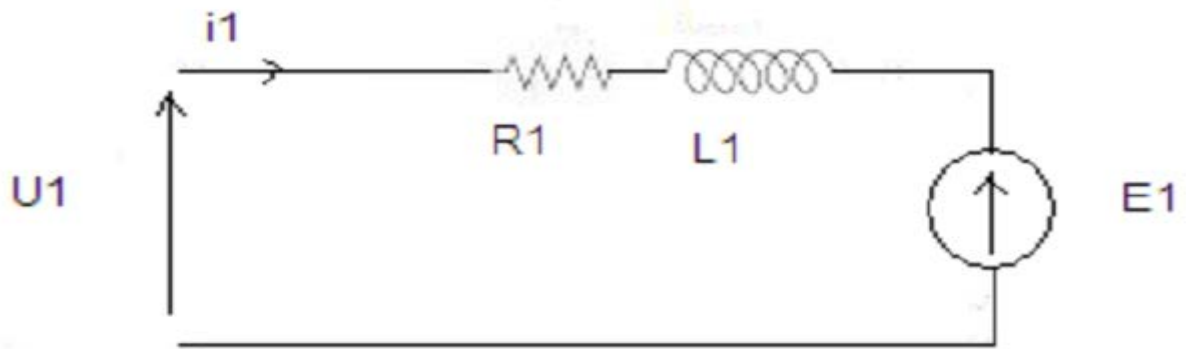


Figure I-4 : Circuit électrique équivalent au primaire

L'équation aux tensions est donnée par :

$$U_1 = R_1 I_1 + jL_1 \omega I_1 + E_1$$

Avec :

U_1 : Tension au primaire [V]

I_1 : Courant au primaire [A]

R_1 : Résistance de l'enroulement primaire [Ω]

L_1 : Inductance de fuite de l'enroulement primaire [H]

E_1 : Force contre électromotrice au primaire [V]

I-4-2- Equation électrique au secondaire

Le circuit électrique relatif au secondaire est représenté dans la figure suivante :

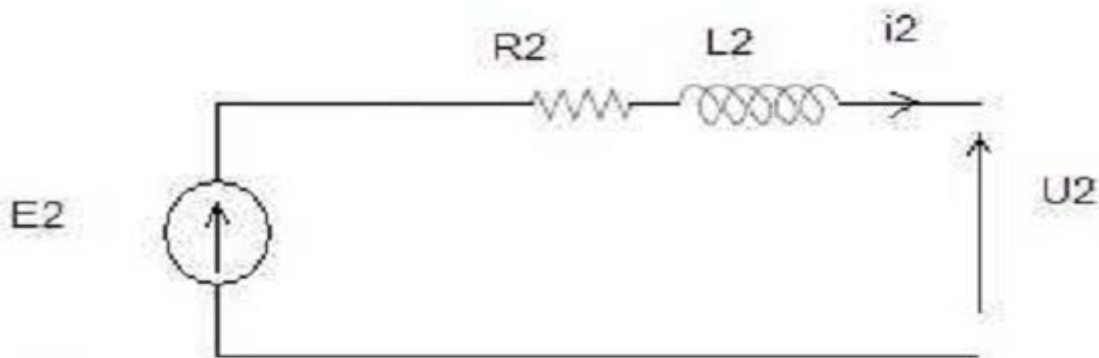


Figure I-5 : Circuit électrique équivalent au secondaire

L'équation aux tensions est donnée par :

$$U_2 = E_2 - R_2 I_2 - jL_2 \omega I_2$$

Avec :

U_2 : Tension au secondaire [V]

I_2 : Courant au secondaire [A]

R_2 : Résistance de l'enroulement secondaire ramenée aux primaires [Ω]

L_2 : Inductance de fuite de l'enroulement secondaire [H]

E_2 : Force contre électromotrice au secondaire [V]

I-4-3- Equation du flux

Le couplage entre les deux circuits électriques primaire et secondaire est favorisé par la présence d'un circuit magnétique. L'échange d'énergie entre les deux circuits est dû à une variation de flux provoquée par l'excitation de l'enroulement primaire.

$$E_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt}$$

$$E_2 = -N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

Avec :

Φ : Flux utile dans le circuit magnétique

N_1 et N_2 sont respectivement le nombre de spires des enroulements primaire et secondaire.

I-5-Différents types de transformateurs [3]

Le réseau électrique compte plusieurs types de transformateurs. Certains ont pour fonction d'élever la tension (transformateurs éleveurs de tension), d'autre de l'abaisser (transformateurs abaisseurs de tension), ils ont des tailles et des masses très variables. Tous sont dotés d'un dispositif permettant d'évacuer la chaleur produite pendant leur fonctionnement.

- **Les Transformateurs éleveurs de tension**

Le rôle de ces transformateurs est d'élever la tension à la sortie des centrales électriques. En effet, le passage d'un courant électrique dans un câble occasionne des pertes d'énergie, une partie de l'énergie électrique est dissipée en chaleur par effet joule.

Afin de limiter ces pertes d'énergie, il est nécessaire de diminuer l'intensité du courant donc d'augmenter la tension aux bornes de la ligne.

- **Les Transformateurs abaisseurs de tension**

A bord des zones de consommation, la tension est progressivement abaissée jusqu'à obtenir des basses tensions (230 V ou 380 V), c'est le rôle des transformateurs abaisseurs de tension.

I-6-Principe de fonctionnement d'un transformateur [4]

L'enroulement primaire est soumis à une tension sinusoïdale. Il est donc traversé par un courant sinusoïdal et donne naissance à travers le circuit magnétique à un flux sinusoïdal. Ce flux engendre alors une force électromotrice induite E_1 dans l'enroulement primaire et E_2 dans l'enroulement secondaire. Aux niveaux des bornes du secondaire, apparaît alors une tension sinusoïdale dont la fréquence est la même que celle de la tension appliquée au primaire, mais dont l'amplitude est différente.

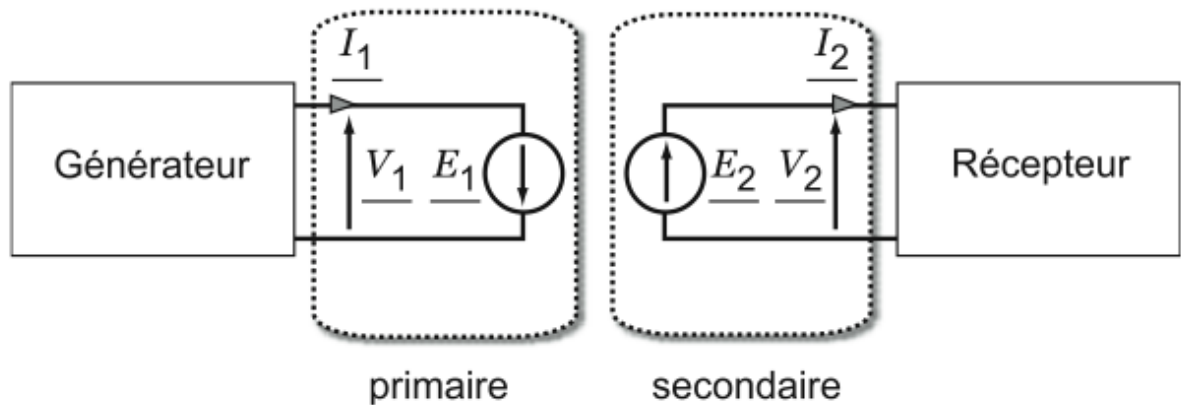


Fig. I-6: Principe de fonctionnement du transformateur.

On utilise la convention récepteur pour le primaire (le sens positif de V_1 est pris en opposition avec celui de I_1) et générateur pour le secondaire (le sens positif de V_2 est pris dans le même sens que celui de I_2)

Le comportement du transformateur peut alors être appréhendé par le schéma reporté sur la Fig. I-6.

I-7- Construction [5]

Le transformateur comporte deux parties essentielles :

- La partie active.
- La partie constructive.

I-7-1-Partie active

I-7-1-1 Circuit magnétique

Ce circuit est constitué par des tôles d'acier au silicium, isolées entre elles et fortement comprimées par des boulons et des plaques de serrage.

Ce circuit est constitué de trois colonnes alignées et deux culasses qui assurent la fermeture du circuit magnétique.

Chaque colonne reçoit le bobinage primaire et secondaire qui forme une phase.

Ce circuit est caractérisé par les pertes Fer (pertes par hystérésis, par courant de Foucault, par effet Joule et par les pertes électriques.)

I-7-1-2 Circuit électrique

Dans ce circuit, on distingue les enroulements basse et moyenne tension. Le rôle de ces enroulements étant d'une part d'assurer le passage des Ampères-tours nécessaires à la magnétisation du circuit magnétique, d'autre part, de recueillir les forces électromotrices créées ainsi que le flux. Ces enroulements sont toujours formés de spires d'un conducteur entre lesquelles sont insérées des isolants capables de tenir des tensions susceptibles d'apparaître en service.

Les enroulements sont réalisés en cuivre ou en aluminium à l'état pur, car les impuretés augmentent la résistivité électrique.

L'aluminium présente une plus grande fragilité qui limite son diamètre quoi qu'il soit plus souple et malléable que le cuivre.

A résistance électrique égale, la section de l'aluminium est plus grande que celle du cuivre ce qui implique des enroulements beaucoup plus importants, un circuit magnétique plus robuste donc une cuve plus grande.

- **Les enroulements d'un transformateur**

Les transformateurs sont constitués de deux enroulements l'un est l'enroulement basse tension et l'autre l'enroulement moyenne tension.

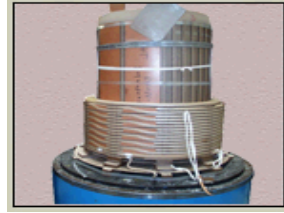
A)- L'enroulement basse tension

Les enroulements basse tension doivent véhiculer des intensités importantes lorsque l'appareil est en charge. Ils doivent également supporter les efforts électrodynamiques produits par un court-circuit.

Pour les appareils les plus puissants, ils sont réalisés en bande d'aluminium ou de cuivre.



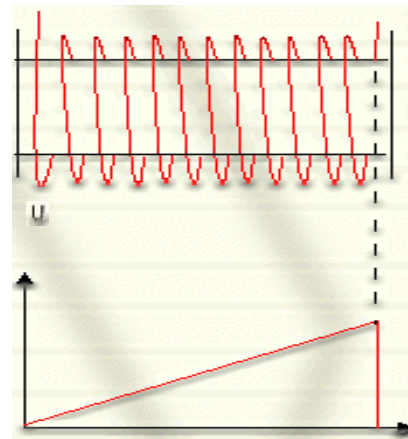
Pour les transformateurs de plus faible puissance, on utilise des conducteurs de type méplat, émaillés ou enrubannés de coton, de papier ou de toile vernie



B) L'enroulement moyenne tension

En haute tension, le principal problème est lié à la tenue diélectrique. Parmi les différents types de bobinage nous citerons les suivants :

- le bobinage en longue couche (tension entre couches important),



I-7-2- Partie constructive [6]

Ses rôles sont :

- Supporter l'ensemble technologique.
- Protéger les parties actives contre tout contact.
- Maintenir le fluide de refroidissement.

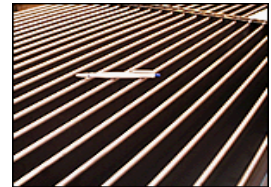
I-7-2-1- Couvercle

Il est en tôle d'acier lisse renforcé par des profiles, qui servent en plus pour fixer les tiges verticales de levage qui permettent le décuvage et le levage de la partie active du

transformateur plein d'huile. Les dimensions du couvercle débordent largement du cadre de la cuve afin d'éviter que l'eau de pluie pénètre dans la zone de portée du joint.

I-7-2-2- La cuve

La cuve sert de réservoir à huile dans les transformateurs immergée. Elle est généralement en tôle pliée pour former des ilettes 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 aussi un rôle d'isolation, en empêchant l'accès aux parties actives du transformateur. Le circuit magnétique est relié à la cuve, qui est elle-même reliée à la terre. La cuve est conçue de façon à éviter tout risque de stagnation d'eau.



I-7-2-3- Joints

Tous les joints utilisés (en principe en caoutchouc synthétique ou en liège imprégné) doivent résister à l'action du liquide diélectrique, à la température et la pression de fonctionnement. L'utilisation de joints constitués soit de matière pâteuse non polymérisable, soit d'amiante, est interdit.

I-7-2-4- Les traversées

Elles assurent l'isolation des connections à la traversée du couvercle métallique de la cuve. La partie isolante est constituée par une pièce en verre ou en porcelaine, un conducteur en cuivre la traverse.

I-7-2-5- Organes auxiliaires

En plus, les transformateur triphasé de grande puissance peuvent recevoir des organes auxiliaires tels que

a) Le conservateur d'huile

C'est un réservoir placé au-dessus du couvercle du transformateur par une tuyauterie de liaison. Il est demi-plein d'huile ; son rôle est de protéger l'huile du transformateur contre la détérioration par oxydation, (l'huile chaude au contact avec l'air s'oxyde) d'autre part l'huile absorbe l'humidité avec lequel elle est en contact et sa rigidité diélectrique diminue. A la partie inférieure est placé le relais **BUCHHOLZ** dans une tuyauterie allant vers la cuve du transformateur.

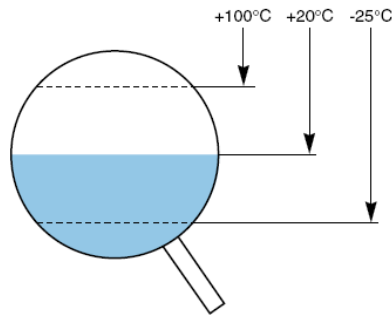


Figure-I-7- conservateur d'huile

b) Conservateur de cilicagène

C'est un récipient qui contient de la cilicagène, cette matière de couleur clair à l'origine (blanche, marante, violet....etc.) nous permet de distinguer le taux d'humidité dans le transformateur grâce au changement de la couleur, plus la couleur s'assombrie plus le transformateur est humide.

c) Le relais Buchholz

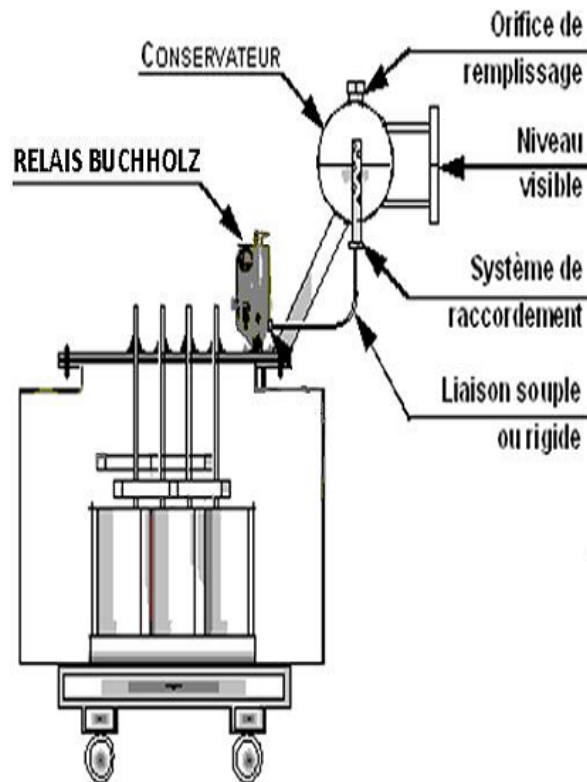


Figure-I-8- Emplacement du relais Buchholz

Le corps du relais renferme deux flotteurs.

- Lors d'une avarie de moindre importance, le dégagement gazeux se produit au niveau du flotteur A qui s'abaisse alors. L'alarme se met en fonctionnement.
- Un dégagement gazeux violent, résultant de défauts graves à l'intérieur du transformateur provoque un mouvement d'huile du transformateur vers le conservateur et donc un pivotement du flotteur B. L'action du contact provoque l'activation du relais de coupure du disjoncteur.

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 réglage 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 de $\pm 2.5\%$ et

$\pm 5\%$. 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 haute tension des transformateurs doit être muni, outre la prise principale, de deux prises correspondant à une variation de $\pm 2.5\%$ du nombre de spires.

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) Prises de terre

Un trou doit être percé soit dans chacune des deux pièces prévues pour le levage, soit dans deux pièces en fer plat soudées sur la partie supérieure de la cuve. Le symbole de terre doit être gravé ou frappé à froid à droite de chaque trou, sur la pièce où ce dernier est placé ou sur la partie supérieure de la cuve.

La borne de la mise à la terre doit intégrer un goujon inoxydable ou tout autre montage équivalent. Dans tous les cas de figure, la réalisation de la borne de mise à la terre permet un raccordement aisé du circuit de terre avec des outils conventionnels tout en garantissant une continuité électrique satisfaisante (pas de grattage de peinture). L'emplacement de la borne de mise à la terre sur la partie supérieure de la cuve ne doit pas pénaliser l'accès du conducteur de mis à la terre.

f) Plaque signalétique [7]

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

- Nom du 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
- Norme de fabrication
- Puissance nominale
- Tensions nominales
- Intensités nominales
- Mode de refroidissement
- Classe d'isolement

I-8- Contraintes supportées par les enroulements [8]

I-8-1-Contraintes thermiques

La transformation de l'énergie électrique en chaleur par effet joule a pour effet d'élever la température. Cette contrainte nous oblige à prévoir un système de refroidissement.

I-8-2-Contraintes diélectrique

Un transformateur est soumis, en plus de la tension nominale pour laquelle il a été construit, à des perturbations atmosphériques et aux manœuvres qui peuvent provoquer des surtensions considérables (claquage de l'isolant).

I-8-3-Contraintes mécanique

Les forces magnétiques attractives ou répulsives qui s'exercent entre conducteurs parcourus par des courants électriques constituent les principales contraintes mécaniques. Elles sont particulièrement intenses dans des enroulements à fortes intensités et en cas de court-circuit (rupture des conducteurs).

D) Disposition des enroulements

Selon le mode de disposition des enroulements l'un par rapport à l'autre, on distingue trois modes de dispositions les plus utilisées

- La disposition concentrique
- La disposition alternée
- La disposition bi-concentrique

D-1) Bobinage concentrique simple

L'enroulement MT placé concentriquement à l'enroulement BT est en général extérieurement à celui-ci. On subdivise en général l'enroulement MT en galettes séparées.

D-2) Bobinage concentrique en galettes

Il permet d'éviter les très fortes différences de potentiel entre spires d'extrémité de deux couches successives. On réalise des bobines plates qui sont montés en série les unes avec les autres (Utilisation HT et THT)

D-3) Bobinage alterné en galettes

Les enroulements MT et BT sont subdivisés en galettes juxtaposées et alternées. Ce type de disposition n'est pas utilisé pour des tensions élevées.

Il offre l'avantage d'être plus facile à isoler du circuit magnétique (Utilisation MT et BT)

D-4) Bobinage bi concentrique

On subdivise l'un des deux enroulements en 2 bobines de même hauteur et on introduit l'autre enroulement (non subdivisé) entre celles-ci.

E) 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.

E-1) Modes de couplage [3]

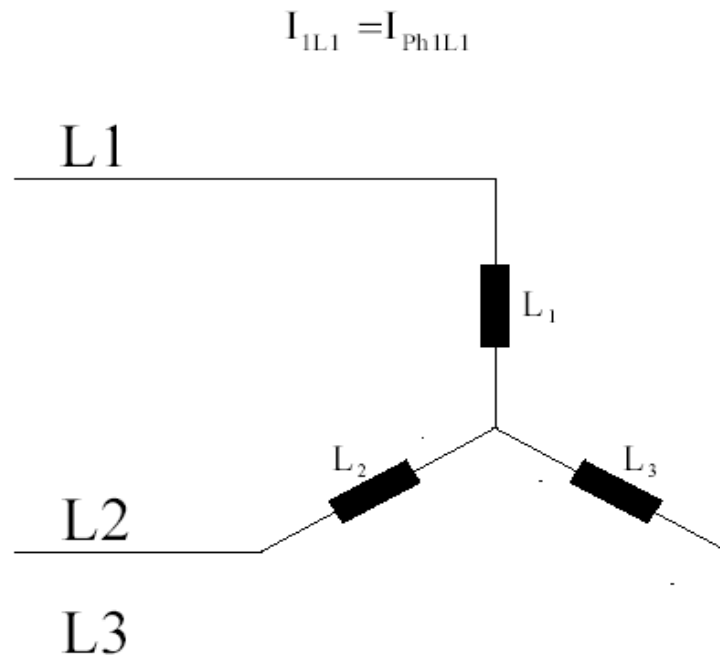
On appelle couplage d'un transformateur triphasé, l'association de deux types déterminés de branchement, au primaire et au secondaire.

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

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

E-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.

**Figure-I-9- couplage étoile Y**

Les courants qui circulent dans les fils de la ligne sont les mêmes que les courants qui circulent dans les phases du transformateur.

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 spires qu'en étoile.

$$U_{L1L2} = U_{Ph1L1}$$

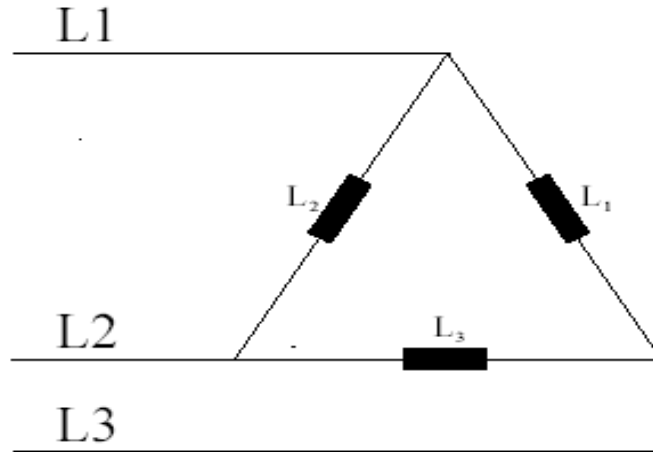


Figure-I-10- couplage triangle D

La tension sur les enroulements est la même qu'entre les phases L1; L2; L3

c) Le couplage zigzag Z

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

- Exige 1,6 fois plus de spires que le couplage étoile.
- Utilisé pour les secondaires uniquement.

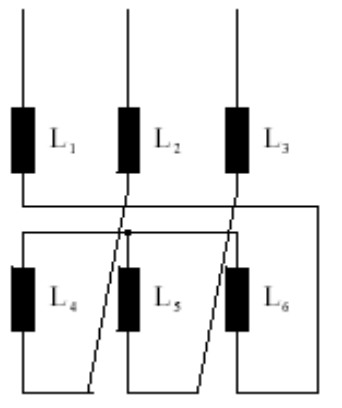


Figure I-11- couplage zigzag Z

E-3) Choix du couplage [9]

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 supporte par 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 courants d'un côté d'un transformateur à l'autre.

- Caractéristique 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	$m = \frac{n_2}{n_1}$

E-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. Dans l'exemple ci-contre, le déphasage est de $11\pi/6$. L'indice horaire est 11.



Figure-I-12- l'indice horaire

I-9- Pertes magnétiques dans les transformateurs [10], [11], [12]

On sait que toute variation d'induction dans un matériau magnétique implique à l'intérieur de celui-ci une dissipation apparaissant le plus souvent sous forme de chaleur non récupérable, d'où l'expression des pertes magnétiques pour désigner le phénomène. Ces pertes sont mesurées par un appareil qui s'appelle cadre d'EPSTEIN. On va citer les différents types suivants.

1-Pertes fer [13]

La variation périodique du flux magnétique provoque des pertes d'énergie dans les tôles du circuit magnétique par courant de Foucault et par hystérésis.

- **Les pertes par courant de Foucault P_{ef}**

Dans le transformateur, les courants de Foucault prennent naissance dans le matériau magnétique conducteur perpendiculairement aux lignes d'induction.

Pour limiter l'amplitude de ces courants et les pertes associées, le circuit magnétique est constitué soit d'un empilage de tôles minces isolées entre elles et disposées parallèlement aux lignes d'induction soit de matériaux magnétique spéciaux

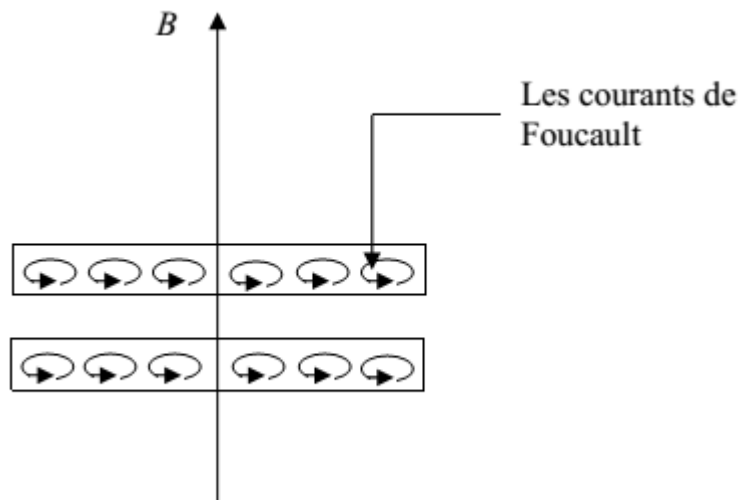


Figure-I-13-Les courants de Foucault

Ces pertes par unité de masse sont données par la relation suivante:

$$P_F = C_F \cdot e^2 \cdot B_m^2 \cdot f^2 \quad [\text{W/Kg}]$$

Avec:

C_F : Coefficient variant inversement proportionnel à la résistivité électrique du matériau.

e : Epaisseur élémentaire de la tôle.

B_m : Valeur maximale de l'induction.

f : Fréquence de l'alimentation.

- **Les pertes par hystérésis P_H**

Elles sont dues au travail des forces de freinage agissant sur les parois de block en mouvement durant les processus d'aimantation et de désaimantation.

Ces pertes correspondent au travail $w = \oint H dB$ nécessaire pour parcourir complètement la boucle d'hystérésis magnétique (Fig-I-14).

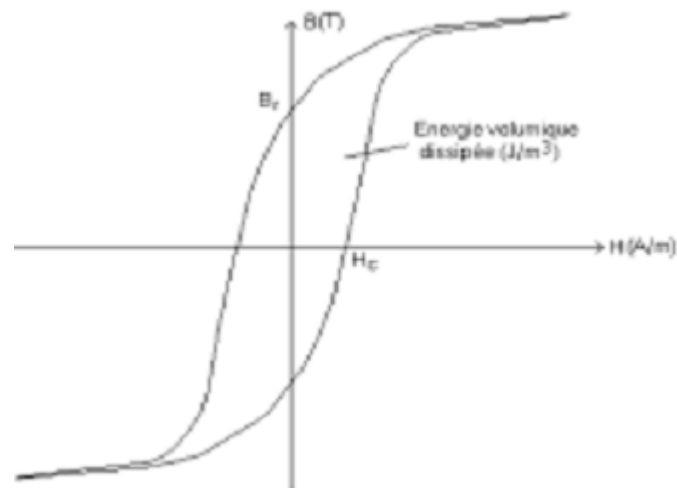


Figure-I-14-Cycle d'hystérésis.

La formule de calcul des pertes par hystérésis est la suivante:

$$P_H = C_H \cdot B_m^2 \cdot f \quad [\text{W/Kg}]$$

Avec:

C_H : Coefficient d'hystérésis, dépendant de la nature du matériau.

2- Pertes joules

Le passage du courant dans les enroulements provoque des pertes d'énergie proportionnelles à la résistivité et au volume du conducteur ainsi qu'au carré de la densité du courant.

Le transformateur présente aussi des pertes dans les connections et des pertes par effet pelliculaires (effet de peau).

I-10- Isolation des transformateurs [14]

Les isolations dans les 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 chaleur dégagée.

Dans les transformateurs deux types d'isolations sont utilisés :

- Isolation solide
- Isolation liquide

I-10-1- Isolation solide

Les papiers et les cartons restent des matériaux de choix pour l'isolation 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 de 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 et 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 résistante 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

I-10-2- 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 isolante dans les appareils électrique assure des fonctions diverses :

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

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

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

I-11- Refroidissements des transformateurs

Malgré son rendement qui peut être excellent. L'évacuation de la chaleur produite par les pertes dans le fer et dans le cuivre des transformateurs doit être largement assurée pour ne pas causer une élévation de température dangereuse.

Il est nécessaire de refroidir les transformateurs de grosse puissances afin d'éviter la détérioration des vernis isolants. Ce refroidissement peut se faire de différentes façons :

I-11-1- Transformateur à l'air et refroidissement naturel

Pour ceux de faible puissance, nus ou sans coque légère, il n'y a pratiquement rien de changer. La chaleur développée, se dissipe dans le milieu ambiant et leur température se fixe à la valeur prévue.

Ceux de moyenne et forte puissance sont généralement aussi refroidis par l'air dont la circulation est libre ou activée par ventilateurs.

Leur construction et leur exploitation coûtent moins cher, leur emploi diminue le prix du kilowatt heure livré.

I-11-2- Transformateur à bain d'huile et refroidissement naturel

Le transformateur dans de l'huile isolante, a un bac qui contient des ailettes latérales qui augmentent la surface de refroidissement. L'huile qui est au contact des parois de la cuve s'échauffe, diminue de densité, monte à la partie supérieure, tandis que l'huile plus dense descend le long des parois du bac, et ce courant de convection permet une bonne évacuation des calories perdues.

On peut d'ailleurs accroître très largement le pouvoir de refroidissement en disposant tout au tour de la cuve des radiateurs extérieurs, simples tubes cylindriques ou boîtes

aplaties de grandes surfaces extérieures qui communiquent avec la cuve par le haut et par le bas au besoin, on active le refroidissement avec l'air soufflé. Ainsi, les transformateurs de départ de puissance élevant la tension de 15 kV à 230 kV et ayant une puissance apparente nominale de 70.000 kVa, par exemple, sont à radiateurs latéraux et refroidissement naturel jusqu'à demi charge, tandis qu'au dessus, on a recours à un soufflage d'air commandé automatiquement.

I-11-3- Transformateur à bain d'huile et refroidissement par circulation d'eau

Si on veut diminuer la surface de refroidissement de la cuve et en conséquence la quantité d'huile qu'elle contient, il faut activer la circulation de l'huile. Pour cela, on dispose un serpentín à ailettes dans la partie supérieure de la cuve on y fait circuler un courant d'eau froide, la différence de température de l'huile entre les parties hautes et basses de la cuve augmentent la vitesse de convection mais à toute fissure de serpentín, l'eau se mélange avec l'huile, abaisse immédiatement le pouvoir isolant et c'est un grave danger. Le transformateur risquant d'être mis hors usage, il faut évidemment prendre aussi des précautions contre tout arrêt de circulation d'eau. Contrôler la pureté de celle-ci pour éviter l'encrassement du serpentín.

I-11-4- Transformateur à bain d'huile et refroidissement par circulation d'huile

C'est le meilleur procédé, le plus économique. Une pompe aspire l'huile à la partie supérieure du transformateur la fait circuler dans un réfugiant extérieur et la refoule à la partie inférieure de l'appareil. Le réfrigérant est refroidit simplement par l'air ambiant, soit plus énergiquement par une circulation d'eau.

Bien entendu tous les transformateurs à bain d'huile peuvent être installés en plein air.

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté la constitution générale d'un transformateur, nous avons décortiqué les différentes parties du transformateur afin 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 possède un nombre, non négligeable, d'accessoires, qui contribuent à sa protection, refroidissement et son isolement.

Les différentes causes des avaries dans les transformateurs, leurs origines et les risques qui menacent le transformateur sont l'objet du prochain chapitre.

Chapitre II

Description d'un poste de transformation

II-1- Introduction

Le poste de transformation (MT/BT) qui sert à la conversion de l'énergie électrique en termes de valeur, est affecté de temps à autre par les différentes perturbations électriques dont la nature et les origines sont plusieurs (Enclenchement et déclenchement, perturbations extérieures au système).

Ces perturbations qui s'affèrent à l'égard du réseau électrique via des surintensités ou bien des surtensions, peuvent porter atteinte à l'ensemble des moyens mis-en place (humains et matériels), et aller jusqu'à leurs démolition. En outre, l'existence des surtensions et de surintensités, poussent les spécialistes à développer des études afin de suggérer des remèdes qui éviteront peut être des dégâts prévus.

II-2- Les courts-circuits [15]

Le court circuit se traduit par une réduction de l'impédance entre les phases ou entre la phase et la terre à zéro ou à une petite valeur, ce qui engendre, ainsi, une augmentation importante de l'intensité du courant. Ces courts-circuits sont causés par des agents de nature extérieure ou de nature intérieure.

➤ Origine des courts-circuits

a) Origine externe

- **Origine mécanique**

C'est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, amorçage dus au contact de branches, de brindilles ou même d'oiseaux avec les conducteurs.

- **Origine atmosphérique**

C'est le cas de la foudre qui frappe les conducteurs d'une ligne, d'un poste ou tombe dans leur voisinage immédiat, on peut aussi inclure les amorçages qui résultent des dépôts conducteurs accumulés sur les isolateurs.

b) Origine interne

Ils caractérisent les différentes avaries liées aux matériels du réseau telles que la dégradation de l'isolement liée à la chaleur, à l'humidité ou à une ambiance corrosive, ainsi que les fausses manœuvres dans le réseau.

➤ Les différents types de court-circuit

D'après l'ordre de fréquence, on distingue quatre types de courts circuits :

a) Courts-circuits monophasés

Les défauts monophasés sont les défauts les plus fréquents, ils résultent de la mise en contact d'un conducteur à la terre (figure II-1).

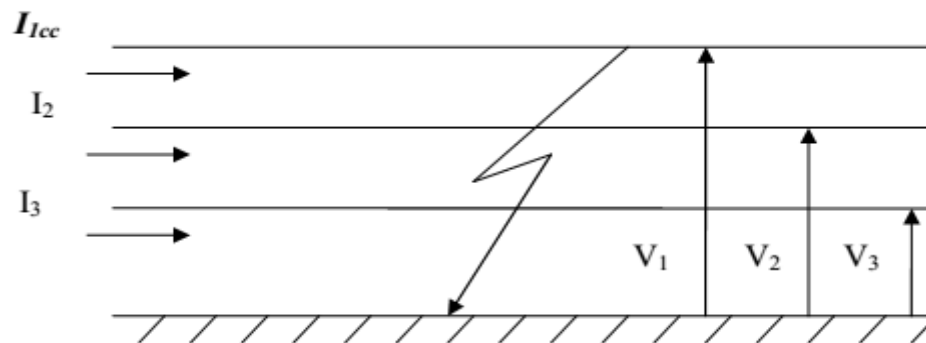


Figure II-1 : Schéma d'un défaut monophasé

b) Courts-circuits biphasés

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à différents potentiels, (figure II-2).

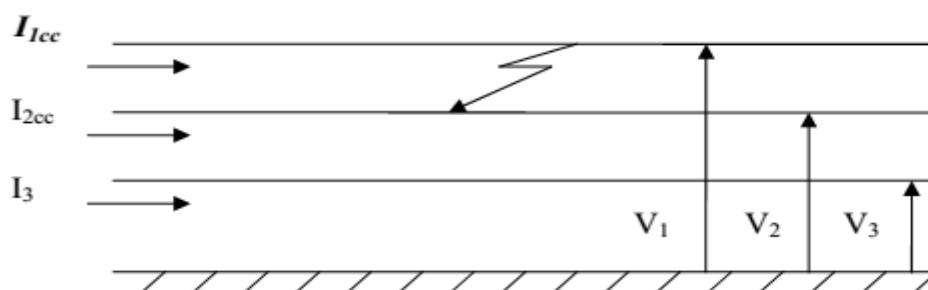


Figure II-2 : Schéma d'un défaut biphasé

c) Courts-circuits biphasés –terre

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à différents potentiels à la terre, (figure II-3).

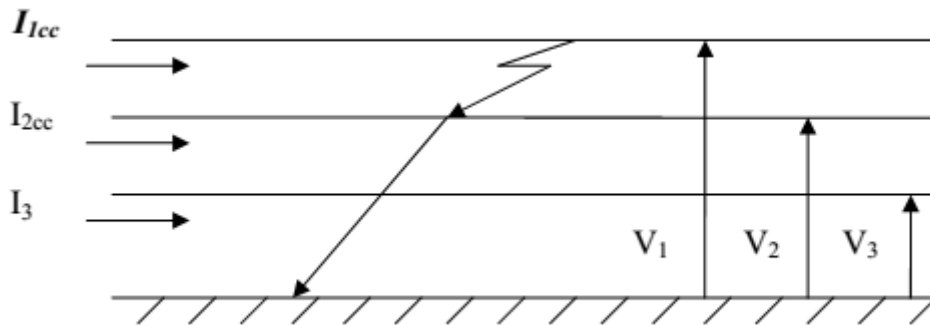


Figure II-3: Schéma d'un défaut biphasé-terre

d) Court –circuits triphasés

C'est la mise en contact des trois phases se trouvant à différents potentiels.

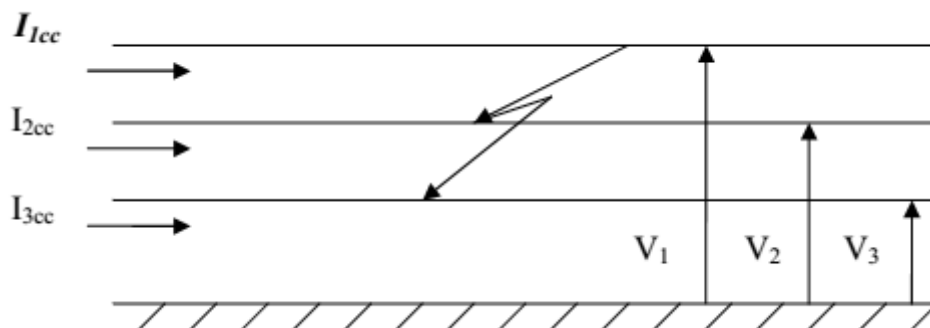


Figure II-4 : Schéma d'un défaut triphasé

➤ Conséquences des courts-circuits [16]

Parmi les effets des courts-circuits, on peut citer :

- Apparition d'une surintensité ;
- Apparition d'efforts électrodynamiques avec déformation des jeux de barres et arrachement des câbles ;
- Chute de tension qui provoque le décrochage des machines

- Déséquilibre du réseau ;
- Pertes de synchronisme ;
- Influence sur les lignes de télécommunication.

II-3-Surintensités [13]

Les surintensités se distinguent des surcharges par leurs plus faibles durées (de quelques dixièmes à quelques dizaines de secondes) et pour leurs intensités relatives (de 2 à 25 fois l'intensité nominale).

Les surintensités apparaissent à :

II-3-1- L'enclenchement d'un transformateur à vide [6]

En régime permanent, le courant à vide d'un transformateur ne dépasse pas 10% du courant nominal, mais à l'enclenchement de transformateur, sur un réseau dont la tension est proche de la valeur nominale, un saut de courant apparaît, sa valeur dépasse la valeur nominale (de courant à vide).

L'appareillage de protection doit être calculé de façon à éviter le débranchement intempestif de transformateur. Malgré que, toutefois le courant d'enclenchement ne cause pas de danger pour les transformateurs, mais il peut provoquer la mise hors circuit de ce dernier.

II-3-2-Causes d'un court-circuit [6]

Elles sont dues soit à :

- ◆ Un contact accidentel entre phases ou entre phase et neutre (la terre).
- ◆ Un défaut d'isolement.
- ◆ Une mauvaise manœuvre.

Les effets dus au court circuit sont :

a. Phénomène thermique

Dans ce phénomène, la température des enroulements de transformateur peut atteindre des valeurs présentant un danger pour l'isolation.

b. Phénomène électrodynamique

Des efforts électrodynamiques apparaissent entre spires, galettes et entre bobines primaires et bobines secondaires des enroulements de transformateurs. Ces efforts présentent un danger pour tout le circuit électrique mais en particulier pour les enroulements.

II-4- Les surtensions [6]

Les éléments constituant un réseau électrique, en particulier les transformateurs de puissance subissent des contraintes de tension, elles peuvent être d'une part permanentes du fait de la tension de service et d'autre part pendant de brèves durées du fait de surtensions de diverses origines.

On peut appeler surtensions dans un transformateur, toute élévation de tension au dessus de la tension de service maximale, mais en général, on entend par surtension des phénomènes de courte durée sous forme de courtes impulsions séparées périodiques ou apériodiques.

II-4-1- Origines des surtensions [17]

Quatre types de surtensions existent :

- d'origine atmosphérique,
- par décharge électrostatique,
- de manœuvre,
- à fréquence industrielle.

Elles sont définies dans les publications CEI 1000-4. Ces perturbations qui se superposent à la tension du réseau peuvent s'appliquer selon deux modes :

- En mode commun, entre les conducteurs actifs et la terre

La surtension survient en mode commun lorsque la perturbation est transmise à l'ensemble des conducteurs actifs : la surtension apparaît entre chaque conducteur actif et la terre (fig. II-5).

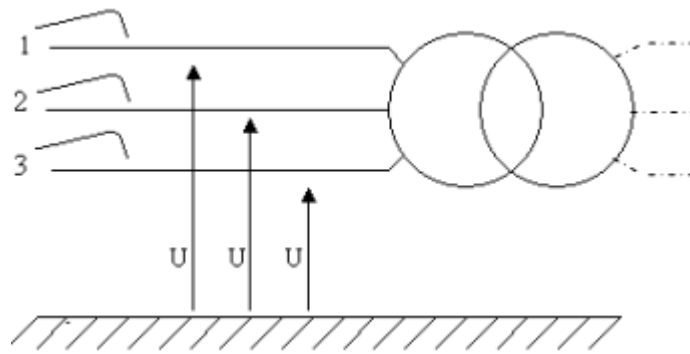


Fig. II-5 : Surtensions de mode commun.

Les surtensions de mode commun concernent l'isolement du matériel électrique par rapport à la masse. Les surtensions en mode commun sont dangereuses en raison des risques de claquage diélectrique pour les équipements dont la masse est reliée à la terre.

- En mode différentiel, entre les différents conducteurs actifs.

La surtension est de mode différentiel lorsque la perturbation est transmise à un seul des conducteurs actifs. La surtension apparaît entre les conducteurs actifs (fig. II-6).

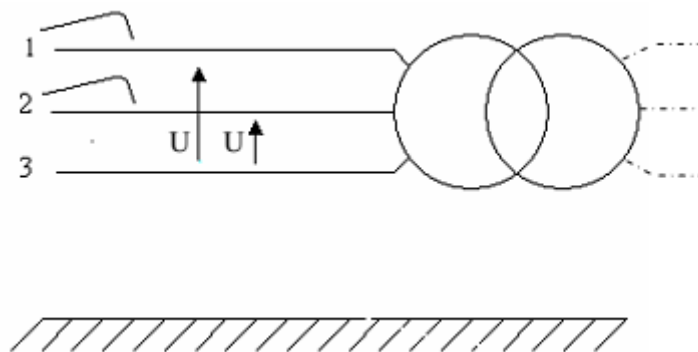


Fig. II-6 : Surtensions de mode différentiel.

Les surtensions de mode différentiel, concernent les parties actives du matériel électriques. Ces surtensions sont particulièrement dangereuses pour les équipements électroniques.

Dans les deux cas, les dégâts occasionnés proviennent d'un claquage diélectrique entraînant des destructions de matériels. Des moyens de protection existent.

1- Surtensions d'origine atmosphérique [17] [18]

La foudre est un phénomène naturel apparaissant en cas d'orage.

1-a-Formation des orages

Le nuage orageux est généralement du type cumulo-nimbus (forme d'enclume, couleur sombre à la base). Sa base est à 2 km et le sommet à 14 km d'altitude environ. Sa constitution est rendue possible par l'élévation d'air chaud en provenance du sol. Lors de son ascension, cette masse d'air se charge d'humidité jusqu'à devenir un nuage. Les violents courants d'air ascendants et descendants entraînent des collisions entre les particules d'eau et les cristaux de glace, provoquant ainsi la création de charges positives et négatives. Les charges de signes opposés se séparent : les charges positives se situent dans la partie supérieure, alors que les charges négatives se situent dans la partie inférieure du nuage. Ce nuage forme un énorme condensateur avec le sol.

Après les premiers éclairs intra nuages, des éclairs se forment entre le nuage et le sol : Ceux sont les coups de foudre. Ils s'accompagnent de fortes précipitations et de rafales de vent. C'est la phase d'effondrement du nuage.

1-b- Principe du coup de foudre

Par temps normal, le champ électrique au sol est de 120 V/m. Avec l'arrivée d'un nuage chargé électriquement, il peut atteindre 15 à 20kV/m. Une décharge initiale (traceur), se développe à partir du nuage. Elle est constituée de particules électriques arrachées au nuage par le champ électrique nuage - sol. Ces particules forment un canal lumineux qui se dirige vers le sol en progressant par bonds. Au niveau du sol le champ électrique est accentué par les aspérités (relief, arbres, habitations...). Ces dernières créent un effet de pointe qui accentue localement le champ. Ce phénomène appelé effet couronne, favorise l'apparition du coup de foudre à cet endroit. Lorsque le traceur arrive à proximité du sol, des effluves (étincelles) partent du sol. Ces effluves entrent en contact avec la pointe du traceur : Un arc électrique circule dans le canal ionisé créé par le traceur. Cet arc très lumineux permet l'échange des charges électriques entre le nuage et le sol.

En fonction de la polarité du nuage par rapport au sol, il est question de coup négatif (nuage négatif) ou positif (nuage positif), et dans la réalité le traceur peut avoir comme origine le sol ou le nuage : le coup de foudre est ascendant ou descendant.

Le courant de foudre est un phénomène électrique haut fréquence qui va provoquer en plus des effets d'induction et de surtension, les mêmes effets que toute autre courant basse fréquence.

On distingue les coups de foudre directs (sur une ligne ou sur une structure) et les effets indirects d'un coup de foudre (surtensions induites et montée en potentiel de la terre).

Lorsque la foudre tombe sur une structure le courant de foudre I , génère une surtension impulsionnelle de valeur crête U .

1-c- Le coup de foudre direct [18] [119]

Dans le domaine de l'électrotechnique, le coup de foudre «direct» est celui qui atteint directement l'objet considéré (lignes aériennes, postes, ...). La figure II.4, donne un exemple d'un tel coup de foudre sur une ligne.

1-d- Courant de foudre et onde de tension associée

Lorsque le coup de foudre tombe sur le conducteur de phase d'une ligne, le courant I se répartit par moitié de part et d'autre du point d'impact et se propage le long du conducteur. Il entraîne avec lui une onde de tension, dont la valeur en première approximation est donnée par

$$u(t) = Z_c \cdot i(t) / 2$$

Où : Z_c est l'impédance caractéristique du conducteur.

Cette surtension croît en un point de la ligne tant que $i(t)$ croît jusqu'à atteindre I_{max} .

Son énergie est importante puisque 50 % des coups de foudre dépassent 25 kA crête et 1% sont au-delà de 180 kA. La raideur de ces décharges peut atteindre 100 kA/ μ s. Les effets destructeurs d'un coup de foudre direct sont bien connus : électrocution d'êtres vivants, fusion de composants si ce n'est incendie des bâtiments.

L'installation d'un paratonnerre sur une construction limite ces risques, de même les fils de garde protègent les lignes THT.

En désignant par I_{max} , la valeur maximale du courant de foudre :

Si $Z_c \cdot \frac{I_{max}}{2} < U_a$ (tension d'amorçage au niveau de la chaîne d'isolateurs), l'onde continue à se propager en onde pleine.

Si $Z_c \cdot \frac{I_{max}}{2} > U_a$ l'onde se propage au delà, en onde coupée, à la tension d'amorçage.

Le courant I_c tel que $Z_c \cdot \frac{I_c}{2} = U_a$ appelé courant critique :

$$I_c = 2 \frac{U_a}{Z_c}$$

$I_c = 5.5$ kA dans les lignes 225kV

$I_c = 5.8$ kA dans les lignes 400 kV

$I_c = 19$ kA dans les lignes 750 kV

En 20 kV, I_c est très petit, il y a amorçages systématiques.

Pratiquement tout coup de foudre sur conducteur provoque un amorçage pour les lignes de tensions inférieures à 400 kV.

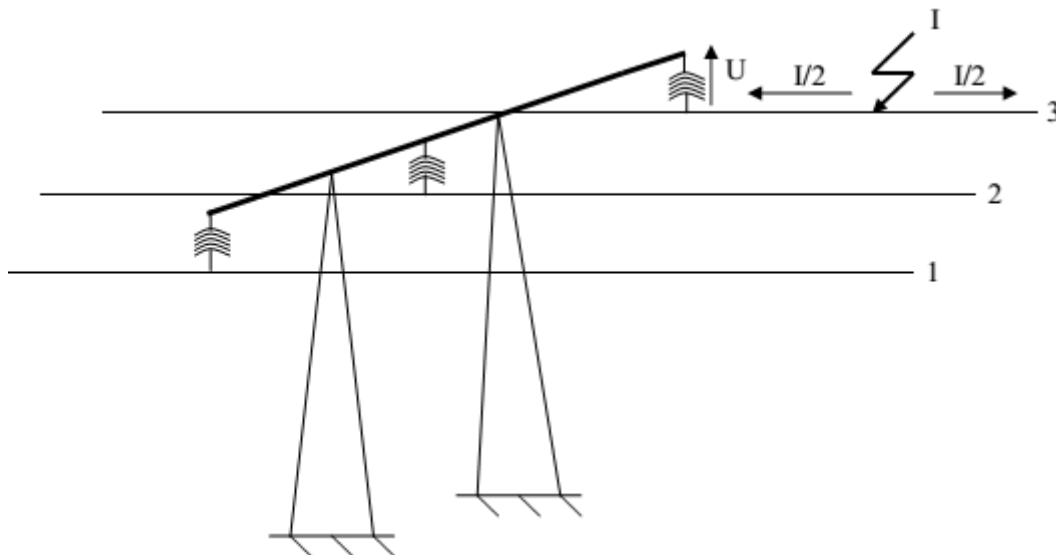


Fig. II-7: Exemple de coup de foudre direct sur un conducteur de phase.

1-e- Le coup de foudre indirect [17]

C'est la manifestation à distance d'un coup de foudre direct. Ses effets sont ici abordés selon trois aspects : les surtensions conduites, l'élévation du potentiel de terre, et le rayonnement.

1-f- Surtensions conduites [19]

Des surtensions conduites font suite à un impact sur des lignes aériennes. Elles peuvent atteindre plusieurs centaines de kV. Si l'impact a lieu sur un réseau HT, la transmission par le transformateur à la MT se réalise par couplage capacitif. En général moins de 4 % de l'amplitude de la surtension côté HT se retrouve du côté MT.

1-j-Élévation du potentiel de terre [18]

Une élévation du potentiel de terre a lieu lorsque le courant de foudre est écoulé par le sol. Cette variation du potentiel de terre touche les installations lorsque l'impact de la foudre au sol est à proximité de leurs prises de terre (fig. II-8). Ainsi à une distance donnée D du point d'impact de la foudre, le potentiel U s'exprime par l'équation :

$$U = 0,2. I \rho_s / D$$

Avec **I**: courant de foudre,

ρ_s : résistivité du sol.

En appliquant cette formule au cas de la figure II-8, avec

I= 20 kA, **ρ_s** = 1 000 Ohm.m, **D_{neutre}**=100 m, **D_{installation}**= 50 m,

le potentiel de la prise de terre du neutre atteint 40 kV alors que celui de la prise de terre de l'installation est de 80 kV soit une différence de potentiel (ΔU) entre les mises à la terre du neutre et de l'installation de 40 kV. Cet exemple demeure un cas d'école, puisque dans la réalité les valeurs atteintes au niveau de l'installation excèdent rarement 10 kV.

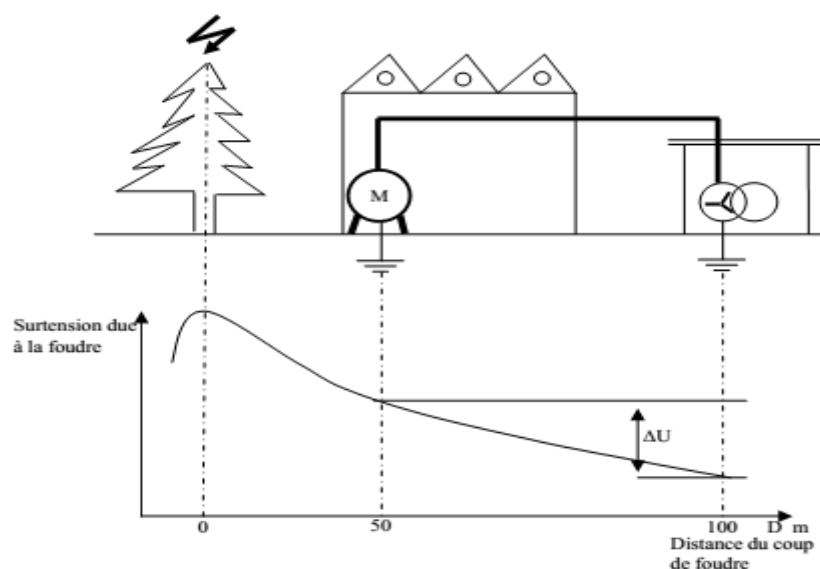


Fig II-8: Diagramme expliquant les montées et différences de potentiel des terres d'une installation électrique.

C'est ce phénomène qui explique souvent le foudroiement indirect des animaux : même à 100 m du point d'impact, un cheval dans un pré peut subir entre ses pattes arrière et ses pattes avant une différence de potentiel de 500 V.

1-h- Coup de foudre sur le câble de garde [18] [19]

En THT l'installation de câbles de garde (fig. II.9) est intéressante (pas d'amorçage en retour) car le niveau d'amorçage des isolateurs est élevé donc pas d'interruption de service. En dessous de 90 kV, l'amorçage en retour se produit même pour des valeurs faibles de la résistance de terre au choc. La tension d'amorçage s'écrit :

$$U = R \cdot i(t) + L \frac{di(t)}{dt}$$

R: est la résistance de terre

L: inductance du pylône

$U > U_a$ d'où un intérêt limité des câbles de garde en moyenne tension.

Ils sont même nuisibles, car une partie du courant se propage sur la ou les phases amorcées, vers les utilisateurs. Ce courant est en général supérieur à celui d'un coup de foudre.

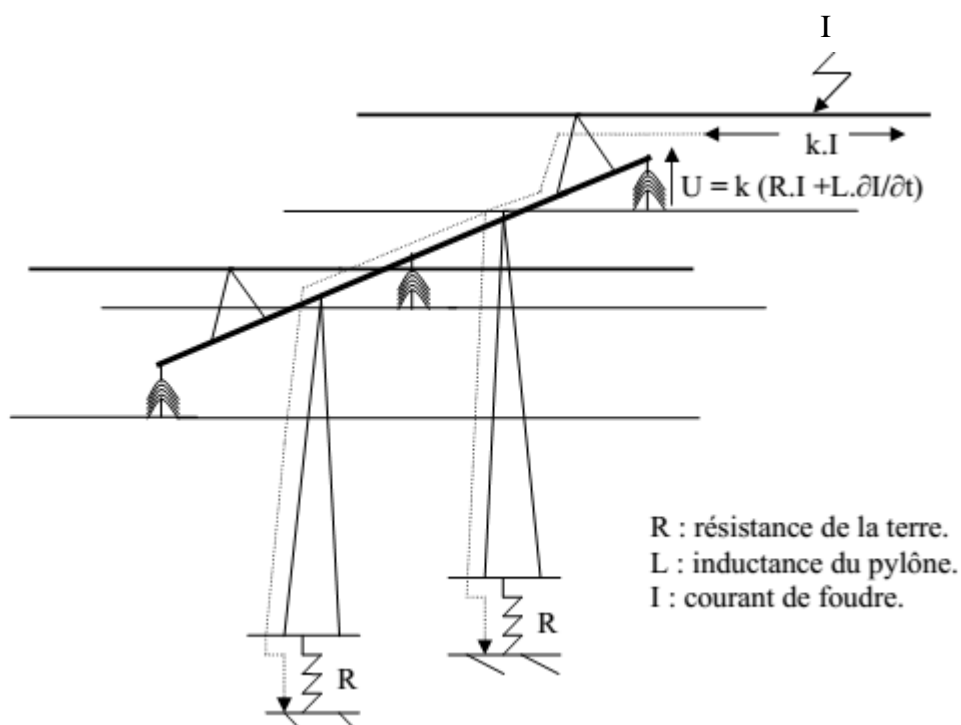


Fig. II.9 : coup de foudre sur le câble de garde.

1-i- Le rayonnement

Le rayonnement est un autre effet, car un coup de foudre indirect peut produire une variation extrêmement rapide du champ électromagnétique. Celle-ci est à l'origine des tensions induites dans les boucles. Ainsi il est courant de trouver à proximité des orages, des tensions induites d'une centaine de Volts par mètre carré de boucle. Les champs électriques associés, rayonnés par l'éclair, peuvent atteindre 50 kV/m. Ils peuvent induire des tensions importantes dans les circuits ouverts qui se comportent comme des antennes. Un front très raide et un amortissement rapide caractérisent ces phénomènes.

2- Surtension par décharges électrostatique [18]

Une ligne située à proximité d'un nuage électrisé se charge en électricité de signe contraire. Si le nuage se décharge brusquement à la terre, la charge de la ligne est libérée, il en résulte une surtension qui peut atteindre 500 kV en $1\mu\text{s}$. Ce n'est dangereux que pour les réseaux MT et BT (fig. II-10).

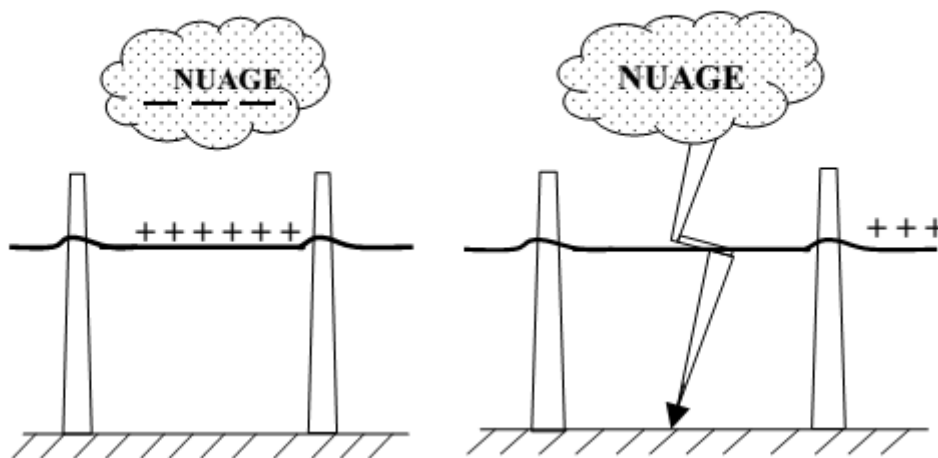


Fig. II-10: Surtension par décharge électrostatique.

3- Surtensions à fréquence industrielle

Sous cette appellation de fréquence industrielle sont regroupées les surtensions ayant des fréquences inférieures à 500 Hz. La caractéristique principale d'une de ces surtensions, est donc sa fréquence qui épouse celle du réseau : 50, 60 ou 400 Hz.

3-a- Courant de suite des éclateurs MT

La foudre tombant sur une ligne MT provoque l'amorçage des éclateurs qui laissent ensuite circuler vers la terre un courant, à la fréquence du réseau, jusqu'à l'intervention des protections du poste source. Ce courant entraîne, pendant une fraction de seconde, une élévation du potentiel de terre du réseau BT et un risque de claquage en retour du matériel BT, ceci si la prise de terre des éclateurs est la même que celle du neutre BT.

Cette surtension peut apparaître plusieurs fois de suite par exemple lors des essais de remise sous tension alors que le défaut d'isolement est toujours présent (cas des cycles de réenclenchement automatique sur les réseaux aériens en distribution rurale). Ce risque n'existe pas avec les parafoudres à oxyde de zinc qui n'ont pas de courant de suite. Une telle élévation du potentiel de terre du réseau BT se produit aussi en cas de claquage MT/masse d'un transformateur MT/BT si la masse du transformateur est reliée à la terre du neutre.

3-b- La rupture de continuité du neutre

Si les réseaux de distribution sont généralement triphasés, de nombreux appareillages sont monophasés. En fonction du besoin de chacun des abonnés BT, des déséquilibres de tension peuvent se produire. Le cas le plus contraignant est en fait la rupture du neutre qui peut induire une montée en potentiel dommageable pour des appareils prévus pour fonctionner sous une tension simple et qui se retrouvent alors sous une tension proche de la tension composée.

3-c- Le défaut d'isolement [20]

Les appareils alimentés par la phase la moins chargée voient leur tension augmenter (parfois jusqu'à la tension composée).

Lors d'un défaut d'isolement entre une phase et la terre dans un réseau à neutre impédant ou isolé, la tension des phases saines par rapport à la terre peut atteindre la tension composée. Des surtensions sur les installations BT peuvent provenir des installations HT par l'intermédiaire de la prise de terre du poste HT/BT (fig-II-11).

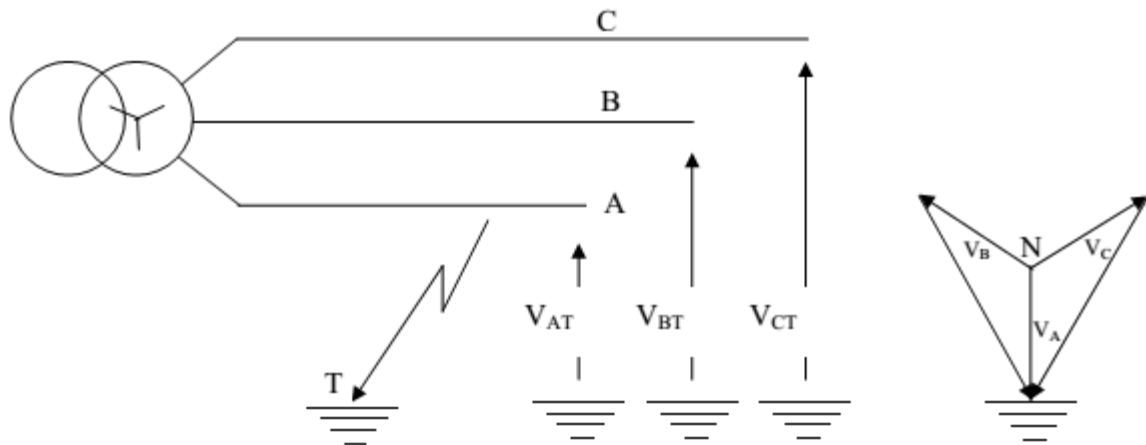


Fig. II-11: Surtension temporaire sur un réseau à neutre isolé de la terre, en présence d'un défaut d'isolement.

4- Surtensions de manœuvre [20]

Ce type de phénomène apparaît sur des réseaux électriques subissant des modifications rapides de leur structure (ouverture d'appareils de protection, fermeture et ouverture d'appareils de commande). Les surtensions engendrées se propagent en général sous forme d'ondes haute fréquence à amortissement rapide.

4-a- La commutation de courants inductifs

Lors de l'établissement ou de l'interruption de circuits inductifs, des impulsions assez élevée et de temps de montée très court peuvent se produire. Ainsi un disjoncteur commandant une source, un transformateur dans les lignes génère une surtension de mode différentiel de d'amplitude élevée avec des fronts de montée de quelques microsecondes. Des surtensions de manœuvre par commutation de courants inductifs peuvent également provenir de la MT.

4-b- La commutation des circuits capacitifs

Alors que les réseaux électriques sont plutôt inductifs, la présence de capacités (batteries de condensateurs ou tout simplement lignes à vide) constitue un circuit résonant LC. Les manœuvres provoquent alors des surtensions de type oscillatoire. Un facteur de surtension de 3,2 à 3,5 peut être rencontré en cas de réamorçage après coupure.

4-c- L'interruption d'un fort courant par un organe de coupure

Interrompre un courant de court-circuit asymétrique (surtout monophasé dans les réseaux à neutre isolé de la terre) génère des surtensions si la coupure est très rapide et sans consommation d'énergie par l'arc

Les surtensions de manœuvre sont répétitives et leur probabilité d'apparition est nettement supérieure à celle de la foudre et de durée plus longue. Elles peuvent conduire à des dégradations aussi importantes que la foudre.

Parmi toutes ces surtensions, les plus dangereuses sont celles qui se propagent en mode commun, soit de foudre, soit à fréquence industrielle lorsque le courant homopolaire en MT est important.

II-5- Durée des surtensions [21]

La tension de claquage dépend de l'amplitude et de la durée de l'application de la contrainte diélectrique, et c'est donc aussi sur la durée que se base la classification de celle-ci.

Une distinction est faite entre les chocs de foudre et les chocs de manœuvre d'après la durée du front. Les chocs dont le durées du front vont jusqu'à $20\mu\text{s}$ sont considérés comme étant des chocs de manœuvre figure (II-12-a), et ceux qui ont une durée de front plus longue comme étant des chocs foudre de figure (II-12-b).

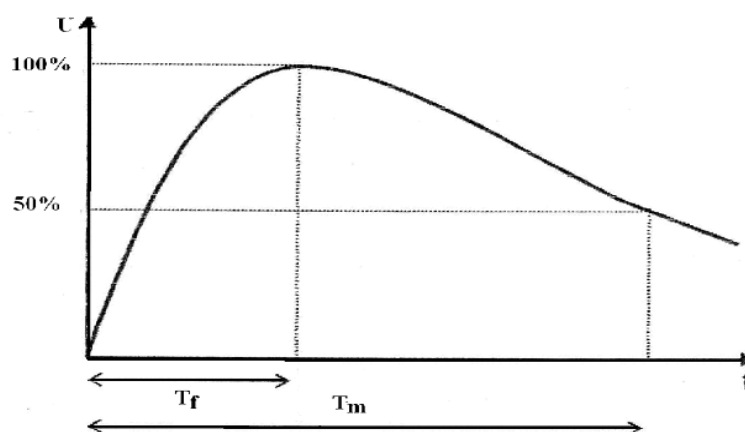


Fig. II-12-a : onde de choc de manœuvre

Où :

T_f : durée de front.

T_m : durée jusqu'à la mi-amplitude.

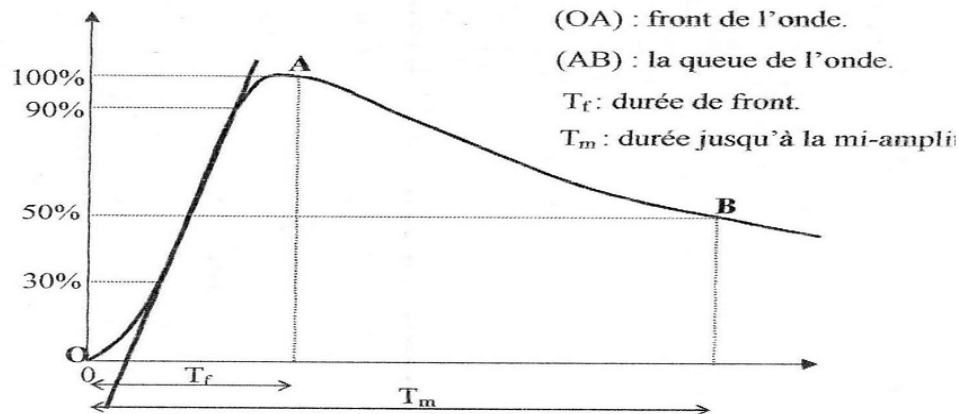


Fig. II-12-b : onde de choc de foudre

Les études ont montré que les surtensions d'enclenchement et de déclenchement dépassent la tension simple nominale de 2 à 5 fois. Les surtensions dues aux avaries dépassent cette tension de 7 à 8 fois, et les surtensions dues aux causes atmosphériques la dépassent de 7 à 12 fois. Les surtensions qui dépassent la tension de ligne de service de 2.5 fois sont considérées sans danger mais lorsqu'elle dépasse la tension de service 3.5 fois, elle présente un danger.

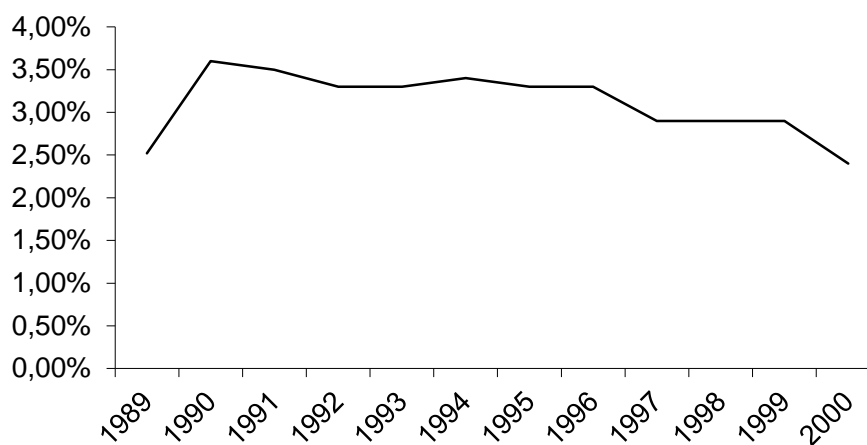
Les surtensions qui arrivent aux bornes des transformateurs peuvent être limitées de différentes manières, beaucoup plus dangereuses sont des tensions qui naissent à l'intérieur des transformateurs. Lorsque l'onde électromagnétique se répartit le long de l'enroulement, les tensions entre les différentes bobines, de même entre les différentes spires de l'enroulement peuvent dépasser plusieurs fois la tension nominale en régime permanent de fonctionnement de transformateur. L'expérience montre que ce sont le plus souvent les spires qui se trouvent plus près des sorties du transformateur qui sont endommagées. Mais en général, les surtensions et les claquages de l'isolation peuvent avoir lieu en un point quelconque de l'enroulement en fonction des caractéristiques de ce dernier. Le claquage de l'isolation entraîne la mise hors service de transformateur et la perturbation des conditions normales. Les surtensions dans les transformateurs ont été l'objet de nombreuses études.

II-6- Analyse statistique

Tous les problèmes qu'on vient de citer se retrouvent dans beaucoup de transformateurs en service à SONELGAZ. Un aperçu sur les statistiques d'avaries des transformateurs sur tous le territoire national montre la difficulté rencontrée par la SONELGAZ pour maintenir ses transformateurs en bon état de fonctionnement.

II-6-1 Evolution du taux d'avarie des transformateurs (pour tout le territoire nationale) durant la période 1989-2000

Année	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Transfos en service	21189	23567	25000	27378	29459	31631	33490	35298	35744	39600	41387	43640
Transfos avaries	595	845	868	905	974	1076	1110	1166	1052	1142	1198	1058
Taux d'avarie %	2,8	3,6	3,5	3,3	3,3	3,4	3,3	3,3	2,9	2,9	2,9	2,4



L'analyse du taux d'avarie montre qu'il y'a une amélioration durant les années (1997-2000) par rapport aux 07 années précédentes.

Le taux d'avaries le plus élevé se situe durant la période (90-96), par contre on distingue une amélioration pour l'année 1997, avec un taux d'avarie qui rejoint la fourchette de l'année 1989 ; cette dernière nous dévoile que le nombre d'avarie et le nombre de transformateurs en service à pratiquement doublée au courant des dernières années.

Conclusion

Les perturbations électriques sont fréquemment les anomalies que les réseaux électriques en général et les postes de transformation particulière en particulier, et leurs causes sont différemment issues soit de l'intérieur ou de l'extérieur de réseau, et se manifestent à travers des courts circuits, en injectant le réseau dans un autre régime qui le perturbe, et qui risque de brusquer la continuité de service, donc l'arrêt du processus d'alimentation des clients.

Les plus intenses et incontrôlables, sont les surtensions atmosphériques dues aux foudres, qui menacent de détruire les postes de transformation, par ailleurs ils nécessitent une protection électrique qui assurera la qualité de l'énergie électrique, la continuité du service, la sécurité humaine et matérielle et qui réduira le cout des dépenses.

Chapitre III

Etude des défauts électriques

III-1-Introduction

Les surtensions ont plusieurs origines. Pour éviter les incidents, des études doivent être effectuées pour toute installation nouvelle. Elles doivent permettre des réalisations cohérentes et optimisées face aux risques. Une solution est d'augmenter le niveau d'isolement des installations par augmentation des distances d'isolement. Mais cela se traduit par une importante augmentation des coûts et des volumes. Le surdimensionnement n'est donc pas admissible. Vient alors la limitation des surtensions par des organes de protection (paratonnerres, parafoudres, éclateurs...).

III-2-Coordination de l'isolement [22]

III-2-1-Définition

La coordination de l'isolement a pour rôle de déterminer les caractéristiques d'isolement nécessaires et suffisantes des divers constituants des réseaux en vue d'obtenir une tenue homogène aux tensions normales, ainsi qu'aux surtensions de diverses origines. Son but final est de permettre une distribution sûre et optimisée de l'énergie électrique.

III-2-2-Principe de la coordination de l'isolement

Étudier la coordination de l'isolement d'une installation électrique c'est donc définir, à partir des niveaux de tensions et surtensions susceptibles d'être présents sur cette installation, un ou des niveaux de protection contre les surtensions.

Le niveau de protection est déduit des conditions d'installation, d'environnement et d'utilisation du matériel.

L'étude de ces «conditions» permet de déterminer le niveau de surtension qui pourra solliciter le matériel durant son utilisation. Le choix du niveau d'isolement adapté permettra de s'assurer que, vis-à-vis de la fréquence industrielle et des chocs de manœuvre au moins, ce niveau d'isolement ne sera jamais dépassé.

Vis-à-vis du choc de foudre, un compromis doit généralement être fait entre le niveau d'isolement, le niveau de protection de parafoudres éventuels et le risque de défaillance admissible.

Pour bien maîtriser les niveaux de protection apportés par les limiteurs de surtension, il convient de bien connaître leurs caractéristiques et leur comportement.

III-3- Principe de la protection [23]

La protection des installations et des personnes contre les surtensions est d'autant meilleure qu'un écoulement des perturbations vers la terre est assuré, et ceci le plus près possible des sources de perturbation. Cela impose la mise en œuvre de prise de terre de faible impédance.

Ainsi on distingue 3 niveaux de protection contre les surtensions :

Premier niveau de protection

L'objectif est d'éviter l'impact direct sur les ouvrages en captant la foudre et en l'orientant vers des lieux d'écoulement privilégiés, au moyen de :

-Paratonnerres, dérivateurs dont le principe est basé sur la distance d'amorçage ; une tige placée en haut de la structure à protéger capté la foudre et l'écoulé à travers le réseau de terre.

-Cages maillées ou de faraday.

-Câbles de garde.

Deuxième niveau de protection

Son but est d'assurer que le niveau d'isolement au choc des éléments n'est pas dépassé.

Il est réalisé en HT au moyen d'éléments assurant l'écoulement de l'onde de foudre à la terre tels que :

-Eclateurs.

-Parafoudres HT.

Troisième niveau de protection

Utilisé en BT comme protection complémentaire des équipements sensible (informatique, appareil de télécommunication.....) il est réalisé au moyen de :

-Filtre série.

-Limiteurs de surtension.

-Parafoudre BT.

III-4- Les éclateurs [24]

C'est un dispositif de limitation des surtensions comportant un intervalle d'éclatement d'air libre entre une électrode sous tension et une autre relié à la terre. Son rôle est de constituer un point faible maîtrisé dans l'isolement du réseau, afin qu'un amorçage éventuel se produise systématiquement là.

Le plus ancien des éclateurs est à simples tiges. L'éclateur à simples 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.

Il est utilisé encore sur les réseaux de distribution et de transport partout où il s'agit d'isolation dans l'air ou dans le cas des matériels pour lesquels il n'est pas économiquement intéressant de rechercher de très bas niveaux d'isolement.

Les modèles actuels les plus courants sont basés sur ce même principe mais comportent deux «cornes». L'éclateur à cornes (électrodes en forme de cornes fig. III-1), 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 matériels moyennes tensions.

Utilisés en MT et HT, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés et à l'entrée des postes MT/BT.

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.

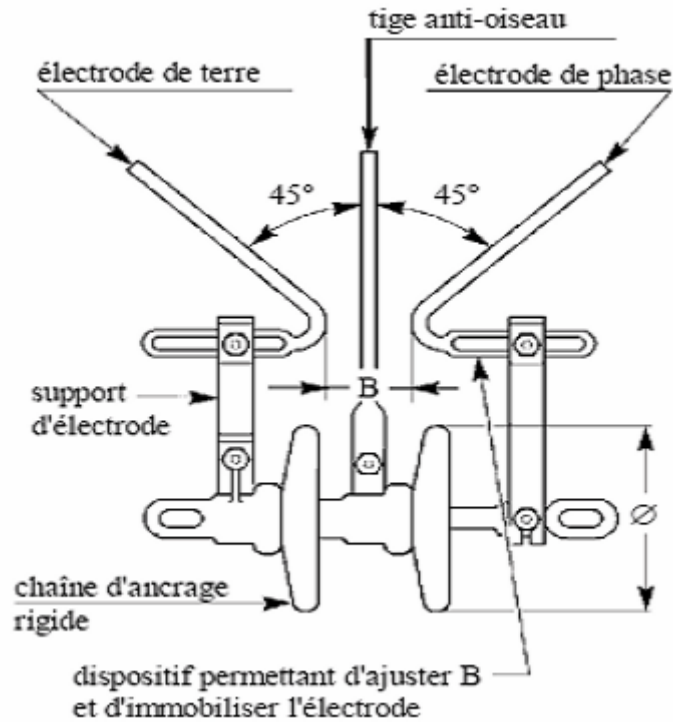


Fig. III-1 : Eclateur MT avec tige anti-oiseaux.

III-4-1- Inconvénients de l'éclateur

Son mode de fonctionnement présente un certain nombre d'inconvénients :

- Les caractéristiques d'amorçage de l'éclateur sont très variables (jusqu'à 40 pourcent) en fonction des conditions atmosphériques (température, humidité, pression) qui modifient l'ionisation du milieu diélectrique (l'air) entre les électrodes.
- L'élément d'amorçage dépend de la valeur de la surtension.
- L'amorçage de l'éclateur provoque un court-circuit phase terre à fréquence industrielle en raison du maintien de l'arc, celui-ci dure jusqu'à son élimination par les appareils de coupure (ce court circuit s'appelle courant de suite). Cela rend nécessaire l'installation de disjoncteurs shunt ou de dispositifs de réenclenchement rapide sur les disjoncteurs situés en amont. De ce fait, les éclateurs sont inadaptés à la protection d'une installation contre les surtensions de manœuvres.
- l'amorçage provoqué par une surtension à front raide n'est pas instantané. En raison de ce retard à l'amorçage, la tension réellement atteinte dans le réseau est supérieure au niveau de protection choisi. Pour tenir compte de ce phénomène, il est nécessaire d'étudier les courbes tension-temps de l'éclateur.

- L'amorçage provoque l'apparition d'une onde coupée à front raide susceptible d'endommager les enroulements des transformateurs ou des moteurs situés à proximité.

III-4-2- Avantages des éclateurs

- Leur faible prix.
- Leur simplicité.
- La possibilité de réglage de la tension d'amorçage.

Encore en place sur les réseaux, les éclateurs sont aujourd'hui de plus en plus remplacés par les parafoudres.

III-5- Les parafoudres

Les parafoudres sont des appareils de protection qui protègent l'isolement des équipements de haute et moyenne tension contre les sollicitations dues à des surtensions inacceptables. Ces surtensions peuvent être provoquées par des décharges de foudre ou des manœuvres de couplage dans les installations. Le parafoudre assure la protection contre les surtensions, en réduisant leur amplitude, par écoulement de courant à la terre. Dès que l'on veut réduire l'isolement des matériels ou améliorer la qualité de service, Il est nécessaire d'utiliser des parafoudres. Ces dispositifs présentent de meilleures caractéristiques de protection par rapport aux éclateurs, moyennant toutefois un prix élevé. Grâce à leur pouvoir élevé d'absorption d'énergie et leur grande rigidité mécanique, les parafoudres se prêtent particulièrement bien à la protection contre les surtensions des transformateurs, des câbles, des moteurs et des autres appareils et installations à haute et moyenne tension.

Il existe aujourd'hui sur le marché des parafoudres :

- au carbure de silicium et éclateurs (SiC),
- à oxyde de zinc depuis les années 70,
- à 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.

III-5-1- 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.

➤ Caractéristiques

Ce type de parafoudre est caractérisé par :

- Sa tension d'extinction, ou tension assignée, qui est la tension à fréquence industrielle la plus élevée sous laquelle le parafoudre peut se désamorcer spontanément. Elle doit être supérieure à la plus forte surtension temporaire à fréquence industrielle susceptible d'apparaître sur le réseau.
- Ses tensions d'amorçage suivant les formes d'onde (fréquence industrielle, choc de manœuvre, choc de foudre...); elles sont définies statistiquement.
- Son pouvoir d'écoulement de courant de choc, c'est-à-dire la capacité de dissipation d'énergie. On traduit généralement la capacité d'absorption par la tenue à des ondes rectangulaires de courant.

III-5-2- Les nouveaux modèles : parafoudres à oxyde de zinc (ZnO) [25]

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 ZnO 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 utilisations 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 M Ω à 15 Ω 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 enveloppes porcelaines pour à peu près toutes les tensions de services.

➤ **Caractéristiques**

Un parafoudre à ZnO est caractérisé par:

- Sa tension maximale de service permanent ;
- Sa tension assignée qui peut être liée, par analogie avec les parafoudres à carbure de silicium, à la tenue aux surtensions temporaires ;
- Le niveau de protection, défini arbitrairement comme la tension résiduelle du parafoudre soumis à un choc de courant donné (5, 10 ou 20 kA selon la classe), onde 8/20 ms ;
- Courant nominal de décharge ;
- Tenue aux courants de choc. (Elle traduit le besoin de tenue à des ondes longues entraînant une dissipation d'énergie importante et non la nécessité d'écouler de tels courants en exploitation).

III-5-3- Les modèles les plus récents : parafoudres à enveloppes synthétiques

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 est en effet la principale cause de défaillance identifiée sur les ZnO. L'extérieur de ces parafoudres est généralement constitué de polymère silicone assurant 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 permettent également d'optimiser la mise en œuvre (par exemple : montage à l'horizontale).

En résumé il apparaît que ces différents types de parafoudres sont utilisés pour la protection d'appareillage, de transformateurs et de câbles. Dans ce cas la quasi-totalité des dispositifs mis en service sont des parafoudres à oxyde de zinc qui remplacent progressivement les éclateurs à cornes et les parafoudres à carbure de silicium. Cette évolution vise à obtenir une meilleure précision des niveaux de protection permettant de mieux garantir la coordination des isolements.

III-5-4- Avantages des parafoudres [26]

Leur avantage est de ne pas présenter de courant de suite et d'éviter que le réseau soit mis en court-circuit, puis hors tension après amorçage.

Leurs avantages sur l'éclateur sont :

- Une dispersion moins grande de la tension d'amorçage ;
- Une extinction spontanée de l'arc ; le parafoudre limite l'amplitude et la durée des courants de suites sans que les disjoncteurs du réseau n'aient à fonctionner.
- Une tension aux bornes du parafoudre, dite tension résiduelle, non nulle après amorçage, évitant ainsi la transmission d'une onde de tension coupée ;
- Une insensibilité (jusqu'à un certain point) aux agressions extérieures.

III-5-5- Fonctionnement [27]

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 M Ω à 15 Ω entre la tension de service et la tension au courant nominal de décharge. A la tension maximale d'exploitation U_c il ne passe qu'un faible courant capacitif 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 de faible conduction. Le parafoudre à oxyde métallique transforme l'énergie de l'onde de surtension en chaleur qu'il évacue vers l'environnement.

III-5-6- Distance de protection [24]

Le parafoudre ne joue son rôle protecteur que sur une distance limitée l . Ce paramètre est étroitement lié au niveau de protection du parafoudre (tension résiduelle U_p) et à la raideur S du front de l'onde. Sa valeur est calculée avec l'équation donnée ci-dessous, et suppose le cas le plus défavorable avec réflexion d'onde complète à une extrémité ouverte. Sachant que les parafoudres n'offrent pas tous le même niveau de protection, leur distance de protection varie également.

Plus la distance séparant le parafoudre et l'équipement est courte, meilleure est la protection. Il est donc logique d'en conclure que pour une protection maximale, le parafoudre doit être installé près de l'équipement, voire directement intégré à celui-ci. Cette notion de distance de protection doit impérativement être prise en compte lors de l'implantation, dans un poste, des parafoudres ou des éclateurs de protection des matériels.

➤ **Calcul de la distance de protection avec réflexion complète de l'onde [27]**

Le parafoudre écrête à une tension U_p . S'il est situé à une distance élevée, la tension maximale au niveau du matériel à protéger sera donc $2U_p$. Or, la tenue au choc du matériel est généralement inférieure à $2U_p$.

Pour palier cet inconvénient, on installe le parafoudre à une distance inférieure à la distance de "protection" l . Le parafoudre subit alors la somme de l'onde incidente et de l'onde réfléchie. Il amorce donc pour une onde incidente inférieure à U_p .

En supposant qu'au point de raccordement du matériel, l'onde est totalement réfléchie, on montre que la surtension au niveau du matériel est limitée à $U = U_p + 2S \frac{l}{V}$ pour une tension de tenue au choc de foudre U_{BIL} , il faut donc que le parafoudre soit situé à l telle que:

$$U_p + 2S \frac{l}{V} \leq U_{BIL}$$

D'où :
$$l = \frac{U_{BIL} - U_p}{2S} V$$

l : distance de protection, en mètres.

U_{BIL} : niveau d'isolement de base du transformateur, en kV (tension de tenue au choc de foudre).

U_P : niveau de protection du parafoudre, en kV, égal à la tension résiduelle.

S : raideur de l'onde de surtension (environ 1200 kV/μs).

V : vitesse de propagation de l'onde. Dans une ligne aérienne environ 300 m/μs ; dans un câble souterrain environ 150 m/μs.

Alors que la distance de protection s'accroît lorsque la tension résiduelle U_P diminue, elle décroît si la raideur de l'onde S augmente. En cas de choc de foudre éloigné, une raideur d'environ 1200 kV/μs est typique.

III-5-7- Implantation [27]

Les parafoudres protègent les appareils uniquement quand ceux-ci se trouvent à l'intérieur du périmètre de protection. Cette distance de protection n'est que de quelques mètres.

La longueur des raccordements est déterminante. Les parafoudres doivent être placés au voisinage immédiat des transformateurs. En effet, du fait qu'ils présentent une grande impédance, il y aura réflexion et donc augmentation locale de la tension. La combinaison des ondes peut conduire à des nœuds et des ventres de tension. Un parafoudre placé à quelques dizaines de mètres peut très bien se trouver dans un nœud et ne jamais s'amorcer.

Dans les grands postes, il y a même intérêt à placer plusieurs parafoudres sur les mêmes barres.

Les parafoudres doivent être placés à raison de un par phase. La liaison à la terre s'effectue par une ligne de terre aussi courte que possible et une prise de terre de très faible résistance.

III-6- Paratonnerres

Dont le principe est basé sur la distance d'amorçage ; une tige placée en haut de la structure à protéger capte la foudre et l'écoule à travers le réseau de terre. Il existe deux types de paratonnerres.

III-6-1-Paratonnerre à tige simple (PTS)

C'est une simple tige en fer verticale pointue édifée en partie haute d'une structure, de façon à être le point d'impacte en cas de coup de foudre, sa mise à la terre est assurée par le

biais d'une décente dont sa prise de terre doit être munie d'une impédance aussi faible que possible. Son rôle consiste à :

- L'amplification du champ électrique à sa pointe ;
- L'aménagement d'un espace permettant le démarrage de la décharge ascendante ;
- Le détournement de la décharge descendante ;
- Création d'une zone de protection contre la foudre.

III-6-2- Paratonnerre à dispositif d'amorçage (PDA)

a- Paratonnerre ionisant

C'est un paratonnerre classique, muni d'une source ionisante qui permet le maintien d'un grand nombre d'électrons germe à l'extrémité de la tige, afin d'augmenter la conductivité locale d'air à la pointe. Ces types de paratonnerres, protègent une zone plus grande du fait qu'ils développent un traceur ascendant plutôt qu'une tige simple. Ce traceur ascendant, tout en augmentant ainsi le rayon de protection.

b- Paratonnerre radioactif

On substituant la source ionisante par une substance radioactive. L'émission du rayonnement provoque une forte ionisation de l'air autour de la pointe du paratonnerre, d'où la création d'un site favorisant l'anticipation de la décharge ascendante.

c- Paratonnerre à haute tension impulsionnelle

Ce type de paratonnerre à un dispositif d'amorçage qui génère des impulsions de haute fréquence et à amplitude contrôlée, permettant la réduction du retard de la formation, la décharge de capteur et de favoriser sa propagation au cours des premières étapes de son développement.

Conclusion

De nos jours, l'énergie électrique est demandée pour différentes raisons, économiques, d'impératifs de sécurité, ou plus simplement de confort dans les utilisations domestiques. Il est donc bien évident que dans ce contexte, savoir supprimer ou plus au moins réduire très fortement les surtensions dont certaines sont difficiles à prévoir, deviennent une référence professionnelle.

Des protections étaient développées pour cette raison, comme les éclateurs qui étaient longtemps utilisés, mais de plus en plus de nouveaux moyens apparaissent pour réduire ou éliminer les défauts, et appuyer ces éclateurs à l'exemple des parafoudres. Les parafoudres et les éclateurs doivent être choisis tout en connaissant les caractéristiques du matériel à protéger.

Chapitre V

Application

IV-1-Introduction

Les statistiques d'avaries des transformateurs utilisés par la SONELGAZ montrent que, malgré un choix judicieux des transformateurs mis en exploitation, beaucoup d'entre eux sont sujet de pannes ou d'anomalies de fonctionnement. Parmi les causes des avaries de ces transformateurs les coups de foudre (directs et indirects), notre étude consiste à étudier la protection contre les surtensions dus aux coups de foudre indirects. Deux moyens de protection contre les surtensions sont utilisés de manière large : les éclateurs et les parafoudres. Les parafoudres offrent une protection plus performante, mais pour un coût notablement plus élevé. Les éclateurs sont les dispositifs les moins coûteux. Ils sont utilisés exclusivement sur les réseaux aériens et ils sont les plus utilisés par la SONELGAZ.

IV-2-Description de poste sur poteau

Notre étude sera basée sur le transformateur MT/BT de 160kVA, 30kV/380V, 220V sur poteau, qui se situe au village de TAZRART, Daïra de MAKOUDA.

La figure IV-1- nous montre un exemple d'un transformateur sur poteau.

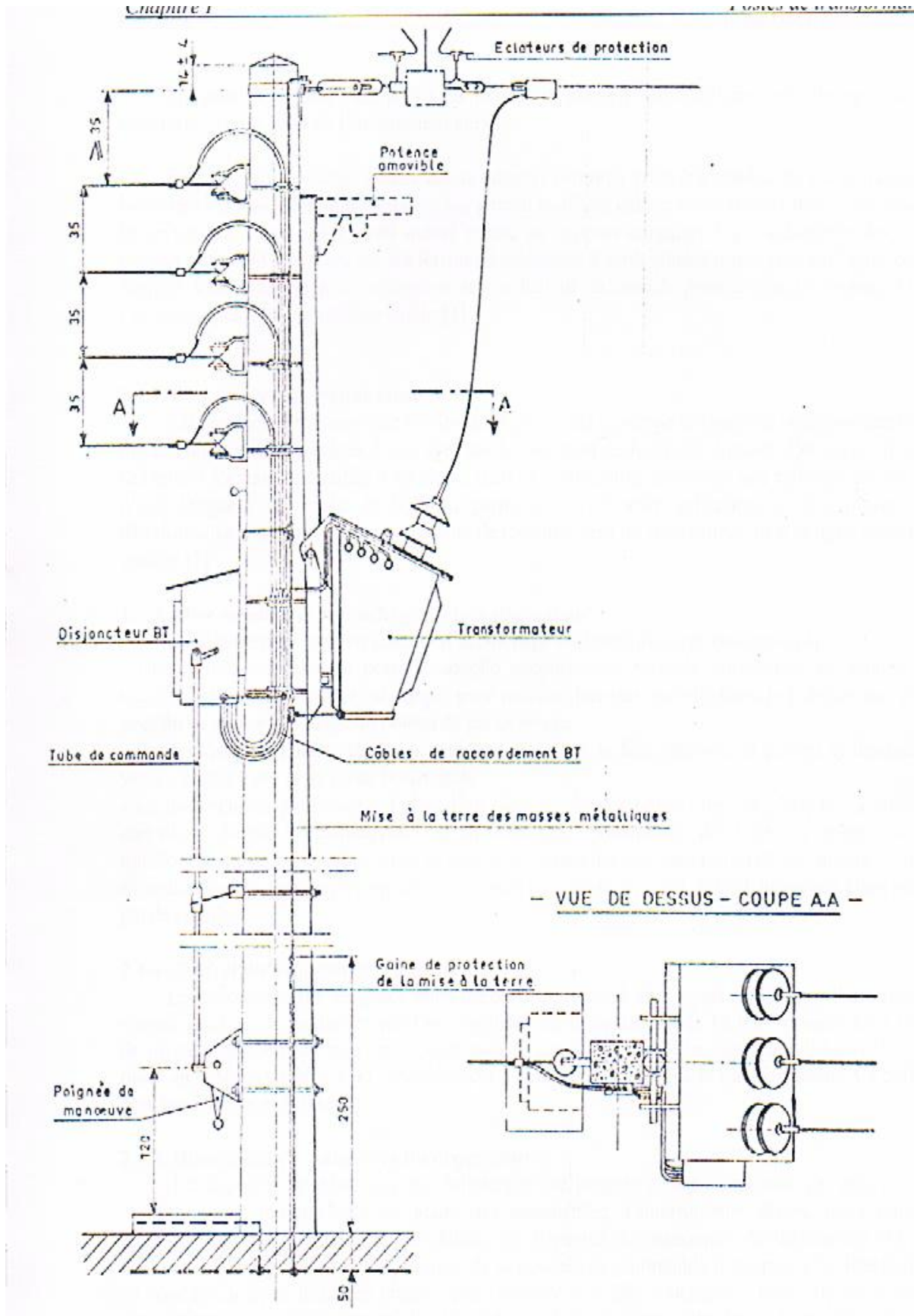


Figure IV-1- Poste de transformation sur poteau.

IV-3-Difficultés inhérentes aux mesures de la résistivité

La résistivité des terrains présente les particularités suivantes

- Extrêmement variable d'un endroit à un autre selon la nature du sol et le taux d'humidité.
- La résistivité des couches superficielles du terrain varie selon les saisons aussi sous l'effet du gel et de la sécheresse qui augment la résistivité et de l'humidité qui la diminue. Cette action (sécheresse, gel....) se fait sentir jusqu'à environ 1 à 2 mètres de profondeur. La conductibilité du sol est de nature essentiellement électrolytique, elle est donc très faible à l'état sec et augmente avec l'humidité pour une température constante. Cette conductibilité croît avec la température pour un taux d'humidité donné.

IV-4-Différentes résistivités des terrains

Les résistivités des terrains selon leur composition sont exposées dans le tableau suivant

Nature du terrain	Résistivité en $\Omega.m$
Terrain marécageux	3-30
Limon	20-100
Humus	10-150
Tourbe humide	5-100
Argile plastique	50
Marnes et argiles compactes	100-200
Marnes du jurassique	30-40
Sable argileux	50-500
Sol pierreux	1500-3000
Sol pierreux et gazon	300-500
Sol calcaire tendre	100-500
Sol calcaire compact	1000-5000
Schiste	50-300
Micaschiste	800
Granit et grés altérés	100-600

Tableau IV-1- Différents résistivités des terrains [29]

IV-5-Mise à la terre d'un poste de transformation sur poteau

IV-5-1-Prise de terre des masses

Avant l'implantation d'un support, on creuse à une profondeur à peu près de 80 cm à un mètre et de 50 cm de largeur puis on met un conducteur en cuivre de section supérieure à 28 mm² en serpentins. Si la terre n'est pas vraiment bonne, on ajoute un piquet de 1.5 m qu'on enfonce à un mètre de profondeur. Finalement, on dispose le poteau dans la fouille tout en prolongeant le conducteur de terre jusqu'aux armements.

➤ **Calcul de la résistance de la prise de terre des masses d'un poste sur poteau [29]**

Les résistances des prises de terre pour un poste transformation doivent être telles que sont données dans ce tableau

Désignation	Terrain normal
• Poste THT	1Ω
• Poste MT/BT	
- Terre éclairateurs	30 Ω
- Terre parafoudre	60 Ω
- Terre de masse	30 Ω
- Terre du neutre « aérien »	05 Ω
- Terre du neutre « souterrain »	02 Ω
• Poste MT1/MT2	
-Terre des masses	30 Ω
• Réseau aérien MT	
-Armements / Support métallique	150 Ω
• Réseau souterrain MT	
- Terre interconnectées	03 Ω
• Terre des usagers	< 50 Ω
• Poste sur poteau	
- Terre des éclateurs	30 Ω
- Terre des masses	30 Ω
- Terre du neutre	10 Ω

Tableau IV-2- Différents résistance de prise de terre [29]

Si nous utilisons une prise de terre par piquet à l'aide d'un conducteur en cuivre de section de 20 mm² et de longueur de L= 3 m, la résistance des masses sera comme suit :

$$R_m = \frac{\rho}{nL}$$

Avec :

ρ : résistance du sol en $\Omega\cdot\text{m}$,

L : longueur du piquet,

n : nombre de piquets.

Dans notre cas $\rho=150 \Omega\cdot\text{m}$, et la longueur du piquet est $L=1.5 \text{ m}$, donc

$$R_m = \frac{150}{1.5} = 100 \Omega$$

Cette valeur est trop grande ; elle ne répond pas aux recommandations de la norme, pour diminuer la résistance, nous devons utiliser plusieurs piquets jusqu'à l'obtention d'une valeur acceptable ($\leq 30 \Omega$)

Si on utilise deux piquets on aura

$$R_m = \frac{150}{2 \times 1.5} = 50 \Omega$$

Puisque cette valeur est supérieure à 30 Ω , on calcule pour trois piquets

$$R_m = \frac{150}{3 \times 1.5} = 33.33 \Omega$$

On recalcule R_m pour quatre piquets

$$R_m = \frac{150}{4 \times 1.5} = 25 \Omega < 30 \Omega$$

Cette valeur est conforme aux recommandations à la norme.

IV-5-2-Mesure de la prise de terre du neutre

La mise à la terre du neutre d'un poste de transformation sur poteau est effectuée sur le premier support BT avec un câble isolé de section supérieure à 28mm², et elle est renouvelée après chaque 300 m environ pour la protection des branchements des abonnés.

La mesure de la résistance de la prise de terre se fait de la même manière ; ce qui diffère c'est seulement les valeurs des résistances à ne pas dépasser ($R_n \leq 10 \Omega$).

Pour $n=4$ on a trouvé $R=25 \Omega$ ($>10 \Omega$)

Pour la diminuer on ajoute un autre piquet

$$R_n = \frac{150}{5 \times 1.5} = 20 \Omega (>10 \Omega)$$

Pour $n=10$

$$R_n = \frac{150}{10 \times 1.5} = 10 \Omega (\leq 10 \Omega)$$

Cette valeur est conforme aux recommandations à la norme.

Remarque

Pour la diminution de la valeur de la résistance de la prise de terre on utilise plusieurs piquets ou on améliore la résistivité du sol de manière à avoir une résistivité plus faible possible est cela on changeant la terre.

IV-6- Etude de système de protection installé (éclateur) contre la foudre

IV-6-1- Niveau d'isolement

C'est l'ensemble de propriété caractérisant la tenue diélectrique d'un matériel on distingue :

- La tension nominale d'isolement (V_i) du matériel

C'est la tension que le matériel peut supporter indéfiniment.

- Le niveau d'isolement à fréquence industrielle (N_i)

C'est la tension à 50 HZ que le matériel peut tenir pendant une minute.

- Le niveau d'isolement au choc (N_c)

Le niveau d'isolement au choc est défini par la tension de crête d'une onde de choc de forme $1/50 \mu s$, tenue par le matériel dans des conditions particulières d'essai.

➤ **Valeur des tensions d'essai des équipements MT**

Pour la moyenne tension, le guide technique de la distribution fixe les valeurs d'essais selon le tableau ci après

V_n	10 kV	30kV
V_i	12	36
N_i	28	70
N_c	75	170

Tableau IV-3- Valeur des tensions d'essai des équipements MT [30]

V_i : Tension nominale d'isolement du matériel,

V_n : Tension nominale,

N_i : Niveau d'isolement à fréquence industrielle,

N_c : Niveau d'isolement au choc.

➤ **Valeur des tensions de tenue des équipements BT**

Pour la basse tension, les normes Européennes recommandent :

- Pour le niveau d'isolement à fréquence industrielle

$$N_i = 2 V_i + 1000 \text{ Avec un minimum de 2 kV.}$$

- Pour le niveau d'isolement au choc

$$N_c = 2 N_i$$

On distingue

- 1) Les équipements à isolation normale
 $N_i = 4 \text{ kV}$, $N_c = 8 \text{ kV}$
- 2) Les équipements à isolation renforcée
 $N_i = 10 \text{ kV}$, $N_c = 20 \text{ kV}$

IV-6-2- Niveau de protection

Les surtensions d'origine atmosphérique dont nous avons parlé précédemment peuvent atteindre des valeurs très élevées, bien qu'elles soient indépendantes de la tension de service, souvent supérieures aux valeurs des tensions d'essai au choc. Par conséquent il est nécessaire d'assurer la protection qui consiste à créer des points d'isolement faibles et ceci par l'installation des appareils de protection tel que : les éclateurs et parafoudres. Le niveau de protection au choc doit être tel que :

$$N_p \leq 0.8 N_c$$

Avec :

N_p : Niveau de protection,

N_c : Niveau d'isolement au choc.

Alors pour protéger un transformateur de tension nominale 30 kV, les éclateurs doivent s'amorcer à :

$$N_p = 0.8 \times 170 = 136 \text{ kV.}$$

$N_p = 136 \text{ kV}$, cette valeur correspond à un éclatement entre les cornes de 12 cm.

IV-6-3-Mise à la terre des éclateurs

Les éclateurs sont installés sur des chaînes d'isolateurs et ils sont interconnectés entre eux puis mis directement à la terre par l'intermédiaire d'un conducteur en cuivre de section supérieure à 28mm^2 . Ce dernier est mis le plus souvent en serpentín avec un piquet de 2.5m environ.

-Calcul de la résistance de la mise à la terre des éclateurs

Pour un piquet de 2.5m, sachant que la résistivité du sol est de $150\Omega.m$, la résistance de l'éclateur est

$$R_e = \frac{\rho}{L}$$

Avec :

ρ : Résistance du sol en ohm-mètre,

L : longueur du piquet.

Application numérique

$$R_e = \frac{150}{2.5} = 60\Omega$$

Cette résistance est trop grande. Pour la diminuer, nous devons utiliser deux piquets de même longueur, donc :

$$R_e = \frac{150}{2 \times 2.5} = 30\Omega$$

Cette valeur est conforme aux recommandations de la norme.

Le mode de fonctionnement d'un éclateur présente un certain nombre d'inconvénients :

- La tension d'amorçage présente une dispersion importante, fonction des conditions d'environnement (humidité, poussière, corps étrangers...).
- Le niveau de protection dépend de la raideur du front et de l'amplitude de la surtension. En effet, l'air présente un comportement « retard à l'amorçage » qui fait qu'une surtension importante à front très raide entraîne l'amorçage à une valeur de crête notablement supérieure au niveau de protection souhaité.
- Un courant de défaut à la terre, à fréquence industrielle, subsiste lors de l'intervention de l'éclateur. Ce courant « de suite », dont l'intensité dépend du mode de mise à la terre du neutre du réseau, ne peut généralement pas s'éteindre spontanément et impose l'intervention d'une protection en amont.
- Le cuivre peut s'accumuler sur les électrodes et diminuer la distance inter électrodes, ce qui peut provoquer des fonctionnements intempestifs.
- L'amorçage provoque l'apparition d'une onde coupée à front raide susceptible d'endommager les enroulements (transformateurs et moteurs) situés à proximité.
- L'éclateur est inacceptable du point de vue continuité de service.

Pour les différents inconvénients des éclateurs on propose de protéger les transformateurs à l'aide des parafoudres.

IV-7- L'amélioration de la protection du transformateur contre la foudre en utilisant un parafoudre

A propos du transformateur MT/BT (160 kVA, 30 kV /380 V, 220V sur poteau), nous étudierons les mesures à prendre pour améliorer la protection de ce présent transformateur MT/BT sur poteau, contre la foudre. Un de nos objectifs, consiste à fournir un point de repère général de protection contre la foudre du transformateur monté sur poteau, pour assurer une meilleure installation et réduire le taux d'échec de la protection contre les coups de foudre.

- 1- La longueur de séparation entre le parafoudre et le transformateur.
- 2- Le taux d'échec de la protection.

Ces deux premiers points devaient être pris en compte après avoir étudié la configuration de l'installation, la mise à la terre de l'installation, l'impédance caractéristique de l'installation, la longueur du fil de la terre du parafoudre et la densité de la foudre.

Le choix du parafoudre avec une bonne tension résiduelle donne une contribution considérable à la protection du transformateur. Le rôle de la résistance à la terre et sa contribution que se soit du côté MT ou du côté BT en raison des défaillances dues à la foudre sont discutées, en indiquant le mode typique de l'échec. La détermination d'une valeur sûre de la résistance de terre est également présentée.

Liste des symboles qui seront utilisés ci-dessous :

β : Coefficient de réflexion de l'onde surtension qui arrive au transformateur.

b : Portée horizontale entre les conducteurs externes (m).

N_{c,b_t} : Niveau d'isolation de base du transformateur (kV).

E_t : Surtension de crête du transformateur (kV).

H : Hauteur de la ligne au dessus du sol (m).

I_0 : Courant de coup de foudre à 0 (kA).

I_{0X} : Courant de foudre qui dépasse la pente S_A du point A, à une distance X de A (kA).

k : Constante d'amortissement ($\mu\text{s}/\text{kV}\cdot\text{m}$).

l : Longueur de séparation entre le parafoudre et le transformateur.

N_g : Nombre de coups de foudres par km et par année.

N_f : Nombre de foudres qui arrivent à A avec une pente supérieure à S_A par année.

P_{I_0} : Probabilité que le courant de foudre excède I_0 .

S_A : (de/dt) : le taux de montée de la tension à la fin de réception A ($\text{kV}/\mu\text{s}$).

S_f : Facteur de blindage du aux objets proches.

S_0 : (de/dt) : vitesse de montée de la tension au point d'impacte ($\text{kV}/\mu\text{s}$).

t_f : Temps de front d'onde (μs).

t_s : Durée entre deux éclaires de surtension qui causent des dommages au transformateur (en année).

U_1 : Niveau d'isolation de la ligne (kV).

U_p : Tension résiduelle du parafoudre (kV).

V : Vitesse de propagation des ondes ($\text{m}/\mu\text{s}$).

X : Distance d'itinéraire de l'onde de surtension de foudre (m).

Z : Impédance caractéristique de la ligne (Ω).

IV-7-1- Surtension en présence d'une puissante foudre

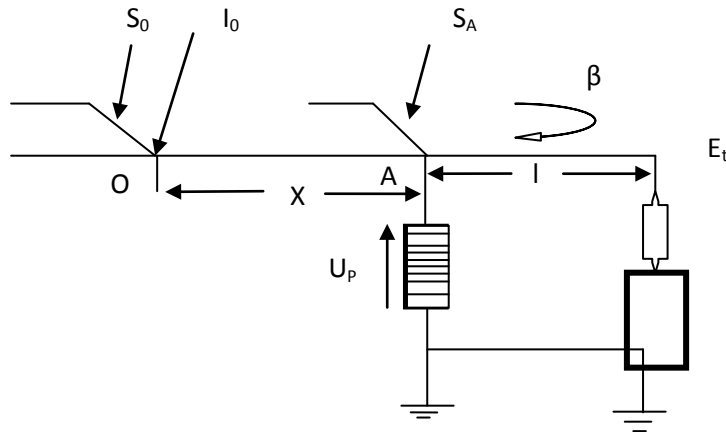


Figure IV-2- Protection par parafoudre d'un transformateur.

Une surtension E_0 est induite, lorsqu'un coup de foudre de courant I_0 frappe le point O distant de X du point A là où le parafoudre est installé.

$$E_0 = \left(\frac{I_0}{2}\right) Z$$

$$S_0 = \left(\frac{I_0}{2}\right) \left(\frac{Z}{t_f}\right) \quad (IV - 1)$$

Puisque l'onde se déplace, sa pente sera réduite au point A et qui sera :

$$S_A = \frac{1}{\frac{1}{S_0} + kX} \quad (IV - 2)$$

Ou : $k = 1.5 \times 10^{-6}$ ($\mu\text{s/kV.m}$)

En utilisant la théorie de réflexion, le pic de surtension à la borne primaire (MT) du transformateur est :

$$E_t = U_p + \beta S_A \left(\frac{2l}{v}\right) \quad (IV - 3)$$

Dans la pratique la résistance du transformateur est beaucoup plus grande que celle de la ligne, par conséquent et en général on peut supposer que le coefficient de réflexion $\beta = 1$

Avec cette hypothèse

$$E_t = U_p + S_A \left(\frac{2l}{v} \right) \quad (IV - 4)$$

Cette expression est valable pour :

$$S_A \left(\frac{2l}{v} \right) < U_p$$

La surtension de crête au transformateur est

$$E_t = 2U_p$$

IV-7-2- Protection contre les coups de foudres directs

Les coups de foudres directs est l'une des facteurs clés de la sélection de la protection contre la foudre pour un système de distribution (transformateur).

Le nombre de coups de foudres direct dépend de plusieurs facteurs qui sont :

- 1- La hauteur de la ligne.
- 2- La distance horizontale entre les conducteurs de phases.
- 3- Le facteur de blindage.
- 4- La densité de foudroïment au sol.

Le nombre de coup de foudres directs, peut être calculé comme suit

$$N = N_g (b + 28H^{0.6}) (1 - S_f) 10^{-6} X \quad \text{coup/km} \quad (IV-5)$$

Pour un arrangement comme la (fig IV-3-) l'indique, le facteur de blindage S_f varie ainsi :

$0.3 < S_f < 0.5$, dans un tel système avec $h=H$ et $x=H$

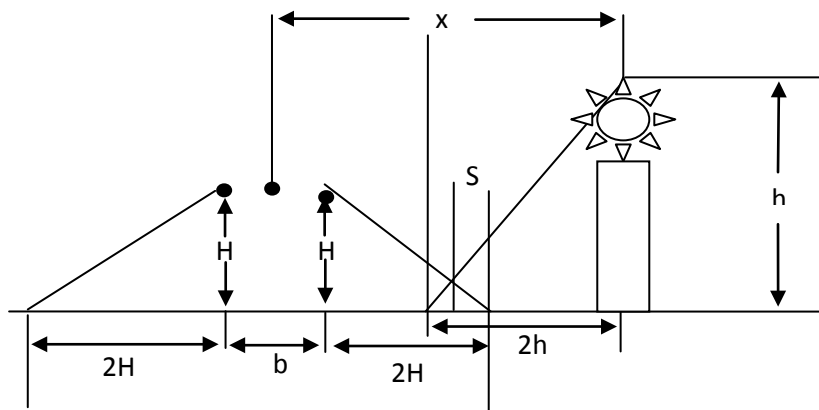


Figure IV-3- Protection en raison de proximité aux objets.

Même si aujourd'hui ce transformateur sera protégé par un parafoudre, il peut enregistrer encore un taux d'échec élevé. La plus part de ces échecs semblent être en raison de la longueur de séparation excessive entre le transformateur et le parafoudre.

IV-7-2-1- Etude de système de protection

La position du parafoudre doit être déterminée afin d'assurer que le taux d'échec sera au dessous d'une valeur au cours de la durée de vie du transformateur.

Pour avoir un taux d'échec inférieur à FR (%), le transformateur doit être protégé contre la foudre qui se produit qu'une seule fois en t_s ans, ou ;

$$t_s = \left(\frac{L_f}{FR} \right) \cdot 100$$

Le nombre de coup de foudres reçus par le segment OA de la (fig IV-2) pendant t_s est :

$$N_s = N \cdot t_s \cdot X$$

Pour éviter tout échec, le transformateur doit être protégé contre les coups de foudres qui sont égaux ou moins graves que ceux qui peuvent se produire qu'une fois tous les $N \cdot t_s \cdot X$. $(P_{I_0}) = \left(\frac{1}{N \cdot t_s \cdot X} \right) \cdot 100\%$: la probabilité d'obtenir un coup de foudre en dehors de $N \cdot t_s \cdot X$.

Ainsi le transformateur doit être protégé contre les surtensions de foudres de courant (I_0) qui a une probabilité (P_{I_0}) supérieur à la valeur (I_0).

L'étude suivante consiste à déterminer la distance séparant le parafoudre et le transformateur.

A 30 kV, 3 fils de distributions pour la ligne, avec un niveau Kéraunique de 24,15 jours à son emplacement.

$$H=11 \text{ m}, \quad b=2.7 \text{ m}, \quad S_f=0.5, \quad Z=450 \Omega$$

$$N_{cb_t} = 170 \text{ kV}, \quad U_p = 90 \text{ kV}, \quad \text{on exige un } FR = 5\%, \quad LF = 25 \text{ ans}, \quad v = 300 \text{ m}/\mu\text{s}.$$

$$N_g = N_K^{(1.9 \pm 0.1)} (2.6 \pm 0.2) 10^{-3}$$

$$N_g = 24.15_k^{(1.9 \pm 0.1)} (2.6 \pm 0.2) 10^{-3} = 1.5 \text{ coups}/\text{km}^2/\text{année}$$

Quand à la distance OA, il est approprié d'utiliser 300 m, peut être calculée comme suit ;

$$N = 1.5(2.7 + 28.11^{0.6})(1 - 0.5) \cdot 10^{-6} \cdot 300 = 0.0271 \text{ coup/année.}$$

Le temps autorisé entre deux coups de foudres dommageable est :

$$t_s = \frac{25}{0.05} = 500 \text{ ans}$$

Par conséquent (P_{I_0}) du courant de foudre (I_0) pour lequel la tension est requise est donnée par ;

$$P_{I_0} = \frac{1}{(0.0271 \times 500)} = 0.073$$

Comme la montre la (fig IV-2-), à partir des informations dans disponibles dans (IV-7) et (IV-8), la probabilité P_{I_0} du courant de foudre excède la même valeur, peut raisonnablement être calculée par l'équation (IV-6) :

$$P_{I_0} = e^{-0,02878I_0} \quad (\text{IV-6})$$

$$P_{I_0} = e^{-0,02878I_0} = 0.073 \Rightarrow I_0 = 91 \text{ kA}$$

La valeur raisonnable supposée pour le front d'onde est de moment : $t_f = 1.2 \mu\text{s}$.

Pour I_0 de 91 kA qui frappe la ligne de 300m à A, d'après l'équation (IV-2), S_A peut être calculée comme suit :

$$S_A = \frac{1}{\frac{1}{\left(\frac{I_0}{2}\right)\left(\frac{Z}{t_f}\right)} + kX}$$

AN :

$$S_A = \frac{1}{\frac{1}{\frac{91}{2} \times \frac{450}{1,2}} + 1.5 \times 10^{-6} \cdot 300} = 1966 \text{ kV}/\mu\text{s}$$

Avec une certaine marge de sécurité dans le transformateur, l'équation (IV-3) peut être réorganisée pour obtenir la longueur de séparation entre le parafoudre et le transformateur, et qui sera donnée comme suit ;

$$l = \frac{(0.8 \times E_t - E_p)v}{2 S_A} \quad (\text{IV-7})$$

Avec la substitution des valeurs, on aura ;

$$l = \frac{(0.8 \times 170 - 90) \times 300}{2.1966} = 3.5 \text{ m}$$

En supposant que la protection contre la foudre est conçue pour S_A , et ce système de protection sera efficace pour n'importe quelle valeur au dessous de I_0 avant l'origine O. Si le même coup de foudre I_0 (91kA) atteint la limite après O, la protection sera inefficace puisque S_A sera plus grand que celui qu'a été conçu.

Ainsi, même de faibles valeurs des courants des foudres qui frappent entre O et A peuvent provoquer une hausse de S_A , celle pour laquelle la protection est conçue. Par conséquent le taux d'échec sera beaucoup plus grand que FR%.

IV-7-2-2- Amélioration de la méthode de protection exposée

Après avoir examiné les inconvénients du système existant, cette méthode d'amélioration est proposée afin de réduire le taux d'échec de la protection :

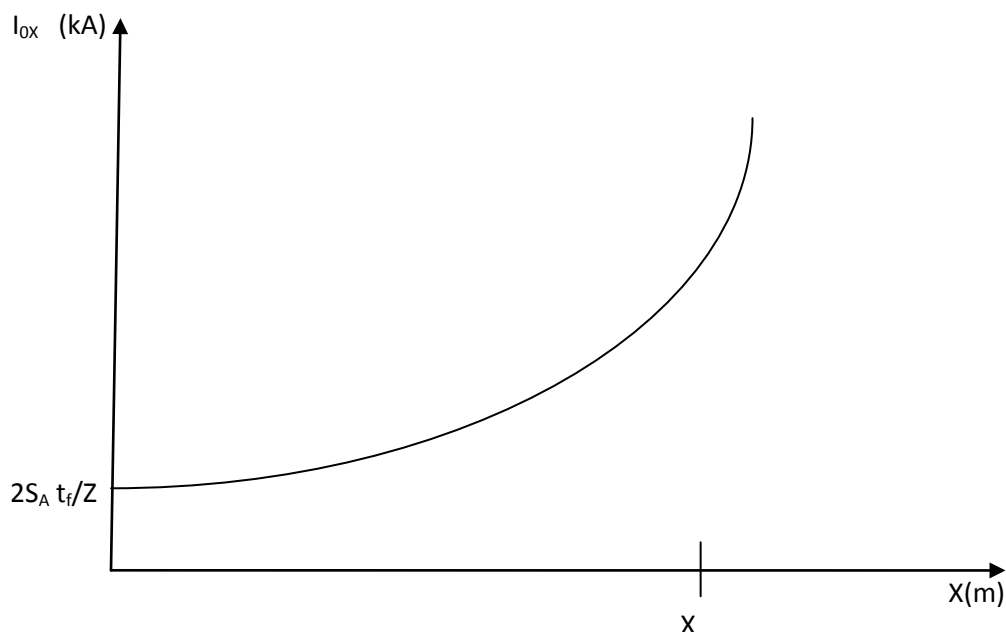


Figure IV-4- Variation de I_{0X} (kA) en fonction de X(m).

I_{0X} est le courant de foudre qui provoque la pointe de l'onde incidente qui est supérieure à S_A , après avoir atteint la ligne à une distance X loin de A.

En substituant (IV-1) dans (IV-2), X qui sera x, la valeur de I_{0x} prévue et qui provoque S_A à A, peut être calculé ainsi

$$I_{0x} = \frac{2t_f \times S_A}{(1 - S_A \times k \times x)Z} \quad (IV - 8)$$

Par conséquent, tout coup de foudre frappant la ligne à X excédant la valeur I_{0X} causera (de/dt) pour être supérieur à S_A à A.

La (fig IV-4-) montre la variation de I_{0X} avec la distance X de A.

Pour une valeur infinie de I_{0X} , d'après l'équation (IV-8), la valeur X peut être calculée comme suit

$$X = \frac{I_{0X}Z - 2t_f S_A}{I_{0X} S_A k Z} = \frac{1}{S_A k} - \frac{2t_f}{k I_{0X} Z} \quad \left(\frac{2t_f}{k I_{0X} Z} = 0 \text{ car } I_{0X} \rightarrow \infty \right)$$

Alors :

$$X = \frac{1}{S_A \times k}$$

Pour presque tous les cas pratiques, il convient de choisir 285 kA comme le maximum de I_{0X} , car il n'a seulement que 0.0003 probabilité d'être dépassé.

Ainsi, un rapprochement assez précis est donné par

$$X = \left(1 - \frac{2t_f \times S_A}{285 \times Z} \right) \left(\frac{1}{S_A \times k} \right) \quad (IV-9)$$

Pour l'exemple ci-dessus considéré

$$X = \left(1 - \frac{2 \times 1.2 \times 1966}{285 \times 450} \right) \left(\frac{1}{1966 \times 1.5 \times 10^{-6}} \right) = 326.67m$$

Ainsi le X calculé selon l'équation (IV-9) est 327 m seulement.

Compte tenu de segment droite Δx de la ligne OA de la (fig IV-2-), selon l'équation (IV-5), le nombre de coup par année dans Δx peut être calculé comme suit

$$N = N_g (b + 28H^{0.6}) (1 - S_f) 10^{0.6} \Delta x$$

Ensuite le nombre de coups par ans sur Δx , qui provoque une plus grande (de/dt) par rapport à S_A à A est

$$N_f = P_{I_0} \times N_g(b + 28^{0.6})(1 - S_f)10^{-6}\Delta x$$

(PI_{0X}) : peut être calculé par l'équation (IV-6), en substituant I_0 avec I_{0X} .

I_{0X} est donc remplacé par l'équation (IV-8). X est calculée par l'équation (IV-9) pour les conditions données. En intégrant par rapport à X , le nombre total de charges reçus à A par an avec (de/dt) excédant la valeur S_A peut calculée par :

$$N_f = N \int_0^x e^{-i(x)} dx \quad \text{coups/année} \quad (\text{IV-10})$$

$$I(x) = 0.02878 \left(\frac{2t_f}{Z} \right) \left(\frac{S_A}{1 - S_A \times k \times x} \right)$$

Donc :

$$N = N_g(b + 28H^{0.6})(1 - S_f)10^{-6}$$

Pour l'exemple considéré plus haut, pour S_A de 1966 kV/ μ s, $x=327$ m, pour en avoir N_f .

Par conséquent, le nombre total de surtension dans la vie est (L_f) = $N_f.L_f$. Ainsi le transformateur recevra (L_f) surtension dépassant la valeur S_A au cours de la L_f , et par conséquent le transformateur échouera certainement avant la fin de la L_f .

Le temps moyen entre les deux pics provoquant de fortes pentes que S_A , est $t_s=1/N_f$

Le taux d'échec (FR) est calculé comme suit

$$\left(\frac{L_f}{t_s} \right) 100\%$$

Ainsi

$$(FR) = L_f \times N_f 100\% \quad (\text{IV-11})$$

A partir d'une valeur convenable pour S_A , par un essai, (IV-9) (IV-10) peuvent être résolues pour calculer S_A jusqu'à ce que le nécessaire N_f est obtenu. Ensuite l qui est la longueur de séparation peut être calculé par l'équation (IV-7).

Pour l'exemple précédent, de l'équation (IV-11) la valeur acceptable de N_f a été calculée comme suit

$$N_f = \frac{0.05}{25} = 0.002$$

En commençant par S_A égale à 1966 kV/ μ s qui a été calculée par la première méthode, par une erreur de premier instant, peut être résolue pour calculer S_A jusqu'à ce que N_f sera obtenu.

Il été constaté que S_A est de 2640kV/ μ s, pour N_f de 0.002.

En remplaçant S_A dans l'équation (IV-7), la longueur de séparation sera comme suit

$$l = \frac{(0.8 \times 170 - 90)300}{2 \times 2640} = 2.6 \text{ m}$$

Pour une protection adéquate, la longueur de séparation devra être réduite à 2.6 m au lieu de 3.5 m dans la première méthode. Il est donc évident que la longueur de séparation entre le parafoudre et le transformateur doit être aussi petite que possible.

Conclusion

Les surtensions, selon leurs amplitudes demeurent des anomalies qui peuvent causer de sérieux dysfonctionnement pour le transformateur MT/BT, et cela malgré l'installation de moyens de protection. La SONELGAZ utilise des éclateurs comme moyen de protection mais on a constaté que leur prises de terre ne sont pas conformes aux recommandations des normes pour cela on a proposée de l'améliorer. Les inconvénients des éclateurs font appelle à l'installation de moyen plus performants (parafoudres).

Conclusion Générale

Conclusion générale

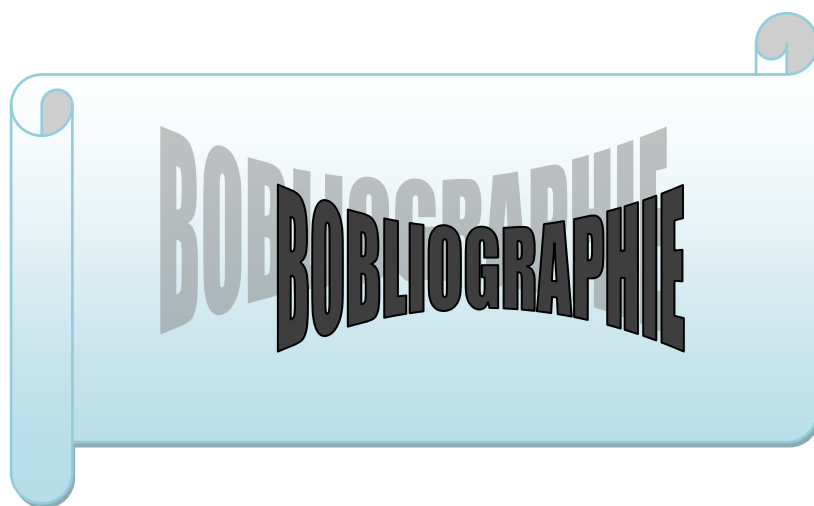
Conclusion générale

La distribution de l'électricité est la dernière phase qu'accomplissent les réseaux électrique, afin d'atteindre le but pour lequel ils sont réalisés. Donc, la satisfaction des clients reste l'ultime finalité de la SONELGAZ en utilisant de différents moyens d'assurance la continuité et la qualité du service, tout en prenant compte du facteur économique de l'entreprise.

Chaque poste de transformation est muni d'appareils de protection tels que les éclateurs qui doivent être bien étudiée par rapport à leurs mises à la terre ainsi la distance entre ces deux électrodes. Les différents inconvénients des éclateurs nous fait pensé à l'installation d'une autre protection qui soit plus performante pour cela on a étudié l'installation du parafoudre on ce basons sur deux critères qui sont la longueur de séparation entre le parafoudre et le transformateur, le taux d'échec de la protection.

Notre étude à montrer que plus la distance séparant le parafoudre et le transformateur est courte, meilleure est la protection. Il est donc logique d'en conclure que pour une protection maximale, le parafoudre doit être installé près de l'équipement à protéger.

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



BOBLOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] [http : //dspt.perso.sfr.fr/GAULARD.htm](http://dspt.perso.sfr.fr/GAULARD.htm)
- [2] **FRANCIN MILSANT**, « Machines électriques ». Edition Ellipses, France 1992.
- [3] Génie industriel maintenance UNIVERSITE CLAUDE BERNARD –Lyon1.
- [4] Électricité-Le transformateur monophasé - Wikilivres.mht
- [5] **M. KOSTENKO et L. PIOTROVSTKI**, « Machines électriques ». Tome I
- [6] **M. KOSTENKO et L. PIOTROVSTKI**, « Machines à courant continu, transformateur », 3^{eme} édition, MIR, MOSCOU, 1997.
- [7] Le transformateur triphasé Foxit Reader PDF Document.
- [8] Guide de conception des réseaux électriques industriels Schneider Electric.6 883 427/A
- [9] **FRANCIN MILSANT**, « Machines électriques ». Edition BERTI, 1993.
- [10] **A. BOUDISSA, B .AKLIOUAT et L. BELLAHSENE**, « Etude et réalisation d'un transformateur triphasé à trois enroulements 1250kVA-30kV /690V, immergé dans l'huile »
Mémoire d'ingénieurs, Promotion 2008 UMMTO.
- [11] **M .S .ADJAEMOUT et A. MERABTENE**, « Etude thermique et mécanique d'un transformateur triphasé hermétique de distribution 100kVA-30kV/400V ».Mémoire d'ingénieur, UMMTO, Promotion 1994.
- [12] **N. DAFFEUR et F. AMENSOUR**, « Etude d'un transformateur triphasé 2.8 - 380V/225V, Comparaison avec le transformateur didactique DE LORENZO modèle, DL 2080 de même puissance », Mémoire d'ingénieurs, Promotion 2001.
- [13] **B. HOCHAR**, coordonnateurs, « Le transformateur de la puissance, technique et documentation ». Edition Lavoisier, 1988.
- [14] **D. FULCHIRON**, « Cahier technique n°151 ».Edition décembre 1992.
- [15] Document-ETB-SONELGAZ. « Les transformateurs de mesure »
- [16] **PATRICK LAGONOTTE** « Installations électriques »Edition HERMES. Année 1988

[17] **CHRISTOPHE SERAUDIE**, « Surtensions et parafoudres en BT, coordination de l'isolement en BT. » Cahier technique MERLIN GERIN N° 179. Septembre 1995.

[18] **C. GARY**, "Technique de la haute tension". Cours SUPELEC 1984. Mémoire d'ingénieurs, UMMTO.2001.

[19] **BENOÎT DE METZ-NOBLAT**, « La foudre et les installations électriques HT » Cahier technique MERLIN GERIN N° 168. Juillet 1993.

[20] **D.FULCHIRON**, « Surtension et coordination de l'isolement». Cahier technique MERLIN GERIN N° 151. Décembre 1992.

[21] **N. CHABANE**, « l'influence de la tension de service sur les surtension dans les enroulements de transformateurs fonctionnant dans les conditions réelles d'exploitation » Mémoire d'ingénieurs, UMMTO.2001.

[22] **D. Fulchiron**, « cahier technique N°151 », Edition décembre 1992

[23] **FRANCOIS GIRARD-ADEE** « généralités foudre » Edition octobre 1998. Cahier technique.

[24] Guide de conception des réseaux électriques industriels 6 883 427/A, Schneider Electric.

[25] **D.FULCHIRON**, « Protection des transformateurs de postes MT/BT ». Cahier technique MERLIN GERIN N° 192. Avril 1998.

[26] **F.MACIELA**, " Parafoudres"; Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique D 4755. Année 2002.

[27] **WALTER SCHMIDT, FELIX GREUTER**, « Nouvelle approche pour la protection contre les surtensions », Revue ABB 1/2002, édition ABB Switzerl and Ltd.

[28] **AFFOLTER JEAN FRANCOIS**, « Haute tension ». Cours de l'Ecole d'Ingénieurs du Canton de Vaud. Octobre 2000.

[29] Norme NF 15-100, 2000.

[30] Epic SONELGAZ, les mises à la terre, Mai 1993.

Résumé

Il est difficile d'imaginer le monde d'aujourd'hui sans l'électricité. Les applications de l'électricité sont toujours plus nombreuses, accompagnant des nouvelles inventions et les avancés technologiques. En conséquence, la production et la consommation d'électricité augmentent chaque année.

L'augmentation de la consommation de l'énergie électrique dans le domaine industriel, les puissances des usines électriques ainsi les puissances des groupes installés, induit à l'augmentation de nombre des transformateurs.

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.

Le transformateur est un élément très important dans les réseaux électriques (transport et distribution de l'énergie électrique), il doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces transformateurs sont souvent exposés à des risques de différentes natures, telles que les surtensions et les surintensités, qui peuvent conduire à la destruction de l'isolation du transformateur engendrant des pertes financières importantes pour la SONELGAZ 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'énergie d'autres utilisateurs; c'est l'objet des protections.

Notre objectif est d'étudier la protection d'un transformateur sur poteau (160 kVA, 30 kV/220V, 380V) contre les surtensions dues aux coups de foudre indirects, La SONELGAZ utilise des éclateurs comme moyen de protection mais on a constaté que leur prises de terre ne sont pas conformes aux recommandations des normes pour cela on a proposée de l'améliorer. Les inconvénients des éclateurs font appelle à l'installation de moyen plus performants. pour se faire, on a subdivisé notre travail en quatre chapitres :

Le premier chapitre sera consacré à la description technologique des transformateurs triphasés. Les causes des avaries des transformateurs feront l'objet du second chapitre. Le troisième illustrera les différents organes de protection des transformateurs contre les surtensions. Le dernier chapitre fera l'objet d'une application.

Enfin, nous terminons par une conclusion générale.

Mots clés

Protection, Transformateurs, Parafoudres, Eclateurs, Paratonnerre, La foudre, Surtension.