

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



Université MOULOUD MAMERI de Tizi-Ouzou
Faculté de Génie Electrique
Département de L'Electrotechnique.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention d'un diplôme d'ingénieur d'Etat en Electrotechnique
Option : Réseaux Electriques

Thème

Protection d'un transformateur MT/BT
contre les surtensions.

Proposé par :

Sonelgaz.

-Dirigé par :
M^r: DJOUDI.H
M^r: OURTI.B

-Réalisé par :
ALLICHE ALAOUA.
ARIDJ AREZKI.
ATMANE BELAID.

Année universitaire 2009/2010.

Sommaire

Introduction générale	1
------------------------------------	---

Chapitre I : Notions de bases des transformateurs

I-1 introduction.....	2
I-1-a poste éleveur de tension.....	2
I-2-b poste abaisseur de tension.....	2
I-2 les transformateurs.....	2
I-2-1 définition du transformateur.....	2
I-2-2 description du transformateur.....	3
I-2-3 modélisations, et schéma équivalent du transformateur.....	5
I-2-4 Caractéristiques du présent transformateur.....	9
I-2-5 Equipement de base du poste.....	10
I-3 conclusion.....	11

Chapitre II : Les perturbations électriques et les surtensions.

II-1 Introduction	12
II-2 Les perturbations électriques	12
II-2-1 Définition d'un défaut électrique	12
II-2-2 Caractéristiques des courts-circuits	12
II-2-3 Les principaux défauts de court-circuit.....	15
II-2-3-1 Les défauts liés à la technologie	15
II-2-3-2 Evolution des défauts internes	15
II-2-3 Conséquences des défauts de court-circuit	19
II-3 Les surtensions	20

II-3-1 Définition des surtensions	20
II-3-2 Classification des surtensions	21
II-3-3 Origines des surtensions	21
II-3-3-1 Surtensions d'origine interne	21
II-3-3-1-1 Surtensions à fréquence industrielle	21
II-3-3-1-2 Surtensions de manœuvre	26
II-3-3-2 Surtensions d'origine atmosphérique.....	28
II-3-3-2-1 Nature et comportement de la foudre	28
II-3-3-2-2 Type de coups de foudre	29
II-3-3-2-3 Forme et amplitude de l'onde de foudre	31
II-3-3-2-4 Niveau Kéraunique et la densité de foudroiement	32
II-3-3-2-5 Onde conventionnelle.....	33
II-3-3-2-6 Mode d'action de la foudre sur les lignes	34
II-3-3-2-7 Propagation des surtensions de foudre vers les postes	40
II-4 Conclusion	42

Chapitre III : Protection contre les surtensions

III-1 Introduction	43
III-2 Les éclateurs	43
III-2-1 Eclateurs à tiges ou de coordination	44
III-2-1-1 Les avantages	44
III-2-1-2 Les inconvénient	44
III-3 Les parafoudres	45
III-3-1 Définitions et caractéristiques	45
III-3-1-1 Parafoudres au carbure de silicium et à éclateurs	46
III-3-1-2 Parafoudre moyenne tension (HTA)	47
III-3-1-2-1 Constitution	47
III-3-1-2-2 Principe de fonctionnement	47
III-3-1-2 Parafoudres à oxyde de zinc	49
III-3-1-2-1 Constitution	49
III-3-1-2-2 Principe de fonctionnement	50
III-3-1-3 Parafoudres à enveloppe synthétique	52

III-3-2 Mise en œuvre et installation des parafoudres	52
III-3-2-1 Distance de protection.....	53
III-3-2-2 Choix des parafoudres	54
III-4 Paratonnerres	55
III-4-1 Paratonnerre a tige simple (PTS)	55
III-4-2 Paratonnerre a dispositif d’amorçage (PDA)	56
III-5 Conclusion	56

**Chapitre IV : étude du système de protection du transformateur
contre la foudre.**

IV-1 Introduction.....	57
IV-2 étude du système de protection (tige paratonnerre) contre la foudre.....	57
IV-2-1 Model électromagnétique.....	57
IV-2-2 distance d’isolement du paratonnerre.....	57
IV-3 Proposition d’une démarche pour l’amélioration de la protection contre la foudre.....	61
IV-3-1 Surtension due à une puissante foudre.....	62
IV-3-2 Protection contre les coups de foudres directes.....	63
IV-3-2-a Première méthode de protection.....	64
IV-3-2-b Amélioration de la méthode de protection proposée.....	67
IV-3-2-c Protection avec un parafoudre ayant une faible tension résiduelle.....	70
IV-3-2-d Effets de la résistance de la terre d’électrodes.....	71
IV-4 Type d’application proposée	73
IV-5 Conclusion.....	75
Conclusion générale.....	76

Introduction générale :

La protection en moyenne tension contre les surtensions, demeure un problème auquel est confronté les entreprises de distribution de l'énergie électrique ; en effet l'utilisation de câble de garde a des tensions inférieure a 90kV ne servira a rien vue qu'une onde en retour se créera, alors la problématique qui se pose est quelle moyen utilise et comment l'utiliser.

Notre étude est portée sur la protection d'un transformateur moyenne tension /basse tension contre les surtensions. Il nous a été signalé un poste se trouvant au village cheurfa दौरا de tizirt qui a été déjà avarié par une surtension de foudre.

En effet le seul moyen utilise par la sonelgaz pour la protection contre les surtensions est l'éclateur qui représente de nombreux inconvénients (voir chapIII).

Notre étude commence par des notions de bases sur les transformateurs, puis nous avons parlé sur les différentes perturbations électriques et dans le troisième chapitre sur les différents moyens qui peuvent être utilisés pour la protection contre les surtensions.

Dans le quatrième chapitre nous avons proposés une solution de protection par parafoudre avec une étude simplifiée, qui consiste en le dimensionnement du parafoudre, en tenant compte de toutes les caractéristiques : du parafoudre, du transformateur et de la ligne.

I-1 Introduction :

L'énergie électrique est produite dans différentes centrales électriques, qui sont loin des consommateurs. Cet éloignement est dû à la taille et à l'environnement des centrales, qui à leur tour rendent impossible leurs implantations à proximité des consommateurs. Une nécessité s'impose d'elle-même, qui consiste en la stratégie que doit entreprendre la société de transport pour satisfaire la consommation, tout en prenant en compte les différents facteurs (qualité, économique, stabilité,...etc.). Donc, cette énergie électrique doit passer par de différents postes de transformation, qui sont ;

I-1-a) Poste élévateur de tension : situé juste à la sortie des centrales de production, cette transformation sert à minimiser les pertes d'énergies transportées à grandes distances

I-1-b) Postes abaisseurs de tension : ils servent à abaisser la tension de HT/MT puis en MT/BT pour la transmettre aux différents consommateurs.

Les postes de transformation comportent essentiellement des transformateurs de tensions.

I-2 Les transformateurs :

I-2-1 Définition du transformateur : [1]

Le transformateur est une machine électrique statique, avec laquelle les valeurs des grandeurs électriques (tension, courant) peuvent être converties, tout en gardant leur nature. Cet appareil électrique est très simple, mais son utilité est incontournable. Le transformateur permet de modifier la tension et le courant dans un circuit. Grâce au transformateur, l'énergie électrique peut être transportée à grande distance de façon économique et distribuée dans les usines et les maisons.

Le symbole du transformateur est donné par les Figures I-1 et I-2.

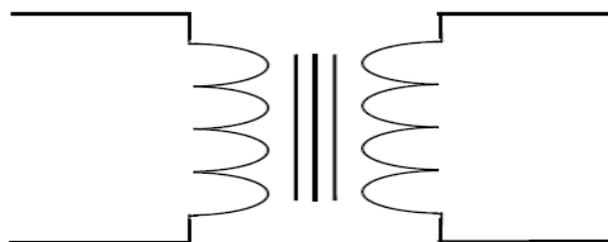


Figure I-1 : symbole du transformateur [2].

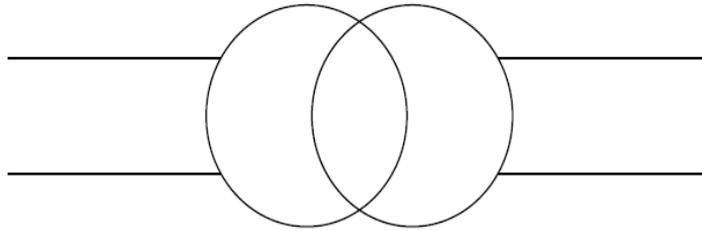


Figure I-2 : symbole du transformateur [2].

La description du transformateur nous aidera également à comprendre le fonctionnement d'un grand nombre de machines tel : les moteurs à induction, la machine asynchrone etc., car ces machines utilisent aussi le principe de l'induction électromagnétique.

Nous établirons d'abord une description généralisée du transformateur (externe et interne), ses performances, puis nous entamerons la définition des concepts de base, de son fonctionnement, ainsi que sa modélisation.

I-2-2 Description du transformateur :

Nous aurons à spécifier un transformateur triphasés abaisseur Moyenne Tension /Basse Tension (MT/BT), 50 Hz, 160 kVA, 30 kV /380/220V, installé à l'extérieur destiné à alimenter les réseaux de distribution publique.

Immergé dans l'huile minérale, à refroidissement naturel, étanche à remplissage total (ERT), muni d'un couvercle boulonné sur une cuve teintée en gris, comprenant deux enroulements ;

- Un enroulement primaire (Moyenne Tension), de n spires, avec une tension de 30 kV.
- Un enroulement secondaire (Basse Tension), de n' spires, avec la tension entre phases de 380V.

En plus, sa polarité est marquée par ses trois bornes primaires (A, B, C) et ses trois bornes secondaires (a, b, c), dont le déphasage entre les tensions lignes à lignes est déterminé selon le type de connexion des enroulements, voire figure I-3.

Ce transformateur comporte un circuit constitué de noyau d'acier de très bonne qualité, afin d'obtenir une bonne perméabilité, utilisé sous forme de tôles minces isolées les unes des autres par du vernis, réparti en trois colonnes et faisant un circuit magnétique fermé. De plus pour minimiser les pertes dans le fer, le noyau est laminé en utilisant de l'acier au silicium. Des enroulements soit en Cuivre, soit en Aluminium, avec des sections de fil différentes sont associés au noyau, ou chacune des colonnes porte un bobinage primaire et un bobinage secondaire, qui doivent satisfaire certaines exigences dont les plus importantes sont d'ordres économiques, thermiques..., comme ils doivent présenter une rigidité diélectrique nécessaire pour supporter les surtensions, ainsi une résistance aux contraintes naissantes lors d'un court-circuit (électrodynamique).

La Figure I-4 présente la constitution du circuit magnétique du transformateur.

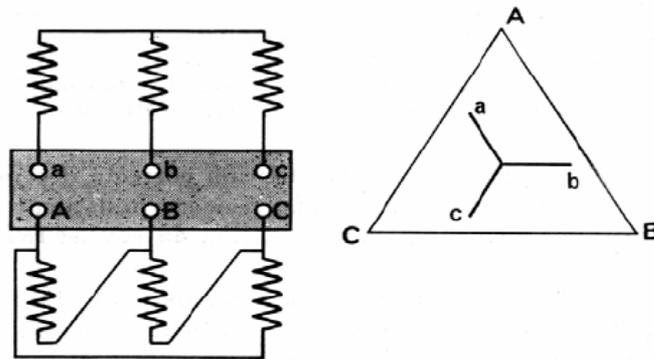


Figure I-3 : mode de couplage des enroulements du transformateur (Y / Δ) [1].

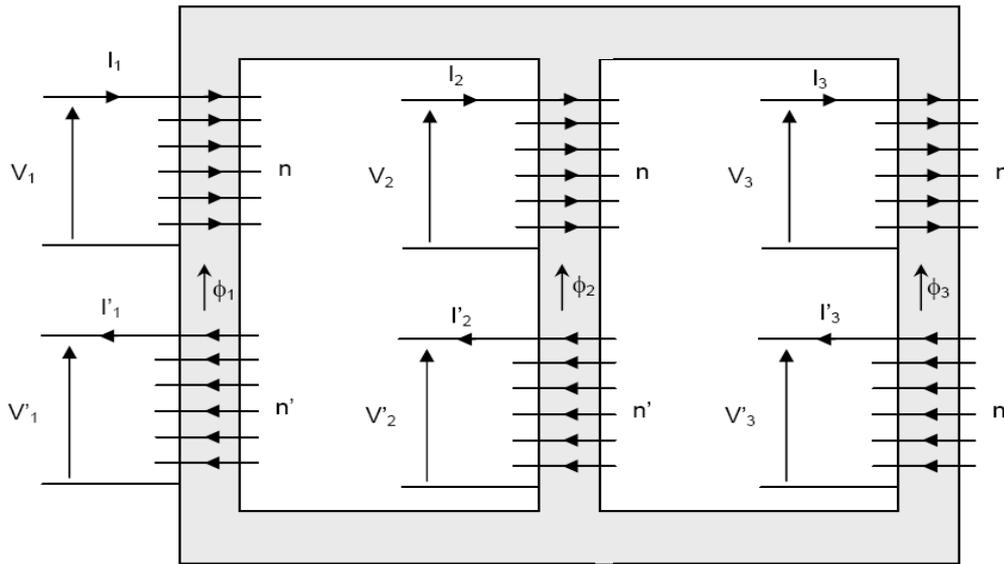


Figure I-4: constitution du circuit magnétique du transformateur [2].

I-2-3 Modélisation, et schémas équivalents du transformateur : [1]

Le primaire du transformateur reçoit une Moyenne Tension, déjà transportée à travers une ligne, laquelle doit être à son tour abaissée pour une éventuelle distribution pour les différents consommateurs, c’est pour cela qu’on le nomme “le poste clients”.

L’opération d’abaissement de la tension variable reçue par le primaire du transformateur, s’effectue à travers un processus de manœuvres électromagnétiques, et cela par le biais du circuit (noyau et des enroulements), et qui s’entame par donner naissance à des flux magnétiques variables dans les trois colonnes du transformateur par les tensions d’alimentation des bobinages primaires du circuit magnétique, comme l’indiquent les équations ci-dessous.

$$v_1 = n \frac{d\Phi_1}{dt} \dots\dots\dots(1)$$

$$v_2 = n \frac{d\Phi_2}{dt} \dots\dots\dots(2)$$

$$v_3 = n \frac{d\Phi_3}{dt} \dots\dots\dots(3)$$

Les tensions sont

équilibrées, les flux le sont aussi et leur somme Φ_s est nulle :

$$\Phi_s = 0 \dots\dots(4)$$

La différence de potentiel magnétique entre le point A et B du circuit magnétique est donnée par;

$$v_A - v_B = ni_1 - n'i_2 - R_1\Phi_1$$

$$v_A - v_B = ni_3 - n'i_3 - R_3\Phi_3$$

$$v_A - v_B = R_s\Phi_s$$

Puisqu'à vide, les courants secondaires sont nuls, les courants à vide du transformateur sont alors donnés par :

$$ni_{10} = R_1\Phi_1$$

$$ni_{20} = R_2\Phi_2$$

$$ni_{30} = R_3\Phi_3$$

La structure du circuit magnétique de la figure I-5 n'est pas symétrique, les flux φ_1 et φ_2 parcourent des longueurs supérieures à celles parcourues par φ_3 entre les points A et B. il en résulte que les réluctances des trois colonnes ne sont pas identiques, créant ainsi un déséquilibre des courants à vide.

Afin de réduire ce déséquilibre, il faudrait donner une section plus faible à la section centrale.

En supposant que le transformateur est parfait, et puisque $m = n'/n$ est son rapport de transformation, on aura:

$$V'_1 = mV_1 \quad I'_1 = mI_1$$

$$V'_2 = mV_2 \quad I'_2 = mI_2$$

$$V'_3 = mV_3 \quad I'_3 = mI_3$$

(V'_1, V'_2, V'_3) et (I'_1, I'_2, I'_3) sont respectivement les tensions et courants secondaires.

Le circuit magnétique conduit avec le moins de réluctance possible les lignes de champ magnétique créées par le primaire dans les spires de l'enroulement secondaire. D'après la loi de Faraday, ce flux magnétique variable induit une force électromotrice dans le deuxième bobinage appelé secondaire du transformateur.

De part son principe, le transformateur ne peut pas fonctionner si il est alimenté par une tension continue. Le flux doit être variable pour induire une f.é.m. au secondaire, il faut donc que la tension primaire soit variable.

Le principe de fonctionnement du transformateur est illustré dans la Figure I-5.

Puisque nous sommes en train d'étudier un transformateur réel, nous devons prendre en compte les pertes avec le schéma équivalent de la Figure I-6.

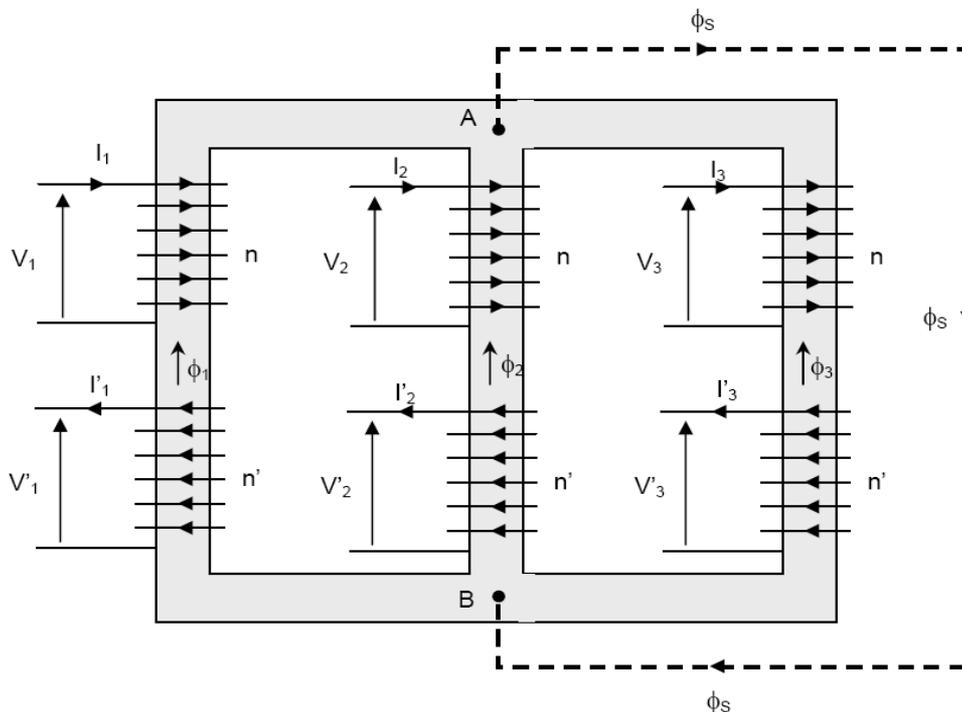


Figure I-5 : principes de fonctionnement du transformateur [2].

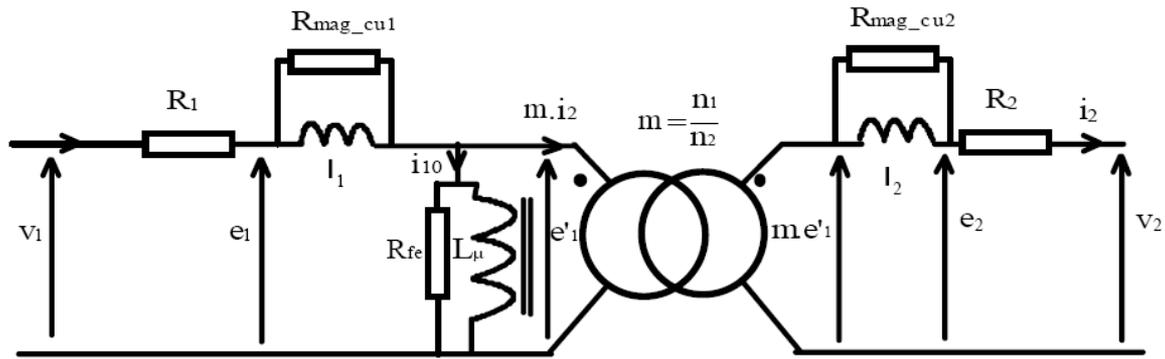


Figure I-6: schéma équivalent du transformateur avec pertes [3].

R_1 : résistance du primaire.

l_1 : inductance du primaire.

$R_{\text{mag_cu1}}$: résistance constante, représentant les pertes dans les conducteurs cuivre primaire.

R_{fe} : résistance représentant les pertes dans le fer.

L_μ : inductance magnétisante du primaire.

R_2 : résistance du secondaire.

l_2 : inductance du secondaire.

$R_{\text{mag_cu2}}$: résistance constante, représentant les pertes dans les conducteurs cuivre secondaire.

Comme toute machine électrique, le transformateur occasionne des pertes de puissance. Ces pertes sont causées par :

- a) L'effet joule dans les deux enroulements.
- b) L'hystérésis et les courants de Foucault dans le fer.

Les pertes dans le transformateur se manifestent sous forme de chaleurs et donnent lieu :

- 1) A une élévation de température.
- 2) A une diminution de rendement.

Afin de maintenir la chaleur du transformateur à une valeur acceptable, on est amené à limiter à la fois la tension qu'on lui applique et le courant qu'on en tire. C'est pour cette raison que la puissance nominale que peut débiter un transformateur est exprimée par le

produit de la tension nominale et du courant nominal. Cependant, le résultat n'est pas exprimé en Watts, car l'angle entre la tension et le courant peut prendre n'importe quelle valeur, celle-ci dépend de la nature de la charge.

Par conséquent, la puissance nominale est donnée en voltampères (VA) ; (kVA) ; (MVA).

L'échauffement d'un transformateur dépend donc de la puissance apparente qui le traverse.

Pour assurer un refroidissement convenable, et empêcher l'échauffement exagéré qui détériore les isolants du transformateur, une technologie de refroidissement a été conçue à travers l'huile minérale qui maîtrise l'équilibre de température dans le transformateur.

I-2-4 Caractéristiques du présent transformateur : [2]

Certaines caractéristiques électriques sont déterminantes pour connaître la tenue aux contraintes en exploitation et en situation de défauts, elles le sont aussi pour le choix et réglage de la tension.

a- Tension assignée du primaire (U_r) ; elle permet le choix de la tension d'isolement et de la tenue aux chocs de foudres.

b- Tension de court-circuit (U_{cc}) ; elle permet de calculer le courant absorbé par le primaire en cas de court-circuit aux bornes du secondaire si l'on néglige l'impédance de source :

$$I_{cc} = \frac{100 \cdot I_n}{U_{cc} \%}$$

Ou ; I_n : est le courant nominal.

Elle permet de connaître l'impédance du transformateur nécessaire pour le calcul du courant de court-circuit, lorsque celui-ci se produit dans la distribution BT :

$$Z = \frac{U_{cc} \% \cdot U_r}{100 \cdot I_r}$$

Ou ; I_r : est le courant du côté primaire

Les tensions de court-circuit sont normalisées et fonction de la puissance du transformateur MT/BT.

c- Courant d'enclenchement ; Dans des conditions particulières défavorables, on obtient une saturation très marquée du noyau magnétique, l'enroulement embrassant jusqu'à trois fois son flux nominal.

Du fait de cette saturation, l'inductance apparente de la bobine chute de manière importante, se rapprochant du comportement d'une bobine dans l'air. Le courant résultant dans l'enroulement peut alors atteindre des valeurs de crêtes très élevées, jusqu'à une dizaine de fois la crête du courant assigné avec une forme d'onde de courant très déformé du fait du phénomène de saturation.

La connaissance du courant d'enclenchement est nécessaire pour déterminer le choix et/ou le réglage des protections contre les courts-circuits placés au primaire du transformateur.

d- Inertie thermique du transformateur ; elle est fonction du type du transformateur et de sa puissance. Sa connaissance est utile à la détermination de la protection contre les surcharges. Le présent transformateur est accroché à la partie supérieure d'un poteau.

I-2-5 Equipement de base du poste :

- Commutateur de réglage condensable situé sur le couvercle, pour adapter le transformateur à la valeur réelle de la tension d'alimentation.
- 03 traversées porcelaines MT.
- 04 traversées porcelaines BT.
- 02 emplacements de la mise à la terre sur le couvercle.
- 04 galets de roulements plats orientables.
- 02 anneaux de levage et de décuvage.
- 04 œillets d'amarrage.
- Une plaque signalétique.
- 01 orifice de remplissage.
- 01 dispositif de vidange.

Les différentes perturbations électriques que subissent les transformateurs, les amènent à courir des risques de rupture dans la continuité du service, qui se manifestent dans la majorité des cas par des échauffements. Ces perturbations se présentent sous plusieurs formes, elles sont issues de différentes causes (courts-circuits, surcharges, surtensions)

I-3 Conclusion :

Le transformateur en sa qualité de convertisseur statique, demeure l'un des éléments directeurs des réseaux électrique. Par ailleurs, la localisation du transformateur dans la nature, et ses différentes connexions (MT et BT), l'expose à plusieurs risques qui peuvent le détériorer.

Les différentes perturbations électriques, leurs origines et les risques qui menacent le transformateur sont l'objet du prochain chapitre.

II-1 Introduction :

Le poste de transformation (MT/BT) qui sert 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'affirment 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, donc elles avaient franchi les limites assignées par les conducteurs. 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 perturbations électriques :

Les réseaux de distribution d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dus, en général, à l'apparition des défauts. Ces défauts donnent lieu à l'établissement de courant de court-circuit, entre un ou plusieurs conducteurs et le sol.

II-2-1 Définition d'un défaut électrique :

Un défaut électrique est une anomalie électrique qui peut apparaître sur une phase (défaut monophasé) ou sur plusieurs phases (défaut polyphasé) d'une ligne (départs, arrivées, liaisons) ou d'un demi-jeu de barres.

Un défaut électrique est spécifié par :

- Une modification de la valeur du courant (sur une ligne) par rapport à sa valeur nominale (dépassement d'un seuil).
- Une modification de la valeur de la tension (entre le demi-jeu de barre et le neutre) par rapport à sa valeur nominale (dépassement d'un seuil).

II-2-2 Caractéristiques des courts-circuits : [4]

Ils sont principalement caractérisés par ;

- leurs durées : auto extincteur, fugitif ou permanent.
- leurs origines :
 - Mécaniques (rupture de conducteurs, liaisons électriques accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux).

-Surtensions électriques d'origines interne ou atmosphériques, ou à la suite d'une dégradation de l'isolement consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive.

- Leurs localisations : interne ou externe au transformateur.

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

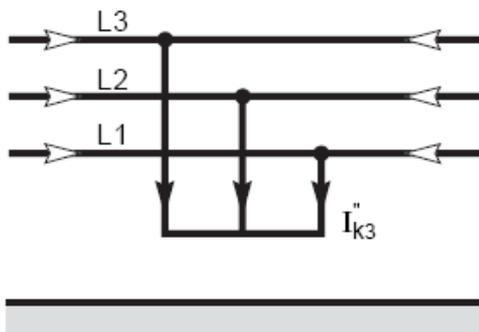
-monophasés : 80% des cas.

-biphasés : 15% des cas, ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés.

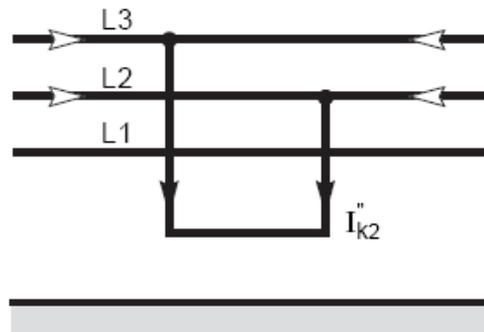
-triphases : 5% seulement des cas.

Ces différents courants de court-circuit sont représentés par la figure1.

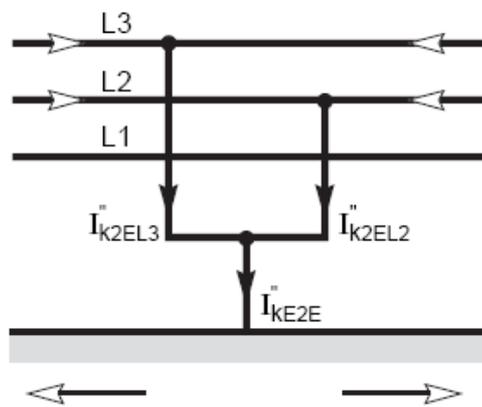
a) court-circuit triphasé



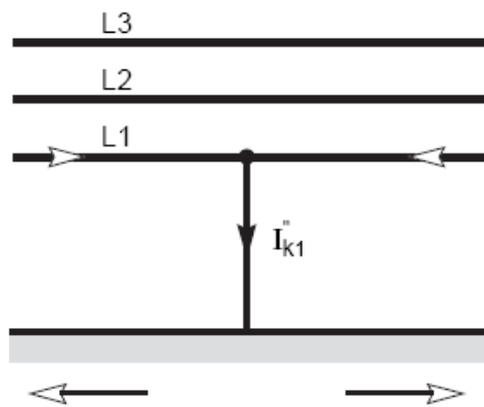
b) court-circuit biphasé, isolé



c) court-circuit biphasé - terre



d) court-circuit phase-terre



 courant de court-circuit,
 courants de court-circuit partiels dans les conducteurs et la terre.

Figure (II-1) : les différents courts-circuits et leurs courants. Le sens des flèches figurant les courants est arbitraire [16]

II-2-3 Les principaux défauts de court-circuit : [4]

Dans ce transformateur de distribution, différents courts-circuits peuvent se produire.

II-2-3-1 Les défauts liés à la technologie: [5]

Les défaillances internes aux transformateurs, sont majoritairement la conséquence de sollicitation externe (surtensions, surintensité). Nous avons vu précédemment les différents modes de défaillances et la manière dont la situation peut évoluer.

Toutefois, d'autres défaillances sont envisageables selon la technologie du transformateur, et puisque notre transformateur est un transformateur émergé dans l'huile, il est exposé aux risques suivants :

- une fuite de diélectrique non diagnostiquée aboutira à un défaut électrique par perte d'isolation en haut de bobinage. Une telle fuite peut être initiée par corrosion de la cuve, ou par un choc par exemple.
- la pollution du diélectrique par présence de particules issues de la cuve, du noyau ou des isolants, ou par pénétration d'eau, peut également donner une situation de dégradation diélectrique. De telles pollutions ne sont habituellement pas surveillées sur les transformateurs de distribution.

II-2-3-2 Evolution des défauts internes : [5]**a- Défauts entre spires :**

Les défauts entre spires de l'enroulement moyenne tension correspondent au mode de défaillance le plus fréquent et également le plus difficile à détecter. Ils résultent de la dégradation locale de l'isolant du conducteur, par contrainte thermique ou diélectrique. La manifestation immédiate se réduit à une faible augmentation du courant primaire, du fait de la modification du rapport de transformation d'une part et de l'apparition d'un phénomène de spires en court-circuit sur l'enroulement concerné. Cette spire en défaut se comporte comme un enroulement secondaire et est le siège d'un courant limité seulement par son impédance propre et par la résistance au point de défaut (figure II-2).

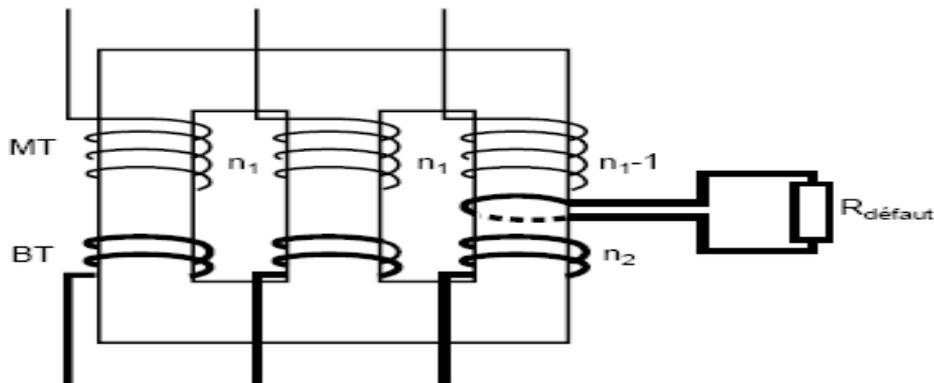


Figure (II-2): fonctionnement d'un transformateur avec une spire en court-circuit au primaire. [5]

Selon le courant qui va parcourir cette spire, l'évolution de défaut va être plus ou moins rapide. En cas de courants importants, l'échauffement local va entraîner la détérioration des spires avoisinantes et le défaut va s'étendre rapidement. L'ordre de grandeur correspond à environ cent fois le courant assigné. Dans tous les cas, la présence d'un arc local va entraîner un dégagement gazeux. Ce dégagement peut entraîner une montée en pression importante jusqu'à rupture d'un élément.

Si le défaut provoque un courant primaire faible, le phénomène peut être lent et difficilement détectable par la surveillance du courant d'alimentation. Des essais de laboratoire sur des transformateurs émergés, ont mis en évidence des courants compris entre 1 et 6 fois le courant assigné, accompagnés de dégagements gazeux importants, pour des défauts impliquant jusqu'à 8% de spires primaires. C'est pourquoi les surveillances d'émissions gazeuses ou de pressions peuvent être utilisées de manière complémentaire aux protections basées sur les mesures de courants.

b- Défauts entre enroulements :

- **Enroulements MT :** les défauts entre enroulements MT sont rares mais peuvent donner lieu à des courants de défaut au niveau des bornes, avec des manifestations très importantes. Certaines localisations particulières, comme un défaut entre enroulements au voisinage des connexions de point neutre d'un couplage étoile, s'apparente à un défaut entre spires, car les points venant en contact ne sont pas à des tensions très différentes.
- **Enroulements BT :** les défauts entre enroulements BT sont exceptionnels car ces enroulements sont placés au plus près du noyau magnétique et sont entourés par les

enroulements MT. Dans le cas de plusieurs enroulements BT sur la même colonne du circuit magnétique (couplage zig-zig par exemple), la possibilité de défaut existe. Dans tous les cas, le courant de défaut reste inférieur à celui d'un court-circuit aux bornes secondaires, mais l'évolution peut être rapide du fait de la présence d'un arc d'intensité significative.

➤ **MT/BT** : un défaut entre enroulements peut également entraîner une mise en contact entre primaire et secondaire, avec l'apparition de potentiel dangereux sur le réseau basse tension. Le risque pour les équipements et les personnes dépend du régime du neutre des deux réseaux. Dans certaines applications, afin de privilégier la sécurité de l'enroulement de plus faible tension, l'utilisation d'un écran relié à la masse, positionné entre les enroulements primaires et secondaires, permet de supprimer cette hypothèse de défaut en privilégiant les défauts phase-masse. Dans ce cas, les prises de terre de la masse et du neutre BT, sont différentes, ce qui évite la montée en potentiel du réseau par rapport à la terre.

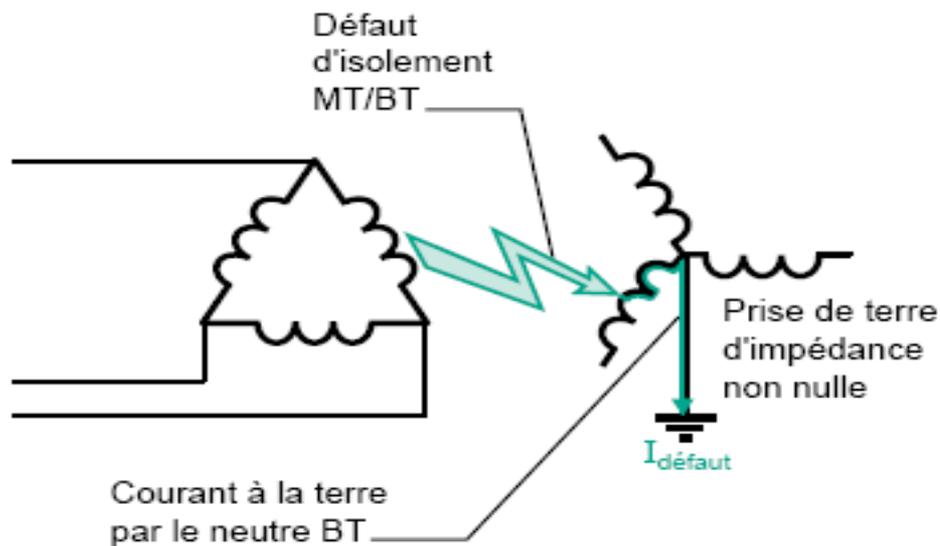


Figure (II-3) : exemple de défaut entre enroulement primaire et secondaire. [5]

c- Défauts à la masse et influence du régime de neutre :

Les défauts entre l'enroulement MT et la masse ont comme origine la plus fréquente une rupture d'isolement suite à surtension. Toutefois, ils peuvent être la conséquence de défaut de type mécanique ou de l'évolution d'un défaut électrique comme cité précédemment. Les caractéristiques d'un défaut à la masse, ainsi que les capacités à le diagnostiquer, dépendent

du mode de mise à la terre du réseau d'alimentation et de l'emplacement du défaut dans le transformateur.

Dans le cas d'un neutre moyenne tension non distribué, relié à la terre par une impédance, le défaut fera apparaître un courant à la terre fonction de l'impédance de neutre et de la position du défaut sur l'enroulement. Dans le cas d'un courant de défaut très faible, on retrouve un risque de montée en pression lente comme pour les défauts entre spires. Une détection arbitrairement fine du courant à la terre serait un moyen de protection efficace, néanmoins, une telle protection n'est pas toujours réalisable techniquement et économiquement.

Dans le cas d'un réseau à neutre accordé (mis à la terre par une bobine de Petersen), le défaut d'isolement du transformateur émergé va présenter un caractère auto-extincteur récurrent. La faible valeur du courant du défaut permet son extinction spontanée et la réapparition progressive de la tension, caractéristique d'un réseau à neutre accordé, entraîne un reclaquage, une centaine de millisecondes plus tard. La fréquence du phénomène va augmenter s'il y a dégradation progressive par les claquages successifs entraînant une baisse de tenue diélectrique.

Dans le cas d'un neutre relié directement à la terre et distribué (réseau à 4 conducteurs, de type nord-américain), la présence d'un courant de neutre est normale, du fait de l'existence de charges monophasées, et l'apparition d'un défaut va augmenter ce courant (en fonction de l'impédance du tronçon d'enroulement non court-circuité). La situation est alors analogue à un autotransformateur en court-circuit. Le courant de défaut sera toujours significatif et demandera une intervention rapide au risque d'aboutir à l'explosion. Il risque par contre, de ne pas être détecté par les protections du réseau qui sont réglées pour admettre un courant de neutre important. C'est donc la protection du transformateur qui doit agir.

Une part significative des défauts concerne la masse du transformateur, donc la terre. Une protection contre les défauts à la terre est donc utile. Le courant à la terre étant nul en condition normale (sauf réseau avec neutre à la terre et distribué), une telle protection peut être réglée avec un seuil bas, par exemple 10% du courant assigné, avec une temporisation de 100 ms, dans le cas d'utilisation de transformateurs de courant et quelques ampères dans le cas d'utilisation de capteur de courant résiduel.

II-2-3 Conséquences des défauts de court-circuit : [4]

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- ✓ Au point de défaut, la présence d'arcs de défauts, avec : détérioration des isolants, fusion des conducteurs, incendie et danger pour les personnes.
- ✓ pour le circuit défectueux : les efforts électrodynamiques, avec déformation des jeux de barres, et arrachement des câbles.
- ✓ suréchauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants.
- ✓ pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité.
- ✓ les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes, la mise hors service d'une petite ou grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections, l'instabilité dynamique et /ou la perte de synchronisme des machines, les perturbations dans les circuits de contrôle commande.

Le tableau suivant illustre les différentes contraintes en exploitation et leurs conséquences.

Contrainte	Cause possible	Défaillance la plus probable	Manifestation initiale
Surtensions	-Choc de foudre proche -Manœuvres du réseau	-Claquage entre spires MT -Claquage entre enroulement et masse	-Dégagement gaz ou fumée -Faible augmentation de courant de phase
Surintensité faible	-Surcharge -Défaut impédant sur réseau BT	Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires	-Dégagement gaz ou fumée -Faible augmentation de courant de phase
Surintensité volante	Défaut BT proche	Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires et déplacements de bobines	-Évolution rapide et aléatoire vers un défaut d'enroulement

Vieillessement	Cumul des contraintes antérieures	Claquage entre spires MT Evolution possible à la terre	-Dégagement gaz ou fumée -Faible augmentation de courant de phase Courant à la terre
-----------------------	-----------------------------------	---	--

Tableau (II-1) : synthèse des contraintes en exploitation et conséquences.

Ces perturbations ont pour effets l'apparition, sur le transformateur de surintensités ou de surtensions, selon leurs natures.

II-3 Les surtensions :

II-3-1 Définition des surtensions : [7]

On désigne par surtension toute différence de potentiel anormale apparaissant dans les circuits électriques susceptible d'endommager les éléments de ces circuits (lignes machines...etc.)

On distingue deux sortes de surtensions :

- **Transversales** : apparaissant entre un conducteur et la terre ou entre deux

Conducteurs,

- **Longitudinales** : ou entre spires, correspondant à un accroissement exagéré de la différence de potentiel entre deux points voisins d'un même conducteur.

Elles peuvent exister simultanément ou isolément.

L'étude des surtensions peut être abordée de manière différente selon leurs spectre de fréquence. Un phénomène électrique ou électromagnétique n'est jamais instantané : il doit se propager. Sa vitesse de propagation peut être très grande, mais pas infinie.

En pratique, le phénomène pourra être considéré comme instantané si sa longueur d'onde est beaucoup plus grande que les dimensions du système considéré.

Exemple : pour une ligne de 100km, un phénomène à 50 Hz peut être considéré comme instantané ;

$$\lambda = c \cdot \frac{1}{f} = 3 \cdot 10^8 \cdot \frac{1}{50} = 6000 \text{ km}$$

Par contre pour un phénomène à 10 kHz ($\lambda = 30 \text{ km}$), il faudrait tenir compte de sa propagation.

II-3-2 Classification des surtensions : [6]

La classification des surtensions selon leur durée et leur forme.

Selon la durée, on distingue les surtensions temporaires et les surtensions transitoires :

a- Surtension temporaire : surtension à fréquence industrielle de durée relativement longue (de quelques périodes à quelques secondes).

b- Surtension transitoire : surtension de courte durée ne dépassant pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie.

Les surtensions transitoires sont divisées en :

- ❖ **surtension à front lent**
- ❖ **surtension à front rapide**
- ❖ **surtension à front très rapide.**

Les formes d'ondes normalisées utilisées pour effectuer les essais des matériels :

- **Tension de courte durée à fréquence industrielle** : c'est une tension sinusoïdale de fréquence comprise entre 48 Hz et 62 Hz et de durée égale à 60 s.

- **Tension de choc de manœuvre** : c'est une tension de choc ayant une durée jusqu'à la crête de 250 μs et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 2500 μs .

- **Tension de choc de foudre** : c'est une tension de choc ayant une durée de front montant de 1,2 μs et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 50 μs

II-3-3 Origines des surtensions

Les surtensions peuvent avoir diverses origines

II-3-3-1 Surtensions d'origine interne :

II-3-3-1-1 Surtensions à fréquence industrielle :

a- Surtension provoquée par un défaut d'isolement : [8]

Une surtension due à un défaut d'isolement apparaît sur un réseau triphasé, lorsque le neutre est isolé ou impédant.

En effet, lors d'un défaut d'isolement entre une phase et la masse ou la terre (blessure d'un câble souterrain, mise à la terre d'un conducteur aérien par des branchages, défaut dans un équipement...), voir fig(II-4), la phase concernée est mise au potentiel de la terre et les deux autres sont alors soumises, par rapport à la terre, à la tension composée

$$U = \sqrt{3} \cdot V$$

De façon plus précise, lors d'un défaut d'isolement sur la phase A, un facteur S_d de défaut à la terre est défini par le rapport de la tension des phases B et C par rapport à la terre, à la tension simple du réseau.

L'équation ci-après permet de calculer S_d :

$$S_d = \sqrt{3} \frac{\sqrt{k^2 + k + 1}}{K + 2}$$

$$\text{Avec : } k = \frac{x_0}{x_d}$$

X_d : étant la réactance directe du réseau vu du point de défaut

X_0 la réactance homopolaire.

A noter que :

- si le neutre est parfaitement isolé, soit $X_0 = \infty$: $S_d = \sqrt{3}$
- si la mise à la terre du neutre est parfaite soit $X_0 = X_d$: $S_d = 1$.
- si, comme dans le cas général, $X_0 = 3X_d$: $S_d = 1,25$.

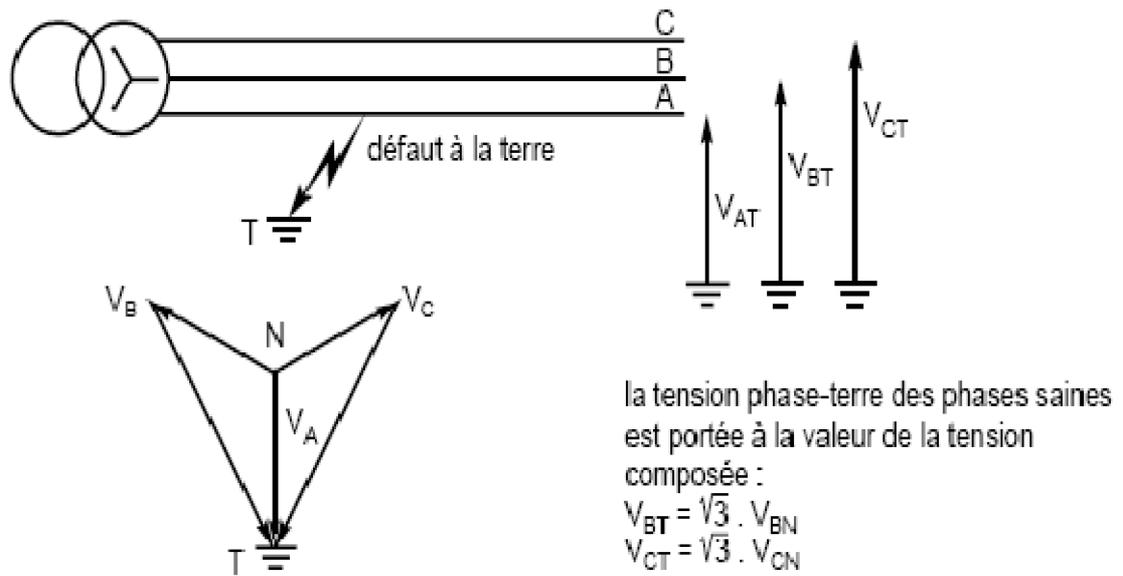


Figure (II-4): surtension temporaire sur un réseau à neutre isolé de la terre, en présence d'un défaut d'isolement.

b- Surtension sur une longue ligne à vide (effet Ferranti) : [8]

Une surtension peut se produire lorsqu'une ligne longue est alimentée à l'une de ses extrémités et non chargée à l'autre. Elle est due à un phénomène de résonance qui se manifeste par une onde de tension à croissance linéaire le long de la ligne.

En effet, avec :

- L et C désignant respectivement l'inductance et la capacité totale de la ligne ;

Us et Ue étant les tensions à l'extrémité ouverte et à l'entrée de la ligne, le facteur de surtension est égal à:

$$\frac{U_s}{U_e} = \frac{1}{1 - \frac{L.C.W^2}{2}}$$

Ce facteur de surtension est de l'ordre de 1,05 pour une ligne de 300 km et de 1,16 pour une ligne de 500 km.

c- Surtensions par ferro-résonance : [9]

Ce phénomène est de nature oscillatoire, il peut prendre naissance par interaction de la capacité d'un réseau avec une inductance non linéaire particulièrement celle présentée par un transformateur (surtout fonctionnement à vide).

Ainsi dans le fonctionnement des phases incomplètes ; il en résulte des surtensions entretenues ou non sur des réseaux à fortes capacitances qui peuvent entraîner des avaries aux transformateurs ou aux câbles eux mêmes.

Ce phénomène peut être évité soit :

- En modifiant la longueur du câble.
- En installant des parafoudres.
- En la mise à la terre du neutre (qui est la plus efficace).

d- Surtensions de résonance : [10]

Le phénomène de résonance se rencontre sur les réseaux électriques quel que soit leur niveau de tension.

Il peut être rencontré par exemple dans le cas d'un régime de neutre compensé (bobine de Petersen) utilisé pour minimiser les courants de défaut en MT. Il peut aussi être à l'origine de destructions diélectriques ou thermiques ou de vieillissements prématurés de matériels électriques par surtension et par surintensité (résonance harmonique ...).

Dans le cas de la résonance série et en régime sinusoïdal ($U = E \cos(\omega t)$), la relation entre les tensions peut s'exprimer sous forme vectorielle :

$$\vec{U} = \vec{U}_R + \vec{U}_L + \vec{U}_C \quad (\text{voir figure II-5}).$$

Dans le cas particulier de la résonance, les tensions aux bornes du condensateur et de l'inductance se compensent ; et le circuit est dit en situation de résonance. La pulsation ω_n pour laquelle cette résonance apparaît est telle que :

$$L.C.\omega_n^2 = 1$$

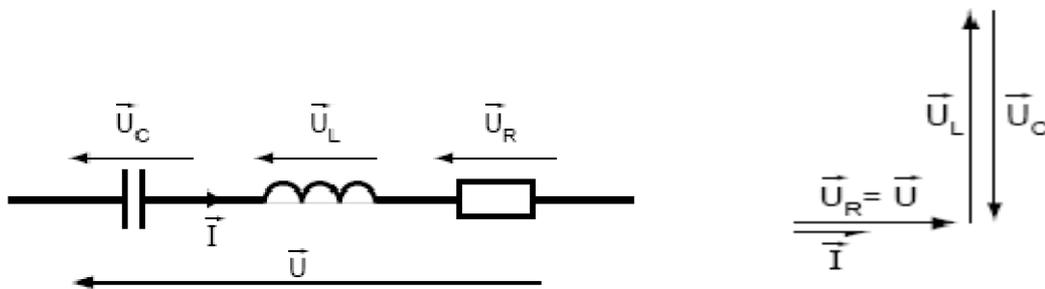
L'amplitude du courant I est alors égale à : $I = \frac{E}{R}$

Ce courant peut être très important.

L'amplitude de la tension aux bornes du condensateur (et aux bornes de l'inductance) est égale à k.E

Le facteur de qualité k a pour expression :

$$K = \frac{LW_n}{R} = \frac{1}{R.C.W_n}$$



A : circuit résonant RLC simple tensions

B : représentation vectorielle des tensions

Figure (II-5)

Selon la valeur de k l'amplitude de la tension $U_L (= U_C)$ peut être inférieure ou supérieure à l'amplitude E de la tension d'excitation U.

Il y a résonance harmonique lorsque la pulsation W_n coïncide avec une pulsation harmonique n W_0 (W_0 pulsation du réseau) générée par certains équipements (moteurs à vitesse variable, redresseurs statiques ...). La résonance harmonique peut également avoir des conséquences néfastes sur le matériel électrique et doit donc être maîtrisée.

e- Surtension due à une rupture du conducteur neutre : [6]

Considérons le schéma de la (figure II-6) où Z_1 , Z_2 et Z_3 représentent les impédances équivalentes par phase à l'ensemble des charges en aval du point de rupture du neutre.

Si les phases sont parfaitement équilibrées, le système des tensions n'est pas perturbé.

En cas de déséquilibre des charges, le point neutre se déplace et les tensions phase-neutre se rapprochent de la tension composée pour les phases les moins chargées, tandis que les phases chargées (faible impédance) deviennent inférieures à la tension simple.

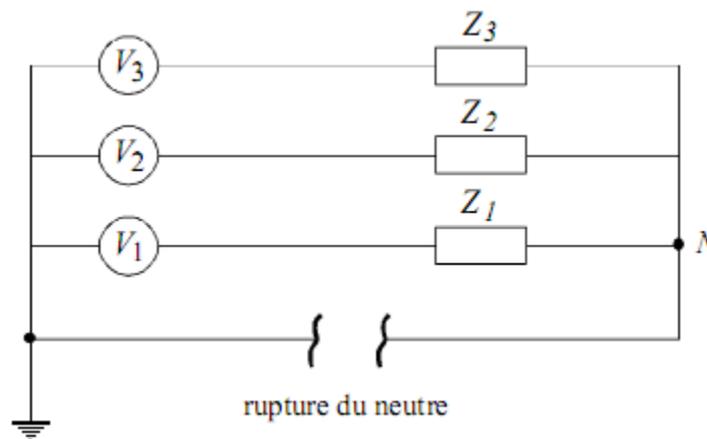


Figure (II-6) : schéma équivalent d'un réseau BT lors d'une rupture du neutre

II-3-3-1-2 Surtensions de manœuvre :

Lors des manœuvres de mise sous tension ou de mise hors tension de récepteurs, des surtensions transitoires apparaissent sur le réseau. Ces surtensions sont d'autant plus dangereuses si le courant coupé est inductif ou capacitif. L'amplitude, la fréquence et la durée d'amortissement de ce régime transitoire dépendent des caractéristiques du réseau considéré et des caractéristiques mécaniques et diélectriques de l'appareil de coupure.

a- Surtension due à la manœuvre des sectionneurs : [12]

Les manœuvres de sectionneurs aussi bien dans les postes aériens que dans les postes sous enveloppe métallique PSEM (poste source à enveloppe métallique) génèrent des surtensions à la terre à front très rapide dont les amplitudes dépendent (comme pour les surtensions à l'enclenchement des lignes) fortement des tensions résiduelles laissées du côté de la charge avant l'amorçage (fermeture) ou le réamorçage (ouverture) entre les contacts du sectionneur. L'amortissement de ces surtensions est très important dans l'air alors que, dans les PSEM, il

est quasi nul, vu sa configuration coaxiale qui favorise la propagation des très hautes fréquences (quelques dizaines de MHz). Pour des différences de potentiel entre contacts de 2 pu, les amplitudes maximales théoriques restent inférieures à 3 pu. Dans la pratique, ces amplitudes maximales sont plutôt de 1,6 pu dans l'air et de l'ordre de 2 pu dans les PSEM (figure- 7). Exceptionnellement, elles peuvent atteindre 2,5 pu dans des configurations de PSEM bien particulières.

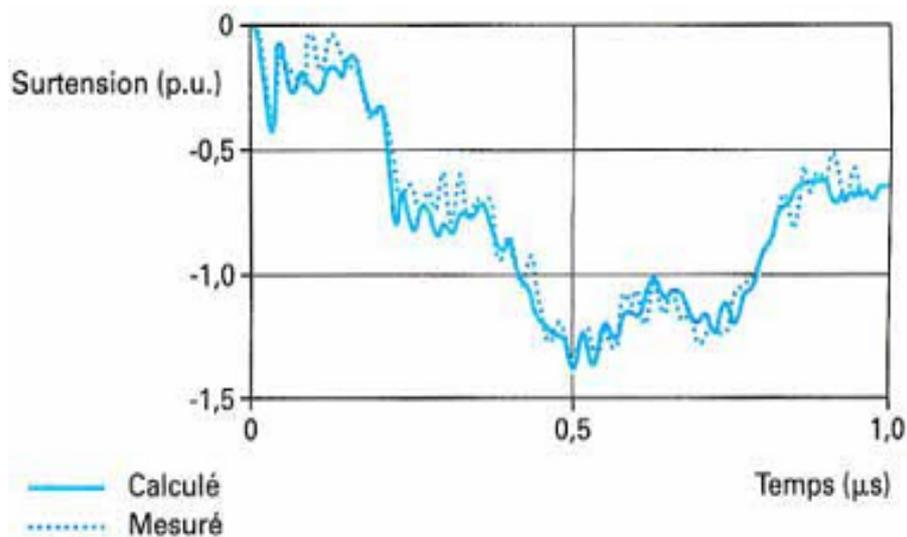


Figure (II-7) : Surtension à front très rapide générée dans un poste sous enveloppe métallique (PSEM) par la manœuvre d'un sectionneur [12].

b- Surtension due à la coupure de courants capacitifs ou inductifs : [12]

De façon générale, la coupure de courants capacitifs ou inductifs peut provoquer des surtensions qui méritent l'attention (coupure de courant de démarrage de moteurs, de courant magnétisant de transformateurs ou de bobines, de câbles à vide...) car les disjoncteurs peuvent se retrouver dans des conditions de tension transitoire de rétablissement (TTR) mal couvertes par les normes et donc réamorcer entre contacts, générant ainsi des surtensions dangereuses pour les matériels.

II-3-3-2 Surtensions d'origine atmosphérique :

II-3-3-2-1 Nature et comportement de la foudre : [7]

La foudre est une décharge électrique entre un nuage et le sol ou entre deux nuages. A la différence d'un condensateur, où les charges sont à la surface des électrodes conductrices, dans un nuage orageux, les charges sont portées par les gouttelettes d'eau ou les cristaux de glace ; leurs déplacements sont relativement lents, de telle sorte qu'une décharge ne met en jeu qu'une partie des charges contenues dans le nuage.

Ainsi, un coup de foudre est généralement constitué d'une série de décharges, utilisant le même trajet d'éclair, et séparées les unes des autres d'un temps variant entre quelques dizaines de microsecondes jusqu'à quelques dixièmes de secondes.

Les décharges entre nuage et sol sont négatives dans 90 % des cas ; elles frappent ainsi les points de l'électrode opposée aux points où le champ électrique est le plus fort : c'est-à-dire les pointes (arbres, clochers, pylônes, fils de lignes électriques, etc...).

On peut chiffrer approximativement les grandeurs d'un coup de foudre :

- 10^8 à 10^{10} V pour le potentiel d'un nuage.
- 5 à 10 kV/m pour le champ électrique au voisinage du sol pendant les orages.
- 20 à 60 kA pour l'intensité d'une décharge.
- 200 kA pour des valeurs extrêmes .
- 10 à 300 C pour les charges des nuages.

L'onde de choc présente un front de 1 à 5 μ s et une durée de demi-amplitude de 20 à 50 μ s (durée jusqu'à ce que la tension ait atteint la moitié de sa valeur maximum).

Les décharges négatives, partant du nuage suivant un canal nommé streamer, descendent vers le sol par échelons, avec une allure bifurquée. La vitesse de l'éclair est de 20 à 110 m/ μ s, correspondant à une vitesse en ligne droite entre 15 et 65 m/ μ s.

II-3-3-2-2 Type de coups de foudre : [14]

Les aspérités du sol ou des structures créent un " effet de pointe " qui amplifie de façon très importante le champ électrique local.

Cette augmentation du champ électrique au sol se traduit par une ionisation locale de l'air (effet "Corona"). Ce phénomène est observé depuis longtemps et est ainsi connu sous l'appellation « feu de Saint-Elme ». Un canal d'air ionisé reliant le nuage au sol est alors susceptible de se créer et de permettre l'écoulement d'un courant de foudre de forte intensité.

On distingue quatre types caractéristiques de coups de foudre, selon qu'ils sont négatifs ou positifs et descendants ou ascendants.

a- Le coup négatif :

Le bas du nuage est chargé négativement. Les décharges sont multiples et variées : à une première décharge partielle de durée de front de 10 à 15 μs succèdent des décharges d'attaque plus raides et de descentes plus douces.

b- Le coup positif :

Le bas du nuage est chargé positivement. Une seule décharge apparaît durant 0,1 s à 0,2 s. La durée d'attaque varie entre 20 μs et 50 μs et l'amplitude du courant des "coups positifs" est généralement supérieure à celle des "coups négatifs".

c- Le coup descendant :

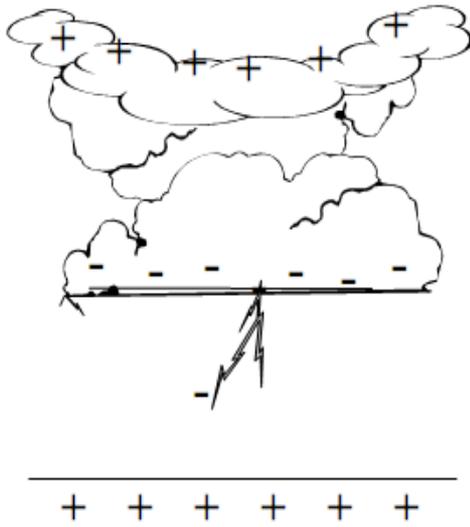
Caractérisé par son arborescence ouverte vers le bas, c'est le plus fréquent. Il comporte une phase initiale où une pré-décharge se propage par bonds successifs du nuage vers le sol (traceur). A l'extrémité de ce traceur, le champ électrique est extrêmement élevé, ce qui augmente localement le champ au sol.

Dès que la pointe du traceur approche du sol, des pré-décharges ascendantes vont se développer à partir du sol. Lorsque ces deux canaux se rejoignent, un pont conducteur entre nuage et sol s'établit et permet ainsi le passage d'un courant de forte intensité.

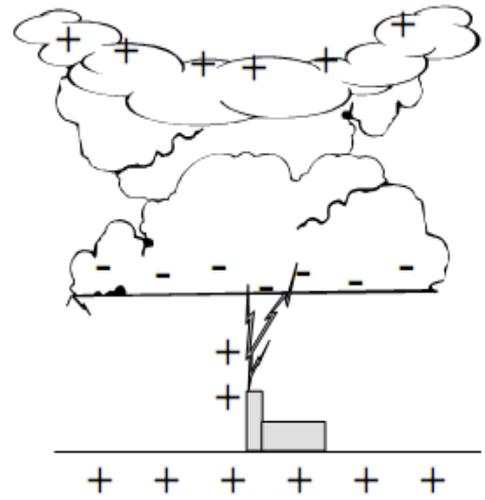
d- Le coup ascendant :

Il est caractérisé par une arborescence ouverte vers le haut. Dans le cas de pylônes de grande hauteur ou de tours, l'effet couronne peut créer une décharge (partant donc du sol) qui va se développer suffisamment loin pour atteindre le nuage. Dès qu'un canal conducteur est créé, les charges accumulées dans le nuage vont s'écouler au sol. Le coup de foudre ascendant est très fréquent en zone montagneuse.

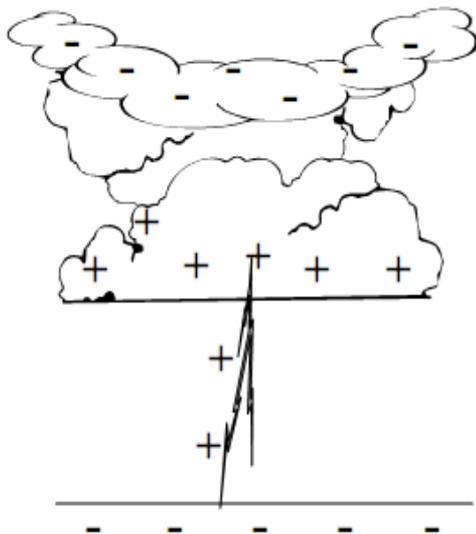
Les différents coups de foudre sont illustrés ci-dessous :



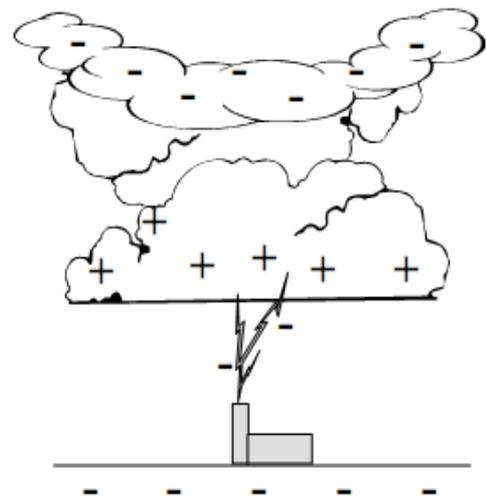
Traceur négatif descendant



Traceur positif ascendant issu d'une structure élevée



Traceur positif descendant



Traceur négatif ascendant issu d'une structure élevée

Figure II-8 différents types de coups de foudre.

II-3-3-2-3 Forme et amplitude de l'onde de foudre : [6]

Le phénomène physique de la foudre correspond à une source de courant impulsionnelle dont la forme réelle est très variable : elle consiste en un front de montée jusqu'à l'amplitude maximale de quelques microsecondes à 20 μs suivi d'une queue de décroissance de quelques dizaines de μs

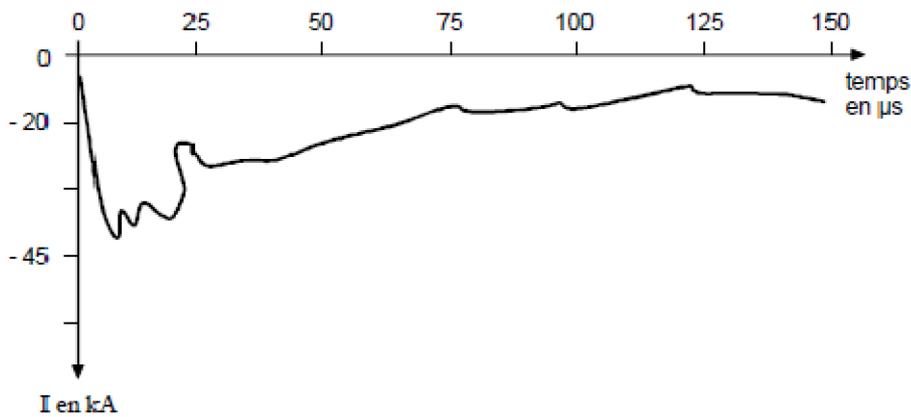


Figure (II-9) : oscillogramme d'un courant de foudre [6].

L'amplitude des coups de foudre varie suivant une loi de distribution log-normale. On détermine alors la probabilité de dépassement d'une amplitude donnée (figure II-8). On remarque, par exemple, que pour la courbe moyenne (IEEE), la probabilité de dépasser une amplitude de 100 kA est de 5 %. Ce qui signifie que 95 % des coups de foudre ont une amplitude inférieure à 100 kA.

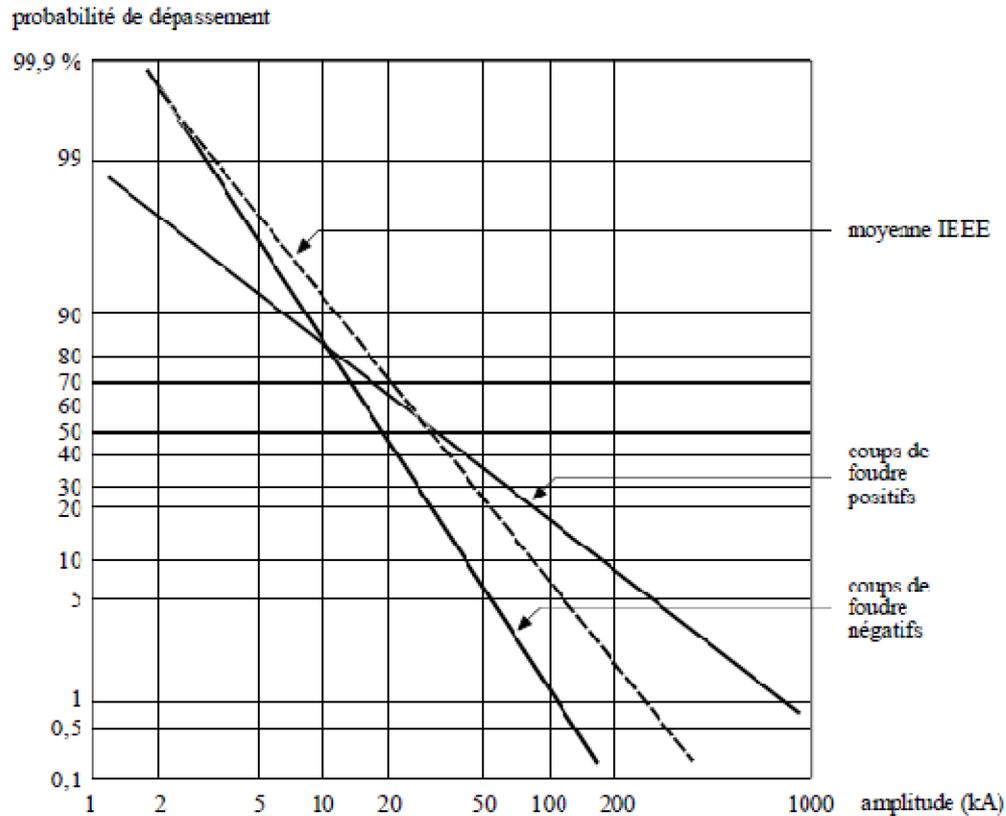


Figure (II.10) : probabilité de dépassement des amplitudes des coups de foudre positifs et négatifs, selon IEEE (statistique expérimentale) [6].

II.2.3.2.4. Niveau Kéramique et la densité de foudroiement : [6]

- On définit alors le niveau Kéramique Nk comme étant le nombre de jour par an où le tonnerre a été entendu dans un endroit.

On définit la densité de foudroiement N qui représente le nombre de coups de foudre par km^2 par an, quels que soient leurs niveaux d'intensité.

Dans le tableau suivant (tableau : II.2.a) et (tableau : II.2.b) sont rassemblées les valeurs du niveau kéramique concernant la wilaya de TIZI-OUZOU de l'année 1990 à 2009

Années	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Nombre de jour orageux	22	10	19	13	21	24	28	33	29	25	17

Tableau : II.2.a [12]

Années	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Nombre de jour orageux	21	22	23	38	21	18	38	25	36

Tableau : II.2.b [13]

Tableau : II.2.a et b nombre de jours par an au cours des quels le tonnerre a été entendu dans la wilaya de TIZI-OUZOU (données de l’office national climatologie)

A partir de ces deux tableaux on peut facilement calculer la moyenne du niveau kéraunique au niveau de la wilaya de TIZI-OUZOU depuis 1990 donc on aura :

$$N_k = 24,15$$

- On définit la densité de foudroiement (N_s) le nombre d’impacts de foudre par kilomètre carré et par an qui tombent au sol dans une région ; longtemps cependant, la mesure directe de ce nombre d’impacts a été impossible et c’est le niveau kéraunique qui a servi de base à l’évaluation de N_s . Bien avant l’apparition des réseaux de détection des coups de foudre, les concepteurs de réseaux ont utilisé et utilisent toujours des relations liant la densité du coup de foudre et le niveau kéraunique tel qu’il est depuis longtemps mesuré par la station météorologique. Ils ont donc proposé des formules empiriques reliant la densité de coup de foudre et le niveau kéraunique :

$$N_g = N_k (0,1 \pm 0,35 \sin \varphi) (0,4 \pm 0,2)$$

$$\text{Ou: } N_g = N_k^{(1,9 \pm 0,1)} (2,6 \pm 0,2) 10^{-3}$$

Où (φ) représente la latitude de la région considérée [11]

II-3-3-2-5. Onde conventionnelle : [15]

l’onde de choc conventionnelle est une onde normalisée , que tous les constructeurs d’appareillage électrique HT utilisent pour effectuer les tests de contrôle.

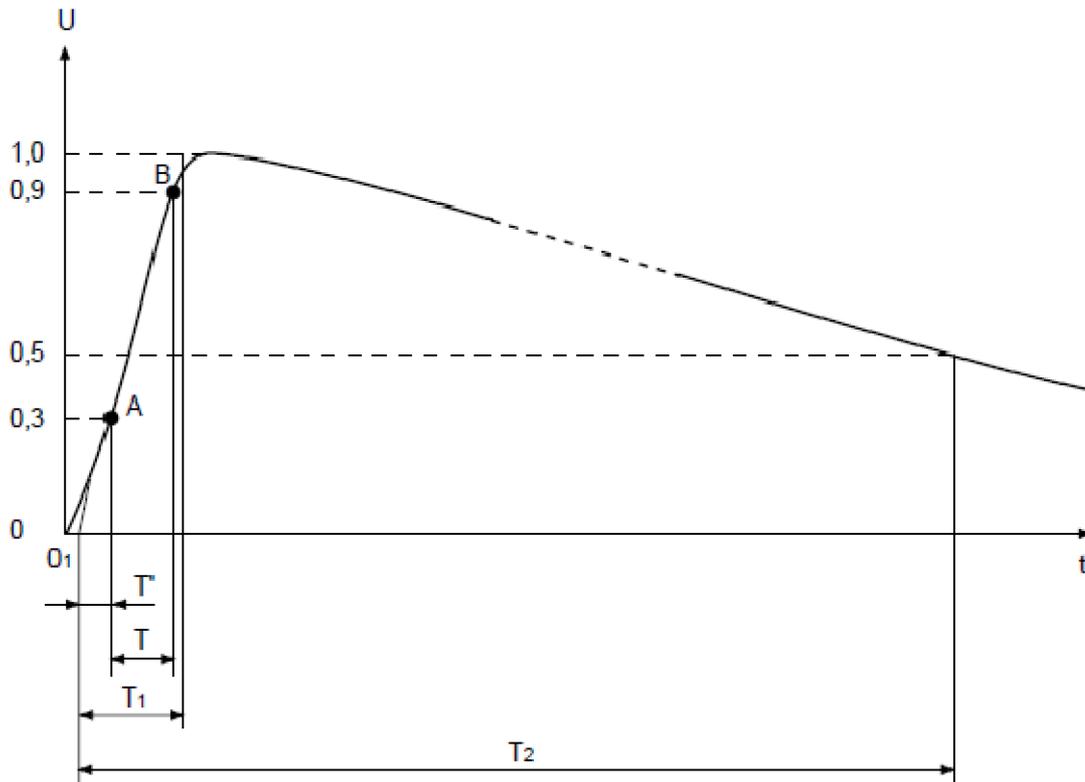


Figure (II-11) : exemple de CdF normalisée selon CEI 60, ici $T_1 = 1,2 \mu s$, $T_2 = 50 \mu s$ [15].

$$T_1 = 1,67T$$

$$T' = 0,3T_1 = 0,5T$$

➤ **Coup de Foudre négatif :**

$$T_{\text{front}} (90\%) = 1 \text{ à } 10 \mu s,$$

$$T_{\text{queue}} (50\%) = 40 \text{ à } 200 \mu s.$$

➤ **Coup de Foudre positif :**

$$T_{\text{front}} (90\%) = 10 \text{ à } 100 \mu s,$$

$$T_{\text{queue}} (50\%) = 500 \text{ à } 1000 \mu s.$$

II-3-3-2-6 Mode d'action de la foudre sur les lignes : [8]

Comme les réseaux BT, les réseaux HT sont influencés par la foudre et cela de quatre manières :

- Par coup de foudre direct
- Par coup de foudre indirect

- Par induction électromagnétique (choc en retour)
- Par induction électrostatique.

a- Coup de foudre direct

Il se manifeste par l'injection dans la ligne, d'une onde de courant de plusieurs dizaines de kA. Cette onde de courant, qui peut faire fondre des conducteurs en se propageant de part et d'autre du point d'impact (figure II-12), provoque une augmentation de tension

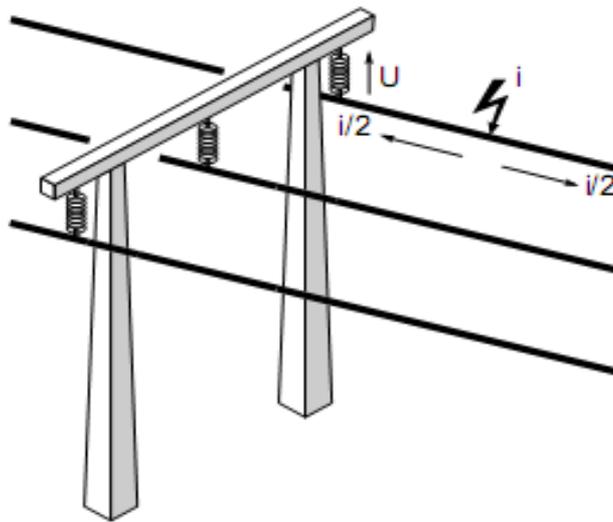
U : données par la formule :
$$U = \frac{1}{2} Z_c * I$$

Avec i le courant injecté et Zc l'impédance homopolaire caractéristique de la ligne (300 à 1000 ohms).

U atteint donc des valeurs de plusieurs millions de volts, ce qui n'est supportable par aucune ligne, au point que celle-ci, par exemple au premier pylône rencontré par l'onde, la tension croît jusqu'à ce que se produise le claquage de la distance d'isolement (La chaîne d'isolateurs). Suivant que l'amorçage a eu lieu ou pas (fonction de la valeur du courant injecté dans la ligne) l'onde qui continue à se propager après le pylône est dit coupé ou plein.

Pour différentes tensions de réseau, il n'y a pas amorçage au-dessous du courant critique indiqué par la droite de la (figure II-13).

Pour les réseaux dont la tension est inférieure à 400 kV, pratiquement tous les coups de foudre directs entraînent un amorçage et un défaut à la terre.



$$U = Z_c \cdot i/2$$

Figure (II-12). : Lors d'un coup de foudre direct, l'onde de courant se propage de part et d'autre du point d'impact.

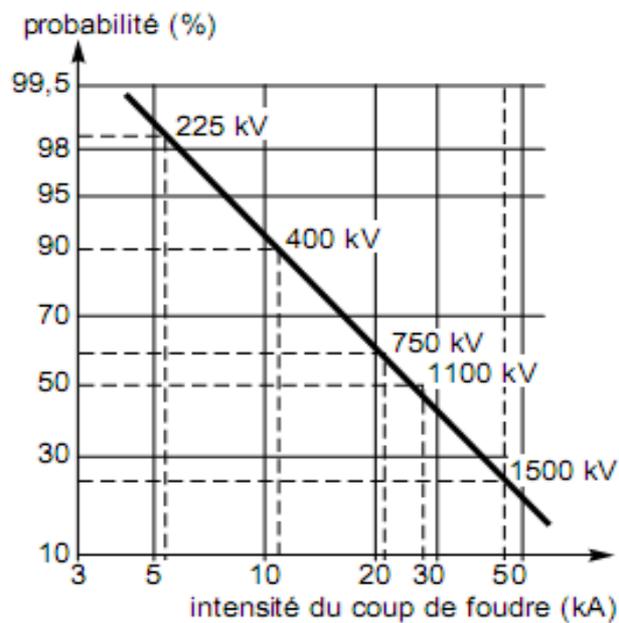


Figure (II-13) : Distribution statistique de l'intensité des coups de foudre directs et intensités minimales d'amorçage en fonction du niveau de tension du réseau [8].

b- Coup de foudre indirect

Lorsqu'il se produit sur un support, ou même simplement à proximité d'une ligne, des surtensions importantes sont générées dans le réseau.

Ce deuxième cas, plus fréquent que le précédent, peut se révéler presque aussi dangereux.

- si la foudre tombe sur le pylône ou le câble de garde, l'écoulement du courant provoque l'augmentation du potentiel de la masse métallique par rapport à la terre (figure14). La surtension U correspondante peut atteindre plusieurs centaines de kV.

$$U = R \frac{I}{2} + \frac{L}{2} \frac{di}{dt}$$

Avec R , résistance en onde raide de la prise de terre et L , l'inductance du pylône et/ou du conducteur de mise à la terre.

Lorsque cette tension atteint la tension d'amorçage d'un isolateur, il se produit un «amorçage en retour» entre la structure métallique et/ou des conducteurs actifs.

Pour les tensions de réseau supérieures à 150 kV, cet amorçage en retour est peu probable. La qualité de la prise de terre des pylônes joue un rôle important.

A partir de 750 kV, il n'y a pratiquement plus aucun risque d'amorçage en retour, ce qui justifie l'installation de câbles de garde sur les lignes à THT. En dessous de 90 kV, ces câbles ne constituent une protection efficace que si la prise de terre des pylônes est excellente.

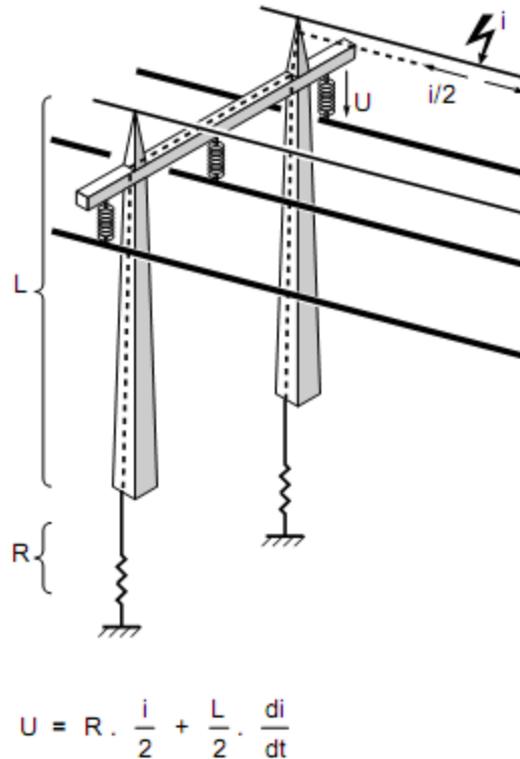


Figure (II-14) : lorsque la foudre tombe sur le câble de garde, l'écoulement du courant provoque l'augmentation du potentiel de la masse métallique du pylône par rapport à la terre.

c- Induction électromagnétique (choc en retour) : [7]

Un coup de foudre tombant à proximité d'une ligne, développe un champ d'induction magnétique suffisamment important pour y créer une surtension induite, dont l'ordre de grandeur peut être estimé par la formule suivante :

$$U_{\max} = Z_0 \cdot \frac{I_{\max} \cdot h}{d}$$

Ou :

$$Z_0 = \frac{0,25}{\pi} \sqrt{\frac{\mu_0}{\epsilon_0}} \cong 30\Omega$$

h : hauteur du conducteur

d : distance entre la ligne et l'impact de foudre

Des modèles plus détaillés existent, et l'utilisation de programmes de calculs s'avère nécessaire pour plus de précision.

d- Induction électrostatique : [7]

Soit, suivant la figure ci-dessous, un nuage orageux S, chargé positivement, couvrant une certaine étendue au-dessus d'une ligne L. Autour de ce nuage se développe un champ électrique, dont les lignes de force vont du nuage à la terre, les unes directement, les autres en passant par la ligne L.

Si la ligne est parfaitement isolée du sol, ses conducteurs seront portés au potentiel du point où ils se trouvent dans le champ électrique.

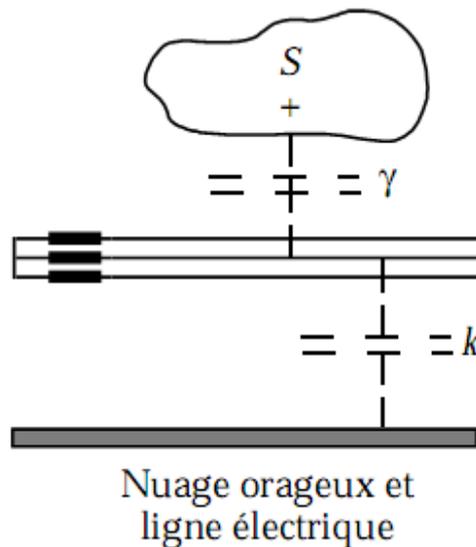


Figure (II-15)

Les surtensions apparaissent, lorsque, l'état électrique du nuage se modifie brusquement par suite d'une décharge entre ce nuage et la terre ou un autre nuage.

Si le nuage est subitement déchargé, les charges accumulées sur la ligne en regard du nuage sont libérées et elles élèvent immédiatement le potentiel de cette partie à une valeur qui peut être considérable et qui est égale au potentiel qu'aurait eu cette zone sous l'action du nuage orageux si ces charges n'étaient venues l'annuler ou le réduire à une faible valeur. Les

charges ainsi libérées et la surtension correspondante se déplacent vers les deux extrémités de la ligne sous la forme d'ondes mobiles.

L'expérience a montré que les ondes provenant de cette cause sont généralement peu dangereuses, car elles n'atteignent que des amplitudes relativement peu élevées.

II-3-3-2-7 Propagation des surtensions de foudre vers les postes : [12]

La surtension de foudre, dont la forme dépend des éventuels amorçages au niveau des pylônes, se propage le long de la ligne jusqu'au poste en subissant un amortissement du à l'effet de peau mais surtout à l'effet couronne. Les surtensions réellement contraignantes pour le matériel constituant le poste sont dues à des coups de foudre tombant sur la ligne entre le poste et une distance dite distance limite, de quelques kilomètres au maximum. Pour les coups de foudre tombant au-delà de cette distance limite, les surtensions sont le plus souvent suffisamment amorties par l'effet couronne, pour ne plus pouvoir provoquer d'amorçage dans le poste (figure (II-16)).

Par ailleurs, pour les postes, on parle d'effet d'autoprotection lorsque plusieurs lignes sont en permanence raccordées au poste car, dans ce cas, la pente de l'onde de foudre incidente est divisée par le nombre de lignes raccordées.

Par contre, la configuration pour laquelle les surtensions sont les plus importantes est celle d'une ligne qui arrive sur un appareil de coupure en position ouverte. Il peut alors y avoir doublement de la surtension incidente.

Ces éléments ne sont que des indications. Il est préférable d'effectuer un calcul précis des contraintes avec les moyens actuels de simulation permettant de représenter la ligne et le poste. Ils permettent de déterminer, à partir des éléments statistiques connus des paramètres de foudre, les fonctions de répartition des surtensions sur les points du poste où un dimensionnement est nécessaire. Cela permet de mieux prendre en compte le caractère aléatoire du phénomène de foudre.

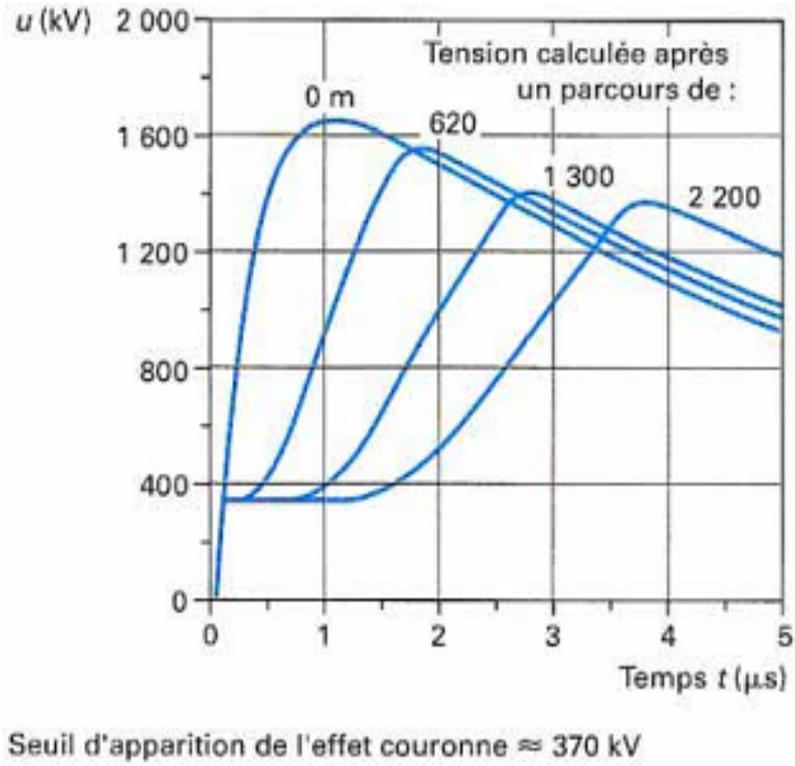


Figure (II-16) : Réduction, due à l'effet couronne, de la pente moyenne et de l'amplitude d'une surtension due à la foudre durant sa propagation sur la ligne [12]

Type de surtension (cause)	Coefficient de surtension MT-HT	Durée	Raideur du front fréquence	amortissement
A fréquence industrielle (défaut d'isolement)	$\leq \sqrt{3}$	Longue >1s	Fréquence industrielle	Faible
De manœuvre (interruption de court-circuit)	2 à 4	Courte 1ms	Moyenne 1 à 200KHz	Moyen
Atmosphérique (coup de foudre direct)	>4	Très courte 1 à 10 μ s	Très élevée 1000 KV/ μ s	Fort

Tableau (II-3) : caractéristiques des différentes surtensions

II-4 Conclusion

Les perturbations électriques sont fréquemment les anomalies que les réseaux électriques en général et les postes de transformations en particulier rencontrent, et leurs causes sont différemment issues soit de l'intérieur ou de l'extérieur du réseau, et se manifestent à travers des court-circuits, en injectant le réseau dans un autre régime qui le perturbe, et qui risque de brusquer la continuité du 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.

III-1 Introduction :

La protection contre les surtensions a pour but de maintenir la continuité du service et réduire à un niveau acceptable les risques que courent les individus ainsi le matériel. Pour cela on utilise des protections comme les parafoudres, éclateurs ...etc.

III-2 Les éclateurs : [11]

Fonctionnement

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

A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur (voir fig.1).

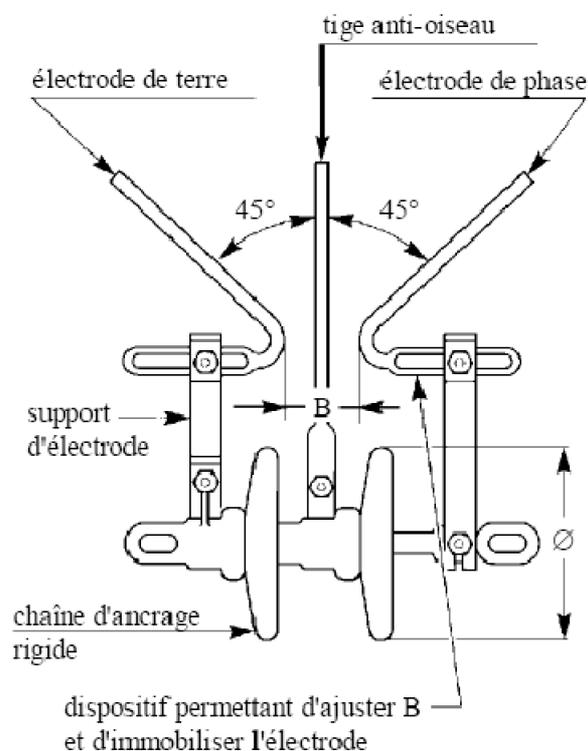


Figure (III-1) : Eclateur MT avec tige anti-oiseaux

III-2-1 Eclateurs à tiges ou de coordination : [7]

Ils sont constitués de deux tiges de quelques mm de diamètre, placées suivant le même axe, et reliées l'une (t1) à l'appareil à protéger, l'autre (t2) à la terre. L'extrémité sous tension (t1) est munie d'une sphère pour limiter l'effet couronne. La distance entre les tiges fixe la valeur de la tension d'amorçage. Pour cela, l'une des tiges est coulissante.

Son niveau de protection au choc est approximativement donné par :

$$U = 10 (d + 1) \text{ [kV crête]}$$

d = distance des tiges en cm.

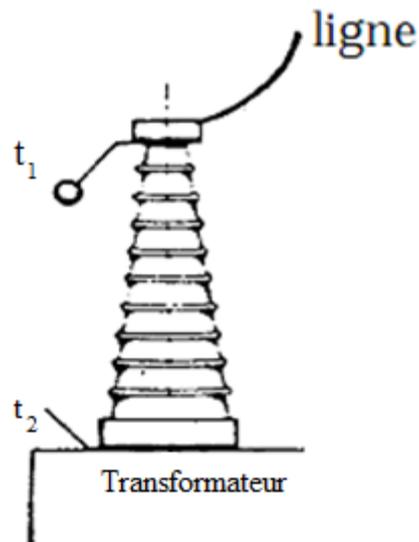


Figure (III-2) : Exemple de protection d'un transformateur par éclateur à tiges

III-2-1-1 Les avantages : [11]

Le principal avantage de l'éclateur est son faible prix.

Il est aussi très robuste et facilement réglable, de sorte que ses caractéristiques peuvent être ajustées suivant sa fonction.

Malheureusement, ces avantages ne vont pas sans de nombreux inconvénients.

III-2-1-2 Les inconvénient : [11]

➤ Une fois amorcé entre les deux électrodes, l'arc ne se désamorce pas spontanément. Le défaut artificiel ainsi créé doit être éliminé par l'action des protections et des disjoncteurs associés.

De ce fait, l'éclateur ne doit surtout pas fonctionner lors de surtensions de manœuvres. Il est, par ailleurs, à l'origine de coupures brèves très gênantes pour la qualité du service, spécialement en HTA.

➤ Le fonctionnement de l'éclateur conduit à une onde de tension coupée à front raide susceptible de provoquer des avaries au matériel bobiné situé à proximité.

➤ Le niveau d'amorçage est très fluctuant. Il dépend de nombreux paramètres tels que les conditions atmosphériques, l'état d'ionisation de l'air, mais surtout de la vitesse de montée de la surtension appliquée. En particulier, lors de surtensions à front raide, la tension réellement atteinte sur l'appareil à protéger *peut dépasser le niveau dit de protection de l'éclateur*. De ce point de vue, il est préférable de traduire les caractéristiques de protection des éclateurs par des réseaux de courbes plutôt que par une simple valeur.

➤ Les éclateurs sont sensibles aux agressions extérieures (neige, paille animaux..., etc.) pour les plus basses tensions (en particulier pour le réseau à 20 kV) où les distances entre les électrodes des éclateurs sont faibles.

Ces éclateurs n'ont pratiquement 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.

On préfère donc l'usage de parafoudres pour assurer une bonne coordination de l'isolement, avec plus de sécurité.

III-3 Les parafoudres :

III-3-1 Définitions et caractéristiques : [7]

Les principales grandeurs suivantes sont utilisées dans les parafoudres :

a- La tension d'amorçage est la tension minimum pour laquelle le parafoudre fonctionne. A 50 Hz, elle aura pour valeur au moins 2 fois la valeur efficace la plus élevée du réseau. Au choc, elle dépend très fortement de la forme d'onde ; elle est généralement définie pour une onde 1,2/50 μ S ou 4/10 μ S et 8/20 μ S pour des ondes de courant.

b-La tension résiduelle est la tension maximum aux bornes du parafoudre pendant le passage du courant de décharge. Tension et courant sont liés par :

$$U_r = I_{\text{décharge}} \cdot R_{\text{tot parafoudre}}$$

c-La tension d'extinction ou tension de désamorçage est la valeur la plus élevée de la tension de service pour laquelle le parafoudre interrompt son courant de suite. C'est généralement la valeur qui désigne le parafoudre.

d-Le pouvoir de décharge est l'intensité maximum du courant que le parafoudre peut écouler, plusieurs fois de suite, sans être endommagé.

e-Le courant de suite est le courant fourni par le réseau et qui subsiste un temps plus ou moins long après le passage du courant de décharge. Il doit s'annuler de lui-même à la fin d'une alternance de la tension.

Un parafoudre doit remplir les conditions suivantes :

- lors de l'apparition d'une surtension, mettre le conducteur à la terre dans un temps très court ($< 0,1 \mu\text{s}$),
- se désamorcer rapidement après l'écoulement à la terre de la décharge,
- avoir une tension d'amorçage et une tension résiduelle aussi stable que possible pendant des années; elles doivent en outre être indépendantes de la polarité et de la forme de l'onde, des conditions climatiques.

III-3-1-1 Parafoudres au carbure de silicium et à éclateurs : [11]

Le parafoudre permet d'éviter la plupart des inconvénients inhérents au principe de l'éclateur.

Ses avantages sur l'éclateur sont :

- une dispersion moins grande de la tension d'amorçage ;
- une extinction spontanée de l'arc ;
- 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-3-1-2 Parafoudre moyenne tension (HTA) : [11]**III-3-1-2-1 Constitution**

Ce parafoudre est constitué d'une ou plusieurs varistances, ou résistances non linéaires, au carbure de silicium, associées en série avec un ou plusieurs éclateurs (figure III-3). L'ensemble est placé dans une enveloppe isolante étanche remplie d'un gaz sec (air ou azote).

L'étanchéité est primordiale pour éviter la corrosion des éclateurs, les contournements de la partie active et la modification des caractéristiques.

En subdivisant l'intervalle d'amorçage en plusieurs éclateurs élémentaires, on stabilise les caractéristiques d'amorçage du parafoudre.

Les éclateurs sont constitués de disques de laiton emboutis, empilés et séparés par de petites pièces isolantes en céramique.

Les résistances variables sont constituées de grains de carbure de silicium agglomérées par un liant et pressées sous forme de disques, dont les faces parallèles sont métallisées et le pourtour recouvert d'un revêtement isolant destiné à éliminer les contournements.

III-3-1-2-2 Principe de fonctionnement

En fonctionnement normal, les éclateurs ne sont pas conducteurs. Lorsque survient une surtension supérieure au niveau d'amorçage (figure III-4), les éclateurs s'amorcent et provoquent l'écoulement du courant de décharge au travers des résistances dont la valeur est d'autant plus faible que le courant est élevé (caractéristique non linéaire), ce qui permet de limiter la surtension.

Après le passage du courant de décharge, le parafoudre reste conducteur, mais la tension à ses bornes diminue et la non-linéarité des résistances entraîne une décroissance plus rapide du courant qui peut alors être facilement interrompu par les éclateurs à son premier passage par zéro. Ainsi, la surtension est écrêtée sans provoquer ni défaut artificiel ni onde coupée, puisque la présence des résistances en série avec les éclateurs évite l'effondrement de la tension après l'amorçage.

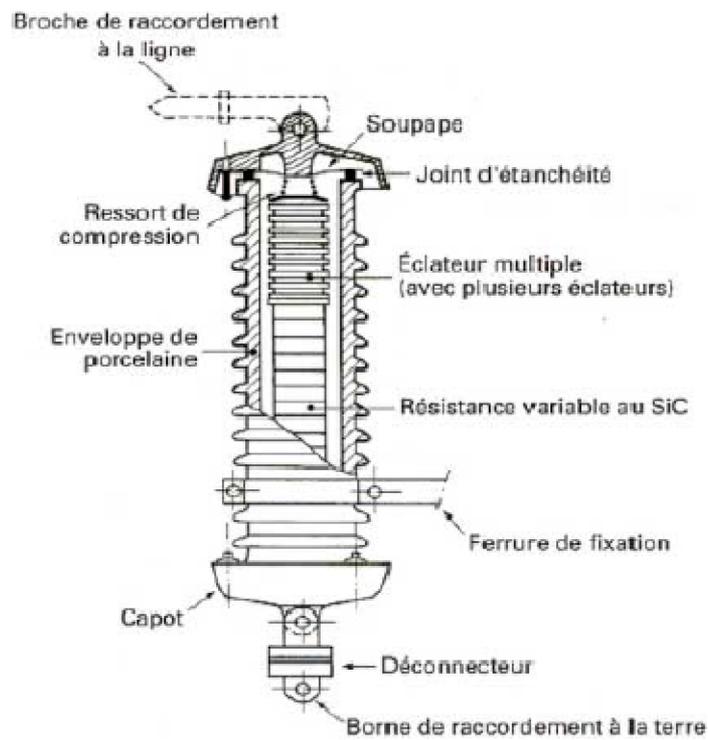


Figure (III-3) : Parafoudre HTA au carbure de silicium et à éclateurs : constitution

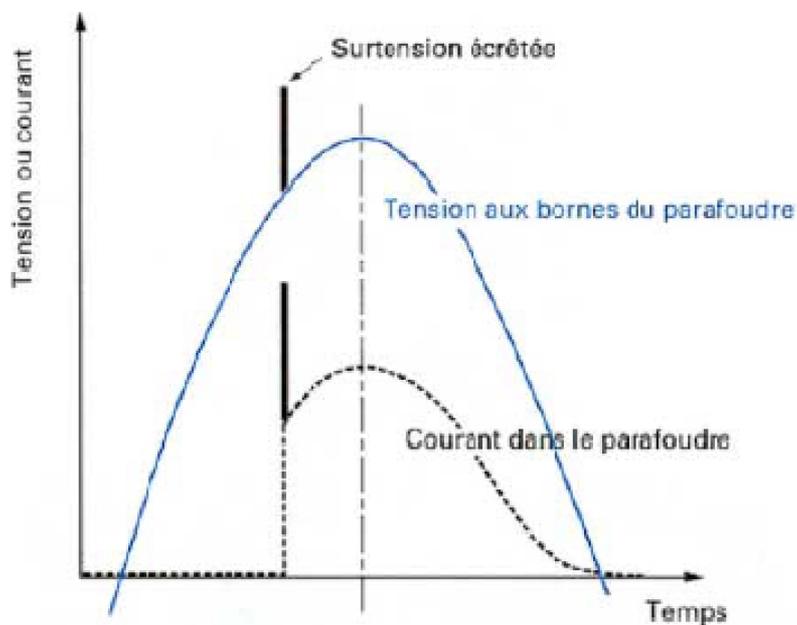


Figure (III-4) : Parafoudre HTA au carbure de silicium et à éclateurs : principe de fonctionnement [11]

III-3-1-2 Parafoudres à oxyde de zinc : [11]

C'est au cours des années soixante que des varistances constituées d'une céramique à base d'oxyde de zinc sont apparues sur le marché pour la protection des circuits électroniques.

Dès 1970, des constructeurs de parafoudres se sont lancés dans la mise au point de parafoudres utilisant ces céramiques. Pour l'électrotechnicien, ces composants présentent deux avantages essentiels :

- D'une part, ils ont un coefficient de non-linéarité si important que l'on peut en faire des parafoudres sans éclateurs.
- D'autre part, leur capacité d'absorption d'énergie est élevée et on peut les utiliser sur tous les réseaux, de l'électronique jusqu'au transport d'énergie à très haute tension (225 ou 400 kV).

III-3-1-2-1 Constitution

Alors que la technologie des parafoudres à éclateurs dépend fortement du niveau de tension considéré, ces nouveaux composants sont, de la moyenne tension aux plus hautes tensions, constitués simplement d'un empilage de résistances non linéaires à oxyde de zinc. Parfois, mais uniquement pour les très hautes tensions, ils comportent quelques capacités additionnelles placées en parallèle sur les varistances à la partie supérieure des parafoudres et destinées à améliorer la répartition de tension le long de la colonne de varistance. Le tout est placé dans une enveloppe étanche et isolante généralement en porcelaine ou en matériau synthétique.

Cette simplicité de constitution n'est pas pour autant synonyme de facilité de construction.

La fabrication des céramiques requiert, en effet, beaucoup de soin et de savoir-faire, car leurs caractéristiques et leur stabilité dépendent des paramètres de fabrication de façon très sensible.

Les céramiques sont constituées principalement d'oxyde de zinc (pour 90 % en masse) et d'un mélange d'autres oxydes (oxydes de bismuth, de cobalt, de manganèse, de chrome, d'étain, etc.). Ces différents oxydes, de pureté et granulométrie soigneusement contrôlés, sont mélangés en phase aqueuse. Le mélange obtenu est ensuite séché, traité thermiquement (vers 700 °C), puis rebroyé.

Après y avoir introduit des liants organiques, la poudre est compactée sous forme de disques. Les pièces ainsi réalisées sont traitées thermiquement à une température de l'ordre de

600 °C afin d'éliminer les liants organiques, puis elles sont frittées à très haute température (vers 1 200 °C) de façon à densifier l'ensemble et à obtenir l'effet de non-linéarité recherché.

Les pastilles sont ensuite revêtues, sur leur contour, d'une couche généralement de nature vitreuse, qui favorise la tenue à long terme, puis d'une couche de résine, assurant la tenue diélectrique de la varistance.

Elles sont également métallisées, sur chacune des faces parallèles, par projection d'aluminium en fusion.

III-3-1-2-2 Principe de fonctionnement

Tout l'intérêt de la varistance à base d'oxyde de zinc réside dans sa caractéristique courant-tension.

Sous la tension de service permanent, son impédance est très élevée et la varistance est parcourue par un courant très faible (inférieur à 1 mA). Lorsqu'une surtension apparaît, la résistance diminue rapidement ; la varistance écrête la surtension en lui livrant un chemin préférentiel pour écouler l'énergie correspondante vers la terre. La non-linéarité est telle que lorsque le courant traversant la varistance passe de 0,1 mA à 10 kA, la tension à ses bornes n'est multipliée que par deux environ, ce qui fait de cet élément un dispositif de protection presque idéal.

(Figure III-5 et III-6).

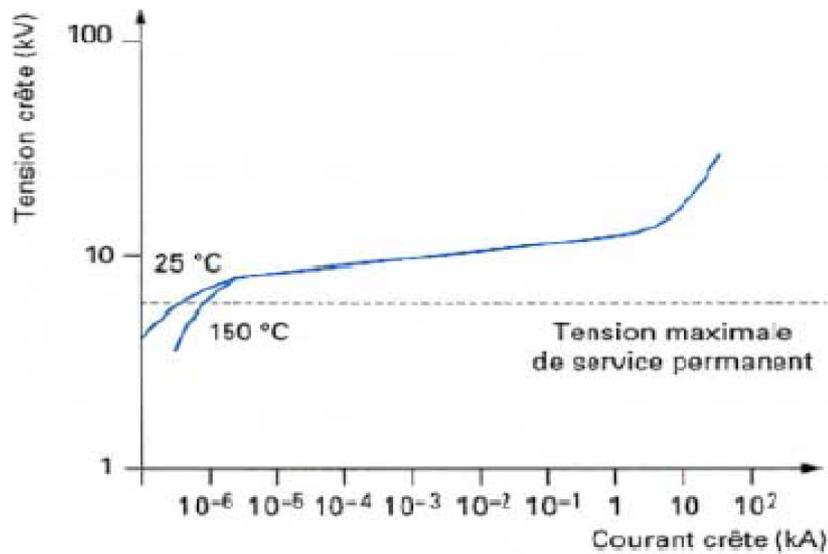


Figure (III-5) : Caractéristique typique courant-tension d'une varistance à oxyde de zinc [11].

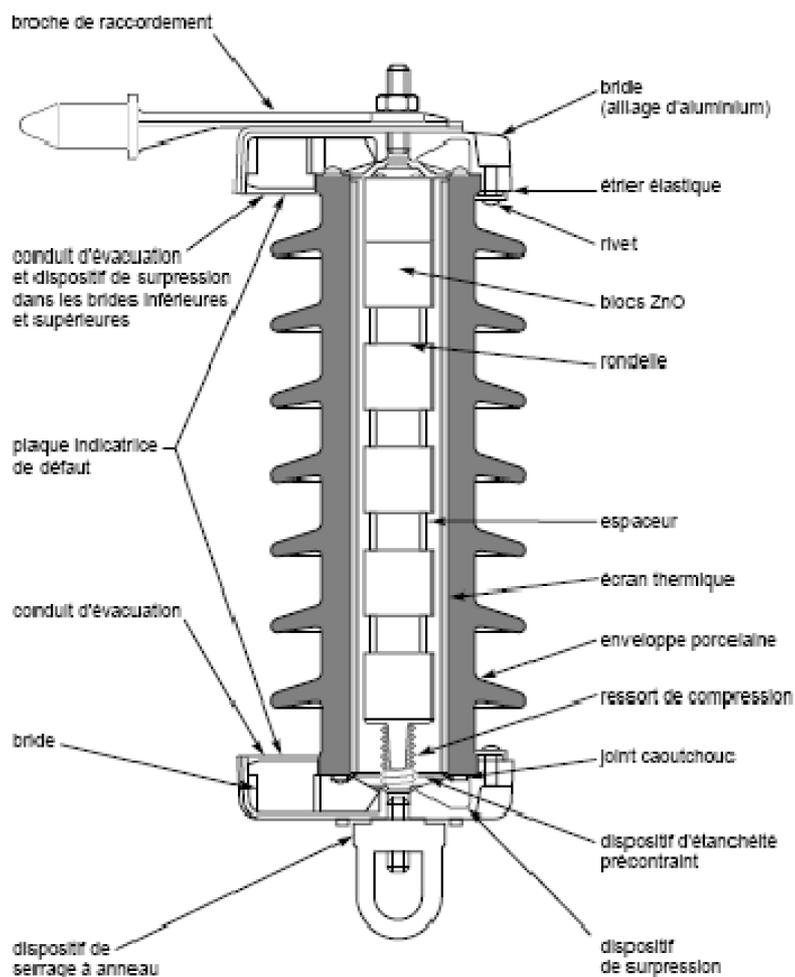


Figure (III-6) : Exemple de structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour le réseau 20 kV.

III-3-1-3 Parafoudres à enveloppe synthétique

Depuis le début des années quatre-vingt, un nouveau palier technologique a été franchi avec l'émergence des parafoudres à oxyde de zinc à enveloppe synthétique (**figure (III-7)**). L'enveloppe de porcelaine a été remplacée par une enveloppe synthétique, soit directement moulée sur la colonne de varistances, soit ménageant une couche d'air entre l'enveloppe et la colonne de varistances. La tenue mécanique du parafoudre est parfois assurée par un enrobage de fibres de verre autour des varistances.

❖ **Les avantages principaux :** du parafoudre à enveloppe synthétique par rapport au parafoudre à enveloppe de porcelaine sont une conception plus simple, une plus grande légèreté, une meilleure étanchéité et un comportement plus favorable en cas de défaillance interne (court-circuit) lors de laquelle les manifestations externes (projections de débris) sont très limitées. D'autre part, pour certaines conceptions, l'absence d'intervalle d'air entre l'enveloppe et la colonne de varistances réduit considérablement les phénomènes de décharges partielles sous l'effet de la pollution externe.

❖ **Les inconvénients :** l'enveloppe en matériau synthétique est plus sujette au vieillissement sous l'action combinée des courants de fuite, de la pollution et du rayonnement solaire. Des essais appropriés de vieillissement accéléré dans des enceintes climatiques spéciales ont dû être mis au point pour garantir le bon comportement à long terme de l'enveloppe. En outre, l'autoextinguibilité des matériaux synthétiques doit être garantie pour éviter de présenter des risques d'incendie.

- Les parafoudres à oxyde de zinc à enveloppe synthétique : sont largement utilisés sur les réseaux de distribution d'énergie. La légèreté de l'enveloppe facilite la pose sous tension et autorise des modes de montage variés (montages inclinés, horizontaux...), ce qui assure une plus grande souplesse d'utilisation et une meilleure efficacité de protection.

III-3-2 Mise en œuvre et installation des parafoudres :**III-3-2-1 Distance de protection :**

En cas de chocs de foudre ou de manœuvre, du fait des phénomènes de propagation, deux points d'un même conducteur peuvent ne pas être au même potentiel. Il est donc illusoire

d'imaginer une protection globale d'un réseau uniquement en installant quelques parafoudres, par exemple en certains nœuds du réseau.

La protection offerte par un parafoudre est très locale. Ainsi, il ne suffit pas de connaître le niveau de protection du parafoudre pour connaître la surtension effectivement appliquée au matériel à protéger.

L'onde incidente, limitée par le parafoudre dès qu'elle l'a atteint, se propage à l'intérieur du poste électrique, s'amplifie sur les extrémités ouvertes et provoque des résonances entre les matériels présentant de fortes capacités localisées (transformateur, par exemple) et les inductances des connexions et des jeux de barres.

Ce phénomène est tout particulièrement marqué pour les parafoudres à oxyde de zinc, en raison de leurs caractéristiques électriques. En effet, lorsqu'ils fonctionnent, ils transforment la surtension incidente d'une onde assimilable à un échelon de tension qui vient directement exciter les circuits résonnants formés, par exemple, par le transformateur à protéger et l'inductance de la liaison entre le transformateur et le parafoudre. Pour limiter ces phénomènes, il faut réduire l'inductance, donc réduire la longueur de cette connexion.

La distance maximale admissible entre le transformateur et le parafoudre est directement liée au rapport entre le niveau de protection du parafoudre et le niveau d'isolement du transformateur.

Et comme un exemple dans la figure (III-7) qui illustre des parafoudres qui sont montés en position horizontale au plus près du transformateur, des fusibles sont insérés en série dans la connexion du transformateur à la ligne.

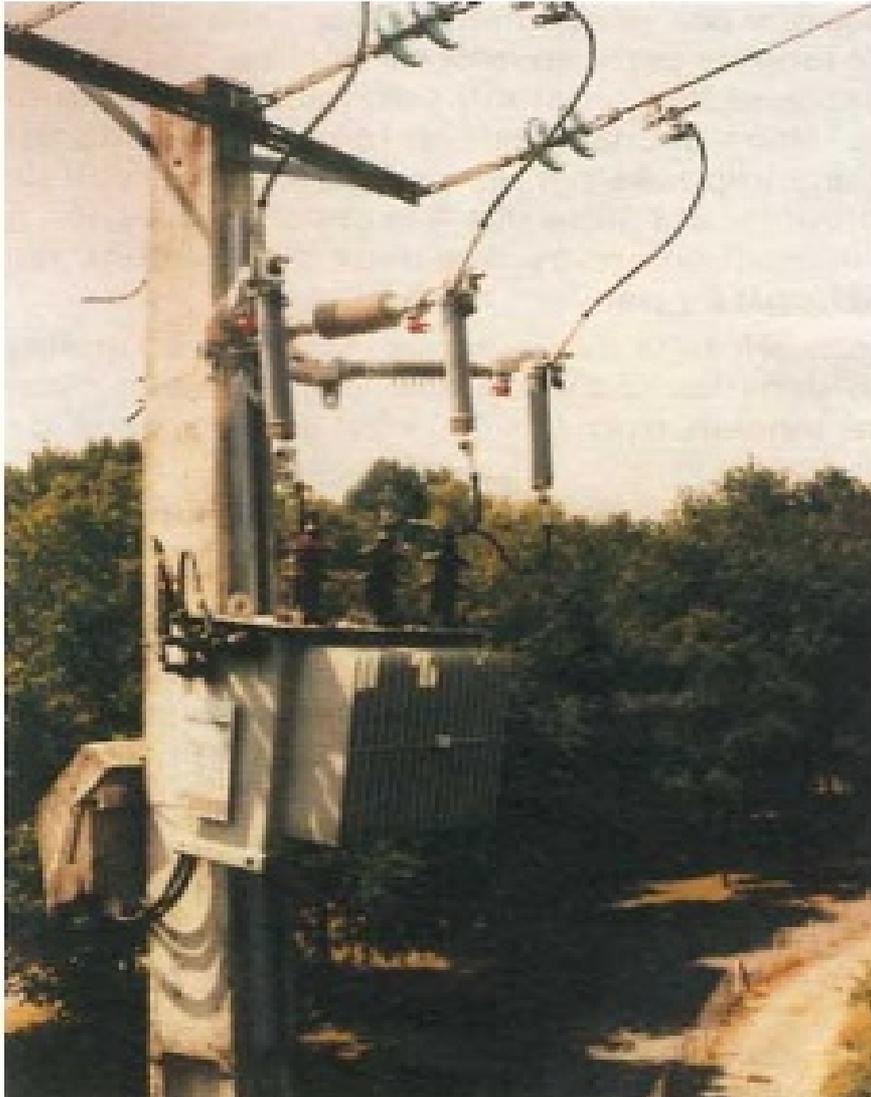


Figure (III-7): Parafoudre HTA à oxyde de zinc et enveloppe synthétique protégeant un transformateur MT/BT [11].

III-3-2-2 Choix des parafoudres

Le choix du dispositif de protection, éclateur ou parafoudre, peut être effectué sur la base des critères :

- économique, car l'éclateur est moins cher que le parafoudre ;
- technique, car l'éclateur provoque une interruption de service et présente une dispersion importante des conditions d'amorçage (assurant donc une moins bonne protection).

Tout dépend ensuite du type de réseau et du niveau d'isolement des différents matériels à protéger.

Le problème du choix d'un **parafoudre au carbure de silicium et à éclateurs** ou d'un **parafoudre à oxyde de zinc** se pose à peine car, très rapidement, les parafoudres à oxyde de zinc ont remplacé leurs homologues au carbure de silicium et à éclateurs, surtout pour les hautes et très hautes tensions.

Les parafoudres à oxyde de zinc sont, en effet, usuellement considérés comme plus fiables et plus économiques.

Enfin, le choix d'un **parafoudre à oxyde de zinc** avec une **enveloppe de porcelaine** ou avec une **enveloppe en matériau synthétique** ou avec une **enveloppe métallique** ou intégré dans l'appareillage (dans le transformateur, par exemple) est relativement clair.

✓ Le parafoudre à enveloppe métallique ne se justifie que dans les postes électriques sous enveloppe métallique à isolation gazeuse (généralement en zone très polluée) ou dans des cas d'encombrement important.

✓ Le parafoudre intégré, rare en haute et très haute tensions, présente les mêmes possibilités d'utilisation que les parafoudres à enveloppe métallique pour un coût qui devrait être moindre. Toute fois, en cas de défaillance du parafoudre, il faut intervenir aussi sur l'appareil à protéger.

✓ Le parafoudre à oxyde de zinc à enveloppe synthétique fait maintenant pleinement partie de l'offre industrielle, du moins en ce qui concerne les parafoudres pour réseaux de distribution. Son coût est très compétitif par rapport à un parafoudre à enveloppe de porcelaine.

III-4 Paratonnerres : [13]

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 paratonnerre ;(paratonnerre conventionnel et paratonnerre a dispositif d'amorçage).

III-4-1 Paratonnerre a tige simple (PTS) :

C'est une simple tige en fer verticale pointue édiflée en partie haute d'une structure, de façon a être le point d'impact en cas de coup de foudre ,sa mise à la terre est assurée par le biais d'une descente dont sa prise de terre doit être munie d'une impédance aussi faible que possible. Son rôle consiste a :

- 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-4-2 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 (pulsar) : Ce type de paratonnerre a 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.

III-5 Conclusion :

De nos jours, l'énergie électrique est demandée pour différentes raisons, économiques (recherche productivité maximale), 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 modernes, 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 et les propriétés des différents types de perturbations qui risquent de les endommager.

IV-1 Introduction :

Suite aux dégâts matériels et les risques humaines causé dernièrement par la foudre, et en démarrant du principe que le site (un transformateur MT/BT de 160kVA, 30Kv/380V, 220V sur poteau, qui se situe au village CHEURFA, Daïra de TIGZIRT) qu'on étudie est touché par les intenses courants de foudres, qui ont donné comme résultats, par le passé, l'avarie du transformateur (MT/BT) sur poteau. Malgré l'existence d'une protection normalisée (éclateurs, chaines d'isolateurs) qui n'a pas pu dévier la foudre, nous venons d'étudier le degré d'utilité de la protection installée, récemment, en place (tige paratonnerre).

La protection en place (tige paratonnerre), est un dispositif qui sert à empêcher la foudre d'atteindre le poste en la captant et en l'orientant vers des lieux d'écoulement privilégiés (la terre).

IV- 2 Etude du système de protection installé (tige paratonnerre) contre la foudre :

IV.2-1 Model électrogeométrique :

Il consiste à déterminer les points d'impacts les plus probables de la foudre afin d'assurer les dispositifs de protection les plus appropriés, et plus précisément déterminer la zone de protection.

Ce modèle se base sur une distance D dite : << distance d'amorçage >> : qui s'exprime par

$$D = 9.4 \times I^{\frac{2}{3}}$$

Ou :

D : est la distance d'amorçage exprimée en mètres (m)

I : est le courant de foudre donné en kiloampères (KA)

❖ Méthode de la sphère fictive :

Tout se passe comme si la pointe du traceur était entourée d'une sphère fictive, de rayon D , et comme si cette sphère accompagnait rigidement la pointe au cours de la trajectoire à priori aléatoire du traceur. À l'approche du sol, le premier objet que touche la sphère détermine le point d'impact du coup de foudre.

D'où le procédé : on imagine que la sphère fictive roule au sol, dans toutes les directions, sans jamais perdre le contact soit avec le sol, soit avec un objet proéminent.

➤ Si, au cours de ce mouvement, la sphère entre en contact avec les dispositifs de protection (tige verticale, fil horizontal, nappe de fils, cage de Faraday) sans jamais pouvoir toucher l'un des objets à protéger, alors la protection de ceux-ci est assurée.

➤ Si, au cours de ce mouvement, la sphère entre en contact avec l'un des objets à protéger, le dispositif de protection devra être remanié jusqu'à ce qu'aucun de ces contacts ne puisse plus se produire.

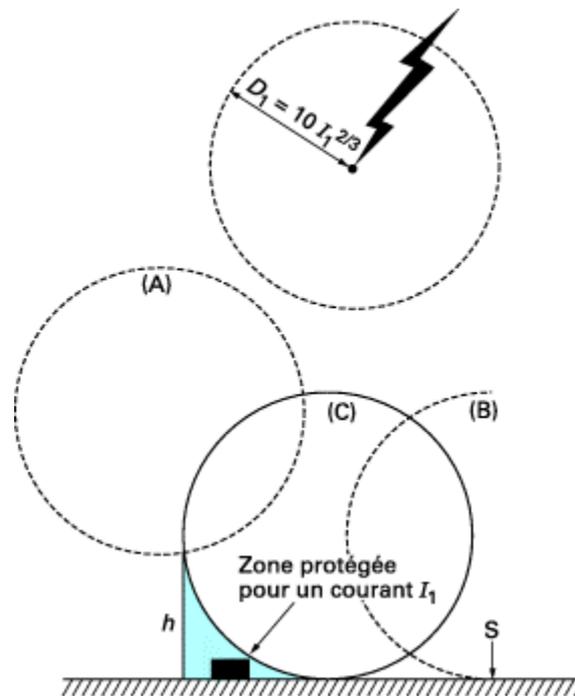


Figure IV-1 - Méthode de la sphère fictive

Exemple d'application :

En utilisant cette méthode, pour la protection d'un transformateur (160kVA) on détermine la zone protégée pour un courant $I = 2 \text{ kA}$, avec :

$h_1 = 11 \text{ m}$ c'est la hauteur du pylône

$h_2 = 2 \text{ m}$ c'est la hauteur du paratonnerre

Donc $h = h_1 + h_2$

$$h = 11 + 2 = 13 \text{ m}$$

$$D = 9.4 \times 2^{\frac{2}{3}}$$

$$D = 14.92 \text{ m}$$

On calcule aussi :

-Le rayon de capture X

$$X = \sqrt{h^2 \left(\frac{2D}{h} - 1 \right)}$$

$$\text{AN : } X = \sqrt{13^2 \left(\frac{2 \times 14.92}{13} - 1 \right)}$$

$$X = 14.79m$$

-La surface de capture S :

$$S = \pi h^2 \left(\frac{2D}{h} - 1 \right)$$

$$\text{AN : } S = \pi 13^2 \left(\frac{2 \times 14.92}{13} - 1 \right)$$

$$S = 687.75m^2$$

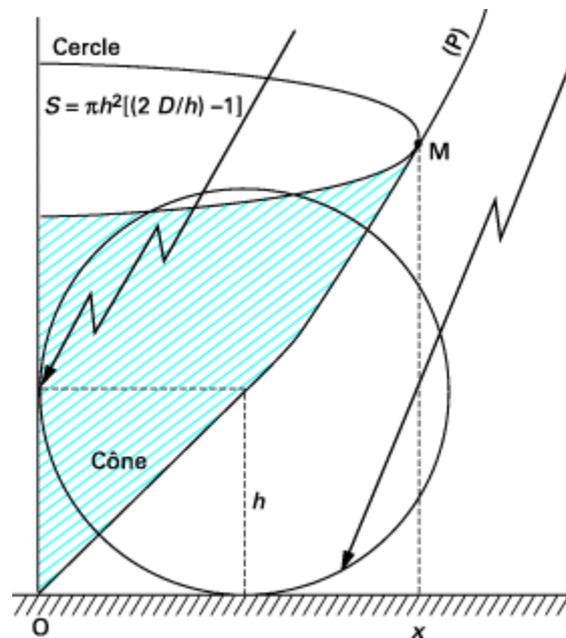


Figure IV-2 - Parabole et surface de capture d'une tige verticale

IV-2-2 Distance d'isolement du paratonnerre :

La distance d'isolement (d) est la distance minimale entre le bas de la tige du paratonnerre et le pylône pour qu'il ne y'aura pas de contournement, dans se cas on prendra le courant max de la foudre

$$U_{0 \text{ foudre}} = R_{\text{total}} \cdot I_{\text{max}} \dots\dots(1) \text{ ou :}$$

$$R_{\text{total}} = R_{\text{terre}} + R_{\text{cd}} + R_{\text{barre}}$$

$$\text{Ou : } R_{\text{terre}} \gg R_{\text{barre}} + R_{\text{cd}}$$

avec :

R_{cd} : résistance du câble de descente vers la terre

R_{terre} : résistance de la terre du site

R_{barre} : résistance de la tige du paratonnerre

K_{foudre} : le facteur d'intervalle des chaines d'isolateur

$$R_{\text{total}} = R_{\text{terre}} = 18$$

$$I_{\text{max}} = 200 \text{ kA (voir figure IV-2)}$$

$$\text{Tension de tenue à la foudre : } U_{0 \text{ foudre}} = 0,96 k_{\text{foudre}} 530 d \dots\dots(2)$$

De (1) et (2) on aura l'équation suivant :

$$d = \frac{R_{\text{tot}} \cdot I_{\text{max}}}{0,96 k_{\text{foudre}} 530}$$

AN:

$$d = \frac{18 \cdot 200}{0,96 \times 1,5 \times 530} = 4,72 \text{ m}$$

Interprétation des résultats :

En général, les paratonnerres sont destinés pour la protection des bâtiments, les industries...etc, mais ne sont pas utilisés pour les transformateurs MT/BT sur poteau. Malgré que pour le présent cas, le volume du transformateur étudié est très faible devant la zone de protection du paratonnerre, on a constaté d'après le modèle électro-géométrique, que ce transformateur sera protégé. Or, la distance d'isolement minimale calculée pour éviter le contournement de la chaine d'isolation est très importante par rapport à celle utilisée sur le

site. On pourra conclure que les courants de foudres importants ont une forte probabilité de contourner les isolations, ainsi le transformateur sera soumis à des surtensions qui peuvent lui causer des dégâts irréversibles.

IV-3 Proposition d'une démarche pour l'amélioration de la protection du transformateur contre la foudre :

Toujours à propos du transformateur MT/BT (160 KVA, 30 kV /380V, 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 :

- : coefficient de réflexion de l'onde surtension qui arrivent au transformateur.
- b : portée horizontale entre les conducteurs externes (m).
- BIL : niveau d'isolation de base du transformateur (kV).
- Et : surtension de crête du transformateur (kV).
- H : hauteur de la ligne au dessus du sol (m).
- I_{AM} : courant maximum circulant à travers le parafoudre (kA).
- I₀ : 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_{I0} : probabilité que le courant de foudre excède I_0 .

R_{ai} : résistance impulsionnelle du piquet de terre du parafoudre.

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 ($\text{m}/\mu\text{s}$).

V_{Rai} : tension à travers la résistance de terre de la tige du parafoudre.

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

Z : impédance caractéristique de la ligne ().

IV-3-1 Surtensions en présence d'une puissante foudre :

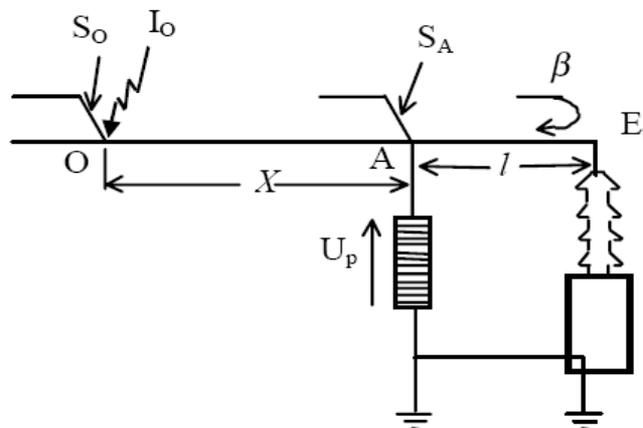


Figure IV-3 : protection par parafoudre d'un transformateur.

Une tension E_0 est induite, lorsqu'un coup de foudre de courant I_0 frappe le point 0 distant de X du point A là où le parafoudre est installé.

$$E_0 = \left(\frac{I_0}{2}\right)Z$$
$$S_0 = \left(\frac{I_0}{2}\right)\left(\frac{Z}{t_f}\right) \quad (1)$$

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

$$S_A = \frac{1}{\frac{1}{S_0} + kx} \quad (2)$$

Ou $k=1,5 \cdot 10^{-6}$ ($\mu\text{s/kv.m}$)

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

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

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 ;

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

Cette expression est valable pour : $\frac{S_A 2l}{v} < U_p$

Pour le pire des cas : $\frac{S_A 2l}{v} \geq U_p$

La surtension de crête au transformateur est :

$$E_t = 2 U_p$$

IV-3-2 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 coups de foudres directs, peut être calculé comme suit :

$$N = N_g (b + 28H^{0,6})(1 - S_f) 10^{-6} \text{ coups/km} \quad (5)$$

Pour un arrangement comme la figure VI-4 l'indique, le facteur de blindage S_f varie ainsi :

$0,3 < S_f < 0,5$, et dans un tel système. Avec $h=H$, et $x=H$.

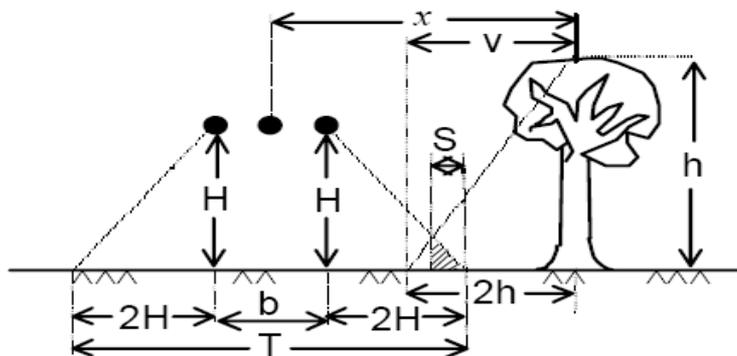


Figure IV-4 : protection en raison de proximité aux objets.

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-3-2-a Première méthode de protection :

Il n'y a pas de méthodes bien établies pour évaluer les performances d'un système de protection contre la foudre. Une méthode a été proposée que la position du parafoudre soit 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 ts ans, ou ;

$$t_s = \left(\frac{L_f}{F_R}\right).100$$

Le nombre de coups de foudres reçus par le segment OA de la figure V-1 pendant ts est :

$$N_s = N.t_s.X$$

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. ts. X.

$(P_{I_0}) = \left(\frac{1}{N.t_s.X}\right).100\%$: la probabilité d'obtenir un coup de foudre en dehors de N.ts.X.

Ainsi le transformateur doit être protégé contre les surtensions de foudres de courant (I_0) qui a une probabilité (PI_0) supérieur à la valeur (I_0).

L'étude suivante pour la détermination de la longueur séparant le parafoudre et le transformateur, se fera sur le système le quel on est en train d'apporter une éventuelle solution, en s'articulant sur la méthode ci-dessus.

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

H = 11 m, b = 2,7m, Sf = 0,5 , Z = 450 .

BIL = 170 kV, Up = 90kV, on exige un FR = 5%, LF = 25 ans, v = 300 m/μs.

$$N_g = N_k^{(1,9 \pm 0,1)} (2,6 \pm 0,2) 10^{-3}$$

$$N_g = 24,15_k^{(1,9 \pm 0,1)} (2,6 \pm 0,2) 10^{-3} = 1,5 \text{ coups/km}^2/\text{année}$$

Quand à la distance OA, il est approprié d'utiliser 300 m, dans le système MT.

En substituant dans l'équation 5, le nombre total des coups de foudres dans la ligne segment de 300 m, peut être calculé comme suit ;

$$N = 1,5(2,7 + 28. 11^{0,6})(1 - 0,5). 10^{-6}. 300 = 0,0271 \text{ coup/année.}$$

Le temps autorisé entre deux 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 ;

$$P_{I_0} = \frac{1}{(0,0271.500)} = 0,073$$

Comme la montre la figure 3, à partir des informations disponibles dans (7) et (8), la probabilité P_{I_0} du courant de foudre excède la même valeur, peut raisonnablement être calculée par l'équation 6 :

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

$$P_{I_0} = e^{-0,02878 I_0} = 0,73 \Rightarrow I_0 = 91 \text{ kA}$$

Elle peut être calculée que la valeur I_0 , avec une probabilité de 0,073 à dépasser est 91 kV.

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 300 m à A, d'après l'équation 2, S_A peut être calculé comme suit ;

$$SA = \frac{1}{\frac{1}{\frac{91 \cdot 450}{2 \cdot 1,2}} + 1,5 \cdot 10^{-6} \cdot 300} = 1966 \text{ kV}/\mu\text{s}$$

Avec une certaine marge de sécurité dans le transformateur, l'équation (3) peut être réorganisée pour obtenir la longueur de séparation entre le parafoudre et le transformateur, et

qui sera donnée comme suit ;
$$l = \frac{(0,8.E_t - E_p)v}{2S_A} \quad (7)$$

Avec la substitution des valeurs, on aura ;

$$l = \frac{(0,8.170 - 90).300}{2.1966} = 3,5m$$

En supposant que la protection contre la foudre est conçue pour S_A , et ce système de protection sera efficace pour l'importe laquelle valeur au dessous de I_0 avant l'origine 0 . Si la même foudre I_0 (91kA) atteint la limite après 0 , la protection sera inefficace puisque S_A sera plus grand que celui qu'a été conçu.

Ainsi, même de faibles valeurs des courants de foudres qui frappent entre 0 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-3-2-b Amélioration de la méthode de protection proposée :

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

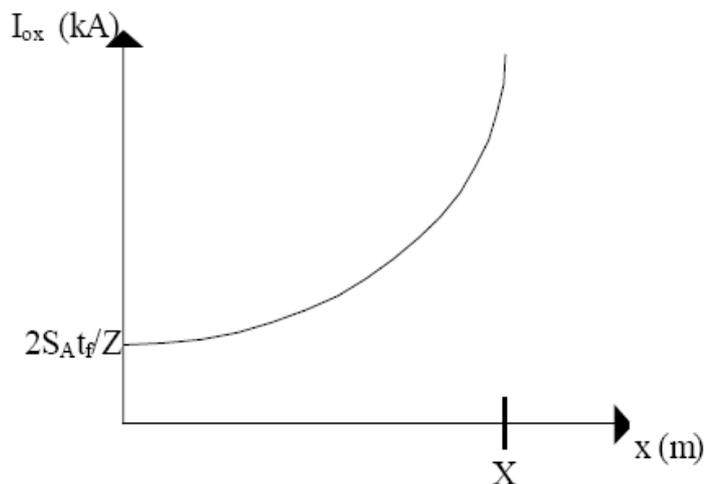


Figure IV-5 : variation de I_{0x} (kA) en fonction de x (m) [18].

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

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

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

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 figure IV-5 montre la variation de I_{0X} avec la distance X de A .

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

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

Pour presque tous les cas pratiques, il convient de choisir 285kA 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 :

$$X = \left(1 - \frac{2t_f \cdot S_A}{300 \cdot Z}\right) \left(\frac{l}{S_A \cdot k}\right) \quad (9)$$

Pour l'exemple ci-dessus considéré :

$$X = \left(1 - \frac{2.1,2.1966}{300.450}\right) \cdot \left(\frac{1}{1966.1,5 \cdot 10^{-6}}\right) = 327m$$

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

Compte tenu de segment droite x de la ligne OA de la figure 1, selon l'équation (5), le nombre de coups par année dans x 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 an sur x , qui provoque une plus grande (de/dt) par rapport à S_A à A est :

$$N_f = P_{I_0} . N_g (b + 28^{0,6})(1 - S_f) 10^{-6} \Delta x$$

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

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

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

$$I(x) = 0,02878 \left(\frac{2t_f}{Z} \right) \left(\frac{S_A}{1 - S_A . k . x} \right)$$

Donc ;

$$N = N_g (b + 28H^{0,6})(1 - S_f) 10^{-6}$$

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

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

Le temps moyen entre les deux pics provoquant de fortes pentes que S_A , est ; $t_s = \frac{1}{N_f}$

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

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

Ainsi ;

$$(FR) = LF . N_f 100\% \quad (11)$$

Application :

A partir d'une valeur convenable pour S_A , par un essai, (9) (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 (7).

Pour l'exemple précédant, de l'équation (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 calculé par la première méthode, par une erreur de premier instant, peut être résolu pour calculer S_A jusqu'à ce que N_f sera obtenu.

Il été constaté que S_A est de 2640 kV/ μ s, pour N_f de 0,002.

En remplaçant S_A dans l'équation (7), la longueur de séparation sera calculée comme suit ; $l = 2,6m$

Pour une protection adéquate, la longueur de séparation devra être réduite à 2,6 m de 3,5 m dans la première méthode. Il est donc évident que la longueur de séparation doit être aussi petite que possible.

Même de légères augmentations, affectera considérablement la fiabilité du transformateur.

Le calcul de cette distance s'effectuera compte tenu de tous les facteurs présentés dans cette section. Le parafoudre lui-même doit avoir une longueur normalisée. Par conséquent, toutes les autres connexions doivent avoir des longueurs normalisées.

IV-3-2-c Protection avec un parafoudre ayant une faible tension résiduelle :

La plus part des transformateurs devront être protégés par des parafoudres. La tension résiduelle du parafoudre joue un rôle très important dans la protection des transformateurs.

En sélectionnant des parafoudres avec des faibles tensions résiduelles aussi que possible, la protection peut être atteinte. Cette perspective peut être mise en œuvre très facilement pour effectivement mettre à la terre le système, car il peut être protégé par un parafoudre ayant des tensions de fonctionnement réduites.

Pour le cas général $\alpha = 1$, on peut montrer que si :

$U_p \leq \frac{(BIL_{acceptable})}{2}$, E_t n'excède pas la BIL acceptable au transformateur, et cela indépendamment de la longueur du câble. Par ce moyen une protection à 100% peut être atteinte.

Considérons à nouveau l'exemple précédant :

$$U_p = 0,8 \frac{BIL}{2} = 68kV$$

Peut être, ce ne sera pas une valeur commerciale disponible. Toutefois, nous devons choisir un parafoudre compatible. D'ailleurs, on aura affaire avec un parafoudre à une tension résiduelle de 79,8 kV à 10kA.

La marge de sécurité est : $\frac{(BIL - 2U_p)}{BIL} = 6,11\%$

$$I_{AM} = \frac{(2U_l - U_p)}{Z} \quad (12)$$

La protection avec ce parafoudre donnera une protection à 100% avec une marge de sécurité de 6,11% indépendamment de la longueur de séparation. Puisque le niveau de protection est très élevé, une marge de 6,11% est acceptable.

Il est démontré précédemment que le courant maximum traversant le parafoudre est donné par (12). La marge de sécurité peut être d'avantage augmentée, par la mise à la terre d'au moins des traverses des trois derniers pôles. Il est donné que le niveau d'isolement d'une ligne (U_l) avec les traverses à la terre est limité à 900kV. Par conséquent, le courant actuel par parafoudre est :

$$\frac{(2.900 - 79,8)}{450} = 3,82KA .$$

Puisque le courant est limité à une petite valeur de moins de 4kA, la tension résiduelle sera inférieure à U_p . Cela accroîtra la marge de sécurité. Ce mode de protection peut être efficace pour faire des réseaux de MT.

IV-3-2-d Effets de la résistance de la terre d'électrodes :

Toutes les installations des transformateurs sont mises à la terre, aux moyens de deux électrodes séparées. La résistance à la terre de ces électrodes joue un rôle important dans la protection de ces transformateurs contre la foudre.

La masse du transformateur et le parafoudre ont une terre commune pour électrodes, tandis que, le neutre du transformateur est mis à la terre tout seul.

La plus part des temps la résistance de la terre de ces électrodes sont négligés. Mais plus la résistance de la terre de ces parafoudres est plus élevée, la tendance pour l'échec sera plus élevée.

Lorsque les courants de foudres sont de passage à travers les électrodes de la terre, sa résistance à la terre sera réduite au dessous des valeurs réelles obtenues par la méthode WEENER qui est 18 Ω , en raison de l'ionisation excessive du sol. Le taux de réduction dépend de plusieurs paramètres, tels que la résistivité de la terre, le nombre de piquets de terre en parallèle, leurs formes et leur géométrie ainsi que l'intensité du courant de foudre.

On analyse la résistance à la terre sous des courants d'impulsion pour la tige de la terre qu'on suppose à 2m de long, et de 20mm de diamètre, pour ensuite faire une étude sur une seule tige, et une autre sur deux tiges parallèles avec un espace de 2m.

Pour une ligne MT comme l'exemple précédant avec l'impédance de 450 Ω , d'après l'équation (12), il peut être démontré que l'impulsion maximum du courant qui coule à travers un parafoudre sera plus grande sans la mise à la terre des traverses, et de valeur petite lors de la mise à la terre des traverses.

Pour des courants dans l'étude ci-dessus, il est évident que la réduction dans la résistance de la terre au dessous des courants d'impulsion est importante pour une seule tige.

Par conséquent, il est important de considérer la disposition des électrodes avant de décider de la réduction de la résistance à la terre des lignes MT.

La figure IV-6 montre un schéma typique d'installation de transformateur. Quand un courant d'impulsion circule à travers le parafoudre à la terre, une tension s'accumule dans la résistance du piquet de terre.

Cette tension est donnée par ;

$$V_{Rai} = R_{ai} \cdot I_{AM}$$

Puisque la cuve est également reliée à la tige même, le potentiel d'impulsion de la cuve à l'égard de la terre (V_{C-T}) est également au potentiel (V_{Rai}). Cela donne la tension d'impulsion aux bornes du transformateur par rapport à la terre comme :

$$V_{MT-T} = U_p + V \cdot R_{ai}$$

Le neutre du côté basse tension est relié à la terre séparément, pour que le choc de foudre ne le traverse pas. Par conséquent, la tension d'impulsion de l'enroulement BT/ terre (V_{BT-T}) est à zéro dans la mesure où l'impact de la foudre est prise en considération.

Cela donne l'impulsion de tension V_{M-B} de l'enroulement MT/ l'enroulement BT comme :

$$V_{MB} = V_{MT-T} - V_{BT-T} = U_p + R_{ai} \cdot I_{AM} \quad (13)$$

En outre, la tension d'impulsion de l'enroulement BT/ cuve (V_{BT-C}) peut être calculé comme suit ;

$$V_{BT-C} = V_{BT-T} - V_{C-T} = R_{ai} \cdot I_{AM} \quad (14)$$

A partir de ces informations, il est évident que si V_{M-B} est supérieur à BIL du transformateur ou V_{BT-C} est supérieur au niveau d'isolation du côté BT, donc le transformateur va échouer au point faible de l'isolation.

Application à l'exemple précédant :

Pour la comparaison de (13) pour fixer BIL avec l'exigence d'une marge de sécurité, une valeur recommandée de la résistance d'impulsion de la terre peut être calculée comme suit :

$$R_{ai} = \frac{(0,8 \cdot BIL - U_p)}{I_{AM}} \quad (15)$$

Avec la mise à la terre des traverses I_{AM} sera limitée à 3,82 kA.

$$R_{ai} = \frac{(0,8 \cdot 170 - 90)}{3,82} = 12 \Omega$$

Sans relier les traverses à la terre I_{AM} sera plus grand que 3,82 Ω ;

Pour cela, la résistance à la terre réelle qui obtenue pour une seule tige sera plus grande obtenue pour deux tiges.

En outre, il convient de noter que R_{ai} obtenue à partir de l'équation (15) devrait être remplacé dans l'équation (14) et vérifier si V_{BT-C} est inférieur à la valeur qui peut être supporté par l'enroulement BT.

Pour cet exemple : $V_{BT-C} = 12.3,82 = 45,84kV$

Il convient de vérifier auprès du fabricant si l'isolation entre l'enroulement BT et la cuve ou du noyau magnétique peut résister 45,85 kV.

IV-4 Type d'application proposée :

La figure IV-6, montre le schéma typique de l'installation d'un transformateur.

Pour le schéma ci-dessous, la séparation entre le parafoudre et le transformateur est égale à l'addition de a_1 , a_2 , a_3 et a_4 et il est donné comme $l = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$.

Pour une installation de MT avec des pôles de 11m de hauteur, les typiques valeurs se situeraient autour de ; $a_1=0$, $a_2=5$, $a_3=4$, $a_4=0,5m$.

Par conséquent, $l=9,5m$, pour l'installation d'un transformateur similaire à l'exemple précédant dans tous les autres aspects, l'équation (7) donne S_A de 926 kV/ μs .

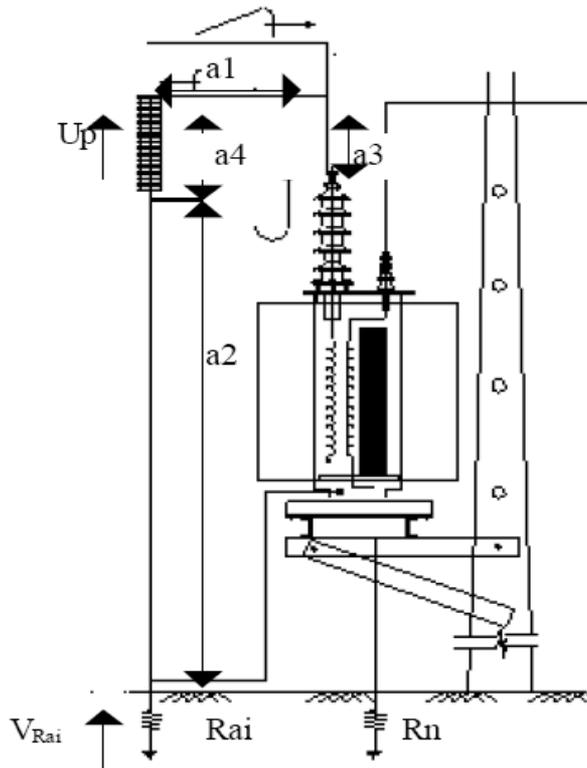


Figure IV-6 : disposition d'un transformateur installé.

Pour pratiquement un courant de foudre de 185 kA, d'après l'équation (9), X peut être calculée, et sera égale à 705m.

Si les traverses ne sont pas mises à la terre, les dégâts ne feront que s'aggraver.

La longueur de séparation entre le parafoudre et le transformateur peut être considérablement réduite, soit en introduisant des parafoudres justes au-dessus de la cuve.

IV-5 Conclusion :

Les tensions induites par les coups de foudres causent des surtensions considérables dans les lignes MT. Beaucoup de travail a été fait sur les théories de la protection des systèmes de distribution (éclateurs, isolateurs, mise à la terre, paratonnerre) aériennes contre les coups directs.

Toutefois, l'importance des accidents induits ont été reconnus que récemment. Par conséquent, l'effet d'induction sur les lignes, les performances du transformateur doivent

êtres étudiées. Le défaut d'isolement de la partie moyenne tension permettra le transfert des surtensions au côté basse tension. Par conséquent, une analyse appropriée doit être faite.

Les relations entre le taux d'échec et la résistance de la terre du parafoudre doivent être étudiés.

Sur la base des informations présentées dans ce document, les conclusions suivantes peuvent être faites :

- 1- La longueur de séparation entre le parafoudre et le transformateur doit être fondée sur des paramètres ; la densité de l'éclair, la configuration de l'installation, protection par rapport à d'autres objets, amortissement qui est du à l'effet couronne, la probabilité que la foudre frappe, le taux de défaillances des transformateurs etc. Cette longueur doit être aussi petite que possible pour une protection efficace contre les surtensions.
- 2- La protection contre les surtensions des transformateurs peut être effectivement faite en sélectionnant les parafoudres avec des tensions résiduelles inférieures à la moitié de la BIL (niveau d'isolation de base) acceptable du transformateur, avec la mise à la terre par les traverses de la ligne de transmission.
- 3- Le niveau d'isolation de la ligne ou le courant maximum traversant le parafoudre doivent être considérés dans la détermination de la résistance de terre de la tige du parafoudre. Cela doit être aussi petit que possible, notamment lorsque plus d'une électrode est utilisée ou lorsque les traverses ne sont pas mises à la terre. La réduction de la résistance de la terre en raison d'une impulsion qui n'est pas d'une grande importance pour la section tige terre du système MT.
- 4- Pour des résultats plus précis, le facteur de protection, la constante d'amortissement couronne, l'impédance de la ligne en surtension, le niveau d'isolation de la ligne, la résistance d'impulsion de piquet de terre doivent être calculées.

Conclusion générale :

Les surtensions, selon leurs amplitudes demeurent des anomalies qui peuvent causer de sérieux dysfonctionnements pour le transformateur MT/BT, et cela malgré l'installation de moyens de protection à l'instar des éclateurs. La SONELGAZ a procédé à l'installation d'une tige paratonnerre qui est généralement utilisée que pour la protection des édifices. C'est pour cette raison, que nous avons proposé une démarche d'amélioration de la ladite protection, qui consiste en l'installation d'un parafoudre d'une façon normalisée en suivant la démarche proposée dans le chapitre IV.

Bibliographie

- [1] : WILDI, SYBILLE « Electrotechnique » 3em édition.
- [2] : « Les transformateurs » cahier technique Schneider électrique.
- [3] : Bernard MULTAN « Model électrique du transformateur électromagnétique »Antenne de Bretagne de l'ENS Cachan. Revue 3EL décembre 1997.
- [4] : B. de Metz-Noblat F. Dumas G. Thomasset « Calcul des courants de court-circuit » Edition : Schneider Electric.
- [5] : D. Fulchiron « Protection des transformateurs de postes MT/BT » Edition : Schneider Electric 1998.
- [6] : « Guide de conception des réseaux électriques industriels» Edition : Schneider Electric.
- [7] : AFFOLTER Jean-François « HAUTE TENSION » ECOLE D'INGENIEURS DU CANTON DE VAUD édition : Yverdon-les-Bains, octobre 2000.
- [8] : D. Fulchiron « surtensions et coordination de l'isolement » Merlin Gerin décembre 1992.
- [9] : D.HELLAF « Protection des autotransformateurs fonctionnant dans des postes de multi direction contre les surtensions impulsionnelle » Mémoire d'ingénieur université de Mouloud Mammeri année 2006.
- [10] : Philippe FERRACCI « La ferrorésonance » Edition : Schneider Electric octobre 1997.
- [11] : Frédéric MACIELA « parafoudre » Techniques de l'Ingénieur D 4755.
- [12] : Alain SABOT et Jean MICHAUD « lignes et postes Choix et coordination des isolements » Techniques de l'Ingénieur D 4750.
- [13] : S.AIT RAMDANE, N.DJAOUI et F.SAIGH « Protection des réseaux et des transformateurs contre les surtensions atmosphérique » Mémoire de DEUA université de Mouloud Mammeri année 2001 .

[14] : « Le risque foudre et les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement » Institut National de l'environnement Industriel et des Risques(INERIS).

[15] : Benoît de Metz-Noblat « la foudre et les installations électriques HT » Merlin Gerin édition juillet 1993.

[16]: J R Lucas et D A J Nanayakkara « Lightning protection of pole-mounted transformers and its applications in Sri Lanka » University of Moratuwa, April 2001.