

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
المركز الجامعي لعين تموشنت
Centre Universitaire Belhadj Bouchaib d'Ain-Temouchent
Institut des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique



Projet de fin d'études
Pour l'obtention du diplôme de Master en :
Domaine : SCIENCE ET TECHNOLOGIE
Filière : GENIE ELECTRIQUE
Spécialité : Réseau électrique et la
Technique de la haute tension
Thème

Protection d'un transformateur de poste HTA/BT

Présenté Par :

- 1) Mr. MILOUD NASSRADDINE
- 2) Mr. MERZOUGUI BOUDJEMAA HICHEM

Devant les jurys composés de :

Mr Abdi Sidi Mohammed	Grade MAA	C.U.B.B (Ain T'émouchent)	Président
Dr Fatmi Moulay	Grade MCB	C.U.B.B (Ain T'émouchent)	Encadrant
Dr Zelmat Samir	Grade MCA	C.U.B.B (Ain T'émouchent)	Examineur

Année universitaire 2015/2016

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

The image displays the Basmala in a highly stylized, bold black calligraphic font. The text is arranged in a roughly circular or oval shape. Five prominent vertical arrows point upwards from the top of the letters, indicating the direction of the main strokes. Numerous smaller arrows and numbers (1, 2, 3) are scattered throughout the calligraphy, providing a detailed guide to the sequence and direction of the pen strokes used to form each character. The overall style is clean and modern, suitable for educational or instructional purposes.

Dédicace :

Je dédie ce travail à mes chers parents

A mes chers frères.

A mes chères sœurs.

A tous mes enseignants.

A tous mes chers amis.

MILLOUD

REMERCIEMENT

REMERCIEMENT

*Nous remercions en premier lieu Dieu le tout puissant qui nous a
donné le courage pour conclure ce modeste travail.*

*Ensuite. Tous nos remerciements à nos parents qui nous ont
aidé et soutenus durant toutes ces années.*

*Nous remercions aussi notre encadreur Mr. FATMI Moulay qui
nous a accompagné et conseillé toute au long de notre travail et*

*En effet, il nous a apporté commodité et aisance, il nous a
Orienté, il nous a attribué tout le temps qui nous a été nécessaire.*

*Enfin on tient à remercier toutes les personnes qui nous ont
aide des prés ou du loin.*

SOMMAIRE

Introduction Général.....	1
---------------------------	---

Chapitre I : Poste de transformateur HTA /BT

I.1 Introduction.....	2
I.2 Les postes électriques.....	3
I.2.1 Définition	3
I.2.2 Fonctionnement et type de poste HTA/BT.....	4
I.3 Les fonctions de protection	5
I.4 Transformateur de courant.....	5
I.4.1 Définition	5
I.4.2 Types industriels.....	5
I.4.3 TC Tore.....	6
I.4.4 Modélisation.....	7
I.5 Transformateur de tension.....	8
I.5.1 Définition.....	8
I.5.2 Fonction	8
I.5.3 Les différentes technologies industrielles.....	9
I.5.3.1 Transformateur de tension inductif	9
I.6 Les court-circuit.....	10
I.6.1 Caractéristique.....	10
I.7 Qualités principales d'un système de protection	11
I.7.1 Rapidité.....	11
I.7.2 Sélectivité.....	11
I.7.2.1 Sélectivité ampérométrique	12

I.7.2.2 Sélectivité chronométrique.....	13
I.7.3 Sensibilité.....	14
I.7.4 Fiabilité.....	14
I.8 Conclusion.....	15

Chapitre II : Protection des transformateurs HTA/BT

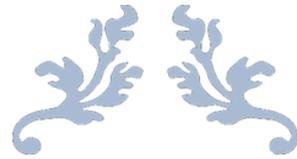
II.1 Introduction	16
II.2 Protection des Départs HTA	16
II.2.1 Protection à maximum de courante phase	16
II.2.2 Protection de maximum de courant homopolaire.....	17
II.2.3 Protection de terre résistant.....	18
II.3 Protection de disjoncteur.....	19
II.3.1 Définition et le rôle.....	20
II.3.2 Caractéristique d'un disjoncteur basse tension.....	21
II.3.3 Protection contre la surtension.....	22
II.3.4 Protection différentielle.....	23
II.4 Protection interne.....	24
II.4.1 Protection masse cuve.....	25
II.4.2 La protection par DGPT.....	26
II.4.3 La protection thermique.....	27
II.5 Conclusion.....	27

Chapitre III : Étude et Simulation du défaut de court-circuit

III.1 Introduction	28
III.2 Défaut de Court-circuit.....	28
III.3 Localisation de la phase en défaut de court-circuit.....	29
III.4 Simulation du défaut de court-circuit.....	30
III.5 Résultat de simulation et commentaire.....	31
III.6 Conclusion.....	32
Conclusion Générale.....	33
Références Bibliographiques.....	34

Table des Figures

Figure I.1	Transformateur de puissance.....	03
Figure I.2	Transformateur de courant type tore.....	07
Figure I.3	Schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC.....	08
Figure I.4	Transformateur de tension avec double secondaire.....	09
Figure I.5	Fonctionnement d'une sélectivité ampère métrique.....	12
Figure I.6	Principe de la sélectivité chronométrique.....	13
Figure I.7	Fiabilité d'une protection.....	15
Figure I.8	Association de protection.....	15
Fig. II.1	Protection à maximum de courant à temps Indépendant.....	16
Fig. II.2	Protection à maximum de courant à temps dépendant.....	17
Fig. II.3	Schéma de protection différentielle à haute impédance.....	22
Fig. II.4	Schéma de protection différentielle à pourcentage.....	23
Fig. II.5	Courbe de déclenchement de la protection différentielle.....	24
Fig. II.6	Protection de masse cuve.....	25
Fig. II.7	Placement de TC tore.....	25
Fig. II.8	Différentes températures au transformateur.....	26
Fig. III.1	Court-circuit entre spires.....	29
Fig. III.2	Les courbes de déclenchement.....	35



Introduction générale



Introduction Générale

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour Cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et Surtout continuité du service.

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent Une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en Électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

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

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre poste de transformateurs HTA/BT,
- Le deuxième chapitre protection de transformateurs HTA/BT,
- Le troisième chapitre simulation,



Chapitre I

Poste de transformateurs HTA/BT



I.1. Introduction :

Le poste HTA/BT, interface entre les réseaux de distribution HTA et BT, est au cœur de la distribution électrique de puissance, au plus près des utilisations de l'énergie électrique en basse tension.

Le distributeur d'Électricité et les utilisateurs ont le souci d'une énergie de qualité au coût optimum (le coût s'entendant ici comme coût complet, incluant, l'investissement initial, mais également les coûts d'exploitation, entretien, maintenance). Outre cette exigence légitime, les matériels mis en œuvre sur les réseaux de distribution électrique devront offrir des capacités d'évolution pendant toute leur durée de vie (le plus souvent de l'ordre de 30 ans).

Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire de prendre en compte tous les composants des réseaux de distribution électrique et en particulier les plus proches des utilisations terminales.

Le poste HTA/BT est à ce titre l'un des composants essentiels sur lequel portent les efforts des utilisateurs et des constructeurs en vue de progresser en qualité tout en gardant la maîtrise des coûts.

Les constructeurs, conscients de ces attentes et de leurs évolutions, ont le souci d'apporter des réponses adaptées aux différents cas de figure.

Il existe plusieurs types de postes électriques [1]:

- Postes de sortie de centrale: le but de ces postes est de raccorder une centrale de Protection de l'énergie au réseau,
- Postes d'interconnexion: le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques HTB,
- Postes élévateurs: le but est de monter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur,
- Postes de distribution: le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels.

I.2. Le poste électrique :



Figure I.1 : Transformateur de puissance

I.2.1. Définition :

Un poste HTA /BT est une installation électrique raccordée a un réseau HTA sous une tension nominal, comprenant un ou plusieurs transformateurs HTA/BT.

Selon sa situation dans une région urbaine ou rurale et selon l'importance de la puissance du la poste, l'installation sera respectivement logée dans un local ou à découvert.

I.2.2. Fonctionnement et type de poste HTA/BT :

On distingue trois(03) fonctions

A) les postes de distribution publique(DP) :

Ces postes sont réalisés de façon économique garantissant la sécurité des usagers, ils sont de deux types:

- Sur poteau pour des puissances $\leq 160\text{KVA}$
- Maçonnés pour des puissances $> 160\text{KVA}$

Ce type de poste assure l'alimentation en énergie électrique des usagers en Basse tension (BT) (220V ,380V).

B) les postes livraison (L) :

Ce sont des postes appartenant aux clients moyenne tension pour l'alimentation de leurs activités le poste livraison doit être équipé d'une cellule de comptage pour comptabiliser l'énergie consommée par le client, ainsi que d'une cellule protection coté réseau HTA

Les postes livraison sont de deux types

- Sur poteau pour des puissances $\leq 160\text{KVA}$
- Maçonnés pour des puissances $> 160\text{KVA}$

En général le mode de comptage est en BT pour des puissances $\leq 630\text{KVR}$ et en HTA pour des puissances $> 630\text{KVR}$

C) poste mixte (MXT) : il assure deux fonctions.

Distribution assurée en partie pour la distribution publique et l'autre partie pour le client HTA.

Ce poste possède au moins deux transformateurs, un pour les clients BT coté DP l'autre pour l'abonné HTA coté livraison.

I.3.2. Les fonctions de protection :

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. À l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils **multifonctions**.

I. 4. Transformateur de courant :

I.4.1. Définition :

Selon la définition de la commission électrotechnique internationale (C.E.I), "un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions".

La notion de transformateur de courant ou transformateur d'intensité est utilisée avec les abréviations TC ou TI.

- Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles :

- Adapter la valeur du courant HTA du primaire aux caractéristiques des appareils de mesure ou de protection en fournissant un courant secondaire d'intensité proportionnelle réduite,
- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection.

La fonction d'un transformateur de courant phase est de fournir à son secondaire (I_s) un courant proportionnel au courant primaire (I_p) mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure (Comptage) que la protection.

I.4.1.1. Types industriels :

- Modèles classiques à noyau de fer :

Pour les courants alternatifs de basse fréquence, on utilise en général un transformateur avec

Peu de spires au primaire, et beaucoup au secondaire. Dans certains cas, il y aura même une seule spire au primaire. Dans ce cas le transformateur de courant prendra la forme d'un tort, traversé par le circuit électrique. Il n'y aura donc pas de bobinage primaire à proprement parler : la spire est constituée par le conducteur de ligne à l'intérieur du circuit magnétique torique.

➤ Modèles à tort de Grotowski :

Les tores de Grotowski sont assimilables à des transformateurs de courants spécifiques, bien qu'ils délivrent usuellement en sortie une tension proportionnelle à la dérivée du courant et non un courant proportionnel au courant d'entrée. Ils sont largement utilisés dans le domaine de la HTA.

➤ Modèles dits "non conventionnels":

On désigne sous ce nom des modèles fonctionnant sur le principe de l'effet Hall (courant électrique traversant un matériau baignant dans un champ magnétique engendre une tension perpendiculaire à ceux-ci) ou de l'effet Faraday (L'effet Faraday est un effet magnéto-optique découvert par Michael Faraday en 1845. Il apparaît dans la plupart des matériaux diélectriques transparents lorsqu'ils sont soumis à des champs magnétiques.

Ce fut la première mise en évidence du lien entre magnétisme et lumière : le fait que la lumière contienne un champ magnétique fait maintenant partie de la théorie du rayonnement électromagnétique). Leur utilisation est peu courante, et en général réservée à des applications spécifiques comme la mesure de courants continus.

I.4.1.2. TC Tore :

Un enroulement de Rogowski, de son Co-inventeur éponyme Walter Rogowski, est un dispositif électrotechnique permettant de mesurer le courant alternatif ou les impulsions de courant à grande vitesse (**figure I.2**). Il se compose d'un enroulement hélicoïdal de fil dont le fil d'une extrémité revient par le centre de l'enroulement à l'autre extrémité, de sorte que les deux bornes soient à la même extrémité de l'enroulement. La bobine est positionnée autour du conducteur dont on veut connaître le courant. La tension induite dans l'enroulement est proportionnelle au taux de changement (dérivée) du courant dans le conducteur, l'enroulement de Grotowski est habituellement relié à un circuit d'intégration électrique (ou électronique) à forte impédance d'entrée afin de fournir un signal de sortie qui est proportionnel au courant.

L'avantage d'un enroulement de Grotowski par rapport à d'autres types de transformateurs de courants est qu'il peut être ouvert et qu'il est très flexible, lui permettant d'être enroulé autour d'un conducteur de phase sans contrainte. Puisqu'un enroulement de Grotowski à un noyau d'air plutôt qu'un noyau de fer, il n'est pas perturbé par des courants de Foucault dans le noyau et peut donc répondre aux courants à changement rapide. Comme il n'a aucun noyau de fer à saturer, il est fortement linéaire même lorsque il est soumis à de grandes intensité de courants, tel le courant de ligne transmission d'énergie électrique, la soudure ou les applications à Hautes puissances pulsées. Un enroulement de Rogowski correctement formé, avec des spires équidistantes, est en grande partie immuniser contre les interférences électromagnétiques.

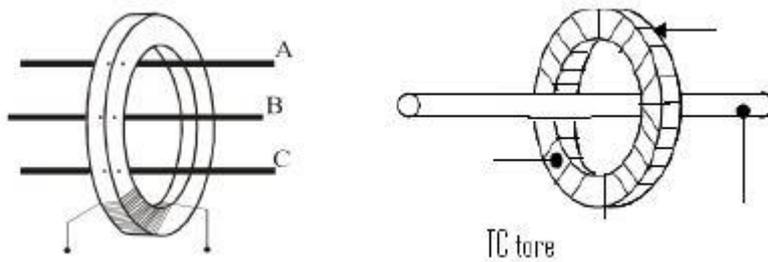


Figure I.2 : Transformateur de courant type tore.

I.4.1.2. Modélisation :

Un transformateur de courant est constitué d'un circuit primaire et d'un circuit secondaire couplés par un circuit magnétique et d'un enrobage isolant, en époxy silice dans le cas des transformateurs Merlin Gerin et Siemens par exemple (**Figure I.3**). L'appareil est de type :

- Bobiné : lorsque le primaire et le secondaire comportent un bobinage enroulé sur le Circuit magnétique,
 - Traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation,
 - Tore : primaire constitué par un câble isolé.
- Importance du choix des TC : La précision de fonctionnement des appareils de mesureur et de protection dépend directement de la précision du TC.
 - Principe de fonctionnement : Un TC débite souvent sur une charge plutôt résistive (RC+ sa filerie), et peut être représenté par le schéma équivalent ci-dessous.

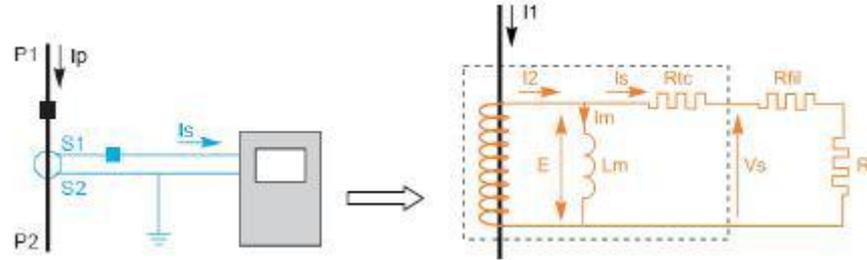


Figure I.3 : Schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC.

I.5. Transformateur de tension :

I.5.1. Définition :

Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale (C.E.I), un transformateur de tension ou potentiel est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ». On utilise aussi le terme transformateur de potentiel (TP).

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques Centaines de kiloVolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de Volts.

La caractéristique la plus importante d'un transformateur de tension est donc son rapport de transformation, par exemple 400 000 V/100 V.

I.5.2. Fonction :

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT ou TP) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique, les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre (**Figure I.4**).

Avec, $m=V_2/V_1 =$: rapport de transformation de TT.

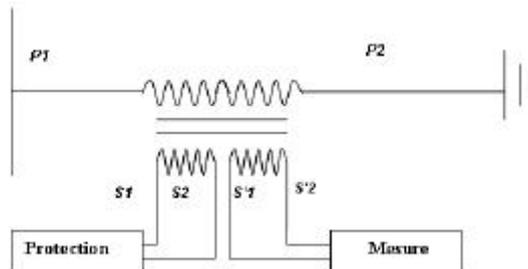


Figure I.4 : Transformateur de tension avec double secondaire.

I.5.3. Les différentes technologies industrielles :

Trois technologies existent pour le transformateur de tension :

I.5.3.1. Transformateur de tension inductif :

Il s'agit en fait d'un transformateur assez classique, mais prévu pour ne délivrer qu'une très faible puissance au secondaire.

C'est un véritable transformateur, dont le primaire reçoit la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image égale à 100 V entre phases lorsque la tension primaire est égale à la tension nominale. C'est le même enroulement qui fournit la tension aux protections et aux autres équipements.

Les difficultés rencontrées pour la réalisation de cet appareil sont [4]:

- Fourniture d'une tension secondaire avec la précision requise lorsque la tension primaire est faible. En effet, dans ce cas, les phénomènes d'hystérésis sont particulièrement sensibles. Pour les appareils de précision on est conduit à utiliser des circuits magnétiques avec entrefer.
- Charges "piégées" lors de cycles de déclenchement et ré enclenchement. En effet, après ouverture des disjoncteurs d'une phase saine, la phase reste chargée. Un régime oscillatoire amorti apparaît, créé par la capacité de la ligne et l'inductance de l'appareil. Elle peut être à très basse fréquence, ce qui provoque la saturation de son circuit magnétique. Au ré enclenchement il fournit alors une tension très faible, ce qui peut entraîner un fonctionnement incorrect des protections. Là aussi, pour se prémunir de ce phénomène, il faut fonctionner avec une induction nominale faible, en utilisant un entrefer. Mais ceci conduit à une puissance de précision faible.

I.6. Les court-circuit :

I.6.1. Origines :

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques.

Les lignes aériennes : sont soumises aux perturbations atmosphériques (foudre, Tempêtes, etc.), les régions montagneuses par exemple sont beaucoup plus exposées que d'autre à la foudre.

Les câbles souterrains : sont exposés aux agressions extérieures (corrosion, effort mécanique lors de la pose ou lors des travaux de terrassement par exemple) qui peuvent conduire à des court-circuités permanents.

Les matériels de réseaux et postes électriques comportent des isolants (solides, liquides ou gaz) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties actives sous tension et la masse. Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isollements.

I.6.2. Caractéristiques :

Les courts circuits sont caractérisés par leur **forme**, leur **durée** et l'**intensité du courant**. En réseaux électriques les courts circuits sont désignés par le terme « défaut ».

I.6.2.1. Types de courts circuits:

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

- **Monophasé** : entre une phase et la terre ou une masse.
- **Biphasé** : entre deux phases, court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.
- **Triphasés** : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

I.6.2.2. Nature :

- **Court- circuits fugitifs** : Les courts circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).

- **Court-circuit permanents** : Ces court-circuit provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation défaut et la remise en service de la partie saine.
- **Court-circuit auto-extincteurs** : Ces court-circuit disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- **Court -circuit semi permanents** : Ces court-circuit exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du l'exploitant.

I.7. Qualités principales d'un système de protection :

I.7.1. Rapidité :

Les court-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est une performance prioritaire.

Le temps d'élimination des court-circuits comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes.

I.7.2. Sélectivité :

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants:

- Sélectivité ampère métrique par les courants,
- Sélectivité chronométrique par le temps,
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

I.7.2.1. Sélectivité ampère métrique :

Une protection ampère métrique (**Figure I.5**) est disposée au départ de chaque tronçon : Son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

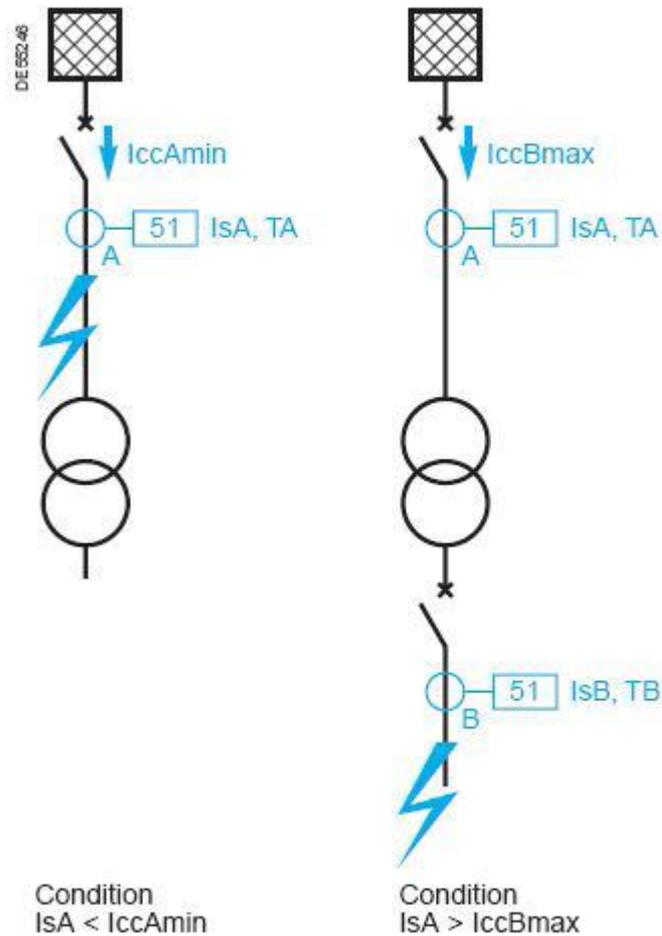


Figure I.5 : Fonctionnement d'une sélectivité ampère métrique.

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les court-circuits situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée, elle est insensible aux court-circuits apparaissant au-delà.

I.7.2.2. Sélectivité chronométrique :

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue.

Ainsi, sur le schéma (Figure I.6), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B.

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement T entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

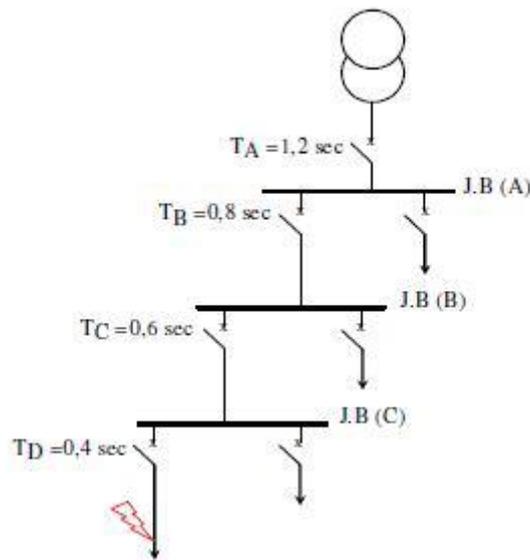


Figure I.6 : Principe de la sélectivité chronométrique.

I.7.3. Sensibilité :

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de court-circuit entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc Parfaitement connu,
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un Court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

I.7.4. Fiabilité :

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international (**Figure I.7**).

- Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
 - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait dû fonctionner, n'a pas fonctionné.
 - Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas dû fonctionner.
- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement Incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :
 - La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
 - La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

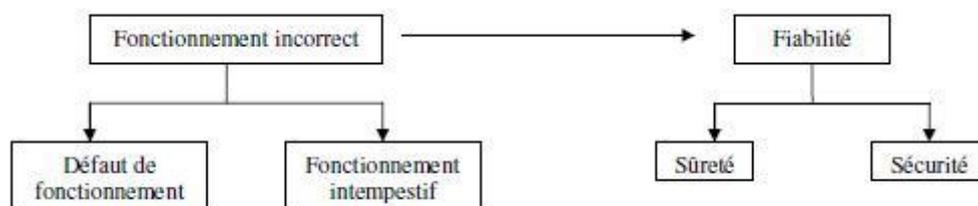


Figure I.7 : Fiabilité d'une protection.

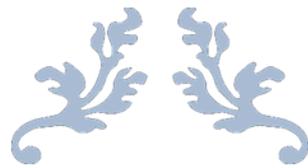
On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur (**Figure I.8**), sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires



Figure I.8 : Association de protection.

I.8. Conclusion :

Pour cela des nouveaux postes seront introduits au réseau de distribution, ces postes sont équipés de cellules de type réduit permettant d'avoir un gain en espace, une facilité de manuvres et possibilité de télé manuvre (équipement motorisé) pour des poste de puissance importante.



Chapitre II

Protection des

Transformateurs HTA/BT



II.1 - Introduction :

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager, qu'ils soient d'origine interne ou externe.

II.2 - Protection des Départs HTA :

II.2.1 - Protection à maximum de courante phase :

Ce seuil protège la ligne contre les **surcharges inadmissibles** (Première seuil : $I_{ph} >$) et **les court-circuités entre phases** (Deuxième seuil: $I_{ph} \gg$). Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal (défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne) et du courant de défaut minimal en bout de la ligne (défaut biphasé). Le temps d'action de cette protection ne dépasse en aucun cas 1 seconde.

$$I_{\text{surchage}} < I_{\text{CC.min}} \quad \text{Temps (MT)} \leq 1\text{sec}$$

- **La protection à temps indépendant** : la temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré, le seuil de réglage est généralement Réglable par l'utilisateur (**Fig. II.1**).

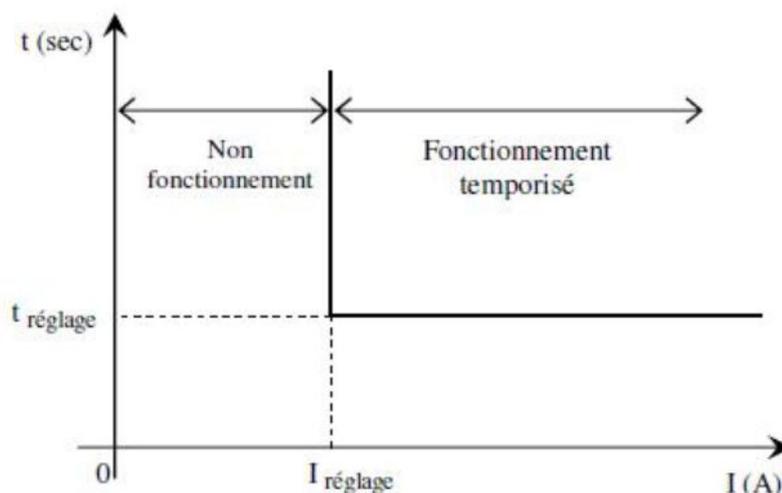


Fig. II.1 : Protection à maximum de courant à temps Indépendant.

- **La protection à temps dépendant** : la temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Plus le courant est élevé et plus la Temporisation est faible (**Fig. II.2**). Elles définissent plusieurs types : à temps Inverse, très inverse, et extrêmement inverse. Pour une temporisation réglée à 1 Seconde le courant de déclenchement est $10 \times I_{\text{réglage}}$.

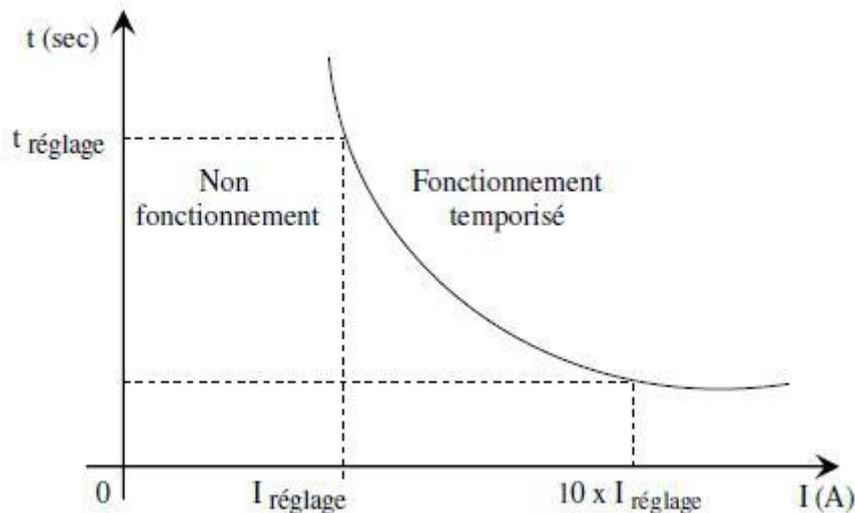


Fig. II.2 - Protection à maximum de courant à temps dépendant.

II.2.2 - Protection de maximum de courant homopolaire :

Cette protection protège le départ contre les **défauts à la terre**. Le courant résiduel qui caractérise le courant de défaut à la terre est égal à la somme vectorielle des 3 courants de phase. Le courant résiduel est égal à 3 fois le courant homopolaire I_0 .

$$I_{rsd} = 3 \cdot I_0 = I_1 + I_2 + I_3$$

Il y a deux méthodes pour caractériser le courant résiduel:

- Par la mesure directe sur le TC tore,
- Par le calcul à partir de trois TC phase

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

$$I_{c0} < I_{\text{réglage}} < I_{\text{CC.min}} \quad \text{Temps(MT)} \leq 1 \text{sec}$$

Avec: I_{c0} est le courant capacitif du départ.

La composante homopolaire de la tension et du courant d'un système triphasé (a, b et c) Se calcule grâce à la matrice de **Fortescue** :

$$\begin{cases} V_0 = \frac{1}{3} \cdot (V_a + V_b + V_c) \\ I_0 = \frac{1}{3} \cdot (I_a + I_b + I_c) \end{cases}$$

Ainsi d'un système équilibré: $V_0=0$ et $I_0=0$.

Le courant de neutre $I_n = (I_a = I_b = I_c)$ dans un branchement étoile d'une charge est donc lié au courant homopolaire par la relation: $I_n = 3 \cdot I_0$.

II.2.3 - Protection de terre résistant :

Cette protection est destinée à protéger les lignes moyenne contre les courts circuits à la terre avec résistance très résistant d'ordre 11 k Ω en 10 kV et 35 k Ω en 30 kV, c'est une protection **centralisée** et **non sélective**.

$$I_{\text{réglage}} = 5A \quad \text{Temps} = 5 \text{sec}$$

II.3 - Protection de disjoncteur:

II.3.1 - Définition et rôle :

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale (C.E.I), un disjoncteur HTA est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

- Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique.
- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit, et les conséquences de la foudre.

De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel des réseaux électriques HTA, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et garanti donc l'immunité du matériel.

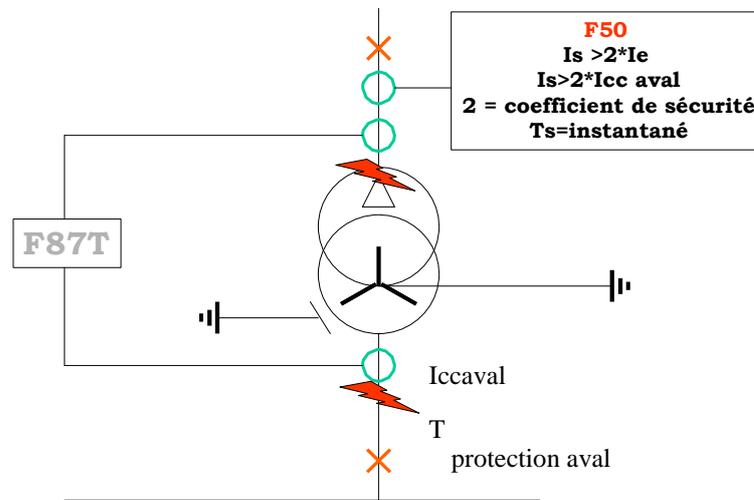
II.3.2 - Caractéristique d'un disjoncteur basse tension :

Les caractéristiques à prendre en compte dans le choix d'un disjoncteur sont :

- La tension assignée ou tension d'utilisation.
- Le courant assigné ou courant d'utilisation dans les conditions normales.
- Le nombre de pole.
- Le pouvoir de coupure (PDC) ou courant maximal ($I_{cc\ max}$) que le disjoncteur doit pouvoir couper sans dommage.
- La courbe de déclenchement : variation du temps de déclenchement en fonction du rapport I/I_n

Exemple :

- Pouvoir de coupure du disjoncteur de protection contre les courants de court-circuit ;



Transfo 1 MVA, $U_n = 20 \text{ kV}$, $U_{cc} = 8 \%$ alimenté par un réseau de puissance de court-circuit maximum $S_{cc} = 1000 \text{ MVA}$, rapport de TC = 30/1 A.

Calcul du courant de court-circuit secondaire :

Impédance directe minimum de source:

$$Z_{ds \text{ mini}} = \frac{(U_n)^2}{S_{cc}} = \frac{(20)^2}{1000} = 0.4 \Omega$$

Impédance directe du transformateur:

$$Z_{dtr} = U_{cc} \times \frac{(U_n)^2}{S} = 0.08 \times (20^2 / 1) = 32 \Omega$$

Impédance directe totale :

$$Z_{dt} = Z_{ds \text{ mini}} + Z_{dtr} = 0.4 + 32 = 32.4 \Omega$$

Courant de court-circuit I_{cc} secondaire (valeur 20 kV) :

$$I_{cc} = V / (\sqrt{3} \times Z_{dt}) = 20 / (\sqrt{3} \times 32.4) = 356 \text{ A.}$$

Courant nominal primaire :

$$I_n = S_{cc} / (\sqrt{3} \times U_n) = 1000 / (\sqrt{3} \times 20) = 28.87 \text{ A.}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cc} = 356 / 28.87 = 12.3 I_n$$

Avec un coefficient de sécurité de 1.5

Réglage du seuil de court-circuit:

$$I_r = I_{cc} \times 1.5 = 12.3 \times 1.5 = 18.5 \text{ In}$$

Cette condition de réglage (18.5 In) est plus contraignante que la condition d'enclenchement (13 In), la valeur de 18.5 In sera retenue comme valeur de réglage.

II.3.3 - Protection contre la surtension :

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

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

Les parafoudres doivent être choisis, ou l'écartement des éclateurs réglé, de façon telle que la tension maximale qui atteint le transformateur soit, au plus, égale à 80% de la tension d'essai correspondante. Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger : les éclateurs sont généralement disposés sur les traversées elles-mêmes du transformateur, les parafoudres sont parfois accrochés à la cuve du transformateur. Dans le cas contraire, en effet, des réflexions d'ondes sur les lignes avec formation de nœuds et ventres peuvent réduire très sensiblement leur efficacité. Les éclateurs de protection sont moins fidèles que les parafoudres, en ce sens que la dispersion des tensions d'amorçage en fonction des conditions atmosphériques, ou de la forme de l'onde, est bien supérieure à celle des parafoudres. En outre, un arc amorcé entre les électrodes d'un éclateur ne s'éteint pas toujours de lui-même lorsque la tension appliquée redevient normale. Les éclateurs doivent donc être utilisés conjointement avec un dispositif de protection contre les défauts de terre extérieure à la cuve du transformateur.

II.3.4 - Protection différentielle :

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

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

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

Cette protection s'utilise:

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

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

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

➤ **Protection différentielle à haute impédance :**

La protection différentielle à haute impédance est connectée en série avec une résistance (R_s) de stabilisation dans le circuit différentiel (**Fig. II.3**).

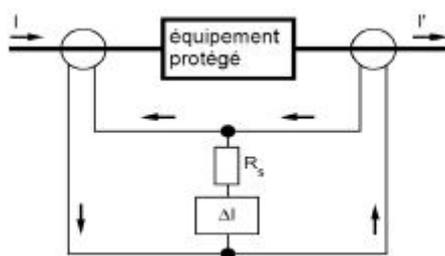


Fig. II.3 - Schéma de protection différentielle à haute impédance.

➤ **Protection différentielle à pourcentage :**

La protection différentielle à pourcentage (**Fig. II.4**) est connectée indépendamment aux circuits des courants I et I' . La différence des courants ($I - I'$) est déterminée dans la protection, et la stabilité (1) de la protection est obtenue par une retenue relative à la mesure du courant traversant $(I+I') / 2$.

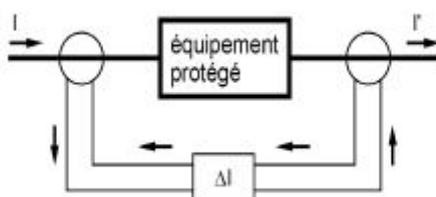


Fig. II.4- Schéma de protection différentielle à pourcentage.

➤ **Réglage de relais de protection :**

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

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

Avec tous ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul, c'est la raison pour laquelle on adopte des protections différentielles à pourcentage sur les transformateurs. Le courant différentiel limite de fonctionnement peut être réglé entre 20 % et 50 % du courant nominal de la protection (**Fig. II.5**).

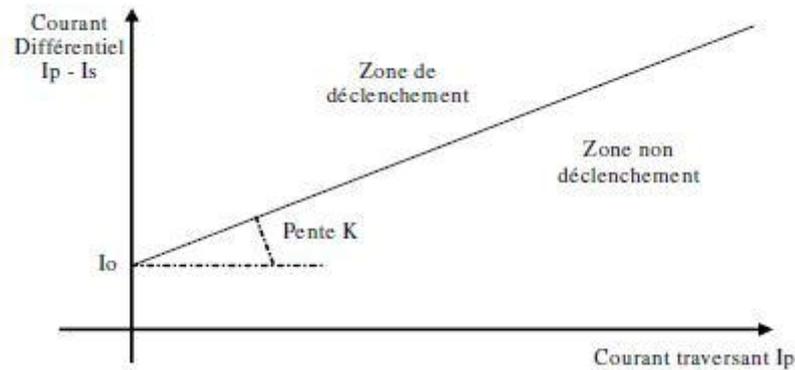


Fig. II.5 - Courbe de déclenchement de la protection différentielle.

II.4 - Protection interne :

II.4.1 - Protection de masse cuve :

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve (**Fig. II.6**). Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un Tc tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

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

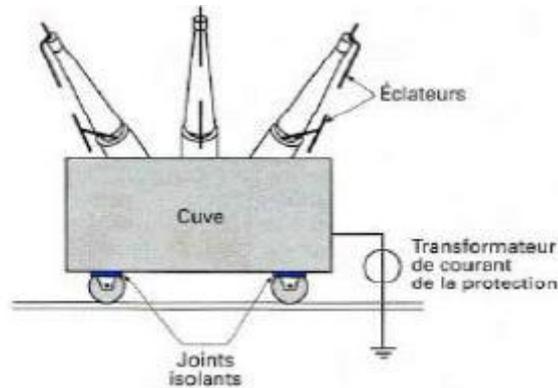


Fig. II.6 - Protection de masse cuve.

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

La protection de cuve (**Fig. II.7**) est constituée par un relais à maximum de courant, alimenté par un TC du genre tore dont le primaire est une jonction visible et continue entre la cuve du transformateur et le réseau de terre.

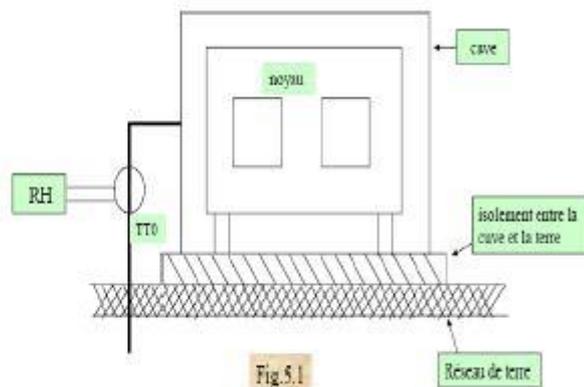


Fig. II.7- Placement de TC tore.

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

II.4.2 - La protection par DGPT :

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

II.4.3 - La protection thermique:

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

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

$$\tau \cdot dE/dt + E = (I/I_n)^2$$

Avec, E : Échauffement,

τ : Constante de temps thermique du transformateur,

I_n : Courant nominal,

I : Courant efficace,

L'apport calorifique par effet de Joule $R \cdot I^2 \cdot dt$ est égal à la somme de (**Fig. II.8**) :

1- L'évacuation thermique de transformateur par convection avec le milieu extérieur (T_e),

2- La quantité de chaleur emmagasinée (T_i) par le transformateur par élévation de sa Température.

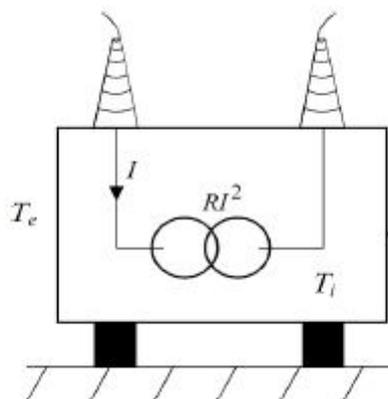
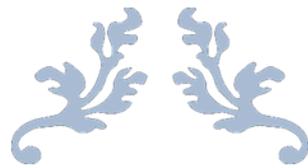


Fig. II.8 - Différentes températures au transformateur.

II.5 - Conclusion :

Le choix concernant la protection des transformateurs de distribution (HTA/BT) est relativement complexe car cela nécessite de prendre en compte un grand nombre de paramètres et plusieurs choix techniques peuvent être retenus pour assurer un même type de protection. Le choix des protections du transformateur fait, un processus itératif est alors nécessaire pour s'assurer de la cohérence de l'ensemble du dispositif : transformateur, protection BT et protection MT.



Chapitre III

Étude et simulation d'un défaut de court-circuit



III.1. Introduction :

Dans ce chapitre on s'intéressera à l'étude par simulation numérique du défaut de court-circuit au bobinage secondaire. La présence d'un tel défaut dans le transformateur de puissance impose une variation de courant donc des inductances de valeurs différentes en fonction de nombre de spires en court-circuit et leurs positions par rapport à un axe de référence. Ainsi, on va modéliser la fonction de potentiel vecteur et calculer analytiquement les inductances propres et mutuelles primaires et secondaires. Les résultats de simulation seront présentés.

III.2. Défaut de Court-circuit :

Le court-circuit de spires est donc le défaut le plus nuisible et le plus fréquemment rencontré au bobinage du transformateur, même si les risques d'ouverture de phase (conducteur coupé) demeurent physiquement réalisables.

En effet, l'expérience montre que le courant circulant dans les spires en court-circuit est dix fois plus important que le courant nominal [In].

L'augmentation de la température qui s'en suit entraîne la destruction en cascade des isolants et par effet cumulatif, la destruction complète de transformateur.

Comme les conducteurs en cuivre ou en aluminium sont dimensionnés pour une certaine gamme de puissance, un échauffement anormal peut être à l'origine d'une destruction des isolants mettant ainsi en court-circuit plusieurs spires de la bobine. Ce défaut est de loin le plus répandu et le plus dangereux dans le cas de la bobine d'un transformateur.

Au contraire du défaut précédent qui a pour effet de réduire simplement le nombre de spires de la bobine, un court-circuit est à l'origine d'un nouveau bobinage court-circuité parcouru par un fort courant induit noté i_{cc} . Il en résulte un champ magnétique additionnel H_{cc} dans la bobine ayant la même direction que le champ nominal. Il apparaît donc deux bobinages :

- le bobinage principal dont le nombre de spires se trouve réduit à $N_s - N_{cc}$ spires (où N_{cc} est le nombre de spires en court-circuit). Ce bobinage est parcouru par un courant noté i à l'origine du champ principal (mode commun),
- le bobinage de N_{cc} spires en court-circuit avec une excitation magnétique notée H_{cc} (mode différentiel), orienté selon le même axe que l'excitation principale.

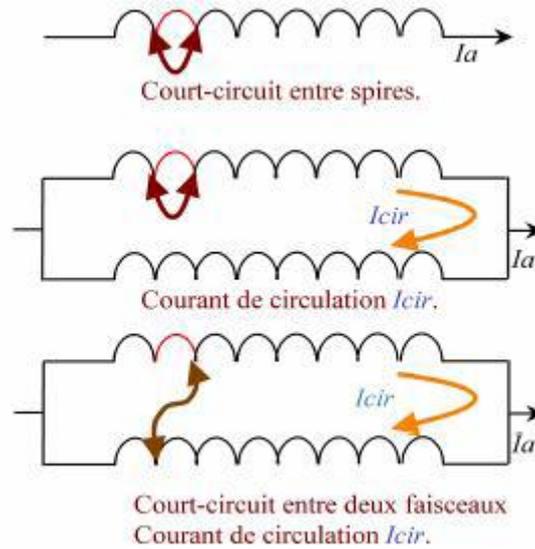


Fig. III.1 : Court-circuit entre spires

III.3. Localisation de la phase en défaut de court-circuit :

À partir du système triphasé des courants :

$$i_A(t) = I_{mA} * \sin(\omega t)$$

$$i_B(t) = I_{mB} * \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \quad i_c(t) = I_{mc} * \sin\left(\omega t + \frac{4\pi}{3}\right) \quad (\text{III.1})$$

$$i_C(t) = I_{mc} * \sin\left(\omega t + \frac{4\pi}{3}\right)$$

Sachant que

$$\begin{cases} I_{mA} = I_A + \Delta I_A \\ I_{mB} = I_B + \Delta I_B \\ I_{mc} = I_C + \Delta I_C \end{cases}$$

$\Delta I_A, \Delta I_B, \Delta I_C$: Les valeurs de courant ajouté suite au défaut de court-circuit

On calculant le courant **Homopolaire** :

$$i_{H0} = i_A(t) + i_B(t) + i_C(t) \quad (\text{III.2})$$

Après simplification on a la formule générale (III.3) qui fait apparaître le défaut de court-circuit du bobinage d'un transformateur de puissance :

$$i_{H0} = (\Delta i_A - 0,5 * \Delta i_B - 0,5 * \Delta i_C) * \sin(\omega t) - \frac{\sqrt{3}}{2} * (\Delta i_B - \Delta i_C) * \cos(\omega t) \quad (\text{III.3})$$

Si on fait le changement des variables suivant :

$$\begin{aligned} A &= \rho * \cos(\beta) = (\Delta i_A - 0,5 * \Delta i_B - 0,5 * \Delta i_C) \\ B &= \rho * \sin(\beta) = -\frac{\sqrt{3}}{2} (\Delta i_B - \Delta i_C) \end{aligned} \quad (\text{III.4})$$

Cela implique que :

$$\rho = \sqrt{A^2 + B^2}$$

Et :

$$\beta = \text{atn}\left(\frac{B}{A}\right)$$

ρ : Le module du courant **Homopolaire** nous informe sur la gravité du défaut

β : Le déphasage du courant **Homopolaire** nous précise la phase en défaut

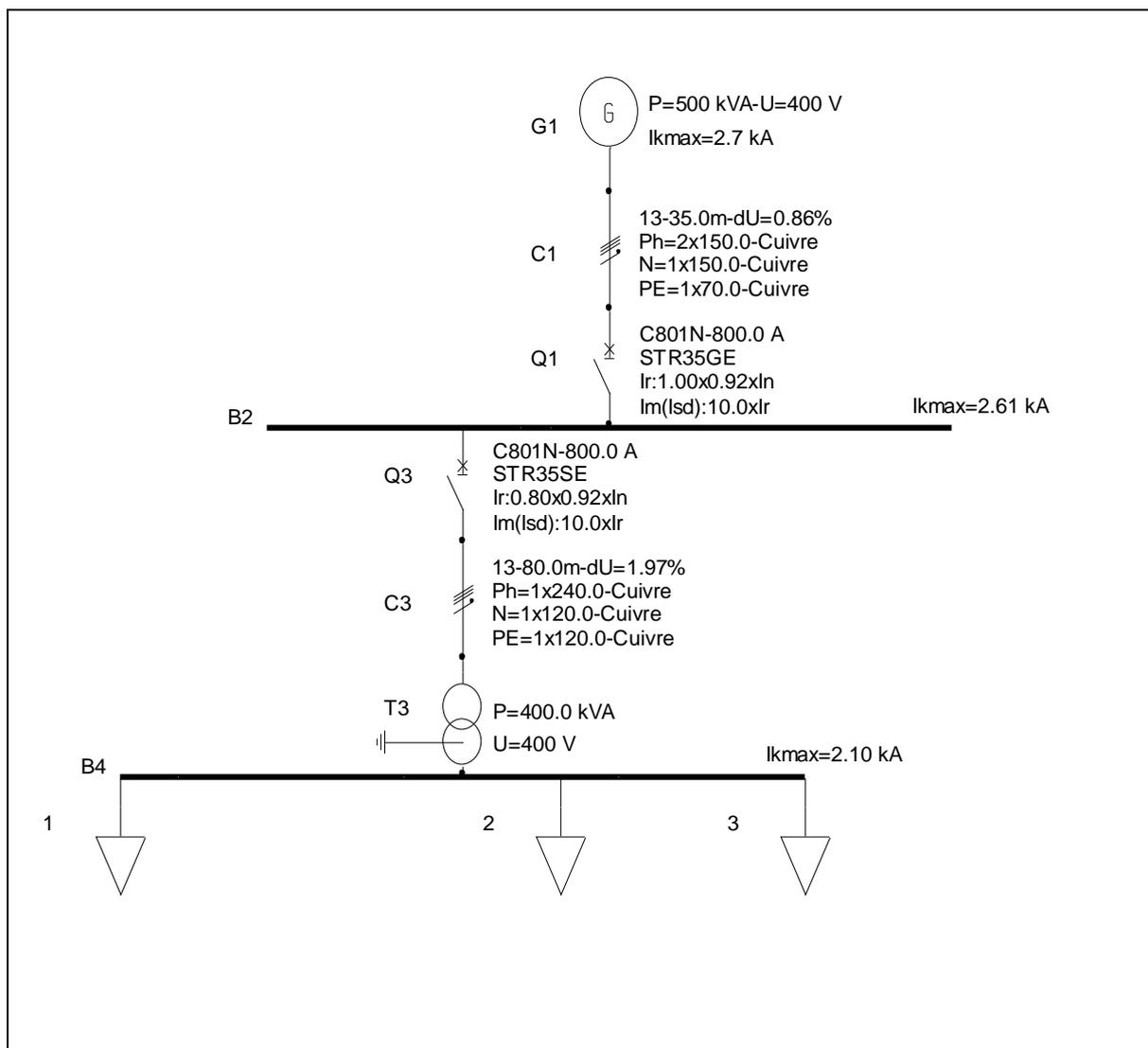
Pour l'étude et la détection de défaut de court-circuit on a procédé à la conception d'un programme de simulation par le logiciel «Ecodial» pour les différents cas possibles de ce type de défaut : voir Tableau III.1

Différents cas de court-circuit	Cas Saint	Cas de court-circuit monophasé				Court-circuit entre deux phases	Trois phases en court-circuit			
		Léger défaut			Grand défaut					
Phase A	%00	05%	00%	%00	80%	00%	30%	10%	10%	20%
Phase B	%00	00%	05%	%00	00%	40%	70%	70%	60%	20%
Phase C	%00	00%	00%	05%	00%	40%	00%	30%	40%	20%

Tableau III.1 : Différentes cas possible pour un défaut de court -circuit d'un transformateur

III.4. Simulation du défaut de court-circuit :

Installation en basse tension 3×400V alimenté par un transformateur de 500 KV A



III.5. Résultat de simulation et commentaire :**Circuit :** **Circuit1 (G1-C1-Q1) - Calculé**

Amont :
Aval : Tableau2
Tension : 400 V

Générateur : **G1**

Nombre de générateurs : 1 Puissance unitaire : 500 kVA
Puissance globale : 500 kVA Réactance homopolaire : 6.000 %
Réactance transitoire : 30.000 % Réactance subtransitoire : 30.000 %
Schéma des liaisons à la terre : TT

Câble : **C1**

Longueur : 35.0 m Mode de pose : 13
Type de câble : Unipolaire Nb de couches : 1
Isolant : PR Nb de circuits jointifs supplémentaires: 0
Arrangement des conducteurs : Trèfle

Contrainte de dimensionnement : surcharges

Correction (Température x Mode de pose x Neutre x Groupement x Utilisateur / Protection) :
 $1.00 \times 1.00 \times 1.00 \times 0.88 \times 1.00 / 1.00 = 0.88$

Sections (mm ²)	théoriques	choisies	désignation	métal
Par phase	2 x 133.9	2 x 150.0		Cuivre
Neutre	1 x 133.9	1 x 150.0		Cuivre
PE	1 x 70.0	1 x 70.0		Cuivre

Chutes de tension	amont	circuit	aval
ΔU (%)	0.00	0.86	0.86

Résultats de calcul :

	Icc amont	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	I défaut
(kA)		2.6134	2.2633	3.4002	2.0474	3.0691	0.0241
R (mΩ)		2.1595	4.3190	6.4785	5.5283	8.2925	14.6106
X (mΩ)		97.4000	194.8000	74.6000	194.8000	74.6000	74.6000

Résultats de calcul conformes au guide UTE C15-500 (rapport CENELEC R064-003).
Avis technique UTE 15L-507.

Hypothèses et choix de l'appareillage à la responsabilité de l'utilisateur.

Sensibilité : 10000.00 mA
Cran de temporisation : 250 ms

Disjoncteur : Q1

Nom : C801N-50.0 kA Calibre nominal : 800 A
Calibre de la protection (In) : 800.0 A Déclencheur : STR35GE
Nombre de pôles : 4P3d+Nr
Sélectivité :

Pdc renforcé par filiation :
Protection différentielle : Oui
Désignation de la protection différentielle : RH328A

Réglages :
Surcharge : $I_r = 1.00 \times 0.92 \times I_n$
Magnétique : $I_m(I_{sd}) = 10.0 \times I_r$
 $t_m = 60 \text{ ms}$

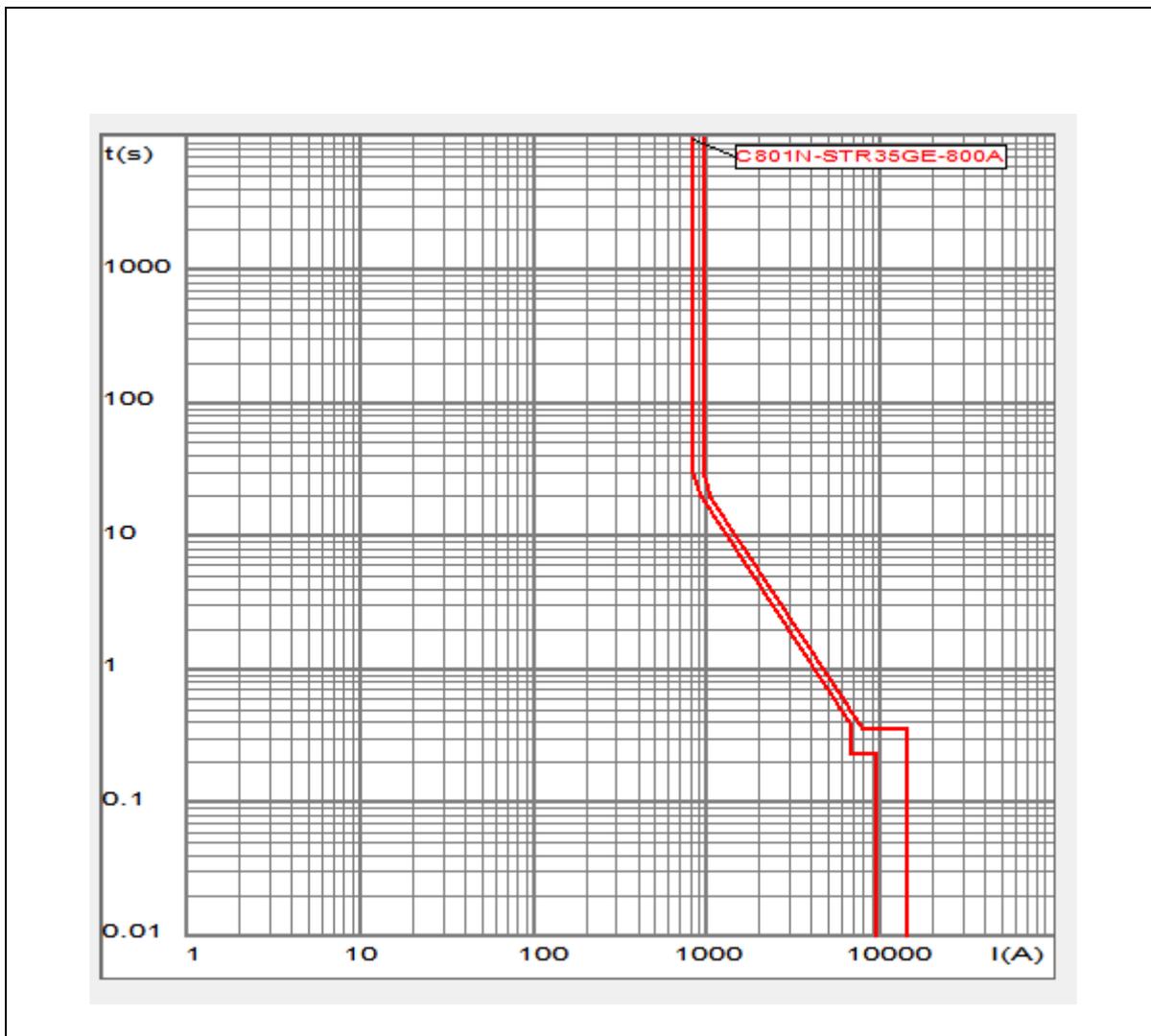


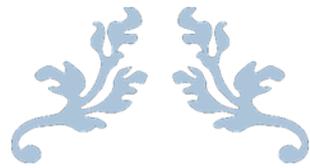
Fig. III.2 – Les courbes de déclenchement

III.6. Conclusion :

La protection toute entière n'est efficace que si les moyens de coupures répondent de façon sûre et rapide à un ordre d'ouverture. Le calcul du pouvoir de coupure d'un disjoncteur est donc une nécessité absolue, ainsi nous avons choisi d'effectuer ce calcul à l'aide du logiciel Ecodial de Schneider Électrique.

La protection du transformateur est assurée, comme nous l'avons exprimé auparavant, par plusieurs équipements, mais l'efficacité dépend beaucoup de la façon dont est organisée la chaîne de protection qui une fois optimisée reste dépendante de l'efficacité du disjoncteur.

Un dimensionnement insuffisant, en cas de défaut, conduit à la destruction de disjoncteur et par la suite l'absence de protection pour tous les équipements en amont du défaut, d'où l'intérêt de bien dimensionner le pouvoir de coupure du disjoncteur afin qu'il puisse interrompre le courant de court-circuit maximal pouvant apparaître sur ces bornes. Le calcul est alors effectué sur la base des données fournisseurs telle que la puissance de court-circuit installée, la tension de livraison ect...



Conclusion générale



Conclusion Générale

Par ce modeste travail nous avons voulu mettre en exergue l'importance de la coordination des équipements de protection et du rôle réalisé par chacun dans la protection du système réseau électrique.

Après avoir énuméré les différents architecteurs du réseau de distribution moyenne tension et postes HTA (30 et 10 kV), nous avons indiqué que ces architectures sont très sensibles aux défauts pouvant impacter le système réseau électrique en particulier le transformateur.

Divers moyens sont mis à contribution pour assurer la sûreté de fonctionnement en parant aux éventuels défauts internes ou externe au système. Il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les moyens qui composent un système de protection moyenne tension. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

On a fait l'état de la protection qui existe au niveau du réseau de distribution électrique moyenne tension HTA/BT. Le bon choix des réglages de la protection contre les défauts à la terre assure à la fois une bonne sécurité des personnes contre les électrisations et des biens contre les effets destructif des courants forts sur les câbles, lignes, jeux de barres, ... etc., ainsi qu'une bonne continuité de service globale du réseau HTA en isolant partie en défaut du réseau à afin d'en préserver le fonctionnement.

Le calcul a été conforté par le résultat de simulation obtenu avec le logiciel de Schneider électrique Ecodial.

Références Bibliographiques

[1] Groupe SONELGAZ, XD « **Guide Technique de Distribution** », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.

[2] W.D. STEVENSON, « **Elements of Power System Analysis** », 4th edition, McGraw Hill Book 1982.

[3] Schneider Electric, « **Architecteur de Réseau de Distribution** », 2007.

[4] Groupe SONELGAZ, «Suivi et réalisation des postes HTA/BT », Société de Distribution en Électricité et du Gaz de l'Est (SDE), Groupe SONELGAZ, Septembre 2002.

[5] SONELGAZ «Documentations protection de transformateur ».

[6] Schneider Electric, «Site internet Schneider Electric: <http://www.schneider-electric.com>».

[10] O. CHILARD, G. DONNART & D. RENON, « EDF Patented Protection 'PDTR' Against Resistive Phase to Ground Faults in Compensated MV », CRIS'2004, France à Grenoble, October 2004.

[11] **Cahiers techniques Schneider** «Les transformateurs de distribution» Cahier Technique (à paraître à la date d'édition), M. Sacotte.

[16] D. FULCHIRON, « Protection des Transformateurs des Postes HTA/BT », Cahier Technique, N°192, Schneider Electric, 2003.