

I.1 Définition

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un circuit électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension, de l'intensité et de la fréquence qui sont à l'origine de ces perturbations.

I.2 Les différents types de défaut

Les défauts les plus courants sont :

- Surintensité par surcharge.
- Surintensité par court-circuit.
- Surtension.
- Baisse ou manque de tension.

I.2.1 La surcharge

Définition : Elévation de l'intensité de 1 à 10 I_n d'un circuit due par exemple à une surabondance des récepteurs.

Conséquences : Echauffement lent et progressif des parties actives, des masses métalliques, des isolants.

Moyens de protection : Relais thermique, fusible, déclencheur thermique du disjoncteur.

I.2.2 Le court-circuit

Définition : Elévation brutale de l'intensité de 10 à 1000 I_n dans un circuit due à une liaison accidentelle de deux points de potentiel différents (PH et N).

Conséquences : Arc électrique, échauffement important pouvant entraîner la fusion des parties actives (soudure des contacts, projection de particule).

Moyens de protection : Déclencheur magnétique du disjoncteur, fusible.

I.2.3 La surtension

Définition : Augmentation soudaine et importante de la tension due par exemple à un coup de foudre, à un contact entre HTA et BTA.

Conséquences : Claquage des isolants avec pour conséquence des court-circuits éventuels.

Moyens de protection : limiteur de surtension, relais de surtension, parafoudre.

I.2.4 La baisse ou le manque de tension

Définition : Chute de tension trop importante dans un réseau, déséquilibre d'un réseau triphasé de distribution.

Conséquences : Mauvais fonctionnement des récepteurs

Moyens de protection : Relais à minimum de tension, alimentation autonome.

I.3 Classification selon l'emplacement du défaut et la difficulté de son élimination

La plupart des réseaux aériens MT comportent (voir figure 1)

- Des antennes principales issues d'un poste HT/MT;
- Des dérivations plus ou moins ramifiées alimentant les divers postes MT/BT;
- Eventuellement des postes d'étoilement MT (1).

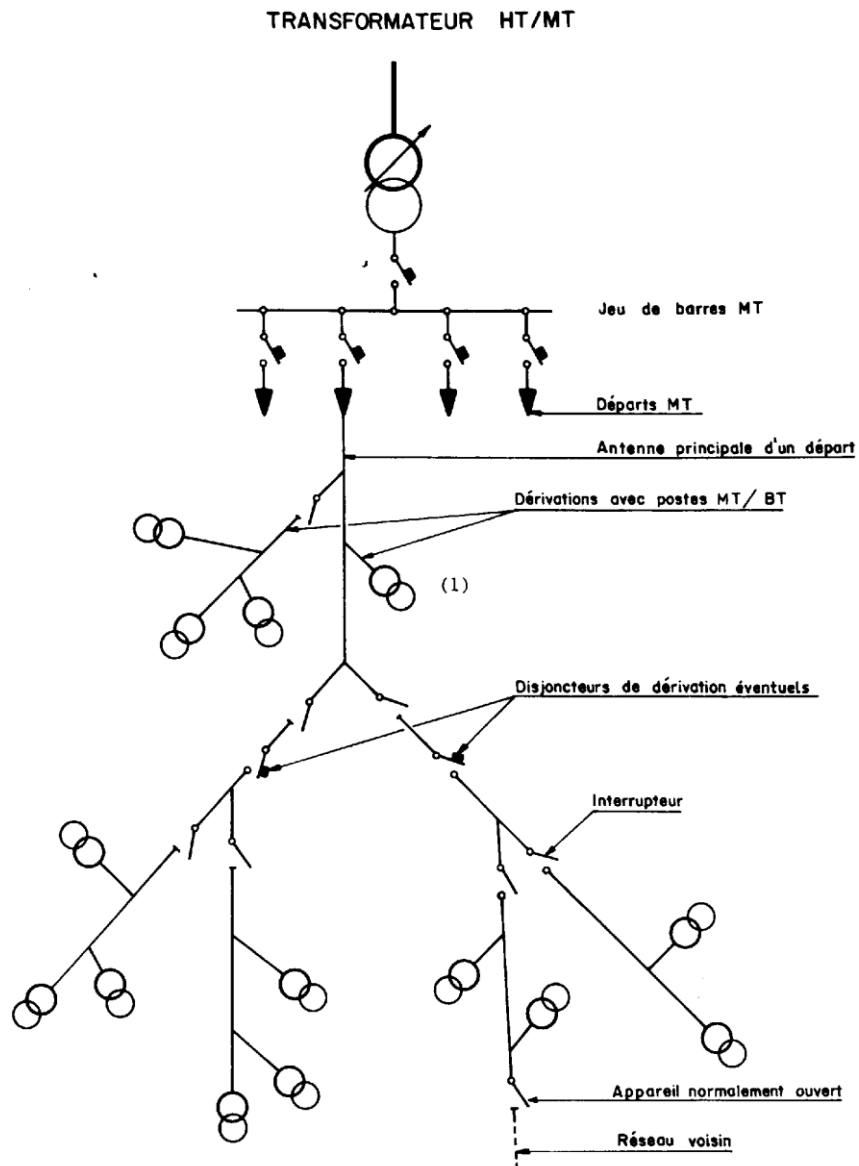


Figure 1 : Schéma type de réseau aérien à moyenne tension

Ces réseaux sont normalement exploités suivant un schéma radial. Toutefois, il peut exister des possibilités de «bouclage» avec un réseau voisin, soit sur une antenne principale, soit sur une dérivation importante; ces bouclages ne sont réalisés que pour permettre des manœuvres exceptionnelles (notamment report d'alimentation en secours après incident); les dispositifs de protection qui vont être décrits ne sont pas adaptés au fonctionnement en boucle fermée, mais il n'y a pas lieu de prévoir de dispositions spéciales pour ces fonctionnements lorsqu'ils sont exceptionnels et de courte durée.

Les défauts affectant les réseaux aériens à M.T. peuvent être classés de deux façons différentes :

- Soit suivant leur emplacement.
- Soit suivant leur durée et la difficulté de leur élimination.

Suivant l'emplacement, on peut distinguer les défauts affectant :

— la partie «moyenne tension» des postes HT/MT, en amont des disjoncteurs protégeant chaque départ MT ;

— les réseaux proprement dits, en aval de ces disjoncteurs (lignes aériennes et câbles isolés constituant les antennes principales et les dérivations, y compris la partie MT des postes MT/BT).

Les défauts qui se produisent en aval des disjoncteurs de tête des départs MT, que l'on peut classer, suivant leur durée et la difficulté de leur élimination, en :

I.3.1 Défauts auto-extincteurs : ce sont ceux qui disparaissent spontanément, en des temps généralement très courts, sans provoquer de déclenchement sur le réseau ;

I.3.2 Défauts fugitifs : ce sont ceux qui nécessitent, pour disparaître, une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde), ou encore, et seulement s'ils sont monophasés, une très brève mise à la terre franche de la phase avariée (un à deux dixièmes de seconde) ;

I.3.3 Défauts semi-permanents : ce sont ceux qui exigent pour leur disparition, une ou plusieurs coupures, relativement longues du réseau d'alimentation, de l'ordre de quelques dizaines de secondes, mais ne nécessitent cependant pour la reprise du service aucune intervention sur le réseau du personnel d'exploitation ;

I.3.4 Défauts permanents : ce sont ceux qui, après avoir provoqué un déclenchement définitif, nécessitent l'intervention du personnel d'exploitation pour la reprise du service; ces défauts impliquent en général, soit des avaries de matériel (rupture de conducteurs, claquage d'isolateur, etc...), soit la présence sur les conducteurs de branches d'arbre, d'oiseaux, etc...

I.4 Classification selon la forme et la nature du défaut

Pour répartir les défauts suivant leurs formes et leurs natures, des relevés statistiques ont été établis sur une dizaine de réseaux 15kV et 20kV, d'une étendue totale avoisinant 3000km, pendant plusieurs années d'expérimentation (2 à 10ans).

Pendant la durée des observations, on a relevé sur l'ensemble des réseaux d'essai 20000 défauts qui correspondent à une moyenne variant selon les réseaux de 100 à 200 défauts par an et par 100km, avec une moyenne générale de 150 défauts par an et par 100km.

Ces défauts se répartissent suivant leurs natures, de la manière suivante :

Autoextincteurs	10 %	(5% à 15 %)
Fugitifs	75 %	(70 % à 80%) sur cent fugitifs, 65 à 75 sont monophasés.
Semi-permanents	10 %	(5% à 15 %)
Permanents	5%	(3% à 8%)

Les défauts semi-permanents peuvent à leur tour se répartir en 3 classes selon qu'ils ont été éliminés après :

Un seul cycle de réenclenchement lent	8,5 %
Deux cycles de réenclenchement lent	1 %
Trois cycles de réenclenchement lent	0,5 %

Compte non tenu des défauts auto extincteurs, la répartition des défauts suivant leurs formes est la suivante :

Pourcentage des défauts suivant leurs formes	Fugitifs	Semi-permanents	Permanents	Total
Monophasés	72 %	54 %	40 %	68 %
Biphasés-isolés	7 %	11 %	9 %	8 %
Biphasés-terre	7 %	7 %	3 %	7 %
Triphasés	9 %	10 %	6 %	9 %
Évolutifs	5 %	18 %	42 %	8 %

Si l'on écarte de la statistique les défauts évolutifs, on trouve que 74 % des défauts n'ont atteint qu'une phase, les 26 % restants ayant atteint deux ou trois phases.

En outre, il a paru intéressant de mesurer les intensités des différents défauts monophasés et d'en déduire les résistances de ceux-ci. Le calcul a été effectué pour 6000 défauts monophasés de toutes causes ; il montre que :

- 82 % des défauts ont une résistance inférieure à 100 Ohms
- 15 % des défauts ont une résistance comprise entre 100 et 200 Ohms
- 2% des défauts ont une résistance comprise entre 200 et 300 Ohms
- 1 % des défauts ont une résistance supérieure à 300 Ohms

Compte non tenu des terres résistantes dont la valeur dépasse généralement 600 Ohms.

I.5 Les courts circuits

Les défauts de type court-circuit sur les lignes de transport de l'électricité sont relativement fréquents, ils sont causés par : des coups de foudre, des arbres mal élagués, des grues et des engins de grande hauteur travaillant au voisinage, vent, pollution...etc.

I.5.1 Méthodes de calcul des courants de court-circuit :

I.5.1.1 Méthode d'impédances :

La méthode des impédances consiste à calculer l'impédance Z de la boucle de défaut en tenant compte de l'impédance de la source d'alimentation (réseau, batteries, groupe...). Cette méthode est précise et permet de calculer les courants de court-circuit maximal et minimal. Cependant, cette méthode nécessite la connaissance des paramètres du circuit en défaut.

a- Courts circuits monophasés (phase-terre) :

Un court-circuit monophasé phase-terre est représenté à la figure 2.



Figure 2 : Court-circuit monophasé (phase-terre)

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z_o :

$$I_{cc0} = \frac{Un/\sqrt{3}}{Z_{cc}+Z_o} \quad \text{I.1}$$

b- Courts circuits biphasés :

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U.



Figure 3: Court-circuit biphasé

En appliquant la loi d'Ohm, le courant de court-circuit biphasé est défini par l'équation suivante :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}} \quad I.2$$

c- Courts circuits triphasés :

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases :

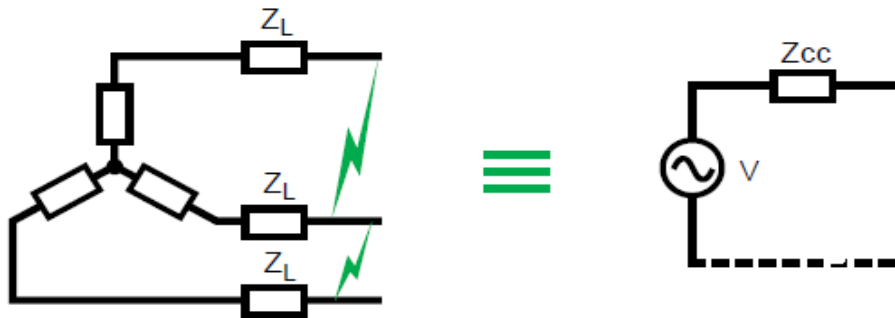


Figure 4: Court-circuit triphasé

La puissance de court-circuit triphasé est présentée par :

$$P_{cc} = I_{cc3} \times U_n \times \sqrt{3} \quad I.3$$

$$I_{cc3} = \frac{U_n / \sqrt{3}}{Z_{cc}} \quad I.4$$

Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau.

Le calcul d'I_{cc3} est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

Calcul de Z_{cc}

Le calcul de I_{cc} se résume au calcul de l'impédance Z_{cc} équivalente à toutes les impédances parcourues par I_{cc} du générateur jusqu'au point de défaut.

De la source et des lignes. C'est en fait l'impédance «directe» par phase :

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \quad \text{I.5}$$

$\sum R$: Somme des résistances en série

$\sum X$: Somme des réactances en série

Le calcul tient en compte: l'impédance réseau amont (impédance du réseau HT vue du côté BT, l'impédance du transformateur, l'impédance des câbles.

1) Impédance du réseau amont :

L'impédance de la source est définie par l'équation suivante :

$$Z_a = \frac{Un^2}{S_{cc}} \quad \text{I.6}$$

U: La tension composés du réseau

S_{cc}: La puissance de court-circuit en MVA

2) Impédance du transformateur :

L'impédance du transformateur est représentée par l'équation :

$$Z_t = \left(\frac{X\%}{100} \right) * \left(\frac{Un^2}{S_n} \right) \quad \text{I.7}$$

Avec, X% est le pourcentage de tension de court-circuit.

S_n: puissance du transformateur en kVA

3) Impédance des câbles :

On peut calculer le courant de court-circuit dans un jeu de barre ou dans les câbles par:

$$I_{cc} = \frac{Un}{\sqrt{3} \sum Z} \quad R = \rho \frac{L}{S} \quad X = \lambda * L \quad \text{I.8}$$

ρ : Résistivité du conducteur L: longueur du conducteur λ : Réactance linéique du conducteur

I.5.1.2 Méthode des composantes symétriques :

En fonctionnement normal équilibré et symétrique, l'étude des réseaux triphasés se ramène à celle d'un réseau monophasé équivalent, caractérisé par les tensions simples, les courants de phase, et les impédances du réseau (appelées impédances cycliques).

Dès qu'une dissymétrie significative apparaît dans la configuration ou le fonctionnement du réseau, la simplification précédente n'est plus possible. Dans ce cas ; on ne peut alors établir simplement les relations électriques dans les conducteurs à l'aide des impédances cycliques.

On utilise la méthode des composantes symétriques, qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants : **la composante directe (d), la composante inverse (i) et la composante homopolaire (o).**

Pour chaque système direct, inverse et homopolaire, les tensions V_d, V_i, V_o et les courants I_d, I_i, I_o sont liés par les impédances Z_d, Z_i, Z_o du même système.

La représentation des tensions déséquilibrées en fonction des composantes symétriques est définie comme suit :

$$\begin{aligned} V_1 &= V_d + V_i + V_o \\ V_2 &= a^2 \times V_d + a \times V_i + V_o \\ V_3 &= a \times V_d + a^2 \times V_i + V_o \end{aligned} \quad \text{I.7}$$

Avec : $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

De même, la représentation des composantes symétriques en fonction des tensions déséquilibrées est définie par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} V_d &= \frac{1}{3} (V_1 + a \times V_2 + a^2 \times V_3) \\ V_i &= \frac{1}{3} (V_1 + a^2 \times V_2 + a \times V_3) \\ V_o &= \frac{1}{3} (V_1 + V_2 + V_3) \end{aligned} \quad \text{I.8}$$

Les impédances directe, inverse, homopolaire d'un élément de réseau sont les impédances présentées par cet élément soumis à des systèmes de tension respectivement triphasé direct, triphasé inverse, phase-terre sur trois phases en parallèle.

En pratique, Les génératrices produisent la composante directe de la puissance ; les défauts peuvent produire les composantes inverse et homopolaire. Pour le cas des moteurs, la composante directe crée le champ tournant utile, alors que la composante inverse est à l'origine d'un champ tournant de freinage. Pour les transformateurs, un défaut à la terre crée

une composante homopolaire qui est à l'origine d'un champ homopolaire se refermant par la cuve. Le principe de décomposition en composantes symétriques est présenté dans la figure suivante.

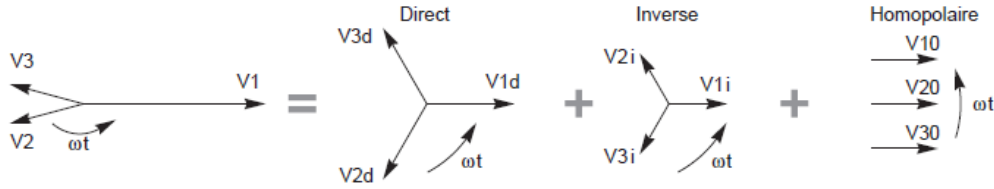


Figure 5: Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques

I.5.2 Calcul des différents types de court-circuit :

I.5.2.1 Court-circuit monophasé :

Le parcours du courant de court-circuit dans un défaut phase terre est représenté dans la figure suivante :

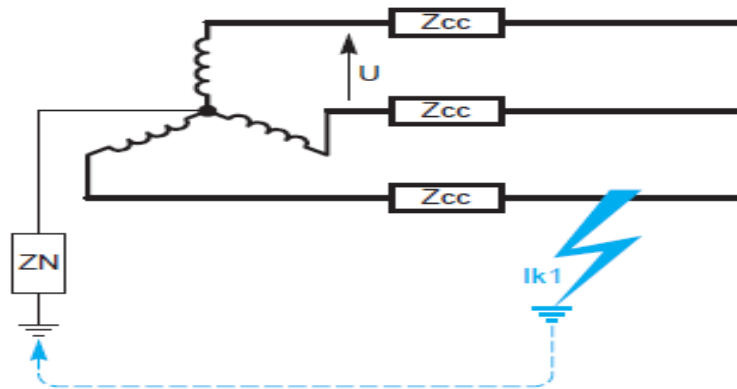


Figure 6: Court-circuit entre phase et terre

D'après la figure 6, la valeur du courant de court-circuit dépend de l'impédance Z_n située entre le neutre et la terre; cette impédance peut être entièrement nulle si le neutre est directement mis à la terre (en série avec la résistance de mise à la terre) ou au contraire quasiment infinie si le neutre est isolé. La valeur du courant de défaut phase terre en utilisant la méthode des composantes symétriques est représenté par :

$$I_{k1} = \frac{U/\sqrt{3}}{(Z_d + Z_i + Z_o + Z_n)} \quad I.9$$

Ce calcul est nécessaire dans les réseaux où le neutre est relié à la terre par une impédance Z_n , pour déterminer le réglage des protections **de terre** qui doivent intervenir pour couper le courant de défaut à la terre.

Lorsque Z_d , Z_i et Z_0 sont négligeables par rapport à Z_n , alors on trouve :

$$I_{k1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_n} \quad \text{I.10}$$

C'est par exemple le cas d'une limitation du courant I_{k1} à 20 ampères dans un réseau MT alimenté par un transformateur de forte puissance (10 MVA).

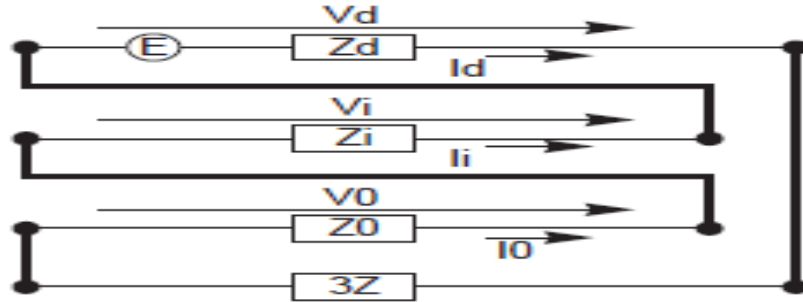


Figure 7 : Modélisation du court-circuit monophasé selon les composantes symétriques.

$$I_d = I_i = I_o = \frac{E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \quad \text{I.11}$$

$$V_d = \frac{E(Z_i + Z_o + 3Z)}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$$

$$V_i = \frac{-Z_i \cdot E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \quad \text{I.12}$$

$$V_o = \frac{-Z_o \cdot E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z}$$

I.5.2.2 Court-circuit biphase entre conducteurs de phase :

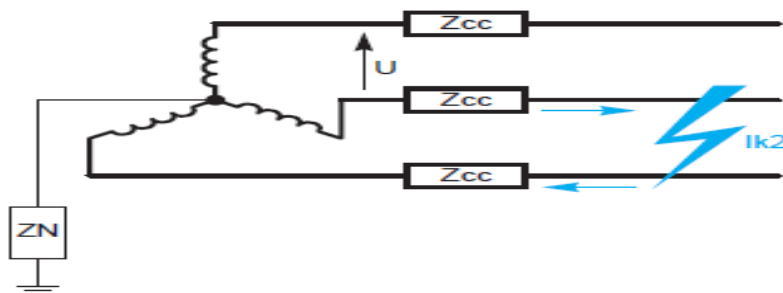


Figure 8: Court-circuit biphase

La valeur du courant de court-circuit biphase en un point du réseau est :

$$I_{K2} = \frac{U}{Z_d + Z_i} \quad \text{I.13}$$

Dans le cas d'un réseau alimenté par un transformateur (défaut éloigné des sources), la valeur du courant de court-circuit biphasé en un point du réseau est :

$$I_{K2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}} \quad \text{I.14}$$

Le courant de court-circuit biphasé est alors plus faible que pour le triphasé d'un rapport de $3/2$, soit environ 87 %. Dans le cas de défaut proche d'un générateur ($Z_i \leq Z_d$), le courant peut être supérieur au cas du défaut triphasé.

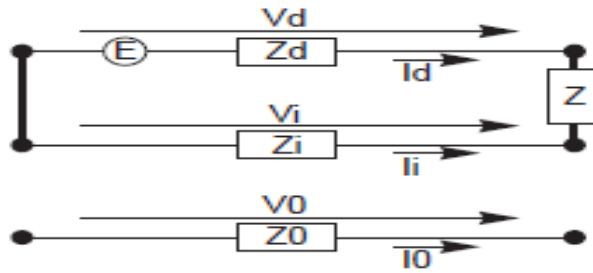


Figure 9 : Modélisation du court-circuit biphasé selon les composantes symétriques.

Les courants direct, inverse et homopolaire sont calculés :

$$\begin{aligned} I_d &= \frac{E}{Z_d + Z_i + Z} \\ I_i &= \frac{-E}{Z_d + Z_i + Z} \\ I_o &= 0 \end{aligned} \quad \text{I.15}$$

Et donc, les tensions:

$$\begin{aligned} V_d &= \frac{E Z_d}{Z_d + Z_i + Z} = \frac{-E(Z_i + Z)}{Z_d + Z_i + Z} \\ V_i &= \frac{E \cdot Z_i}{Z_d + Z_i + Z} \\ V_o &= 0 \end{aligned} \quad \text{I.16}$$

I.5.2.3 Court-circuit biphasé à la terre :

La figure I.10 représente le schéma d'un court-circuit à la terre et la figure I.11 représente la modélisation du court-circuit biphasé terre selon les composantes symétriques :

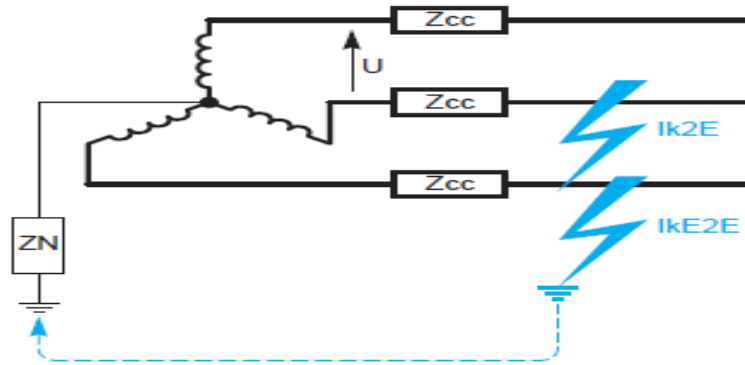


Figure 10: Court-circuit biphasé terre

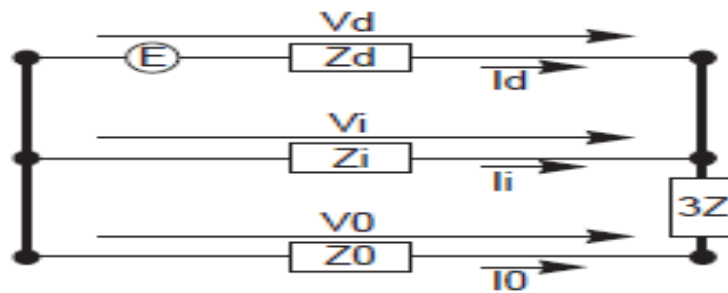


Figure 11 : Modélisation du court-circuit monophasé selon les composantes symétriques

En cas de défaut franc éloigné des sources, la valeur du courant de court-circuit biphasé à la terre est :

$$I_{kE2} = \frac{\sqrt{3} * U}{Z_d + 2Z_o} \quad I.17$$

Les courants direct, inverse et homopolaire sont calculés :

$$\begin{aligned} I_d &= \frac{E(Z_i + Z_o + 3Z)}{Z_d * Z_i(3Z + Z_o) * (Z_i + Z_d)} \\ I_i &= \frac{-E(Z_o + 3Z)}{Z_d * Z_i(3Z + Z_o) * (Z_d + Z_i)} \\ I_o &= \frac{-E * Z_i}{Z_d * Z_i(3Z + Z_o) * (Z_d + Z_i)} \end{aligned} \quad I.18$$

I.5.2.4 Court-circuit triphasé équilibré :

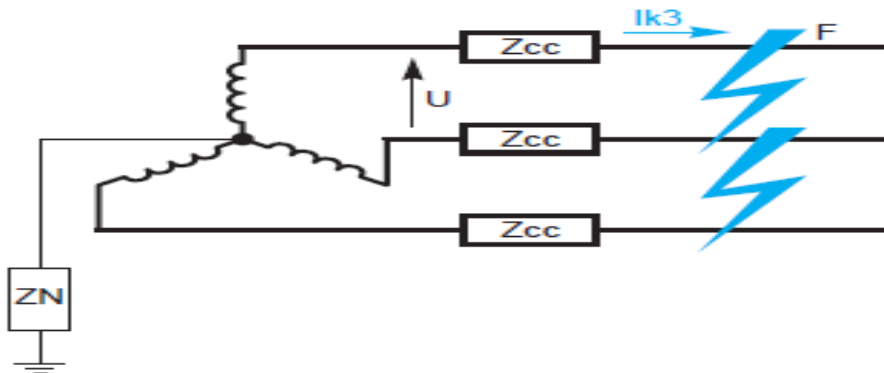


Figure 12 : Court-circuit triphasé équilibré

La valeur du courant de court-circuit triphasé en un point F du réseau est :

$$I_{K3} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} \quad \text{I.19}$$

Où, U désigne la tension entre phases au point F avant l'apparition du défaut, et Z_{cc} l'impédance équivalente du réseau amont vue du point de défaut.

Ce calcul est donc simple en principe ; sa complexité pratique résulte de la difficulté à calculer Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances unitaires en série et en parallèle des composants du réseau situés en amont du défaut. Ces impédances sont elles-mêmes la somme quadratique de réactances et résistances :

$$Z_{cc} = \sqrt{X^2 + R^2} \quad \text{I.20}$$

Une simplification importante consiste en particulier à connaître la puissance de court-circuit S_{cc} au point de raccordement du réseau du distributeur; on en déduit l'impédance Z_a équivalente en amont de ce point :

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}} ; I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} \quad \text{I.21}$$

De même, la source de tension n'est pas unique ; il peut y avoir plusieurs sources en parallèle, en particulier les moteurs synchrones et asynchrones qui se comportent sur court-circuit comme des générateurs.

II.1 Généralités

La connaissance du fonctionnement des réseaux électriques et des incidents auxquels ils sont sujets a été approfondie dans les différentes études, les exigences des utilisateurs de l'énergie électrique sont devenues plus sévères et la technique des matériels de réseau a évolué.

Les différents systèmes de protection comprenant les appareils de protection ont pour but d'éliminer ces défauts et de permettre au réseau un fonctionnement continu.

Lorsqu'un élément du réseau, machine, transformateur, ligne, etc... est le siège d'un court-circuit ou d'un défaut d'isolement, il est indispensable de le mettre le plus rapidement possible hors tension, afin de limiter les dégâts qui peuvent causer l'arc ou les courants de défauts et d'éviter les répercussions que le maintien de court-circuit aurait sur le fonctionnement général du réseau, en particulier sur sa stabilité.

La mise hors circuit automatique d'un élément défectueux est confiée aux systèmes de protection. Ces systèmes jouent un rôle très important dans le fonctionnement du réseau de transport et de distribution, puisque c'est d'eux que dépendent en grande partie la sécurité de tout l'ensemble et la continuité du service.

L'objectif primordial de la protection est d'éliminer le défaut par l'action instantanée d'un relais électromagnétique ou retardée par un relais temporisé. Selon le type du défaut, la protection intelligente émet un signal de déclenchement du disjoncteur, et par conséquence la mise hors tension de l'installation ou un signal de signalisation pour informer les opérateurs sur la nature du défaut et de prendre les mesures adéquates.

II.2 Les éléments de la protection

Un système de protection est constitué de:

- Organe de détection et de décision
 - 1- Organe de mesure ou chaîne de mesure
 - 2- Organe de comparaison
 - 3- Organe de décision
- Organe d'intervention : Organe de signalisation et de déclenchement

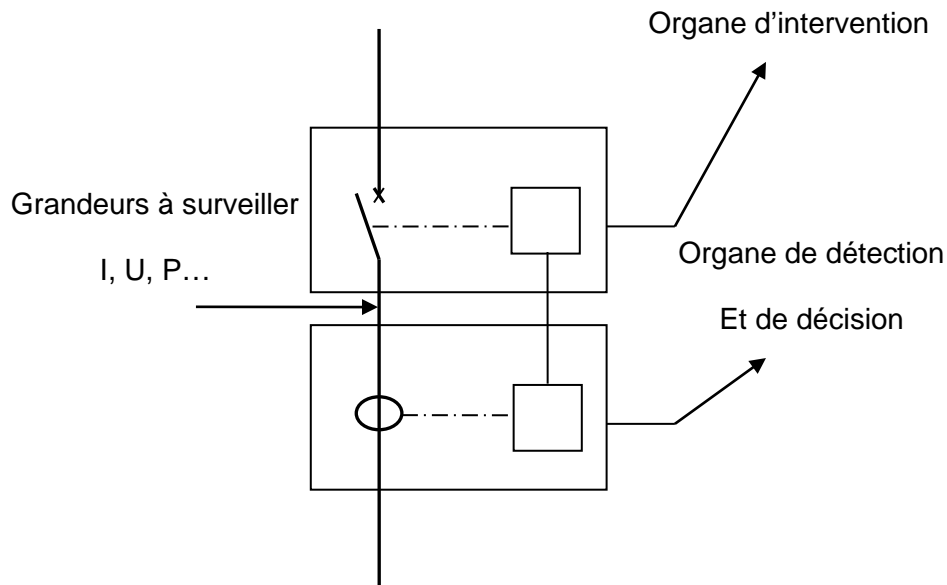


Figure 1 : Élément de base de la protection

Les grandeurs électriques du réseau (I, U, P, f) doivent en premier lieu être transformées à des grandeurs mesurables en basse tension à travers des réducteurs, tels que les transformateurs de mesure ; de courant (TC) et de potentiel ou de tension (TP).

Les relais permettent la comparaison de ces grandeurs à des grandeurs de référence, et par la suite la décision de ce qu'il faut faire.

Les organes d'intervention ou bien d'exécution permettent la signalisation ou le déclenchement de l'appareil de coupure, et de mettre l'élément en hors tension.

II.3 Transformateurs de mesure

Les systèmes de protections sont alimentés par des transformateurs de mesure (transformateur de tension, transformateur de courant). Les transformateurs de mesure sont destinés à ramener les tensions et les courants sur les circuits électriques à des valeurs plus faibles à :

- Mesurer
- Utiliser pour alimenter les dispositifs de comptage
- Utiliser pour alimenter les dispositifs de protections électriques

Ils ont pour but :

- D'isoler les circuits électriques
- De normaliser les grandeurs électriques
- D'assurer des fonctions annexes



Figure 2 : Transformateur de mesure de tension nominale 110 kV

II.3.1 Transformateurs de tension

Ils ont le même principe que les transformateurs de puissance, mais les tensions primaires et les tensions secondaires sont en phase. La tension secondaire est normalisée (100 V entre phase, 100/3).

Ils sont caractérisés par :

- Le rapport de transformation
- La classe de précision
- La puissance d'échauffement

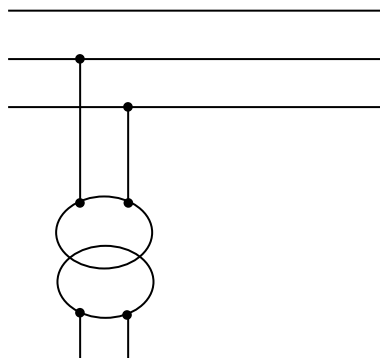


Figure 3 : Schéma de branchement du transformateur de tension

Les bornes sont repérées de telle manière que la tension secondaire soit en phase avec la tension primaire.

II.3.2 Transformateurs de courant

Le transformateur de courant ou d'intensité aussi appelé transformateur série, permet la réduction du courant.

$$I_1 = \frac{n_2}{n_1} I_2 \quad \text{II.1}$$

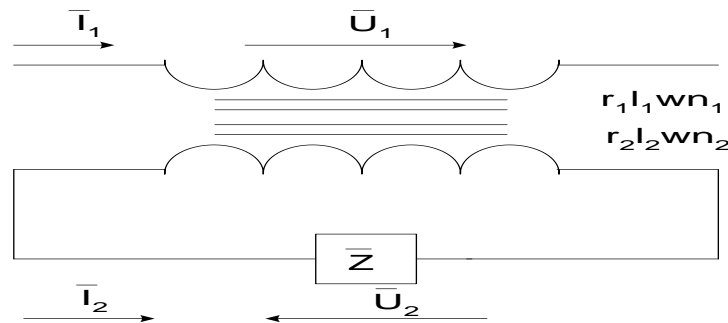


Figure 4 : Schéma de branchement de transformateur de courant

$$\bar{E}_1 = \frac{n_1}{n_2} \bar{E}_2 \quad \text{II.2}$$

Pour alimenter un dispositif de protection contre les courts-circuits, il faut que le relais de détection soit alimenté par les transformateurs de courant qui ne se sature pas au courant de défaut maximal de façon que le courant secondaire, image du courant primaire ne soit pas déformé.

II.4 Relais de protection

II.4.1 Définition

Le relais est un dispositif à action mécanique ou électrique provoquant le fonctionnement des systèmes qui isolent une certaine zone du réseau en défaut ou actionnant un signal en cas de défaut ou de conditions anormales de marche (alarme, signalisation,.....).

C'est un appareil destiné à produire, lorsque certaines conditions se réalisent dans un circuit dont il subit l'influence, des modifications données dans le même ou dans un

autre circuit électrique, le circuit sur le lequel le relais agit servant à la commande ou à la signalisation.

II.4.2 Désignation d'un relais

Un relais est désigné selon la grandeur surveillée (tension, courant, puissance, fréquence, impédance,...)

Les plus utilisés sont soumis à l'action, soit de courants, soit de tensions, soit une combinaison de ces grandeurs, ce qui conduit dans ces derniers cas à établir des relais sensibles à la différence de deux courants, à une puissance, à la fréquence, etc., le fonctionnement de ces différents appareils ne se produit que lorsque la grandeur agissante dépasse une certaine valeur ; en général ce seuil de fonctionnement est réglable.

- Relais à maximum de courant RMA ou TA
- Relais à maximum de tension RMV ou TV
- Relais à minimum d'impédance RMZ ou TZ
- Relais directionnel de puissance RDW ou TLW
- Relais à minimum de réactance RMX

II.4.3 Relais de courant et de tension

Le plus souvent, les relais de courant et de tension ne diffèrent que par leurs enroulements et ils présentent, par conséquent, un certain nombre de caractéristiques communes. En général, ces relais constituent des éléments dans l'ensemble du système de protection, ou bien ils peuvent être utilisés pour assurer la protection de secours.

Il existe plusieurs catégories de relais de courant ou de tension qui se différencient par :

- le facteur qui détermine leur mise en action : maximum de courant ou de tension, minimum de tension, etc...
- leur temps de fonctionnement,
- leur mode d'alimentation.

II.4.3.1 Relais à maximum de courant ou de tension instantanés

Ces relais sont du type à circuit magnétique déformable (figure 5). Dès que l'intensité du courant qui traverse la bobine atteint une valeur suffisante, la partie mobile du circuit magnétique se déplace, provoquant la fermeture du contact du relais. La valeur du courant de fonctionnement I_f est réglable au moyen du ressort R. Le relais reprend sa position de repos lorsque le courant retombe à une valeur I_R inférieure à I_f dite valeur de retour; I_R doit être aussi proche que possible de I_f .

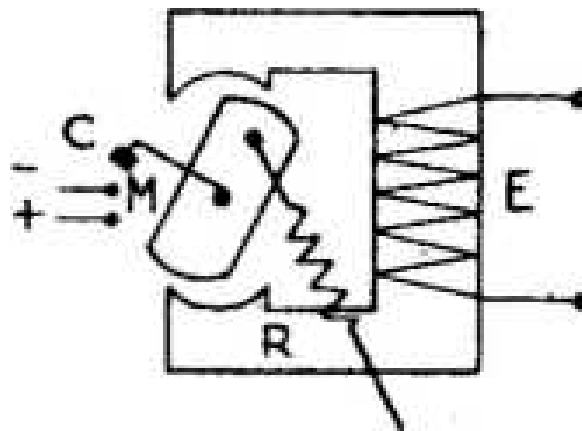


Figure 5 : Principe du relais électromagnétique

Les relais à maximum de tension à fermeture peuvent être utilisés comme relais à minimum de tension à ouverture. Lorsque la tension s'abaisse au-dessous d'une certaine valeur, l'effet dû au ressort l'emporte sur l'attraction exercée par la bobine, l'organe mobile retombe et le contact s'ouvre.

II.4.3.2 Relais à maximum de temps constant

Pour certaines applications telles que les protections de secours ou de fonctionnement dans un ordre déterminé de relais à maximum, il y a lieu de différer l'action de ces derniers. On leur adjoint un dispositif temporisé réglable RT dont la bobine d'excitation est alimentée au moyen d'une source locale à courant continu, par le contact du relais de courant (ou de tension) instantané RA. Le contact du relais temporisé se ferme avec un retard qui dépend du réglage de ce relais mais qui

est indépendant de celui du relais RA, d'où le nom de relais à temps constant donné à ces appareils. Le contact du relais RT alimente la bobine du relais intermédiaire RI (figure 6); celui-ci, à son tour met sous tension la bobine de déclenchement Dt de l'interrupteur.

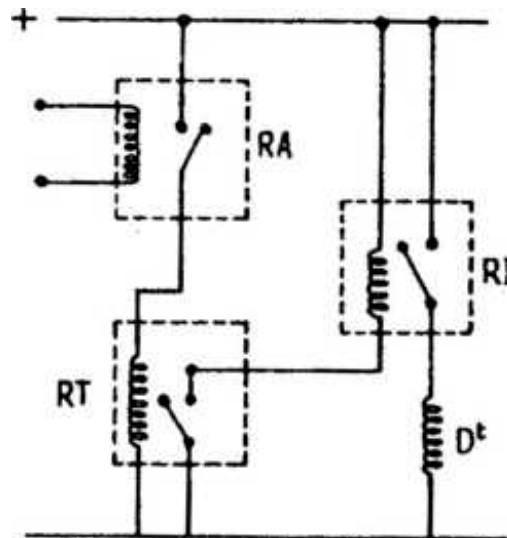


Figure 6 : Relais à temps constant

Si le relais RA revient au repos avant que le relais temporisé RT ait eu le temps d'arriver à la fin de sa course, il faut que ce dernier revienne lui aussi immédiatement au repos, afin de ne pas intégrer des fonctionnements courts, mais suffisamment rapprochés du relais RA.

II.4.3.2 Relais à maximum de temps constant

Dans ces appareils le retard est d'autant plus grand que le courant se rapproche davantage du courant de réglage I_R pour lequel le relais reste inactif. La figure 7 d'allure hyperbolique, donne la durée de fonctionnement du relais en fonction du courant, ou plus exactement du multiple m du courant de réglage I_R .

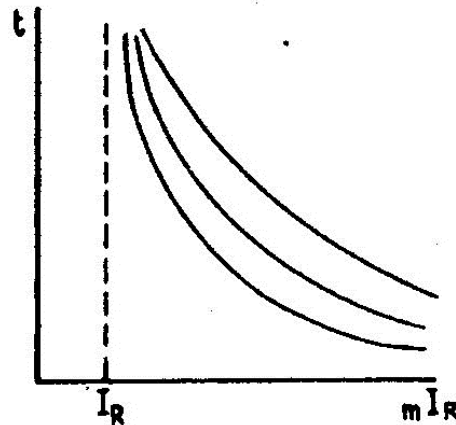


Figure 7 : Caractéristiques d'un relais à temps inversé

On modifie la valeur de I_R en agissant sur les prises d'un autotransformateur qui alimente les électro-aimants du relais. On passe de l'une des courbes de la figure 7 à une autre en déplaçant le contact fixe du relais, de façon à modifier la course de l'équipage mobile.

Ces différents appareils sont surtout employés, en relais d'intensité, pour la réalisation de protections de secours; en relais de tension pour la protection des machines contre les surélévations de tension autres que les surtensions transitoires très brèves. La caractéristique inverse est d'ailleurs la caractéristique naturelle des relais à disque (à induction), nous la retrouverons par exemple dans les relais de puissance, elle répond à la nécessité d'éliminer une cause de trouble d'autant plus rapidement que l'amplitude du phénomène est plus grande.

On peut établir d'une manière analogue des relais à minimum de tension à temps constant ou à temps inverse.

II.4.4 Relais de puissance

Les relais de puissance sont utilisés :

- Soit pour commander la manœuvre d'un disjoncteur quand la puissance s'écarte de sa valeur normale; on a alors affaire à des relais de puissance

proprement dits, leur intervention n'a pas pour but d'éliminer un défaut, mais de supprimer une situation anormale.

- Soit pour indiquer la direction d'un défaut de nature déterminée; ces relais jouent le rôle d'éléments directionnels; suivant leur orientation, ils autoriseront un déclenchement ou ils pourront commander un verrouillage.

Les relais de puissance sont du type à induction (à disque ou à cloche) ou du type électrodynamique, ils comportent nécessairement des enroulements de courant associés à des enroulements de tension. Le courant qui circule dans les bobines de courant induit un certain flux dans les enroulements de tension et il est parfois nécessaire de prendre des dispositions pour annuler le petit couple parasite qui apparaît.

II.4.4.1 Relais de puissance proprement dit

Dans le cas de relais d'induction, le couple qui s'exerce sur l'équipage mobile est

$$C = k \cdot I \cdot i \cdot \sin(\varphi' - \varphi) \quad \text{II.3}$$

I et i : étant respectivement les courants dans la bobine à courant et dans la bobine de tension ;

φ et φ' : les déphasages de I et i sur la tension U .

A cause de la self-inductance du circuit tension, l'angle φ' est voisin de $\pi/2$, et comme i est proportionnel à U , le couple est lui-même proportionnel à $U I \cos \varphi$, c'est-à-dire à la puissance active.

Dans le cas des relais électrodynamiques, une résistance élevée est placée en série avec le cadre mobile et l'ensemble est soumis à la tension U , le courant i dans le cadre est donc à peu près en phase avec U . Les bobines fixes sur le circuit magnétiques sont parcourues par le courant I , le couple de ces relais électrodynamique est de la forme :

$$C = K \Phi i \cos \psi \quad \text{II.4}$$

On peut l'écrire

$$C = k' I U \cos \varphi \quad \text{II.5}$$

Il est donc proportionnel à la puissance active.

II.4.4.2 Relais directionnels

Ces relais ne sont sensibles à la puissance active, mais à une puissance complexe. En effet, au moment d'un court-circuit le courant I est décalé sur la tension U d'un angle compris en général entre 60° et 80° , le couple $K U I \cos \varphi$ est alors très faible et le relais risque de ne pas s'orienter. Aussi remplace-t-on la puissance active par une puissance complexe qui, tout comme la puissance active, indique la direction, mais qu'on peut choisir de telle sorte que le relais soit soumis à un couple élevé.

Pour les relais électrodynamiques :

On peut décaler le courant i dans le cadre mobile M de 90° en arrière sur la tension U , en réalisant le bobinage en deux moitiés MA et MB montées en parallèle, dans l'une d'elles le courant i_1 est décalé de 45° en avant sur la tension, au moyen d'une capacité C et d'une résistance R_1 ; dans l'autre une inductance L et une résistance R_2 décalent le courant i_2 en arrière de 45° sur la tension. Les sens des demi-bobinages sont tels que le courant résultant fictif i_R (figure 8), somme géométrique de i_2 et de $-i_1$, est décalé de 90° en arrière sur U , et se trouve ainsi presque en phase avec I .

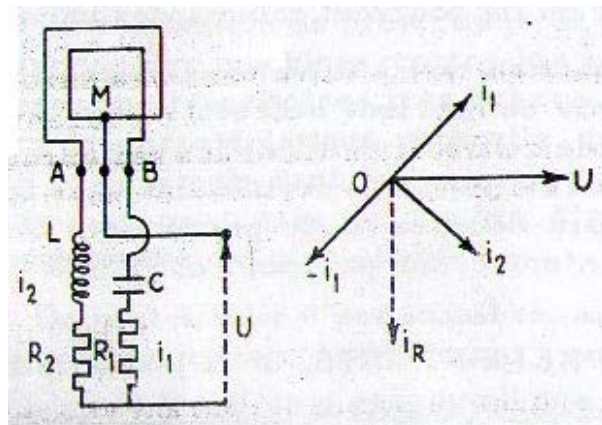


Figure 8 : Relais électrodynamique directionnel

Comme le couple s'exerçant **sur le** cadre est de la forme :

$$C = K' \Phi i_R \cos \psi \quad \text{II.6}$$

Φ : étant le flux produit par le courant I

ψ : le décalage entre Φ et i_R

On peut encore augmenter le couple en décalant Φ en arrière par rapport à I pour l'amener en Φ' (figure 11) au moyen d'une bague de cuivre B en court-circuit placée sur le circuit magnétique du relais.

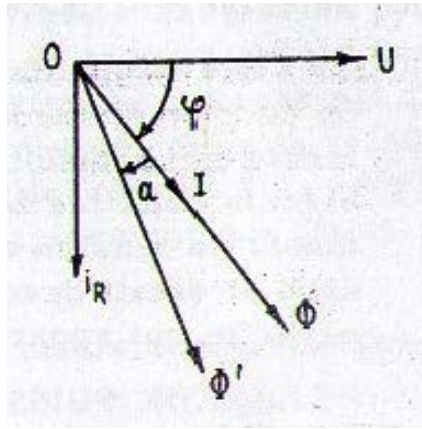


Figure 9 : Décalage du flux Φ

Si α est le déphasage entre I et Φ' , le couple est maximum quand Φ' et i_R sont en phase, donc lorsque le courant I est en retard de $90-\alpha$ sur la tension. Si l'on supprime les bagues B, le couple est proportionnel à $\Phi I \cos (\pi/2 - \varphi)$, donc à $I U \sin \varphi$, c'est-à-dire à la puissance réactive.

II.4.5 Relais intermédiaire

Les relais intermédiaires instantanés, dits aussi « tout ou rien », sont utilisés pour : les découplages (séparation de circuits), les multiplications de contacts, les commandes... Ces relais restent aussi les plus utilisés, ils assurent notamment la séparation avec l'électronique. Leur principe n'a pas changé, par contre l'évolution technologique a été spectaculaire, entre les relais aux boîtiers volumineux des années 1950, et les relais miniatures des années 1970-80.

Comme les contacts des relais de mesure sont souvent trop délicats pour actionner directement le disjoncteur, ils commandent un relais intermédiaire de tout ou rien, de faible consommation, qui est capable de commander la fermeture ou l'ouverture du circuit de déclenchement.

II.5 Les Disjoncteurs

II.5.1 Définition

Les disjoncteurs sont des appareils qui peuvent interrompre des courants importants, qu'ils s'agissent des courants normaux ou des courants de défaut. Ils peuvent donc être utilisés comme de gros interrupteurs commandés sur place par un bouton-poussoir ou télécommandés. De plus, les disjoncteurs sont conçus pour ouvrir un circuit automatiquement dès que le courant qui les traverse dépasse une valeur prédéterminée.

Quand ils servent à interrompre les forts courants de court-circuit, ils jouent le même rôle que les fusibles, mais ils sont d'un fonctionnement plus sûr et on n'a pas besoin de les remplacer après chaque interruption.

II.5.2 Principe de fonctionnement

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur à haute tension est obtenue en séparant des contacts dans un gaz (air, SF₆..) ou dans un milieu isolant (par exemple l'huile ou le vide). Après séparation des contacts, le courant continue de circuler dans le circuit à travers un arc électrique qui s'est établi entre les contacts du disjoncteur.

À ce jour, les disjoncteurs à haute tension (72,5 kV à 1 100 kV) utilisent essentiellement le gaz ou l'huile pour l'isolement et la coupure, la technique de coupure dans le vide est limitée aux applications en moyenne tension avec quelques développements récents pour une tension assignée de 84 kV.

Dans les disjoncteurs à gaz, le courant est coupé lorsqu'un soufflage suffisant est exercé sur l'arc électrique pour le refroidir et l'interrompre.

À l'état normal, le gaz contenu dans le disjoncteur est isolant, il permet de supporter la tension du réseau connecté à ses bornes. Lorsque les contacts du disjoncteur se séparent, l'intervalle entre les contacts est soumis à un fort champ électrique, le courant circule alors à travers un arc qui est un plasma (ou gaz ionisé) composé de molécules de gaz décomposées, d'électrons et d'ions. La température de l'arc devient très élevée, elle peut atteindre 20 000 °C ou plus au cœur de l'arc. Sous l'action du soufflage exercé sur l'arc lors du fonctionnement du disjoncteur, la température de l'arc diminue, les électrons et les ions se recombinent et le fluide retrouve ses propriétés isolantes. La coupure de courant est alors réussie.

Pour les disjoncteurs à haute tension, le principe de coupure retenu est la coupure du courant lorsqu'il passe par zéro (ceci se produit toutes les dix millisecondes dans le cas d'un courant alternatif à 50 Hz). En effet, c'est à cet instant que la puissance qui est fournie à l'arc par le

réseau est minimale (cette puissance fournie est même nulle à l'instant où la valeur instantanée du courant est nulle), on peut donc espérer, moyennant un soufflage suffisant, mettre à profit cet intervalle de temps pendant lequel le courant est de faible intensité pour refroidir suffisamment l'arc afin que sa température diminue et que l'espace entre les contacts redevienne isolant.

II.5.2 Différents types des disjoncteurs

Les premiers disjoncteurs à haute tension introduits à la fin des années 1890 et au début du vingtième siècle, ont utilisé l'huile ou l'eau pour la coupure, puis c'est la coupure dans l'air atmosphérique qui a longtemps prévalu, l'idée étant alors d'allonger suffisamment l'arc dans l'air afin de provoquer son refroidissement, son extinction et ensuite assurer la tenue de la tension du réseau.

II.5.2.1 Disjoncteurs à l'huile

La coupure dans l'huile s'est ensuite imposée en haute tension après avoir été utilisée en moyenne tension. Sous l'action de l'arc électrique, l'huile est décomposée, plusieurs types de gaz sont produits (essentiellement de l'hydrogène et de l'acétylène) lors de cette décomposition. L'énergie de l'arc est utilisée pour décomposer et évaporer l'huile, ceci permet de refroidir le milieu entre les contacts et par suite d'interrompre le courant à son passage par zéro.



Figure 8 : Disjoncteur à l'huile

II.5.2.2 Disjoncteurs à air comprimé

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé est maintenu sous haute pression (20 à 35 bars) avec un compresseur. Cette haute pression permet d'assurer la tenue diélectrique et de provoquer le soufflage de l'arc pour la coupure.

Le soufflage intense exercé dans ces disjoncteurs a permis d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100 kA sous haute tension) et avec une durée d'élimination du défaut particulièrement courte permettant d'assurer une bonne stabilité des réseaux en cas de défaut.

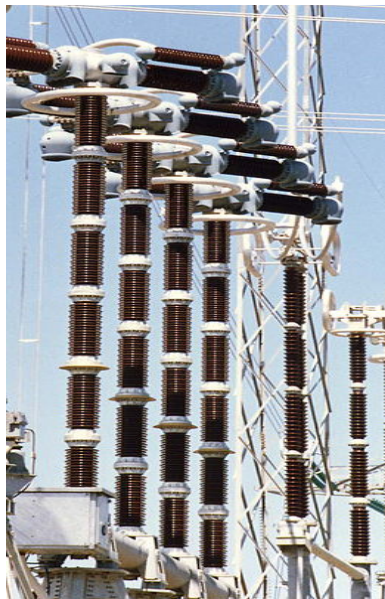


Figure 9 : Disjoncteur à air comprimé

Un défaut des disjoncteurs à air comprimé est leur bruit particulièrement important à l'ouverture. De plus, ils nécessitent un entretien périodique, surtout de leurs compresseurs, ceci explique qu'ils ont été progressivement supplantés par une autre génération de disjoncteurs, celle des disjoncteurs à SF₆ (ou hexafluorure de soufre). Ceci nécessite parfois des mesures d'insonorisation dans les régions résidentielles.

À noter que la technique à air comprimé est l'unique qui permette toujours actuellement d'atteindre les pouvoirs de coupure les plus élevés (275 kA sous 36 kV) qui sont exigés pour les disjoncteurs de générateurs.

II.5.2.3 Disjoncteurs au gaz SF₆

Les très bonnes propriétés du gaz SF₆ ont entraîné l'extension de la technique SF₆ au cours des années 1960 et son utilisation pour le développement de disjoncteurs à fort pouvoir de coupure sous des tensions de plus en plus élevées allant jusqu'à 800 kV et 1100 kV.

Le développement des réseaux hautes tensions et la nécessité de faire pénétrer ces réseaux à l'intérieur des agglomérations et des zones industrielles ont entraîné la conception de nouveaux types de postes à haute-tension à encombrement réduit du type "blindé" ou "sous enveloppe métallique". Pour assurer l'isolement, l'air atmosphérique a été remplacé par du SF₆, qui possède de très bonnes propriétés diélectriques, ce qui a permis de réduire fortement l'encombrement de l'appareillage à haute-tension.

La réduction du nombre de chambres de coupure a entraîné une grande simplification des appareils par la diminution du nombre de pièces en mouvement, du nombre de joints d'étanchéité, etc. Il en a donc résulté une amélioration de la fiabilité des appareils qui est venue s'ajouter à l'augmentation du pouvoir de coupure.



Figure 10 : Disjoncteur au gaz SF₆ (Canada 115 kV)

La technique de soufflage auto-pneumatique du gaz pour l'extinction de l'arc est la suivante :

Lorsque le disjoncteur est en position "fermé", le courant transite par des contacts dits "permanents" qui sont situés sur le diamètre extérieur de la partie active. Lors d'un déclenchement du disjoncteur, la partie mobile se déplace vers le bas, entraînant la séparation des contacts permanents. Le courant passe alors par une autre série de contacts, appelés

"contacts d'arc". Quand la partie mobile a fait une course suffisante, les contacts d'arc se séparent, ce qui provoque l'amorçage d'un arc entre ces contacts. Les contacts d'arc sont réalisés avec des matériaux à base de tungstène de manière à pouvoir supporter sans dommage les effets de l'arc électrique.

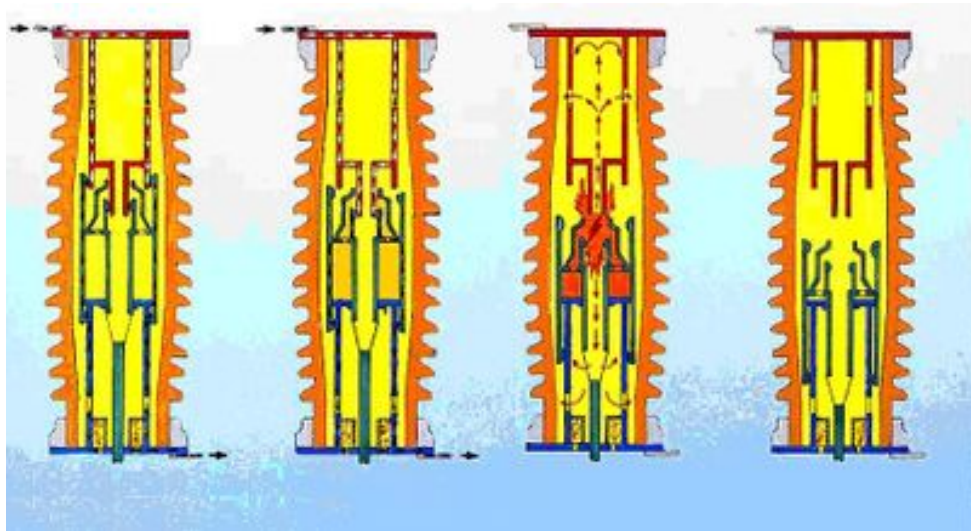


Figure 11 : Principe des disjoncteurs auto-pneumatiques

Pendant la manœuvre d'ouverture, le disjoncteur produit lui-même la compression du gaz nécessaire au soufflage de l'arc. Le déplacement relatif du cylindre de soufflage par rapport au piston fixe crée une surpression dans le cylindre qui s'évacue à l'intérieur de la buse et refroidit l'arc, permettant ainsi son extinction.



Circuit breaker- how does it work.flv

II.5.2.4 Disjoncteur à vide

Dans un disjoncteur à vide, l'arc est alimenté par les particules issues des contacts. La haute tenue diélectrique obtenue dans un vide poussé permet de tenir la tension transitoire de rétablissement entre contacts après interruption du courant. Le passage du courant dans des contacts de forme appropriée génère un champ magnétique qui entraîne la rotation de l'arc et évite que ce dernier reste attaché sur la même surface de contact. Il est ainsi possible d'éviter la fusion des contacts d'arc et une production excessive de particules métalliques qui aurait limité la tenue de la tension après l'interruption du courant.



Figure 12 : Ampoule à vide pour disjoncteur MT

Actuellement des disjoncteurs intégrant des ampoules à vide sont en service jusqu'à 84 kV, au Japon, le pouvoir de coupure d'un disjoncteur à vide peut atteindre 63 kA. Des recherches sont en cours pour développer des ampoules à vide de tension supérieure.

II.5.2.5 Disjoncteur de générateur

Ces disjoncteurs sont connectés entre un générateur de centrale électrique et le transformateur qui élève la tension avant transport de l'énergie électrique par le réseau.

Les disjoncteurs à coupure dans le SF₆ sont utilisés lorsque le pouvoir de coupure ne dépasse pas 160 kA ou 210 kA, au-delà, les disjoncteurs à air comprimé fournissent les pouvoirs de coupure les plus élevés qui peuvent être requis, jusqu'à 275 kA.



Figure 13 : Disjoncteur de générateur 17,5 kV 63 kA

II.6 Les interrupteurs

Les interrupteurs sont des appareils qui peuvent couper les faibles courants capacitifs des lignes de transport ou les courants d'excitation des transformateurs, mais ils ne peuvent pas interrompre les courants de charge normaux.

Ils comprennent une lame mobile et une mâchoire fixe montées sur des isolateurs, et en plus deux cornes qui se séparent seulement après l'ouverture des contacts principaux.



Figure 14 : Interrupteur triphasé

L'arc de rupture s'établit alors entre les cornes et s'élève, sous l'action combinée du courant d'air chaud et du champ magnétique qu'il produit, jusqu'à son extinction. Ces cornes s'érodent graduellement mais elles sont facilement remplaçables.

II.7 Les sectionneurs

Contrairement aux interrupteurs, les sectionneurs ne sont doués d'aucun pouvoir de coupure. Ils ne permettent de couper un circuit qu'en l'absence de tout courant. Ils servent à séparer et à isoler, par exemple, les lignes et les disjoncteurs des autres parties du réseau.

La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer (un disjoncteur isole mais ne sépare pas : notions de distance) un élément d'un réseau électrique (ligne à haute tension, transformateur, portion de poste électrique, ...) afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique. Le sectionneur doit :

- indiquer sans ambiguïté sa position : on parle parfois de « coupure visible » ;

- pouvoir être cadenassé pour garantir à l'opérateur qu'un circuit isolé ne sera pas refermé par négligence ;
- posséder une isolation entre les bornes, qui garantisse à l'opérateur qu'une surtension ne puisse pas mettre en défaut cette isolation et remettre malencontreusement le circuit sous tension.



Figure 15 : Sectionneur 110 kV ouvert

Le sectionneur est à commande par perche, il est muni d'un dispositif de verrouillage qui l'empêche de s'ouvrir sous l'action des forces électromagnétiques intenses produites par les courants de court-circuit.

La performance principale qui caractérise un sectionneur est sa tenue au courant de court-circuit, c'est-à-dire le courant maximal qu'il est capable de supporter lorsqu'il est fermé. Les valeurs de tenue au courant de court-circuit sont comprises typiquement entre 25 kA et 63 kA . La tenue diélectrique est un autre paramètre important, caractérisant la capacité à isoler du sectionneur, même en présence de surtensions.



arc électrique durant l'ouverture d'un sectionneur 230KV.flv

III.1 Définition

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

III.2 Fonctions et contraintes de la protection

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A 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.

Les protections électriques ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux électriques, en particulier :

- a) Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation (réseaux bouclés, maillés, radiaux).
- b) Elles doivent rester stables en présence de phénomènes autre que les court-circuits :
 - ✓ Lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des lignes ou des transformateurs,
 - ✓ Lors de variations admissibles de la tension et de la fréquence,
 - ✓ En présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques,
 - ✓ En présence d'oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs,
 - ✓ Sous l'influence d'une anomalie des circuits de mesure.

III.3 Propriétés de la protection

III.3.1 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 des performances prioritaires.

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.

III.3.2. 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 ampèremétrique par les courants,
- ✓ Sélectivité chronométrique par le temps,
- ✓ Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

III.3.3 Sensibilité :

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits 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.

III.3.4 Fiabilité :

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- ✓ 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.

III.3.5 Disponibilité

C'est la capacité de fonctionner lors de l'apparition d'un défaut, ce qui impose diverses procédures ou dispositifs pour s'assurer que la protection est en état de marche.

III.3.6 Consommation

Elle doit être réduite, pour des raisons économiques.

III.4 Principe de la sélectivité

Une protection est dite sélective si un défaut survenu en un point quelconque du circuit est éliminé par l'appareil de protection situé immédiatement en amont du défaut et lui seul.

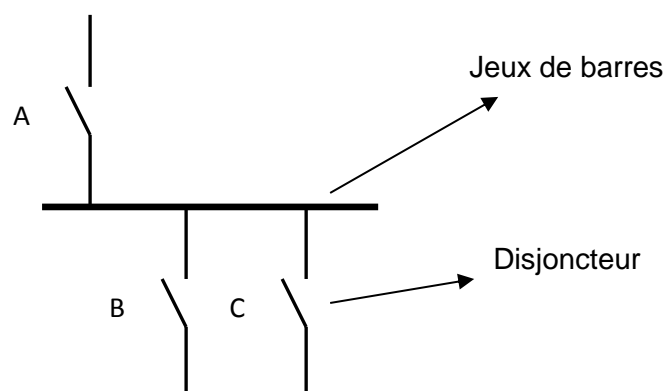


Figure III.1 : Sélectivité totale

Si le déclenchement du disjoncteur aval (B) n'entraîne jamais le déclenchement du disjoncteur amont (A), quelle que soit la valeur du courant de défaut : **la sélectivité est dite totale.**

III.4.1 Sélectivité ampèremétrique

Elle est basée sur le fait que, dans un réseau, le courant qui circule entre une source de puissance et un point de défaut diminue au fur et à mesure que le point de défaut s'éloigne de la source.

Une protection ampèremétrique (Figure III.2) 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).

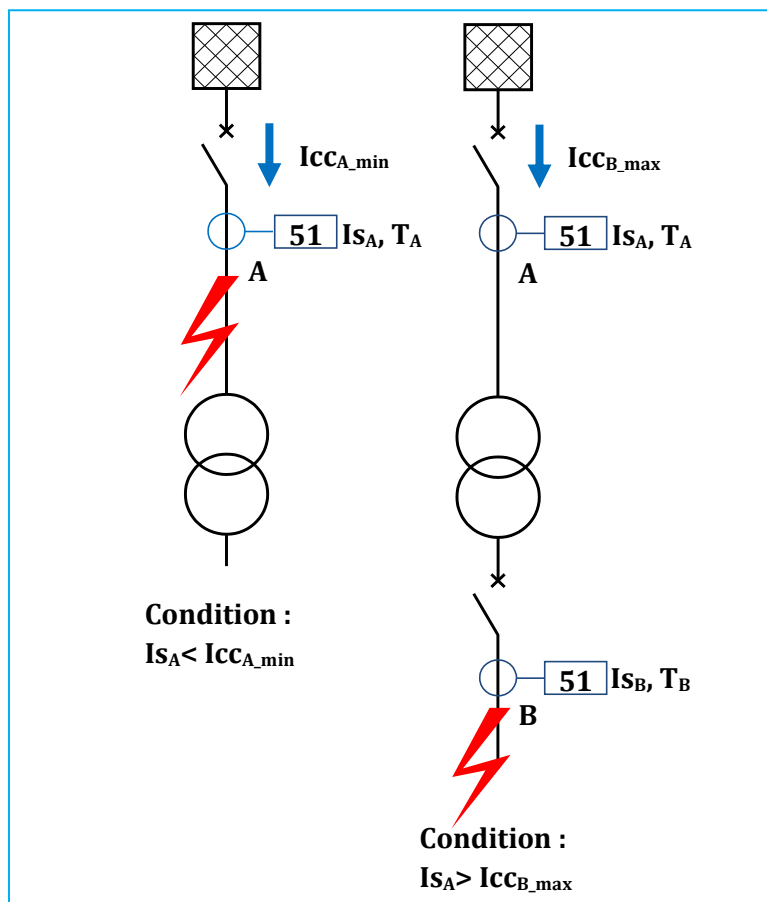


Figure III.2 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique.

III.4.2 Sélectivité chronométrique :

C'est la 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 III.3), 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.

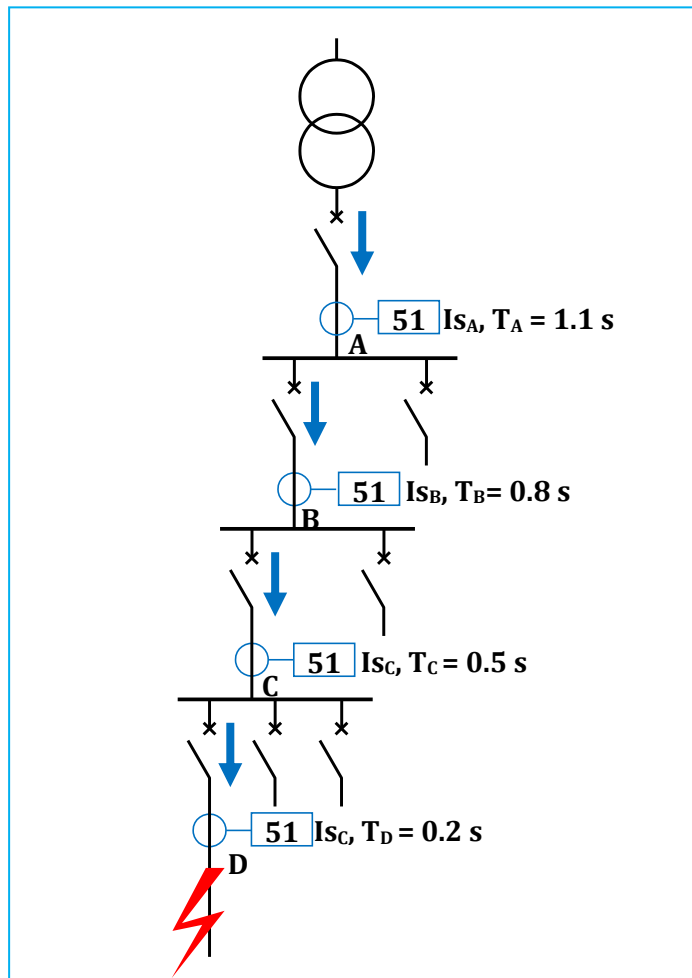


Figure III.3 : Principe de la sélectivité chronométrique

La différence des temps de fonctionnement t entre deux protections consécutives constitue l'intervalle de sélectivité. Il doit prendre en compte :

- Le temps de coupure du circuit T_c
- Les tolérances sur la temporisation dt
- Le temps de retour au repos de la protection t_r

Le temps t vérifie de ce fait la relation $t = T_c + t_r + 2dt$. Etant donné les performances actuelles des dispositifs de coupure et des relais, la valeur qui est utilisée pour t se situe entre 200 et 300 ms pour deux disjoncteurs consécutifs.

III.4.3 Sélectivité logique :

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique. Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut (Figure III.4)

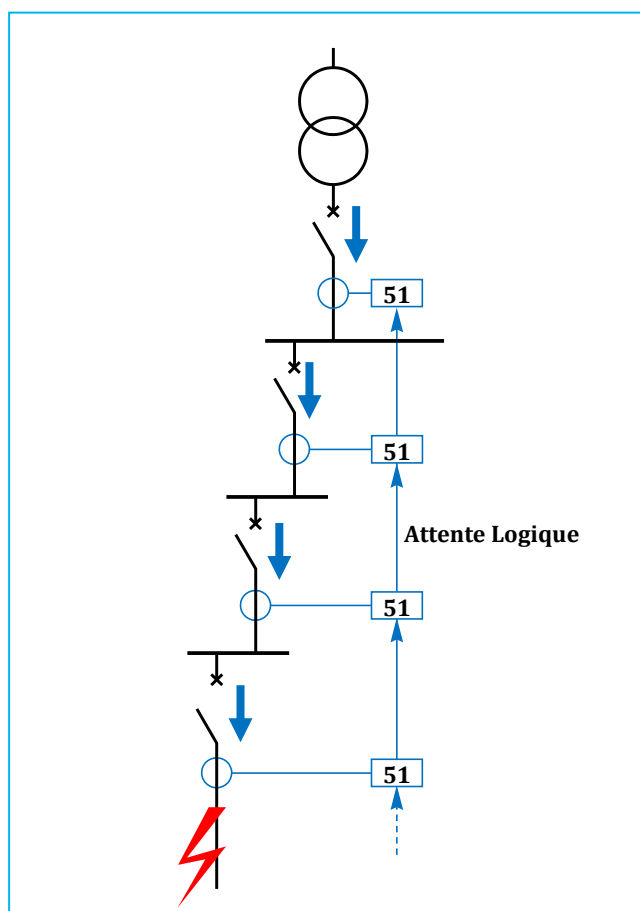


Figure III.4 : Principe de la sélectivité logique.

Ce principe est utilisé lorsque le nombre de relais en cascade est trop grand pour une simple sélectivité par le temps. Dans ce cas on utilise des relais à maximum de courant (max de I) avec blocage logique. L'échange d'informations logiques entre les protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité.

Ainsi, dans un réseau en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

Chaque relais sollicité par un défaut envoie :

- ✓ un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre au relais)
- ✓ un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval. Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

III.5 Discrimination entre défaut et perte de synchronisme (pompage)

Lorsqu'un réseau est le siège d'une rupture de synchronisme, l'impédance apparente en chaque point devient variable et la puissance change périodiquement de sens le long des lignes du transport. Les systèmes de protection qui comportent des relais à minimum d'impédance ou de mesure de réactance et des relais directionnels se trouvent sollicités et la protection peut fonctionner au cours d'oscillations consécutives à une perte de synchronisme, en l'absence de tout défaut.

Pour distinguer un défaut véritable d'une oscillation, on utilise des dispositifs "**anti-pompage**"; le fonctionnement de la plupart d'entre eux repose sur le fait suivant : lorsqu'un court-circuit a lieu, l'impédance apparente mesurée par les relais varie brusquement; au contraire, en cas d'oscillation, les variations d'impédance apparente sont relativement lentes.

Pour mettre en évidence cette différence, on peut utiliser deux relais à minimum d'impédance ; l'un Z_1 peut être l'un des relais de démarrage, l'autre Z_2 est réglé pour une valeur de l'impédance apparente plus élevée que le premier. En cas de court-circuit, les deux relais fonctionnent simultanément; en cas d'oscillation, le relais Z_2 fonctionne avant le relais Z_1 et la non simultanité de ces opérations est utilisée pour bloquer la protection.

La figure III.5 présente ce dispositif "anti-pompage" :

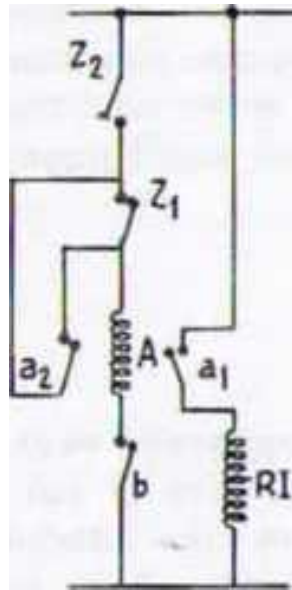


Figure II.5 : Dispositif anti-pompage

Un relais auxiliaire A est alimenté par l'intermédiaire de contacts des relais Z_1 et Z_2 , les contacts utilisés sont à ouverture pour Z_1 et à fermeture pour Z_2 . Un contact a_1 à ouverture du relais A est inséré dans l'alimentation du relais intermédiaire RI qui commande le déclenchement. Par conséquent, si la bobine de A est mise sous tension, le circuit de déclenchement est interrompu.

En cas de court-circuit Z_1 s'ouvre pendant que Z_2 se ferme. A n'est pas alimenté et la protection peut fonctionner.

En cas de rupture de synchronisme dès que l'impédance tombe au-dessous de la valeur de réglage de Z_2 , le contact correspondant se ferme, et, avant que Z_1 ait pu s'ouvrir, A est alimenté. Dans ces conditions, a_1 s'ouvre bloquant le déclenchement, et a_2 se ferme neutralisant ainsi l'effet de l'ouverture de Z_1 lorsque l'impédance, pendant l'oscillation, tombe au-dessous de la valeur de réglage de Z_1 .

II.8. Zones de protection

Plusieurs zones sont utilisées pour protéger une ligne de transport suivant les indications de la Figure III.6.a. La protection doit permettre de définir avec certitude la direction “aval” ou “amont” du défaut quelle que soit son évolution par rapport au point de mesure.

III.8.1 Zone de protection N° 1

La première zone, désignée comme zone 1 “aval”, est mise pour se déclencher instantanément. Dans la pratique, la zone 1 est mise pour couvrir approximativement 80-90% (varié selon le type de relais, électromécanique, statique ou numérique) de la longueur totale de la ligne pour prendre soin des erreurs et pour éviter l'opération inutile pour des défauts au de la de l'autre extrémité. On dit que la protection fonctionne en premier stade.

III.8.2 Zone de protection N° 2

La deuxième zone (zone2) “aval” est mise pour couvrir le reste de la ligne plus une marge adéquate (environ 20% de la ligne adjacente). Les arrangements de la zone 2 devraient ne jamais surmonter n'importe quelle zone 1 du relais aux lignes adjacentes ; autrement le déclenchement inutile des lignes peut se produire au cas où un défaut se trouverait simultanément en dessous de la portée de la zone 2 des deux relais situés à la station A et B suivant les indications de la Figure III.6. Par conséquent, l'arrangement minimum pour la zone 2 qui assure la couverture totale de la ligne, avec une marge de sûreté, est habituellement 120% de la ligne protégée, à condition que ceci ne dépasse pas 50% de la prochaine ligne la plus courte. Pour assurer la sélectivité, la zone 2 doit être retardée par un temps (gradué) relative à la protection de la ligne adjacente. Le retard de temps typique de la zone 2 est 300ms à 400ms pour les relais électromécaniques et à 250ms à 300ms pour la protection statique et numérique. Ce temps d'évaluation est un résultat de la somme du temps de fonctionnement de la zone 1 et le temps de fonctionnement de disjoncteur de la ligne adjacente, la période de remise de relais de distance, des erreurs des temporisateurs internes de relais de distance, et une marge de sûreté. On dit que la protection fonctionne en deuxième stade.

III.8.3 Zone de protection N° 3

La zone 3 “aval” couvre les distances supérieures pour protéger la ligne adjacente (Remote back up protection), le déclenchement est temporisée d'environ 1.5 secondes. On dit que la protection fonctionne en troisième stade.

La Figure III.6.b montre le circuit logique de commande des zones de protection.

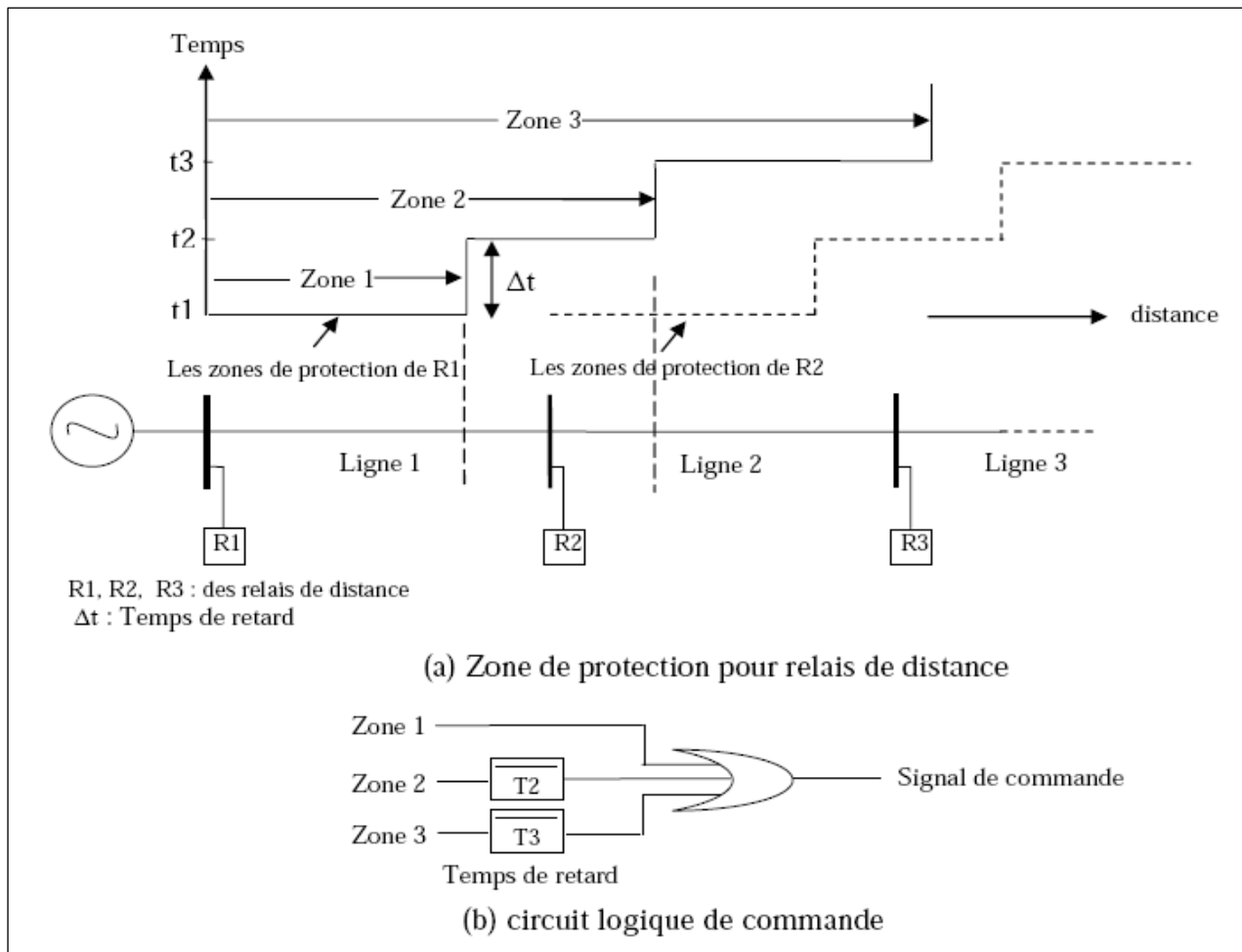


Figure III.6 : Zones de protection et circuit logique de commande pour le relais de distance

IV.1 Généralités

Un plan de protection doit assurer la détection des défauts susceptibles de mettre en danger les biens et les personnes. Il est constitué de dispositifs permettant la détection et l'élimination des défauts à la terre dans une gamme de résistance très large.

Les protections homopolaires équipant les réseaux d'énergie appartiennent généralement à deux familles :

- **Les protections de ligne**

Les protections de ligne doivent respecter les principes de sélectivité et de sensibilité. Elles sont installées dans l'environnement du transformateur HTB/HTA, dans les cellules HTA des postes HTB/HTA ou HTA/HTA, elles assurent le déclenchement du disjoncteur en amont du défaut. Elles sont associées aux automatismes de reprise de service.

- **Les protections internes à l'appareillage**

Elles assurent la détection des amorçages internes à l'appareillage entre les parties actives et la masse. On les installe sur les appareils essentiels et coûteux du réseau tels que les transformateurs HTB/HTA et les cellules protégées ou blindées HTA des postes sources.

Elles doivent fonctionner instantanément dès que le seuil de fonctionnement est atteint. Elles respectent donc les principes de sensibilité. Leur fonctionnement provoque la mise hors tension de l'appareil en avarie.

L'architecture d'un tel plan de protection essentiellement constitué de relais à maximum d'intensité résiduelle est

IV.2 Plan de protection HTA

Un départ HTA dispose d'un équipement de contrôle commande intégrant les protections capables de détecter la grande majorité des courts-circuits. La détection des défauts à la terre est constituée d'une protection principale assurant la détection des défauts de faible résistance et d'une protection complémentaire plus sensible.

IV.2.1 Insertion dans le poste

La protection principale est souvent intégrée dans un équipement appelé « Max de I » qui comprend:

- Un relais auxiliaire temporisé assurant la sélectivité longitudinale de la protection.

- Deux relais à maximum d'intensité, alimentés chacun par un des TC de la cellule, et qui sont chargés de la détection des défauts polyphasés.
- Le relais à maximum d'intensité résiduelle (appelé « relais homopolaire ») dont le circuit de mesure est généralement constitué des trois transformateurs de courant appartenant à la cellule.

Si un relais de puissance homopolaire équipe le départ, il assure la fonction de protection homopolaire principale. Le relais à max de I est alors chargé de compléter le dispositif pour la détection des doubles défauts monophasés.

La protection complémentaire est constituée du relais à maximum d'intensité résiduel à temps dépendant. Elle est chargée de compléter le dispositif afin de détecter les défauts plus résistants. Le relais dispose de son propre circuit de mesure et de son propre contrôle commande. Ce relais est appelé **PARCS**.

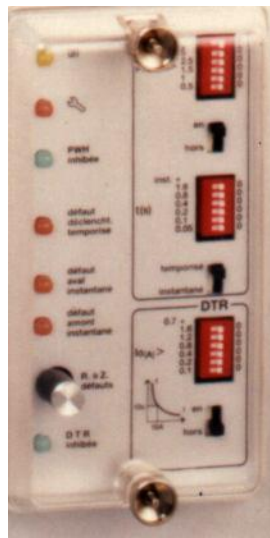


Figure IV.1 : Ensemble relais PARCS et relais de puissance homopolaire

Le circuit de mesure de la protection « Max de I » comprend:

- la protection,
- la boîte d'essai,
- les transformateurs de courant (TC) et le câblage du secondaire.

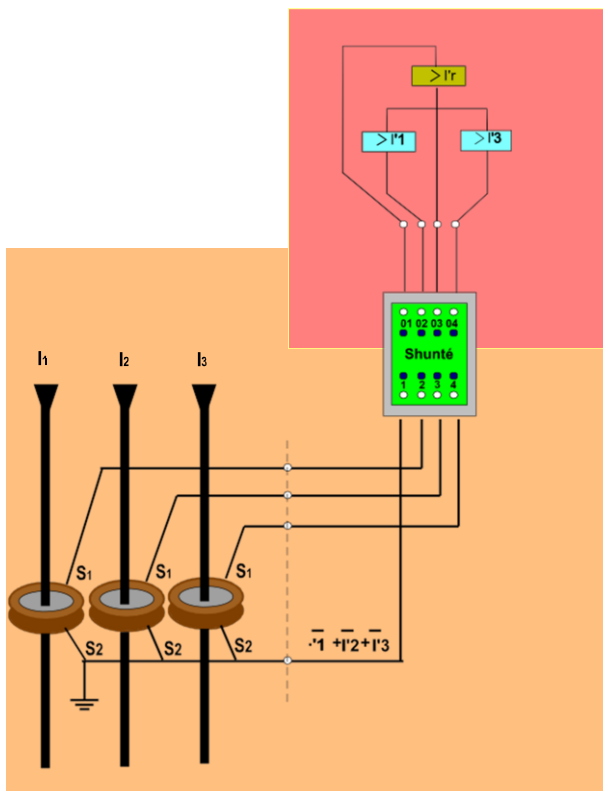


Figure IV.2 : Circuit de mesure de la protection max de I

Le circuit de mesure du « PARCS » comprend :

- le relais sensible,
- le transformateur de courant de type tore et le câblage du secondaire (Le tore est généralement monté en sortie de caisson du départ HTA).

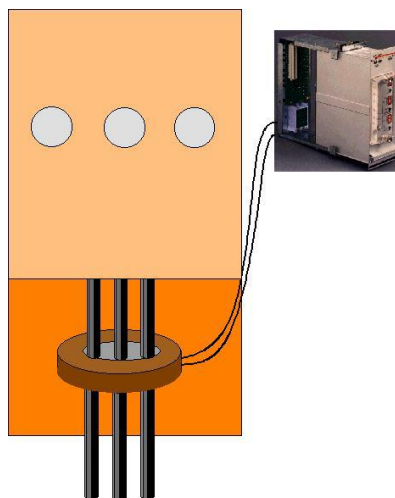


Figure IV.3 : Circuit de mesure du PARCS

IV.2.2 Le réglage des protections homopolaires de ligne

IV.2.2.1 La problématique

Etudier un plan de protection constitué de relais à maximum d'intensité revient à chercher le meilleur compromis entre la sensibilité et la sélectivité.

On définit **la sensibilité** d'une protection comme étant la valeur maximale de la résistance d'un défaut qui peut être détectée par le dispositif. Elle dépend du réglage des relais, de la valeur de la capacitive homopolaire du réseau et du dispositif de mise à la terre du neutre.

Sur un réseau 20 kV, dont le neutre est mis à la terre par une résistance de 40Ω , une protection à maximum d'intensité résiduelle, réglée à 100 A, présente une sensibilité de 80Ω .

Un défaut à la terre de 100Ω ne pourra donc pas être détecté par cette protection.

La sélectivité a pour objet de garantir la meilleure qualité de service au plus grand nombre d'utilisateurs lorsqu'un défaut affecte un élément du réseau. **Elle peut être naturelle** si le courant homopolaire est maximal au point de mesure le plus proche du défaut.

La sélectivité est obtenue par le réglage du seuil de fonctionnement du relais. On peut alors utiliser des protections dont la temporisation est dépendante de la valeur du courant. L'écart entre les points de mesure doit cependant être significatif afin d'éviter les erreurs provoquées par la dispersion des caractéristiques des relais et des capteurs. On peut considérer que la sélectivité est naturelle est obtenue si l'écart minimal est de 20%.

La sélectivité chronométrique est assurée par un dispositif auxiliaire de temporisation. Le réglage du seuil est alors moins déterminant pour l'obtention d'une sélectivité. On utilise alors des relais dont la temporisation est indépendante de la valeur du courant.

IV.2.2.2 La sélectivité transversale, le « déclenchement par sympathie »

On appelle « déclenchement par sympathie » le déclenchement injustifié d'un départ sain provoqué par un défaut affectant un départ adjacent.

Un tel événement ne doit pas être confondu avec le déclenchement simultané de deux départs HTA provoqué par un double défaut monophasé. Un « déclenchement par sympathie » est le résultat d'une défaillance de la sélectivité transversale. Le défaut double est la conséquence d'un mauvais entretien des lignes HTA ou d'un isolement en mode commun momentanément insuffisant.

IV.2.2.3 Le réglage d'une protection à maximum d'intensité à temps indépendant

La sélectivité transversale est assurée si la valeur du courant de capacité homopolaire d'une ligne est, à tout moment, inférieure au réglage de la protection installée en amont.

La valeur du réglage du relais de courant homopolaire doit être supérieure à la valeur maximale du courant de capacité résiduel du départ affecté d'un coefficient de sécurité.

Un départ 20 kV constitué de 10 km de câble 150 alu présente un courant de capacité résiduel maximal de 30A . On règle le seuil de la protection à une valeur au moins égale 36A. Au secondaire d'un TC de rapport 400 /5, le relais est ainsi réglé à 0,45 A.

Si la mesure du courant résiduel est la somme des courants secondaires de 3 TC, il peut être nécessaire de désensibiliser la protection afin de compenser les dispersions éventuelles des caractéristiques pour les fortes charges. Aujourd'hui encore, il est recommandé de régler le relais résiduel pour une valeur supérieure à 6 % du calibre primaire des TC.

Si le départ est équipé de transformateurs de courant 400A/5A, le réglage minimal ramené en haute tension doit être alors supérieur à 24 A.

Pour la même raison, on peut recommander l'utilisation de TC de classe protection

IV.2.2.4 Impact du réglage sur la sensibilité de la protection

La détermination du courant de capacité homopolaire d'un départ ne suffit pas à elle seule pour déterminer le réglage du relais.

Il est en effet impératif de vérifier que cette valeur est compatible avec les engagements contractuels et les obligations réglementaires.

Il faut garder à l'esprit que l'augmentation des seuils entraîne la désensibilisation de la protection.

Lorsque le neutre d'un réseau 20 kV est relié à la terre par une résistance de 80Ω , un relais réglé à 36 A peut détecter un défaut à la terre de 250Ω . Un défaut de 260Ω est alors être traité comme un défaut résistant. Un réglage de 72 A ($3 I_{co} = 60$ A pour 20 km de câble) offre, dans les mêmes conditions, une sensibilité de 80Ω . Sachant que sur les terrains à forte résistivité, la résistance du contact d'une ligne tombée au sol peut dépasser 100Ω , un tel réglage ne permet pas d'assurer dans de bonnes conditions, l'élimination du défaut à la terre.

Il arrive forcément un moment où un tel plan de protection, n'est plus adapté à la situation. Il est donc nécessaire de le faire évoluer.

V.1 Introduction

Lorsqu'un élément du réseau, machine, transformateur, ligne, etc... est le siège d'un court-circuit ou d'un défaut d'isolement, il est indispensable de le mettre le plus rapidement possible hors tension, afin de limiter les dégâts qui peuvent causer l'arc ou les courants de défauts et d'éviter les répercussions que le maintien de court-circuit aurait sur le fonctionnement général du réseau, en particulier sur sa stabilité.

La mise hors circuit automatique d'un élément défectueux est confiée aux systèmes de protection. Ces systèmes jouent un rôle très important dans le fonctionnement du réseau de transport et de distribution, puisque c'est d'eux que dépendent en grande partie la sécurité de tout l'ensemble et la continuité du service.

Nous allons étudier dans ce chapitre les différents systèmes de protection, principalement la protection des lignes et des câbles, des alternateurs, des transformateurs, des jeux de barres et les protections de secours.

V.2 Protection des lignes et des câbles

Les principaux systèmes de protection des lignes et des câbles sont les suivants :

V.2.1 Protection différentielle

Dans le cas de lignes aériennes courtes ou de câbles souterrains, il arrive fréquemment que l'on pose dans la même tranchée que le câble ou le long de la ligne, un câble pilote destiné à assurer les liaisons téléphoniques, de télémesures, de télécommande, de télésignalisation, etc..., entre les postes situés aux deux extrémités de la ligne. Il est alors tout naturel de chercher à employer certains conducteurs du câble pilote pour assurer la protection de la ligne. Parmi les protections qui recourent aux fils pilotes, l'une des plus simples est la protection différentielle basée sur la comparaison des courants aux deux extrémités de la ligne, souvent désignée sous le nom de protection **Merz-Price** (des noms de ses inventeurs).

Tant qu'il s'agit de lignes de très faible longueur, n'excédant pas un kilomètre, la réalisation d'une telle protection ne rencontre pas de difficultés, mais il n'en est plus ainsi pour les lignes plus longues, car l'impédance du pilote est alors élevée et il en est de même pour la charge imposée aux transformateurs de courant qui deviennent encombrants et coûteux.

Pour éviter ce dernier inconvénient, on a recours aux protections différentielles, dites "**à équilibre de tension**", dans lesquelles on compare, non plus des courants, mais des tensions qui leur sont proportionnelles. La figure 1 représente schématiquement une telle protection.

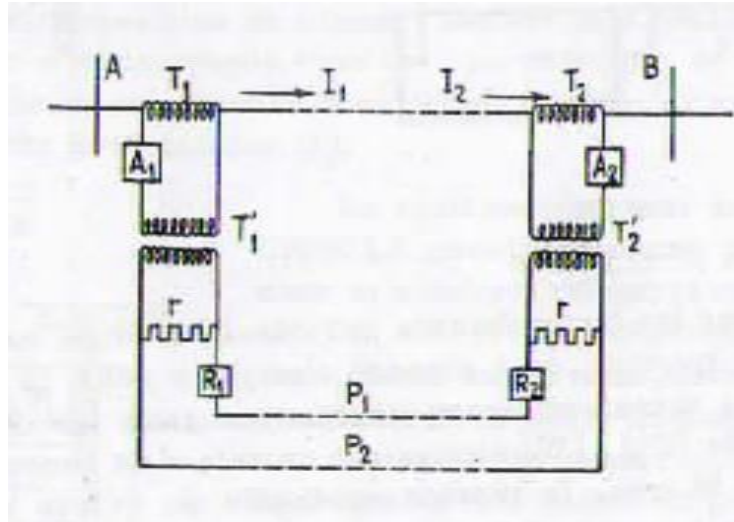


Figure V.1 : Protection différentielle à équilibre de tension

A et B sont les deux extrémités d'une phase de la ligne à protéger, T_1 et T_2 sont des transformateurs de courant qui alimentent respectivement, outre les appareils de mesure A_1 et A_2 , les primaires de deux transformateurs de courant spéciaux T'_1 et T'_2 . Les secondaires de ces derniers débitent chacun sur une résistance assez élevée r et par suite T'_1 et T'_2 doivent être établis pour fonctionner en permanence avec des différences de potentiel à leurs bornes V_1 et V_2 de l'ordre de cent ou deux cents volts. V_1 et V_2 sont opposées par l'intermédiaire des fils pilotes P_1 et P_2 et de deux relais de tension R_1 et R_2 . Quand les courants de phase I_1 et I_2 en A et en B sont égaux, il en est de même des tensions V_1 et V_2 et les relais R_1 et R_2 sont inactifs. Toute différence entre I_1 et I_2 se traduit par une différence entre V_1 et V_2 ce qui produit le fonctionnement des relais qui provoquent localement le déclenchement des interrupteurs en A et en B.

Pour assurer la protection des trois phases, il faut monter un relais sur chaque conducteur, ce qui nécessite donc 3 relais par poste et 4 conducteurs dans le câble pilote, un par phase et un quatrième servant de retour commun.

La principale difficulté rencontrée dans les protections à équilibre de tension provient de ce que les courants mis en jeu étant faibles, l'influence des courants parasites peut être très grande. En particulier, la capacité des fils pilotes, d'autant plus importante que la liaison est

la différence des courants correspondants, soit U_{12} et $I_1 - I_2$ pour le relais qui surveille le circuit des phases 1 - 2, U_{23} et $I_2 - I_3$ pour le relais qui surveille le circuit des phases 2 - 3 et enfin U_{31} et $I_3 - I_1$ pour le relais contrôlant les phases 3 - 1 ; en cas de défaut triphasé, les trois relais RZ entrent en action. L'alimentation des enroulements de courant des relais RZ par la différence de deux courants est effectuée, soit par l'intermédiaire de transformateurs de courant auxiliaires à trois enroulements, soit en réalisant les bobines de courant des relais RZ eux-mêmes par deux enroulements séparés. Les contacts (à fermeture) des 3 relais RZ et du relais R_0 sont montés en parallèle.

2°/ Un système directionnel qui comprend deux relais de puissance. L'un RW_O , alimenté par la tension et le courant homopolaire, s'oriente suivant le sens d'une puissance homopolaire complexe; l'autre RW_T , alimenté par les courants et les tensions des phases, est sensible à une puissance totale complexe. Ainsi que nous l'avons indiqué au sujet des relais de puissance, ces appareils sont munis de systèmes déphaseurs pour tenir compte du déphasage de 60° à 80° du courant de court-circuit sur la tension.

3°/ Un ensemble émetteur E et un ensemble récepteur R de signaux de verrouillage ainsi qu'un relais de verrouillage RV qui ouvre son contact lors qu'il est excité.

Les contacts des relais de démarrage, des relais directionnels et du relais de verrouillage sont disposés comme l'indique la figure 2 et commandent l'alimentation de la bobine du relais intermédiaire RI.

4°/ Enfin, il existe, entre l'émetteur de chacune des stations A et B et le récepteur de l'autre, une liaison que nous supposerons réalisée, par exemple, au moyen de fils pilotes.

Le fonctionnement est le suivant :

Lorsqu'un défaut se produit sur le réseau, les contacts du relais R_O , s'il s'agit d'un défaut à la terre, ou des RZ, en cas de court-circuit entre phases, se ferment et alimentent la bobine RI du relais intermédiaire commandant le déclenchement, à condition que le contact du relais de verrouillage RV soit fermé et que l'un des relais directionnels RW_O et RW_T soit sur son contact de fermeture 1. On établit les connexions internes de ces deux derniers relais pour qu'il en soit ainsi lorsque le défaut est à l'intérieur de la section protégée; les puissances paraissent alors venir de l'intérieur de la section AB et se diriger vers A et B; dans ces conditions, les interrupteurs encadrant la ligne AB s'ouvrent.

Si le défaut est extérieur à AB, s'il se trouve, par exemple, à droite de B, en A la puissance paraît venir de la ligne, en B, au contraire, elle a la direction opposée. En B, le relais directionnel correspondant à la nature du défaut considéré (le RW_O , s'il s'agit d'un court-circuit à la terre, le RW_T , s'il s'agit d'un court-circuit entre phases), s'oriente sur le contact 2. Ce changement de position a pour effet :

- 1- d'interrompre le circuit de déclenchement en B,
- 2- de provoquer l'émission d'un signal de verrouillage qui, reçu en A, détermine l'ouverture du relais RV et, par conséquent, celle du circuit de déclenchement de A; aucun des interrupteurs encadrant la ligne AB ne s'ouvre, la sélection est bien assurée.

Il convient naturellement de temporiser très légèrement le déclenchement afin que le relais de verrouillage ait eu le temps de fonctionner.

b- Schéma réel

Les schémas réels diffèrent de celui de la figure 2 sur un certain nombre de points.

1°/ Le plus souvent, la transmission des signaux de verrouillage est assurée, non par des fils pilotes, mais par une liaison à haute fréquence sur la ligne de haute tension elle-même. Cette liaison, dite "**par courants porteurs**", est établie, soit entre deux phases, soit entre une seule phase et le sol, une fréquence f_1 est attribuée aux communications dans un sens, de A vers B par exemple et une fréquence f_2 aux communications en sens inverse. A chacune des extrémités A et B un émetteur et un récepteur sont couplés à la ligne par l'intermédiaire de un ou deux condensateurs, suivant que la transmission à haute fréquence emprunte deux phases de la ligne à HT ou une phase et le sol (figures V.3.a et V.3.b).

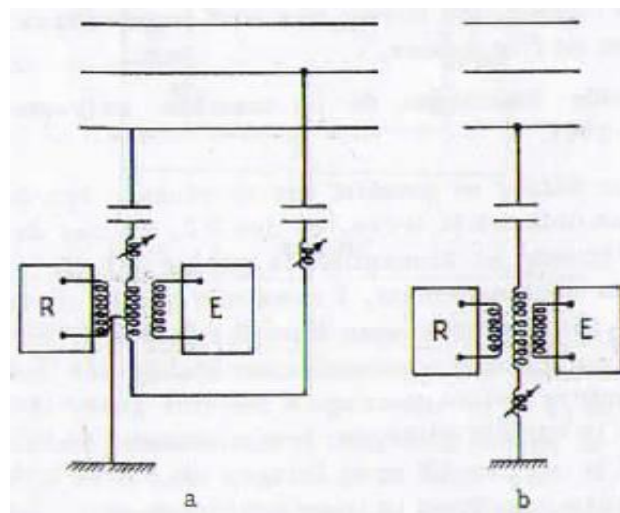


Figure V.3 : Transmission des signaux de verrouillage par courants porteurs

L'émetteur de A et le récepteur de B sont accordés sur la fréquence f_1 , l'émetteur de B et le récepteur de A sur la fréquence f_2 ; les signaux de verrouillage sont obtenus en modulant les fréquences f_1 et f_2 par une fréquence acoustique.

2°/ En cas de court-circuit à la terre, il est prudent de ne conserver que les relais de protection relatifs à ce type de défaut et d'éliminer les appareils correspondant à la protection contre les courts-circuits entre phases, en particulier le relais directionnel RW_T , dont le fonctionnement risque d'interférer avec les premiers relais. Cette partie de la protection est donc mise hors circuit par des contacts supplémentaires portés par le relais de démarrage R_O .

3°/ Dans les dispositifs modernes, les relais directionnels n'ont qu'un seul contact normalement fermé ; en cas de défaut dans la section (puissance dirigée de la ligne vers les barres des postes), le contact mobile s'ouvre; il ne fait que s'appuyer sur le contact fixe si la puissance est dirigée des barres vers la ligne.

4°/ Enfin, les contacts de la plupart des relais précédents ne permettant l'établissement ou la coupure que de courants très faibles, la protection comporte un certain nombre de relais intermédiaires.

V.2.3 Protection de distance

Supposons la ligne présentée à la figure V.4 :

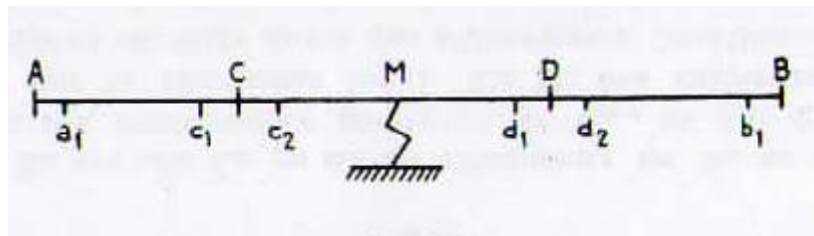
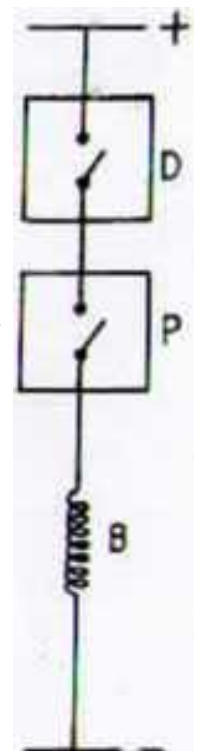


Figure V.4 : Schéma de ligne et relais

Supposons que les ensembles de relais installés en $a_1, c_1 \dots d_2, b_1$, comportent chacun un système de démarrage D associé à un relais directionnel P dont les contacts sont en série avec la bobine de déclenchement B (figure V.5).

Figure V.5 : Relais du système



Les relais directionnels (sensibles à la puissance homopolaire en cas de court-circuit à la terre et à la puissance totale en cas de défaut polyphasé) sont établis de telle sorte que leur contact se ferme lorsque la puissance se dirige de la ligne vers les barres des postes et s'ouvre quand la puissance est orientée en sens inverse.

Si un court-circuit se produit sur une ligne, entre C et D par exemple, et si la sensibilité des relais de démarrage est telle qu'ils ferment tous leur contact en a_1 , c_1 , c_2 , d_1 , d_2 et b_1 , comme les directionnels en c_2 , d_1 , a_1 et b_1 , ferment également leur contact, (la puissance en ces points paraît venir de la ligne) la section défectueuse CD est bien éliminée, mais le transport est interrompu de façon intempestive en a_1 et en b_1 . (En c_1 et en d_2 les relais directionnels sont restés ouverts).

Dans le système de protection à comparaison du sens des puissances, on évite les déclenchements intempestifs en envoyant en a_1 et en b_1 un verrouillage lié à la position des relais directionnels en c_1 et en d_2 . On peut se passer du verrouillage en introduisant une temporisation qui complète la sélection partiellement assurée par les relais directionnels, c'est-à-dire en s'arrangeant pour que les interrupteurs de c_2 et de d_1 s'ouvrent avant les interrupteurs de a_1 et de b_1 . Il faut donc que le temps de fonctionnement d'un des ensembles de relais dépende de la distance qui le sépare du défaut; cette condition est réalisée dans les protections de distance.

Dans ces systèmes, chaque ensemble de relais (les relais de démarrage et les relais directionnels) contrôle une suite de lignes dans une direction déterminée. Par exemple, les relais de c_2 surveillent les tronçons CD et DB, mais non CA; les relais de d_1 surveillent DC et CA mais non DB, etc... Chacun de ces groupes de relais possède une temporisation variable avec la position du défaut par rapport au groupe de relais considéré et choisie en général de la façon suivante :

- a) Si l'emplacement du défaut est à une distance du groupe de relais considéré inférieure à m_1 % de la longueur λ de la section de ligne à protéger, il n'y a pas de retard introduit et le fonctionnement est pratiquement instantané. On dit que ce fonctionnement a lieu en premier stade.
- b) Si la distance du défaut au groupe de relais considéré est comprise entre m_1 et m_2 % de la longueur λ de la section de ligne à protéger, le retard T_2 introduit dans le fonctionnement de ce groupe doit être au moins égal au temps d'élimination du défaut dans le cas a) afin d'éviter tout déclenchement intempestif. T_2 est compris entre 0,5 et 1 seconde; le

fonctionnement a lieu alors en deuxième stade.

c) Si le défaut est séparé du relais par une distance supérieure à $m_2\%$, la temporisation T_3 atteint plusieurs secondes, la protection fonctionne en troisième stade.

Le plus souvent, on prend $m_1 = 90 \%$, $m_2 = 130$ ou 150% .

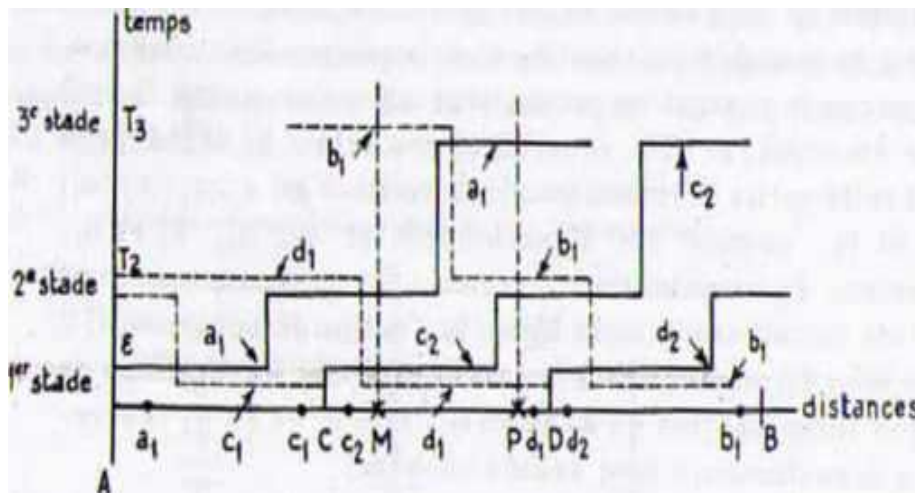


Figure V.6 : Exemple des stades de fonctionnement des relais

Par exemple, si un défaut se produit en M à 25 % de la distance CD par rapport à c_2 et à 75 % de cette distance par rapport à d_1 , les relais c_2 et d_1 fonctionnent en premier stade, avant que a_1 et b_1 aient pu intervenir respectivement en deuxième et troisième stade. Si le défaut est en P, à 5 % de D et à 95 % de C, d_1 fonctionne en premier stade avant b_1 qui n'interviendrait qu'en deuxième stade, c_2 fonctionne en deuxième stade, mais avant a_1 qui ne pourrait opérer qu'en troisième stade. La sélection est donc assurée; de plus, si l'un des relais encadrant le court-circuit est défaillant, par exemple c_2 en cas de défaut en M, le relais fonctionnera en secours, coupant la ligne en A au bout du temps T_2 correspondant au deuxième stade; si le défaut est suffisamment éloigné de c_2 , le relais a_1 pourra intervenir en troisième stade.

V.2.4 Blocage des protections pendant les oscillations de puissance

Lorsqu'un réseau est le siège d'une rupture de synchronisme, l'impédance apparente en chaque point devient variable et la puissance change périodiquement de sens le long des lignes du transport. Les systèmes de protection qui comportent des relais à minimum d'impédance ou de mesure de réactance et des relais directionnels se trouvent sollicités et la

protection peut fonctionner au cours d'oscillations consécutives à une perte de synchronisme, en l'absence de tout défaut.

Pour distinguer un défaut véritable d'une oscillation, on utilise des dispositifs "**anti-pompage**"; le fonctionnement de la plupart d'entre eux repose sur le fait suivant : lorsqu'un court-circuit a lieu, l'impédance apparente mesurée par les relais varie brusquement; au contraire, en cas d'oscillation, les variations d'impédance apparente sont relativement lentes.

Pour mettre en évidence cette différence, on peut utiliser deux relais à minimum d'impédance ; l'un Z_1 peut être l'un des relais de démarrage, l'autre Z_2 est réglé pour une valeur de l'impédance apparente plus élevée que le premier. En cas de court-circuit, les deux relais fonctionnent simultanément; en cas d'oscillation, le relais Z_2 fonctionne avant le relais Z_1 et la non simultanété de ces opérations est utilisée pour bloquer la protection.

La figure V.7 présente ce dispositif "anti-pompage" :

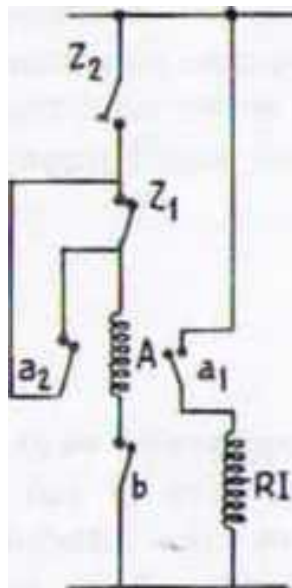


Figure V.7 : Exemple de dispositif de blocage des protections pendant les oscillations de puissance

Un relais auxiliaire A est alimenté par l'intermédiaire de contacts des relais Z_1 et Z_2 , les contacts utilisés sont à ouverture pour Z_1 et à fermeture pour Z_2 . Un contact a_1 à ouverture du relais A est inséré dans l'alimentation du relais intermédiaire RI qui commande le déclenchement. Par conséquent, si la bobine de A est mise sous tension, le circuit de déclenchement est interrompu.

En cas de court-circuit Z_1 s'ouvre pendant que Z_2 se ferme. A n'est pas alimenté et la protection peut fonctionner.

En cas de rupture de synchronisme dès que l'impédance tombe au-dessous de la valeur de réglage de Z_2 , le contact correspondant se ferme, et, avant que Z_1 ait pu s'ouvrir, A est alimenté. Dans ces conditions, a_1 s'ouvre bloquant le déclenchement, et a_2 se ferme neutralisant ainsi l'effet de l'ouverture de Z_1 lorsque l'impédance, pendant l'oscillation, tombe au-dessous de la valeur de réglage de Z_1 .

III.2.5 Sélecteurs de phases

Lorsqu'on veut effectuer le déclenchement phase par phase, il est nécessaire de reconnaître la phase ou les phases défectueuses. D'autre part, dans certains cas, on peut utiliser un seul groupe de relais au lieu d'un groupe pour chaque phase, à condition de l'alimenter par les courants et les tensions convenables qui dépendent, bien entendu, de la phase ou des phases atteintes par le défaut.

Le sélecteur de phases est donc capable de discriminer la phase ou les phases défectueuses. On compare chaque tension simple à la tension composée en quadrature avec elle, soit V_1 avec U_{23} , V_2 avec U_{31} , V_3 avec U_{12} au moyen de trois relais à cloche sur chacune desquelles s'exerce un couple moteur en U^2 et un couple antagoniste en V^2 (figure V.8.a).

Si, par exemple, la phase 1 est le siège d'un court-circuit (figure V.8.b), V_1 diminue d'amplitude ainsi que U_{12} et U_{13} , U_{23} ne variant pratiquement pas; par conséquent, c'est uniquement pour le relais de la phase 1 que le couple moteur dépasse le couple antagoniste et seul ce relais ferme son contact, réalisant bien ainsi la sélection de phases.

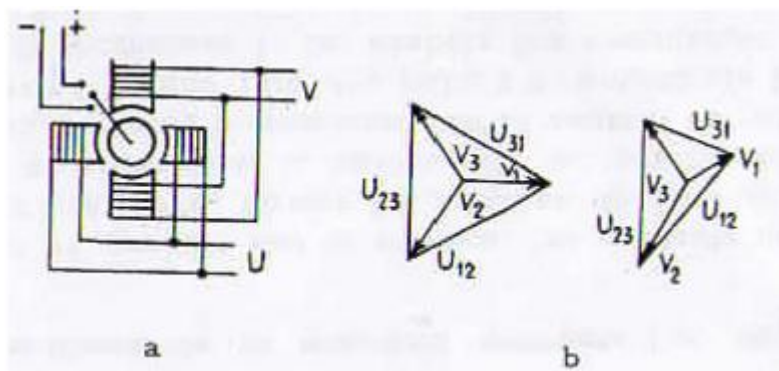


Figure V.8 : Exemple de relais sélecteur de phase

V.3 Protection des machines

La protection de l'alternateur revient à la protection des enroulements du stator des machines synchrones et asynchrones contre les défauts ou contre les conditions anormales suivantes :

- courts-circuits entre un conducteur et la masse,
- courts-circuits entre spires de l'enroulement,
- courts-circuits entre phases,
- échauffement exagéré dû à un court-circuit extérieur non éliminé,
- surélévation de tension
- existence d'un champ inverse, dû à un court-circuit dissymétrique extérieur non éliminé.

Enfin, il y a lieu de protéger les alternateurs contre l'ouverture accidentelle du circuit d'excitation ou contre la mise à la masse de celui-ci.

V.3.1 Protection contre les défauts à la masse

Il est indispensable de recourir à un système qui limite le courant de court-circuit à la masse à une valeur ne dépassant pas 50 ampères environ; dans le cas contraire, l'arc causerait des dégâts très importants aux tôles du circuit magnétique.

Une disposition simple consiste à brancher une résistance aux bornes secondaires d'un transformateur T_N dont le primaire est connecté entre le neutre de l'alternateur et le sol. Normalement la tension au secondaire de T_N est nulle; lorsqu'un défaut à la masse a lieu dans les enroulements de l'alternateur, une tension apparaît aux bornes de la résistance R et actionne un relais de tension RV (figure V.9).

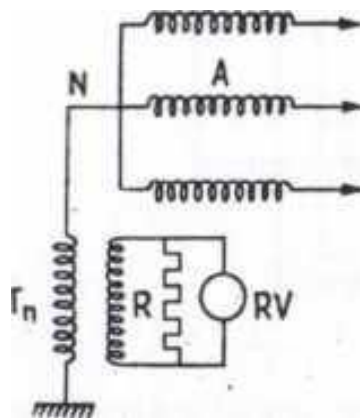


Figure V.9 : Dispositif de protection contre les défauts à la masse

III.3.2 Protection contre les courts-circuits entre spires

On relie dans ce type de protection le point neutre de l'alternateur au point neutre des transformateurs de potentiel par l'intermédiaire d'un transformateur T' dont le secondaire alimente un relais de tension V (figure V.10). La sortie de l'enroulement supplémentaire est réunie au sol et tout défaut à la masse ou entre spires fait apparaître une tension aux bornes du relais.

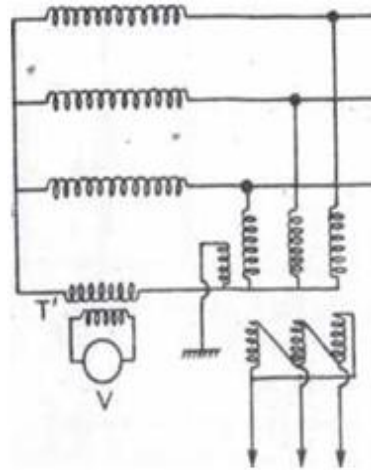


Figure V.10 : Dispositif de protection contre les courts-circuits entre spires

V.3.3 Protection contre les défauts entre phases

Cette fonction est confiée à la protection différentielle de la machine qui compare sur chaque phase au moyen d'un relais différentiel D le courant à l'entrée et à la sortie de l'enroulement (figure V.11). En cas de contact entre deux phases, des courants traversent les relais D correspondants et provoquent leur fonctionnement.

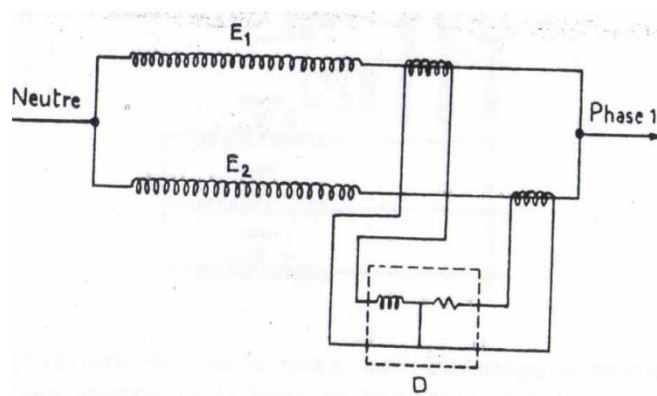


Figure V.11 : Dispositif de protection contre les défauts entre phases

V.3.4 Protection contre les surélévations de tension

Cette protection est assurée par un relais à maximum de tension, généralement à caractéristique de temps inverse, dont le réglage est choisi de telle sorte qu'une surélévation de tension de 25 % fasse fonctionner le relais en 2 ou 3 secondes afin qu'une surtension brève et non dangereuse ne cause pas le déclenchement de l'alternateur.

Le relais commande l'ouverture de l'interrupteur de la machine et la suppression de l'excitation. Pour les machines munies d'un régulateur de tension, l'action de cet organe rétablit la tension normale aussitôt après la séparation d'avec le réseau, mais il est prudent de compter sur une défaillance du régulateur et de supprimer le courant d'excitation.

V.4 Protection des transformateurs

V.4.1 Protection à maximum de courant

Le transformateur HTB/HTA sera en général protégé par deux protections à maximum de courant, Protection coté haute tension (HTB) et Protection coté moyenne tension (HTA).

- Pour la protection coté haute tension qui est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections maximum de courant coté HTA, un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit:

$$I_{\text{réglage}} = 2 \cdot I_{n1} \text{ et un temps de } 2,5\text{s}$$

Avec I_{n1} est le courant nominal du transformateur côté HT.

- Pour la protection du coté moyenne tension qui est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections de ligne MT. Elle sera à un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit:

$$I_{\text{réglage}} = 1,3-1,4 \cdot I_{n2} \text{ et un temps de } 2\text{s}$$

Avec I_{n2} est le courant nominal du transformateur côté MT.

V.4.2 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 transformateur est une protection principale aussi importante que les protections internes transformateur. Cette protection à une sélectivité absolue, il lui est demandé, en plus, d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

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.

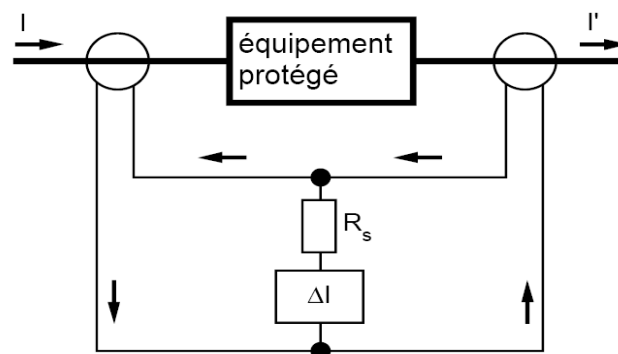


Figure V.12 : Protection différentielle des transformateurs

V.4.3 Protection par relais Buchholz

Parmi les protections des transformateurs, on trouve la protection par détection de gaz.

L'existence d'un arc dans l'huile provoque un dégagement gazeux provenant de la décomposition du liquide. Comme tout défaut à l'intérieur d'un transformateur s'accompagne

d'un arc, la détection de bulles de gaz dans un transformateur est l'indice d'un défaut interne à l'appareil et peut être utilisé à sa mise hors tension.

Le système détecteur de gaz ou relais BUCHHOLZ consiste en une petite cuve insérée dans la tubulure reliant la cuve du transformateur au réservoir d'expansion du transformateur. Cette cuve, normalement pleine d'huile, renferme deux petits flotteurs F_1 et F_2 situés à des niveaux différents. En cas de défaut interne, des bulles de gaz se rassemblent à la partie supérieure du relais, le niveau d'huile baisse et les flotteurs F_1 d'abord puis F_2 s'appuient sur leurs contacts. La fermeture des premiers qui correspond à un faible volume de gaz dégagé commande une alarme, les seconds se ferment si le volume est plus grand et commande le déclenchement des interrupteurs encadrant le transformateur (figure V.13).

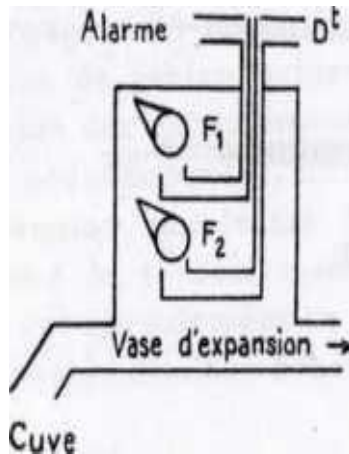


Figure V.13 : Relais Buchholz de protection des transformateurs

V.5 Protection des jeux de barres

En cas de défaut polyphasé sur un départ MT, ce sont les relais à maximum de courant qui doivent agir en provoquant l'ouverture du disjoncteur correspondant (d_1 ou d_2 ou d_3).

- Si un défaut affecte les jeux de barres, il doit être éliminé par le disjoncteur 'D' dont les seuils de réglage du courant I et le temps T sont supérieurs à ceux des départs MT. Soit I_1 et T_1 sont les seuils de réglage les plus élevés des départs MT, les seuils de réglage I_2 et T_2 des relais de protection seront :

$$I_2 = I_1 + 0.1 I_1$$

$$T_2 = T_1 + 0.5 \text{ s}$$

- Si un défaut affecte le câble de liaison, il doit être détecté par deux relais à maximum de courant à action temporisé, associés au transformateur HT/MT qui ouvrent les disjoncteurs A, B, C.

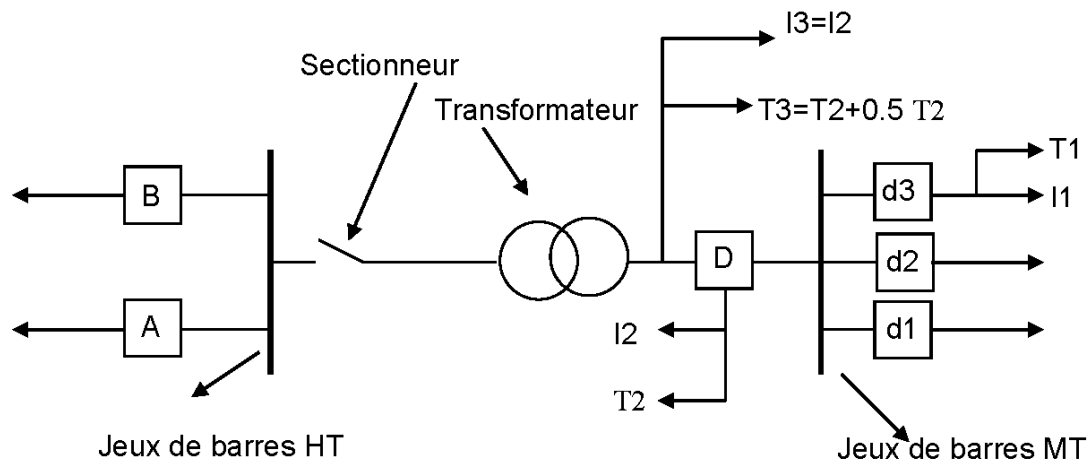


Figure V.14 : Protection des jeux de barres

VI.1 Introduction

L'application des relais de protection dans les systèmes d'alimentation remonte il y a presque 100 ans. Depuis lors, la technologie utilisée pour construire les relais a amélioré spectaculairement la taille, le poids, le coût et la fonctionnalité. Basé sur la technologie utilisée pour leur construction, les relais peuvent être chronologiquement classifiés comme électromagnétiques, statiques ou à semi-conducteur et numérique.

VI.2 Différents types de relais

Il existe essentiellement trois classes de relais selon l'organigramme suivant :

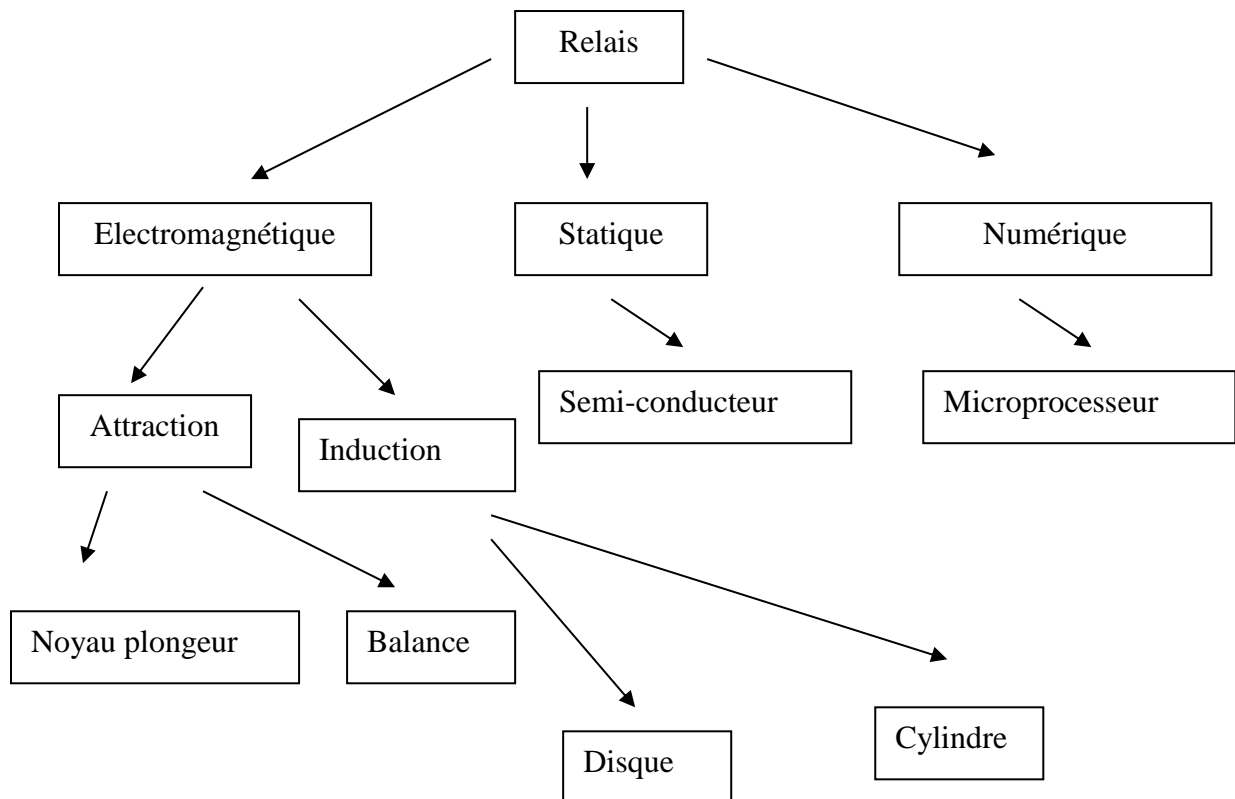


Figure VI.1 : Différents types de relais

VI.3 Relais électromagnétiques

Un relais électromagnétique comporte une armature ou un équipage mobile sur lequel agissent les bobines ou des aimants ou des conducteurs. Ils dépendent de la conception du circuit magnétique.

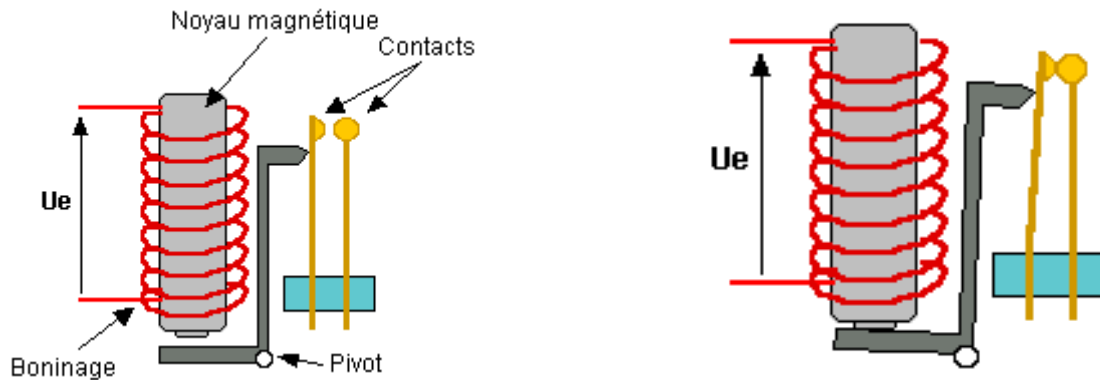


Figure VI.2 : Relais électromagnétique

La bobine parcourue par un courant, provoque l'aimantation du circuit magnétique dont la partie mobile se déplace. La force d'attraction sur la partie mobile sera d'autant plus grande que l'intensité du courant sera plus élevée et l'entre fer plus faible.

Le relais électromagnétique intervient pour protéger le système contre les courants de court-circuit.

VI.3.1 Relais à induction

Les relais à induction comportent en principe un équipage mobile constitué par un disque d'aluminium D, mobile autour d'un axe vertical A maintenu par un ressort antagoniste R ; l'axe est solidaire d'un contact mobile M. Un ou plusieurs électro-aimants E, dont les enroulements sont alimentés en courant ou en tension pour les relais de mêmes noms, en courant et tension pour les relais de puissance ou d'impédance, provoquent la circulation de courants de Foucault dans le disque et par là sa rotation. Le contact mobile est alors appliqué sur le contact fixe F, ce qui produit la fermeture du circuit d'utilisation (figure VI.3)

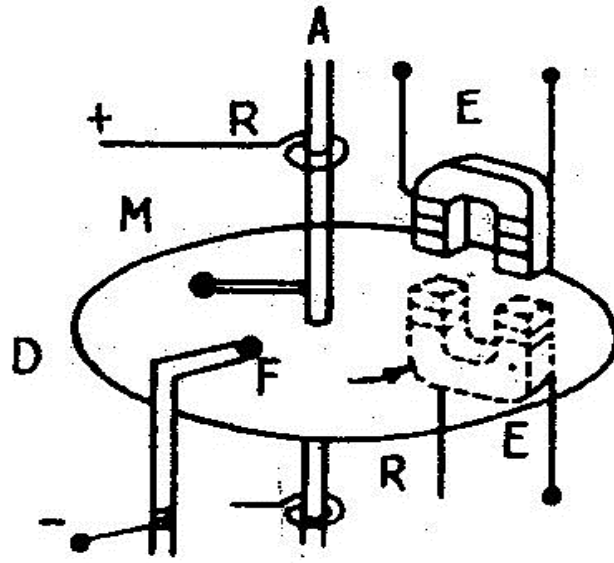


Figure VI.3 : Principe du relais à induction (à disque)

Dans certains relais, le disque est remplacé par un cylindre ou par une sorte de cloche en aluminium C, la disposition du principe est montrée à la figure VI.4. La sensibilité et la rapidité de l'appareil sont plus grandes que celle du relais à disque.

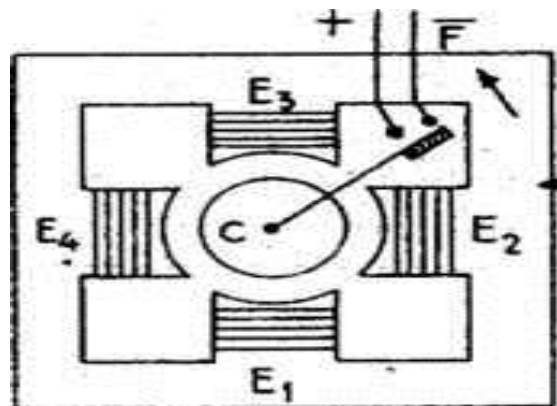


Figure VI.4 : Principe du relais à induction (à cylindre)

VI.3.2 Relais à attraction

Dans les relais électromagnétiques à attraction, le circuit magnétique du relais, sur lequel sont bobinés un ou plusieurs enroulements E alimentés par des tensions ou des courants, comprend un élément mobile M qui porte un contact C et qui est maintenu dans sa position d'équilibre par un effort antagoniste, généralement dû à un ressort R. Lorsque le courant qui circule dans les bobinages atteint une valeur suffisante, l'élément mobile dévie de façon à fermer le circuit magnétique, ce qui provoque la fermeture des contacts.

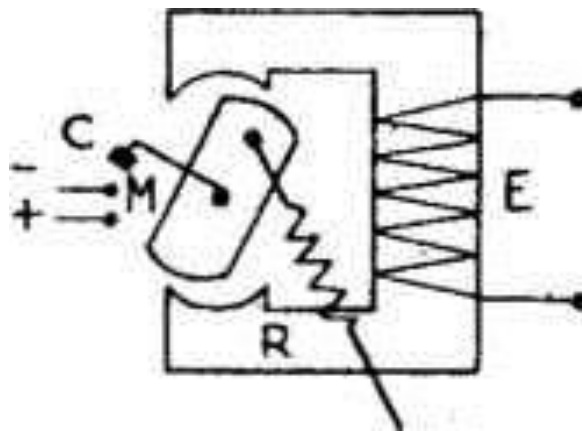


Figure VI.5 : Principe du relais électromagnétique à attraction

VI.4 Relais statiques

Les relais statiques sont des dispositifs à semi-conducteur composés de composants électroniques comme les résistances, les diodes, les transistors etc. Ces relais n'ont pas des pièces mobiles qui les rendent plus légers et plus petit que les relais électromagnétiques.

Les relais à semi-conducteur exécutent les mêmes fonctions que les relais électromagnétiques sauf qu'elles ont besoin de moins de tension pour fonctionner et la commutation peut être exécutée en très brèves durées.

Les relais statiques sont fiables mais les composants électroniques peuvent dériver en raison de la température ambiante et du vieillissement élevé.

Les relais à semi-conducteur activent le déclenchement des circuits utilisant des dispositifs électroniques tels que les redresseurs à silicium et, en conséquence, il n'y a aucun arc pendant

la commutation. Les commutateurs dans les relais à semi-conducteur ont toujours des courants de fuite indépendamment du fait que les commutateurs sont ouverts ou fermés.

De ce fait, les relais statiques ont remplacé de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages suivants : plus précis, plus sensibles, plus rapides, plus sélectifs, rapidité de dépannage, durée de vie plus longue, faible consommation et moins encombrants.

VI.5 Relais numériques

La protection des systèmes électriques a changé beaucoup depuis l'évolution des microprocesseurs. Leur intégration à très grande échelle a permis de réunir de nombreux composants dans une simple puce. La technologie numérique a fait sa place dans le domaine de la protection des systèmes électriques. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques. Les techniques fondamentalement numériques emploient les mêmes principes qui ont été employés par les relais électromécaniques et statiques. Les relais numériques ont beaucoup d'avantages telles que :

- ❖ **Économique** : La raison principale de l'acceptation des relais numériques est qu'ils présentent beaucoup de dispositifs au prix raisonnable.
- ❖ **Rapide** : Il y a deux raisons du fonctionnement rapide des relais numériques ; un, les relais numériques n'emploient aucune partie mécanique, deux, l'utilisation des processeurs à grande vitesse ont fait de ces relais très rapides.
- ❖ **Autocontrôle** : Les relais numériques contrôlent eux-mêmes sans interruption. Par contre les relais électromécaniques doivent être examinés par le personnel à intervalles réguliers. D'autre part, Le dispositif à autocontrôle épargne le temps aussi bien que l'argent.
- ❖ **Fonctions multiples** : Les relais, les compteurs, les commutateurs de commande, les indicateurs, et les appareils de communication peuvent être intégrés dans un relais protecteur simple à microprocesseur. Les schémas de sous-station/système et les diagrammes de câblage sont facilement produits en raison du nombre réduit de dispositifs et de câblage relatif.
- ❖ **Temps mise en marche réduit** : La mise en marche est un processus de vérification des performances d'un équipement avant qu'il ne soit mis en service. Les relais

numériques ont des dispositifs de mesure et les compatibilités à distance, qui font la mise en marche simple et moins longue.

- ❖ **Economie de temps et d'effort :** La localisation rapide de l'endroit du défaut par les relais numériques dans les lignes de transport réduit le temps de coupure électrique considérablement.
- ❖ **Flexibilité :** Les relais numériques peuvent être conçus et construits en prenant compte l'usage universel du matériel. Un relais peut être employé pour protéger différents composants de système d'énergie en chargeant différents logiciels.
- ❖ **Petite taille :** Les relais numériques sont plus légers dans le poids et ont besoin de moins d'espace que les relais électromécaniques et à semi-conducteur. Pour cette raison, il est facile de transporter ces dispositifs.
- ❖ **Remplacement facile :** Si un relais numérique tombe en panne, peut être remplacé complètement. Ceci économise le temps et le travail nécessaire pour des réparations.

VII.1 Introduction

Les systèmes de protection des éléments des réseaux utilisent les relais différentiels et de distance.

Pour la protection différentielle qui est un principe commun de protection pour les transformateurs, moteurs, et générateurs. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie. Elle est basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différence cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut.

La protection de distance a la capacité de détecter un défaut à une distance prédéfinie sur une ligne de transmission ou un câble d'alimentation depuis son emplacement.

VII.2 Relais différentiels

Ce type de relais est, généralement, basé sur la mesure de la différence géométrique de deux courants.

VII.2.1 Protection différentielle longitudinale :

Appeler aussi ; Protection différentielle à courant circulaire. Elle utilise le principe de comparaison des courants d'entrée et de sortie de l'élément à protéger.

Pour effectuer cette protection, on installe des deux côtés de la ligne des transformateurs de courant (TC) dont on fait la connexion de leurs enroulements de tel sorte que les courants secondaires I_A et I_B soient égaux et coïncident en phase (figure VII.1).

Lors du régime normal et de court-circuit extérieur, le courant déséquilibré $I_{dés}$ circulera à travers l'enroulement du relais est :

$$I_{dés} = I_A - I_B = I_{Relais} \quad \text{VII.1}$$

Dans ce cas, la protection ne doit pas fonctionner car le seuil de fonctionnement (I_F) est choisi pour qu'il soit supérieur au courant déséquilibré.

Ce courant de déséquilibre est lié, pratiquement, à la fabrication des transformateurs de mesure ; car on ne peut jamais trouver deux transformateurs identiques. Il est aussi augmenté par le courant résiduel I_R .

Quand un court-circuit se produit dans la ligne à protéger, le point de défaut sera alimenté par les deux côtés, donc, l'un des deux courants mesurer par les transformateurs du courant a changé de direction, et par conséquent, le relais sera traversé par la somme vectorielle des deux courants.

$$I_{Relais} = I_A + I_B > I_F \quad \text{VII.2}$$

La protection fonctionne en envoyant le signal de déclenchement aux disjoncteurs.

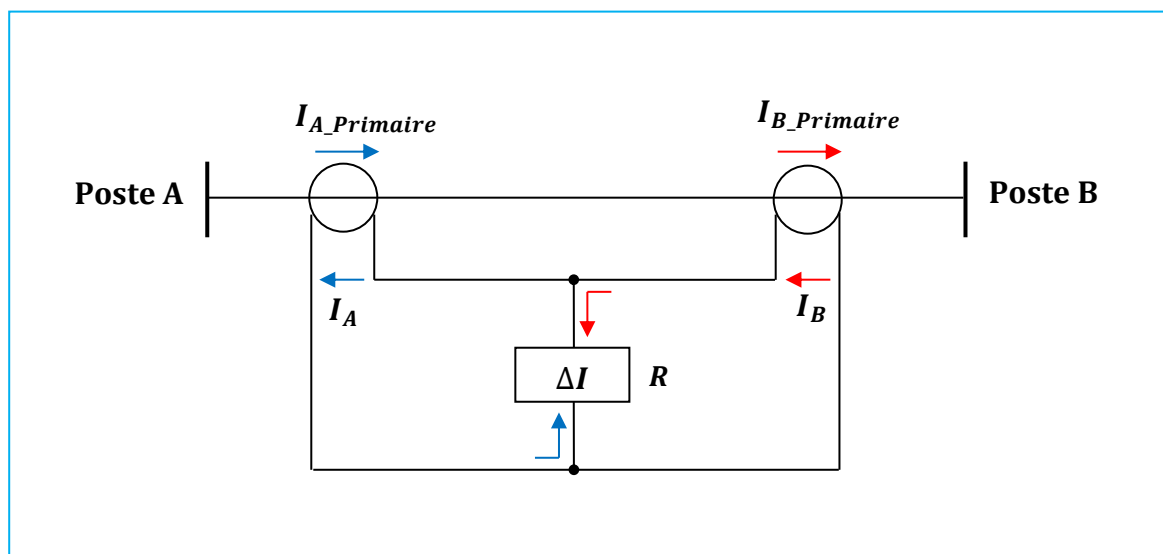


Figure VII.2 : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités

VII.2.2 Protection différentielle transversale équilibrée

Afin d'assurer la continuité de service, et de permettre un transit des puissances élevées, on utilise des lignes en parallèle. Elles sont, le plus souvent, protégées par la protection différentielle transversale. On relève que le relais RA ou RB de la protection transversale (figure VII.3) est bien traversé par la différence géométrique $I_1 - I_2$ des courant des lignes 1 et 2.

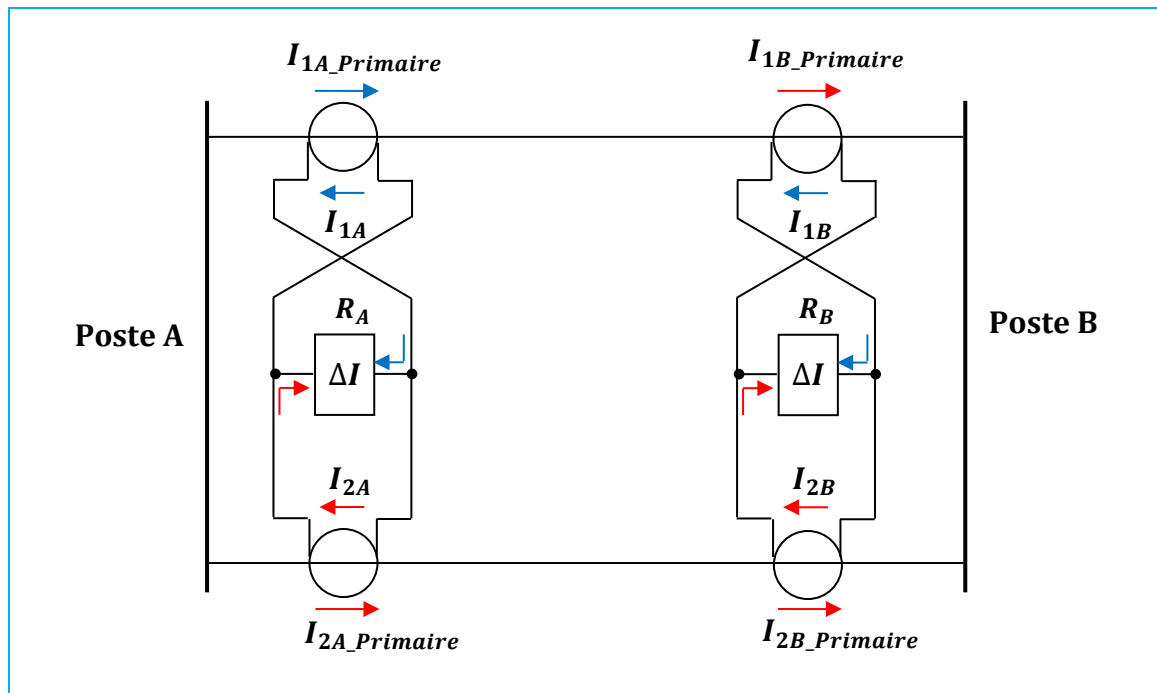


Figure VII.3 : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle

L'existence de ce courant différentiel constitue le critère de l'existence d'un court-circuit sur la phase correspondante de l'une des deux lignes protégées mais il n'indique pas la quelle. Afin de profiter de la présence des disjoncteurs généralement placés à chaque extrémité de ligne, et pour n'éliminer que la ligne qui est le siège du défaut, il est nécessaire de compléter la protection par un canal de communication.

Utilisation de l'antenne de GPS

Dans certains réseaux de télécommunication ou l'erreur de synchronisation n'est pas connu, une autre méthode de synchronisation est nécessaire. Cette méthode est basée sur une horloge externe indépendante qui est capable de générer un signal de synchronisation aux 2 extrémités de la ligne avec une précision de l'ordre de la microseconde. Une solution pour l'horloge externe est le GPS_ horloge avec une sortie 1PPS (1pps one pulse par seconde).

Le diagramme Figure VII.4 montre l'utilisation de la synchronisation par GPS. Une antenne et horloge GPS est nécessaire à chaque extrémité de la ligne. La sortie 1PPS doit être connectée à l'entrée A des protections.

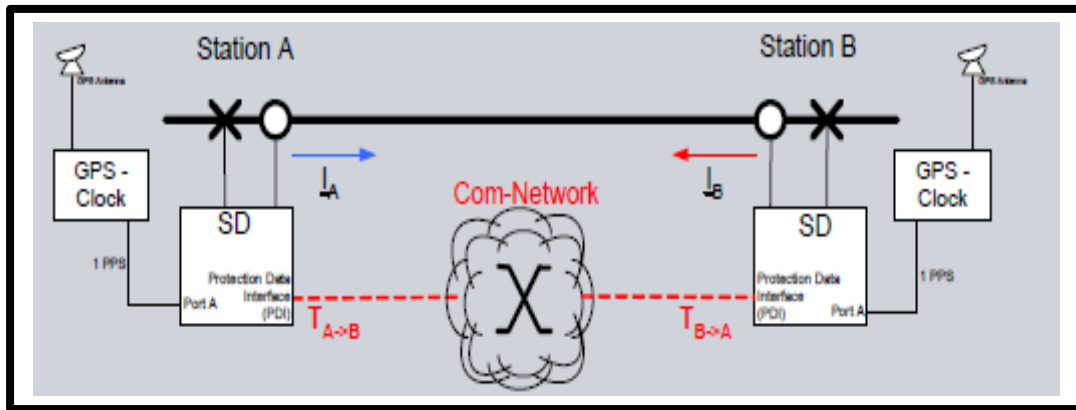


Figure VII.4 : Utilisation de l'antenne de GPS

Pour disposer à l'endroit où l'on effectue la comparaison, des deux grandeurs représentant les courants, une liaison pilote est nécessaire ; c'est la raison pour laquelle ce système de protection n'est guère utilisé que pour des câbles reliant deux postes d'une même ville ou d'une même zone industrielle, C'est un inconvénient de cette protection car les émetteurs d'envoi et de réception sont relativement chers; toutefois, il n'y a pas d'inconvénient de l'appliquer à des postes aériennes, à condition qu'elles soient courtes.

La protection différentielle est caractérisée par le fonctionnement rapide et la haute sensibilité aux défauts internes sans qu'elle soit sensible à l'instabilité de la tension et les oscillations de puissance. Elle est, essentiellement, utilisée pour la protection des transformateurs de puissance, des moteurs industriels et des générateurs.

VII.2.3 Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques

Ce type de protection commence à être utilisé sur les réseaux THT importants pour protéger les lignes d'interconnexion à double circuit comportant éventuellement un piquage. Cette protection est la seule qui élimine rapidement tout type de défaut sur une ligne double avec une sélectivité parfaite, à condition qu'elle réalise la mesure différentielle phase par phase.

Cette protection peut être utilisée sur tout type de ligne (y compris les lignes longues compensées par des condensateurs en série). Elle détecte facilement les défauts résistants et est insensible aux oscillations de puissance.

Ce relais différentiel à pourcentage (figure VII.5) fonctionne lorsque le courant différentiel

I_{Diff} est supérieur à $K' \cdot I_{Ret}$ avec :

I_{Diff} : Courant différentiel ;

I_{Ret} : Courant de retenue, fonction des 3 courants de phase, I_A , I_B et I_C ;

K' : Pourcentage.

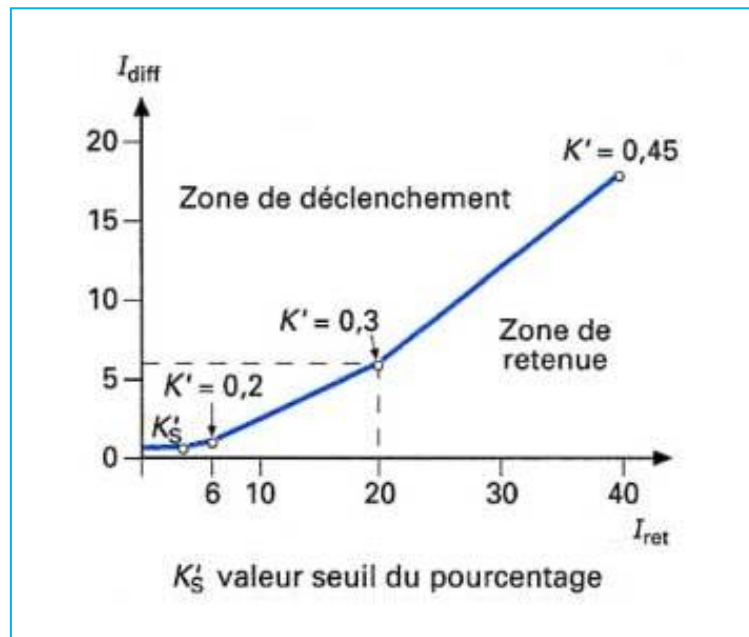


Figure VII.5 : Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (Protection Différentielle DIFL du constructeur GEC Alsthom).

VII.3 Relais de distance

VII.3.1. Principe de base

Une protection de distance a la capacité de détecter un défaut à une distance prédéfinie sur une ligne de transmission ou un câble d'alimentation depuis son emplacement.

Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa conception et de sa construction ; ainsi, son impédance totale sera une fonction de longueur ou de la distance. Une protection de distance observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm (figure VII.6).

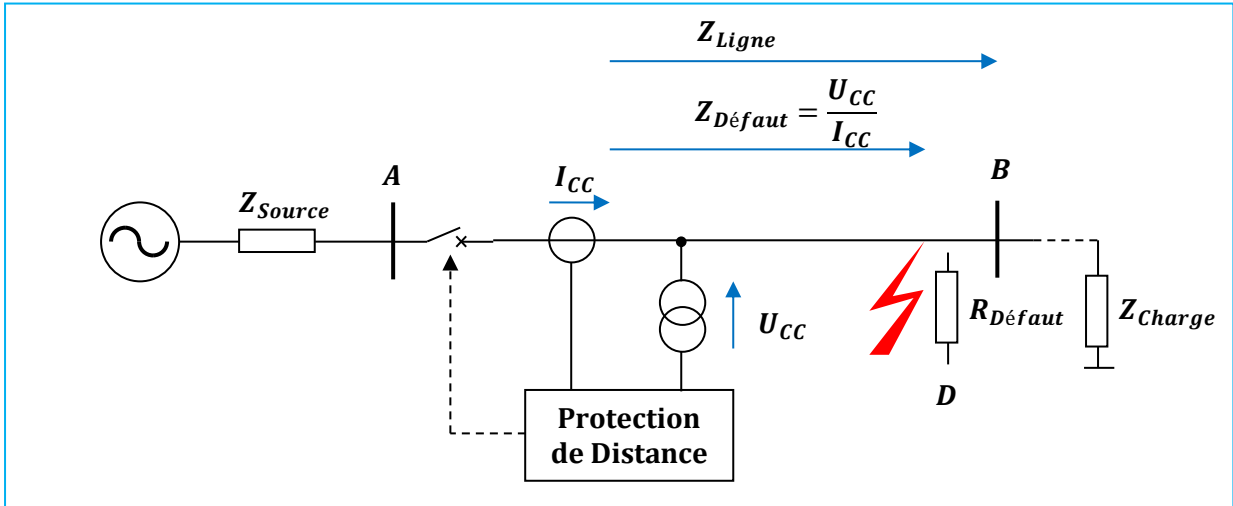


Figure VII.6 : Principe de la protection de distance

VII.3.2. Diagramme d'impédance

Le diagramme d'impédance est un outil essentiel pour l'évaluation du comportement de la protection de distance. Dans ce diagramme la caractéristique du relais et la charge mesurée et l'impédance de court-circuit sont représentés dans le plan complexe R/X (figure VII.7). Pendant le fonctionnement normal du système, l'impédance mesurée correspond à l'impédance de charge. Sa grandeur est inversement proportionnelle à la quantité de charge transitée.

$$Z_{Charge} = \frac{U_{Ligne}^2}{P_{Charge}} \quad \text{VII.3}$$

L'angle entre le courant et la tension correspond à l'angle de charge φ_{Charge} (Figure VII.7). Elle est dépendante du rapport entre la puissance active et réactive.

$$\varphi_{Charge} = \text{Atan} \left[\frac{Q}{P} \right] \quad \text{VII.4}$$

Après apparition d'un défaut l'impédance mesurée passe à l'impédance de court-circuit $Z_{Défaut}$, ce qui est généralement plus petit à l'impédance de charge Z_{Charge} . Sa valeur correspond à l'impédance de la ligne entre l'emplacement de relais et la localisation de défauts.

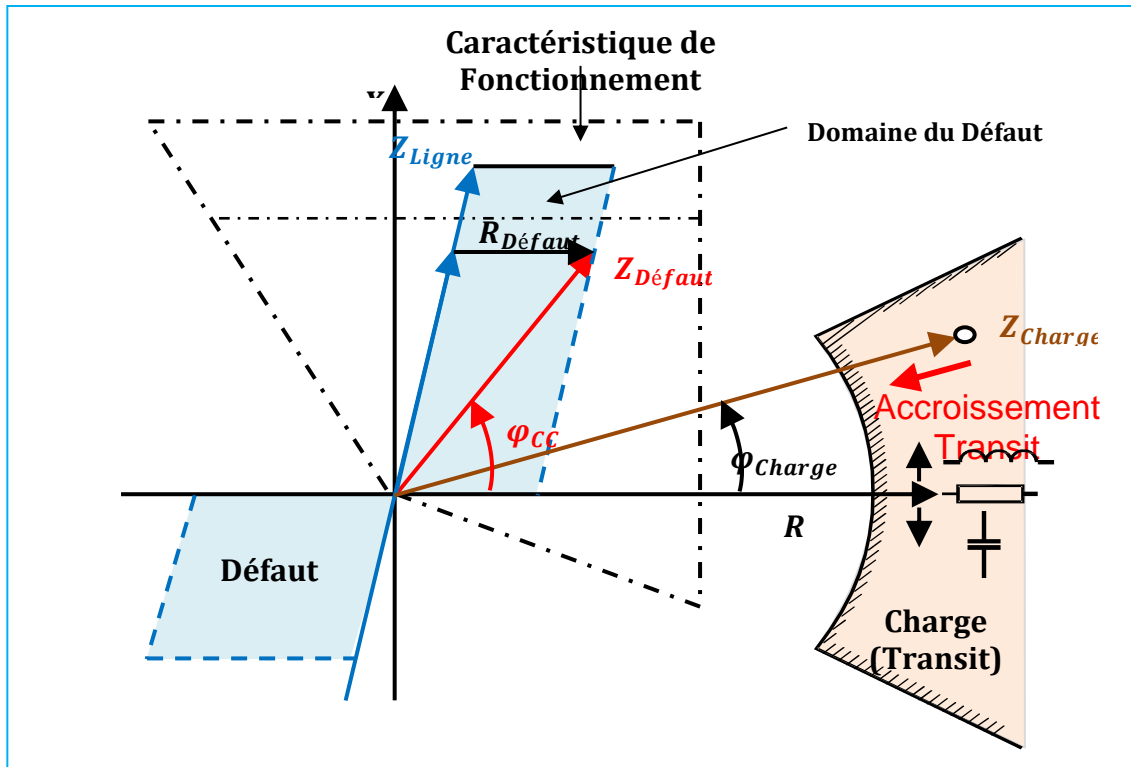


Figure VII.7 : Impédance de court-circuit et de charge (transit)

VII.3.3. Caractéristiques des relais de distance

La protection de distance tente de faire la distinction entre impédance de défaut et impédance de charge. Il faut donc définir, une limite, une frontière entre les impédances que la protection va considérer comme normales, de charge et celles anormales associées à un défaut. Cette limite est appelée ici caractéristique de déclenchement. Elles peuvent avoir plusieurs formes et sont représentées dans un plan R/X.

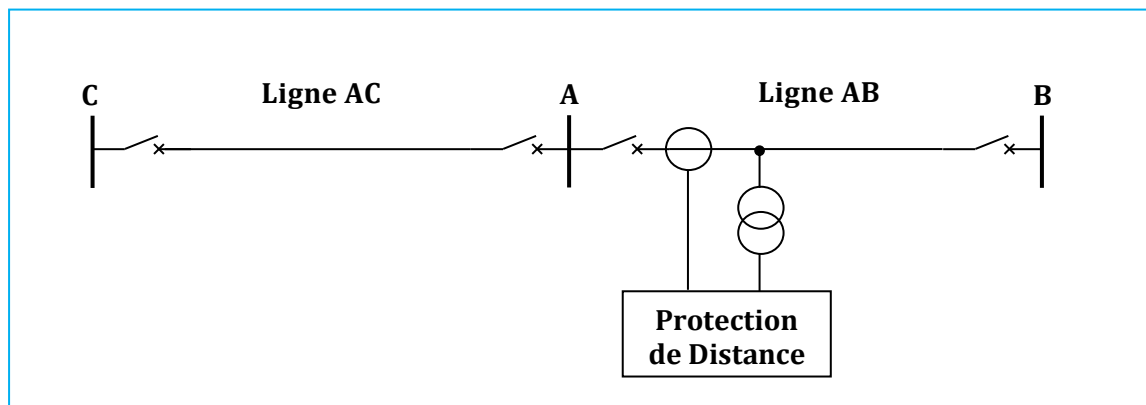


Figure VII.8 : Protection de Distance.

Les relais numériques peuvent utilisés n'importe quelle caractéristique, il suffit de la programmer. Par contre les relais statiques ou électromécaniques ont une caractéristique liée de leur principe de fonctionnement.

VII.7.3.1 Caractéristique Réactive

La mesure de la réactance a l'avantage de ne pas être sensible à la valeur de la résistance d'arc, mais est très sensible aux synchronisations de générateur et n'est pas directionnelle. Elle est du fait idéal pour les protections phase–terre.

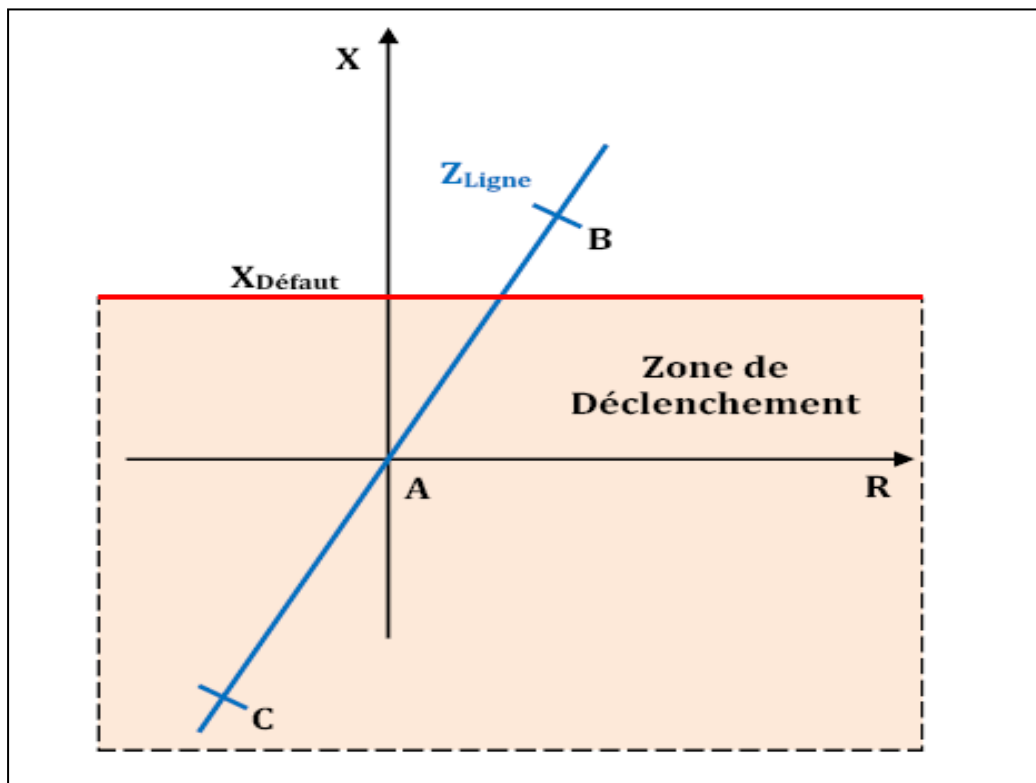


Figure VII.9 : Caractéristique purement réactive.

II.7.3.2. Caractéristique impédance :

La caractéristique impédance décrit un cercle sur le diagramme R/X, la limite est constituée de tous les Z tel que $|Z| = \text{une constante}$. Elle a le défaut de ne pas être directionnelle, ce qui empêche de faire une protection de zone efficace et sélective. Par ailleurs, la résistance d'arc menant au déclenchement dépend fortement de l'inductance. Enfin, elle est vulnérable aux oscillations des générateurs synchrones.

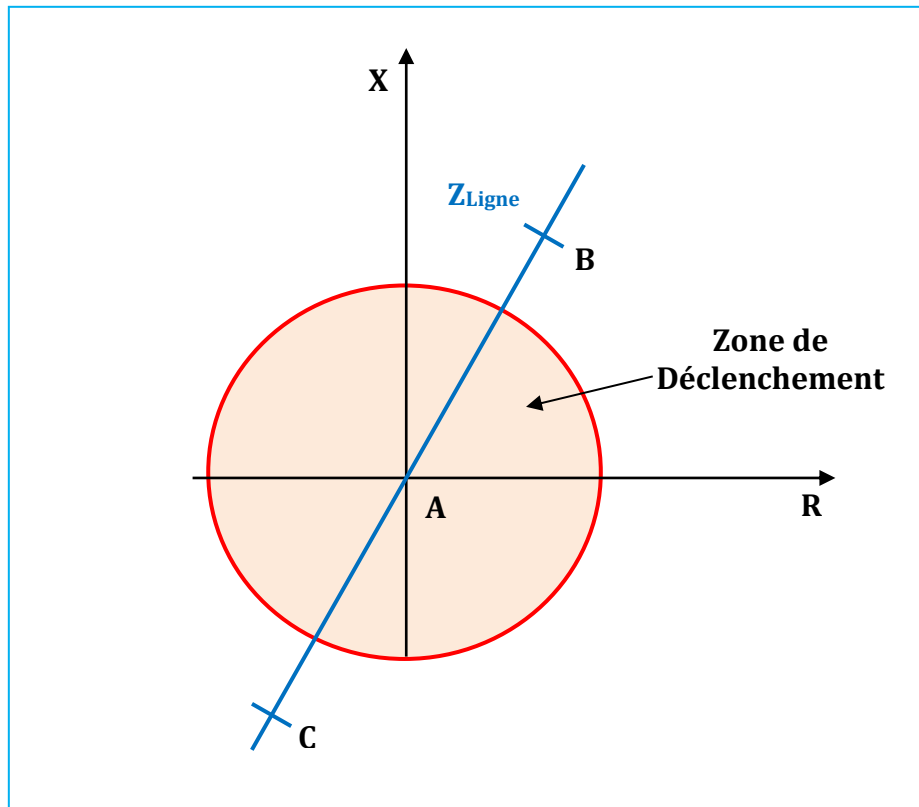


Figure VII.10 : Caractéristique purement impédance.

VII.3.3.3 Caractéristique Mho

Les protections de distance ayant dans le plan R/X une caractéristique circulaire passant par l'origine porte le nom de « Mho » ou à admittance.

Les relais Mho auto polarisé sont les plus sélectifs de tous les relais à distance, car ils ne déclenchent que pour une gamme précise d'impédance qu'on peut représenter sur un diagramme R/X. Ils sont donc peu susceptibles de déclencher sur des éléments perturbateurs autres qu'un défaut de la ligne. Il est donc un élément privilégié pour les lignes de longues distances.

Les relais Mho sont intrinsèquement directionnels. Ils sont caractérisés par l'impédance sur le cercle et par l'angle caractéristique du relais ϕ , qui est l'angle entre l'axe R et la droite passant par l'origine et le centre du cercle. Cet angle doit être plus faible que celui formé avec l'impédance de la ligne, afin d'être plus sensible en cas de défaut avec un arc fortement résistif.

Un désavantage du Mho est qu'en cas de défaut proche du relais, la tension est trop faible et la sensibilité mauvaise. Pour contourner ce défaut, une solution consiste à introduire partiellement la tension d'une autre phase, potentiellement saine pour soutenir la tension. La caractéristique reste alors circulaire, mais le centre du cercle se rapproche de l'origine. On parle de Mho à polarisation croisée.

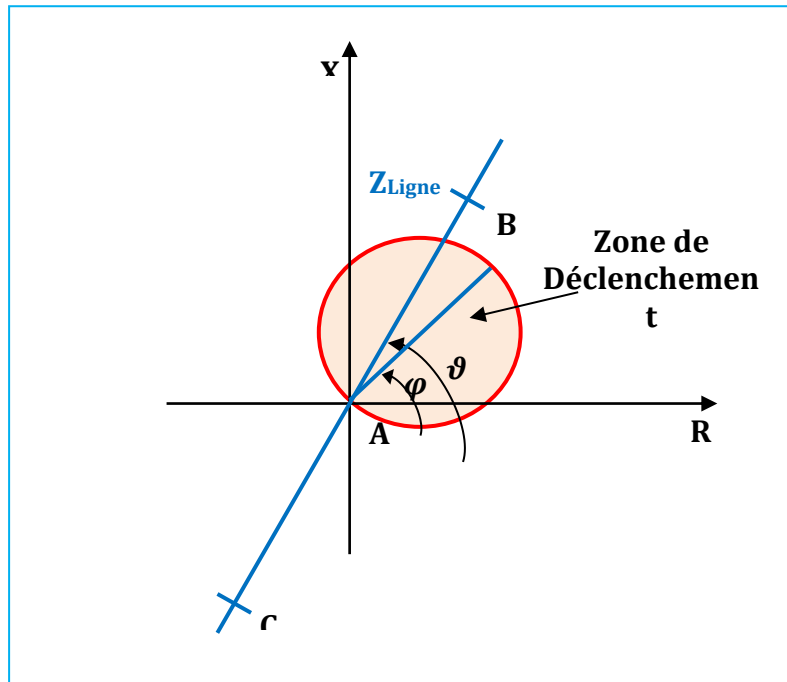


Figure VII.11 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle).

Les Mho sont plus simple à configurer que les relais quadrilatéraux, mais sont moins sensible aux défauts résistifs en bout de ligne. Aux États-Unis, la caractéristique Mho est encore très utilisée dans les relais numériques.

Si on configure la caractéristique Mho de sorte que la droite de l'impédance de la ligne passe par le centre du cercle, on peut faire l'interprétation géométrique suivante :

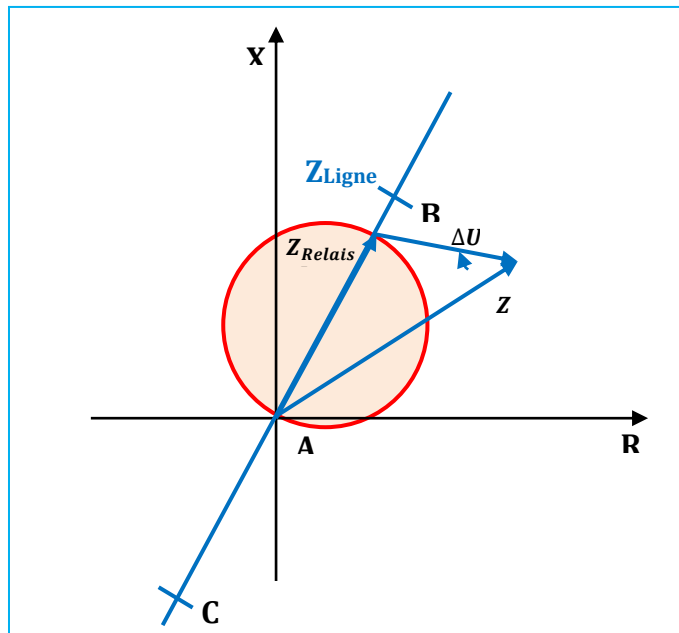
$$\Delta U = (Z_{Relais} \times I) - (Z \times I) \quad \text{VII.5}$$

Avec :

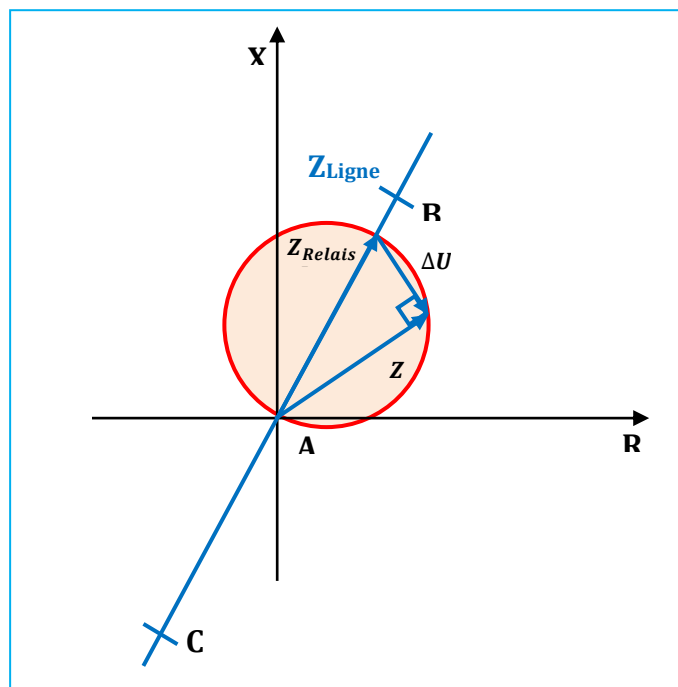
Z_{Relais} : L'impédance sur la ligne à partir de laquelle le relais déclenche.

Z : L'impédance mesurée.

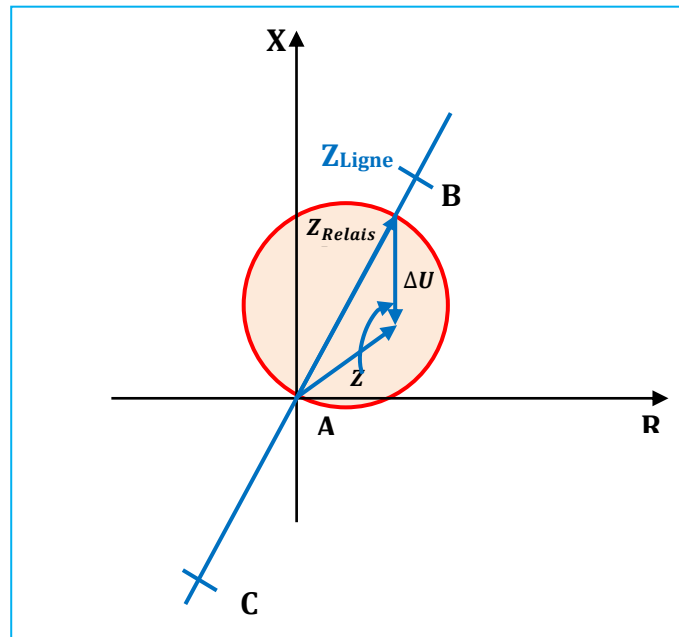
Si l'angle entre ΔU et $Z \times I$ est inférieur à 90° alors Z est en dehors du cercle, s'il est égal à 90° Z est sur le cercle et s'il supérieur à 90° Z est dans cercle (figure II.12).



a). Si l'angle est inférieur à 90° , Z est en dehors du cercle



b). Si l'angle est égal à 90° , Z est sur le cercle.



c). Si l'angle est supérieur à 90° , Z est dans le cercle.

Figure VII.12 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle).

VII.3.3.4. Caractéristique Quadrilatérale

Une caractéristique quadrilatérale est délimitée par 4 droites. Les relais quadrilatéral ont l'avantage d'être plus sensible aux défauts résistifs que les relais Mho. Ces caractéristiques sont très flexibles en termes d'impédance, aussi bien pour les défauts phase-phase que phase-terre. Pour cette raison, ils sont très utilisés par les relais analogiques et numériques.

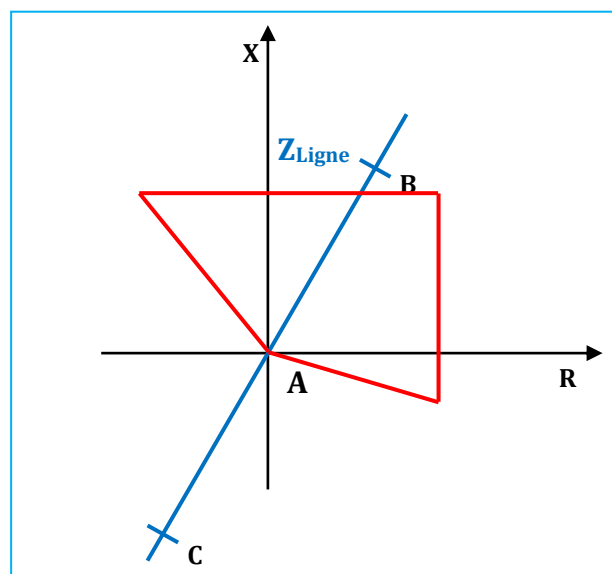


Figure VII.13 : Caractéristique Quadrilatérale.

VII.3.3.5. Caractéristique Lenticulaire :

Une zone lenticulaire est formée par l'intersection de deux zones circulaires de type Mho. L'axe de la lentille est celui de la ligne. La sensibilité au défaut résistif est limitée, par contre la probabilité de déclenchement due à des oscillations de puissance est très faible. En pratique, ce type de zone n'est plus utilisé.

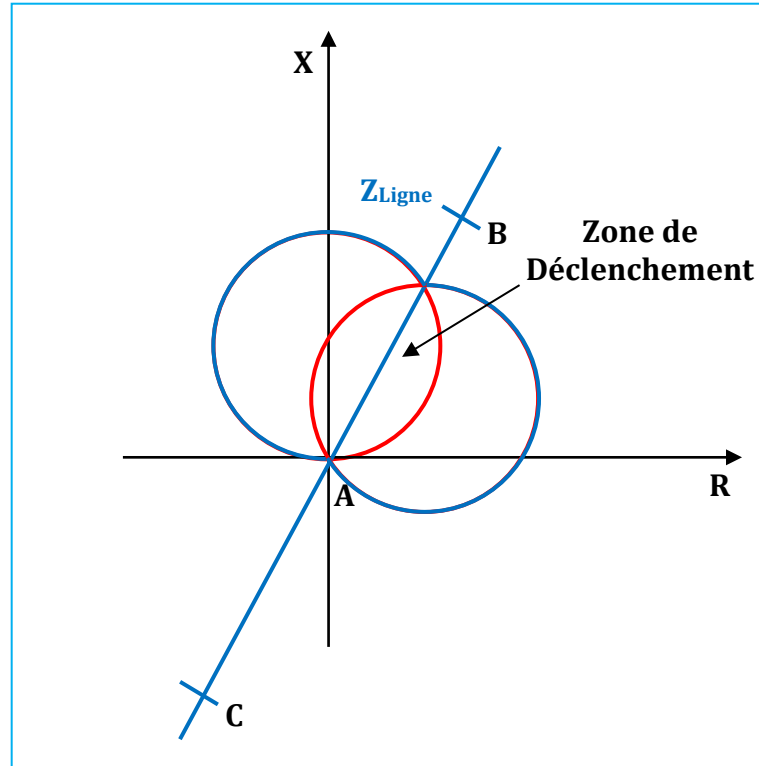


Figure VII.14 : Caractéristique Lenticulaire.

VIII.1 Définition

Les relais numériques sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance

Le relais numérique est équipé d'un système à microprocesseur performant. Toutes les opérations effectuées par ce relais, telles que l'acquisition des valeurs de mesure et l'émission des commandes destinées aux disjoncteurs ou aux autres appareillages sont traitées de façon complètement numérique.

VIII.2 Schéma bloc d'un relais numérique

Les modules et les fonctions constituent le relais numérique sont les suivants :

- ✓ Modules de mesure analogique (Module d'entrée analogique).
- ✓ Filtre anti-repliement analogique.
- ✓ Multiplexeur.
- ✓ Conversion analogique-numérique (CAN).
- ✓ Algorithmes d'évaluation des quantités des phases.
- ✓ Microprocesseur.
- ✓ Algorithme de relais et de logique de déclenchement.

Donc, le relais numérique est un ensemble de composants électroniques (filtre, CAN, microprocesseur, mémoire, interface...), la figure VIII.1 ci-dessous montre le schéma bloc d'un relais numérique.

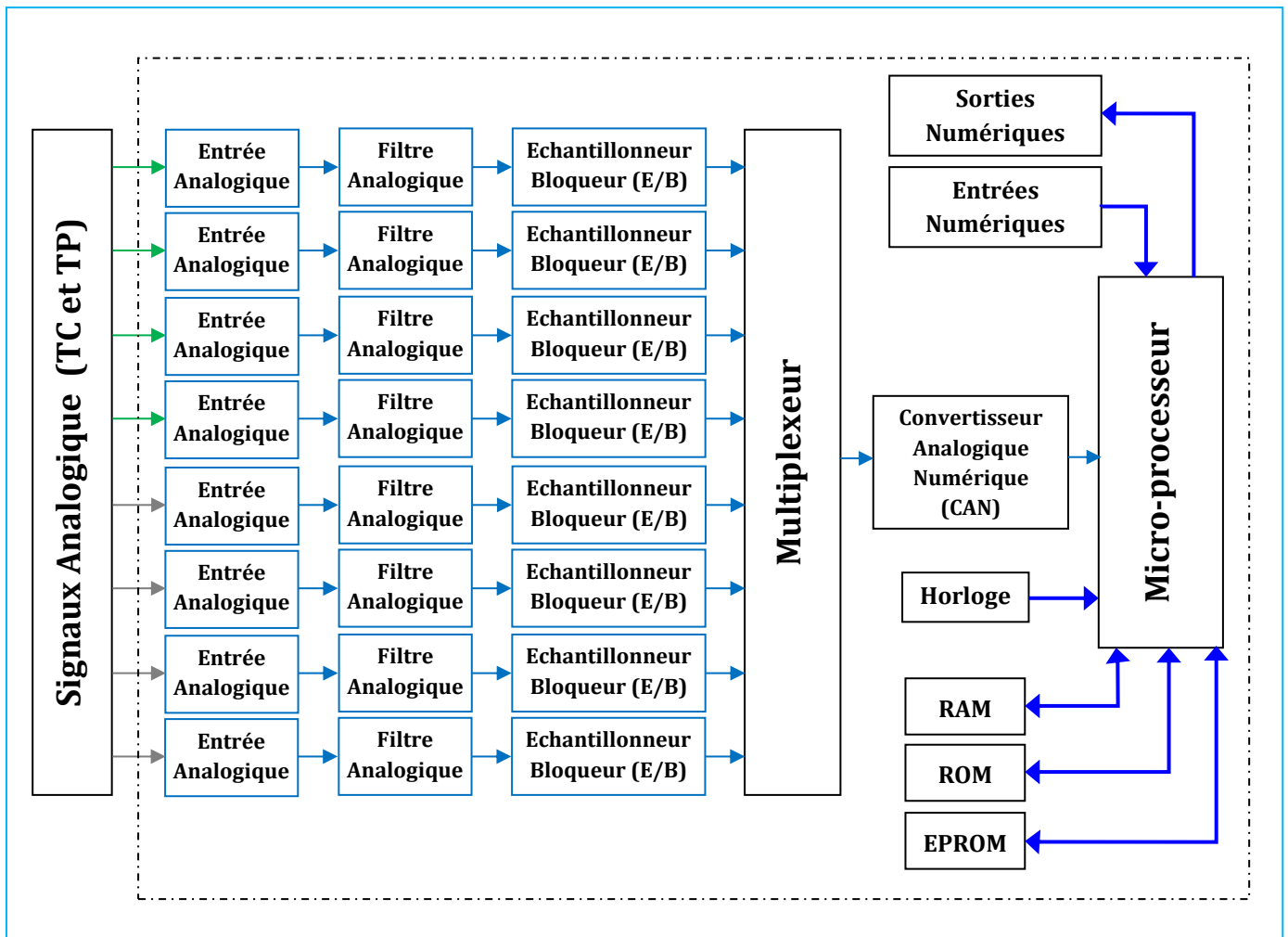


Figure VIII.1 : Eléments de base d'un relais numérique

VIII.3 Modules de mesure analogique

Ces modules transforment les courants et les tensions issus des réducteurs de mesure de courant (TC) et de tension (TP) associés et les convertissent en fonction de niveau d'amplitude appropriés pour le traitement interne du relais. Etant donné que les convertisseurs analogique-numérique n'acceptent que des signaux de tension, ces modules convertissent également les courants à des tensions équivalentes.

VIII.4 Filtre anti-repliement

Pour éviter l'apparition des fréquences de repliement, il faut respecter le principe de la conduite de **Shannon** disant qu'il faut au moins plus que deux échantillons sur une période pour décrire un signal pour ne pas perdre aucune information dans un signal, il suffit d'échantillonner à au moins $2f_{max}$, f_{max} étant la fréquence maximale dans le spectre d'amplitude. Pour ce faire les relais sont équipés de filtres anti-repliement qui sont des filtres passe-bas de très forte pente éliminant ainsi la partie haute fréquence des signaux qui perturberaient l'interprétation de l'analyse spectrale (figure VIII.1).

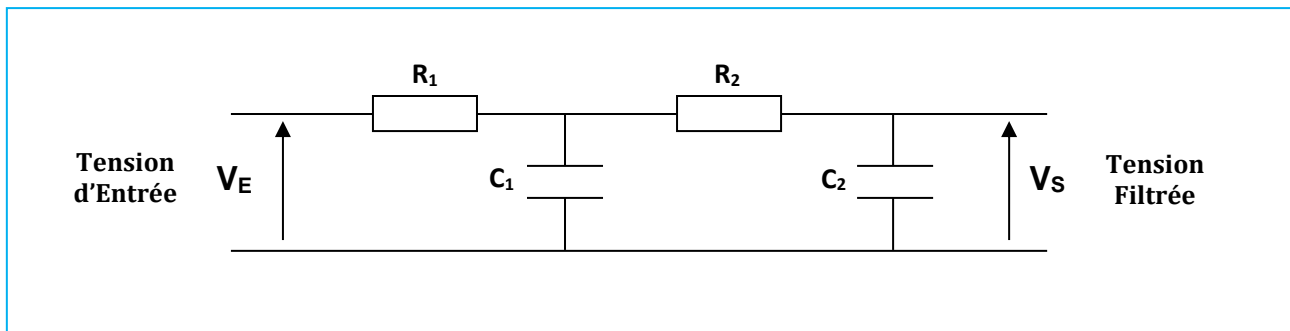


Figure VIII.2 : Filtre anti-repliement analogique

Le filtre anti-repliement peut être modélisé par un filtre numérique de type Butterworth, Tchebychev ou Bessel.

VIII.4.1 Filtre de type Butterworth

Un filtre de Butterworth est un très bon compromis, il assure une réponse plate avec un retard de groupe constant pour les fréquences inférieures à $f_c/2$.

$$H(f) = \frac{1}{\sqrt{1+(f/f_0)^{2N}}} \quad \text{VIII.1}$$

Avec :

H : Fonction de transfert du filtre.

N : Ordre de filtre.

f : La fréquence du signal.

f_0 : La fréquence de coupure.

VIII.4.2 Filtre de type Tchebychev

Un filtre de Tchebychev donnera une atténuation rapide mais par contre on aura de l'ondulation dans la bande passante et un très mauvais retard de groupe.

VIII.4.3 Filtre de type Bessel

Un filtre dit de Bessel assurera un temps retard de groupe constant dans la bande passante, mais une atténuation lente.

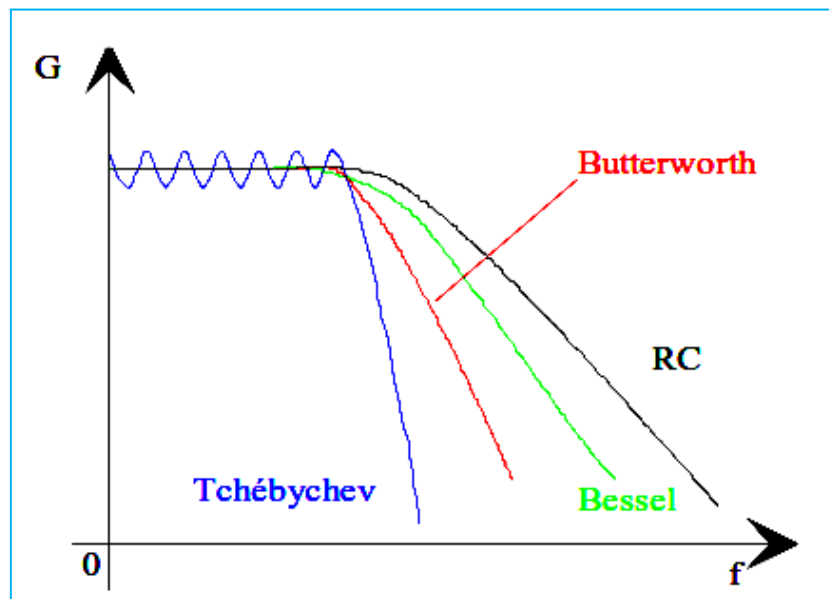


Figure VIII.3 : Propriétés de différentes synthèses de filtre.

VIII.5 Multiplexage

Les convertisseurs (CAN) sont relativement chers, pour n'utiliser qu'un seul convertisseur on fera appel à un multiplexeur. Le multiplexage est la technique permettant de faire passer plusieurs signaux analogiques sur un même circuit ou un même câble. Le multiplexage (temporel) consiste à diviser le temps, par exemple chaque seconde en petits intervalles, et à attribuer un intervalle de temps donné à chaque signal. Le multiplexeur est une sortie d'aiguillage. A chaque impulsion de l'horloge, il met successivement en contact pendant une durée très courte (qu'on peut en première approximation considérer comme nulle) le signal issue de chaque une des voies et le convertisseur. Le reste du temps c'est-à-dire pratiquement en permanence, il fonctionne comme un interrupteur ouvert ; il charge chaque une des voies

sur l'impédance d'entrée du système d'acquisition, mais n'assurant aucune liaison physique entre les voies et le convertisseur.

VIII.6 Conversion Analogique-Numérique :

La conversion numérique d'un signal analogique consiste à prélever des échantillons de ce signal à des instants réguliers. Pour échantillonner un signal, on définit une durée, appelée période d'échantillonnage, qui est l'intervalle de temps entre deux valeurs converties. Cette période doit être choisie suffisamment courte pour que l'échantillonnage soit significatif.

La condition de **Shannon** fixe la limite inférieure absolue de la fréquence d'échantillonnage. Il montre que la fréquence d'échantillonnage doit être supérieure au double de la plus haute fréquence contenue dans le signal d'entrée afin de pouvoir reconstituer fidèlement le signal.

En générale, pour s'assurer de cette condition, on applique un filtre passe-bas (filtre anti-repliement) avant l'échantillonnage du signal.

L'échantillonnage:

La première phase d'une conversion analogique-numérique s'appelle l'échantillonnage. Cette phase est réalisée par le convertisseur analogique-numérique. L'échantillonnage consiste à transformer un signal analogique (continu) en signal numérique (discret) (figure VIII.4), en capturant des valeurs à intervalle de temps régulier. C'est une étape nécessaire pour pouvoir enregistrer, analyser et traiter un signal par ordinateur, car celui-ci ne peut traiter que des nombres. L'échantillonnage est une étape nécessaire à la numérisation d'un signal.

La fréquence à laquelle les valeurs sont capturées est la fréquence d'échantillonnage, appelée aussi cadence d'échantillonnage, ou taux d'échantillonnage, exprimée en Hz.

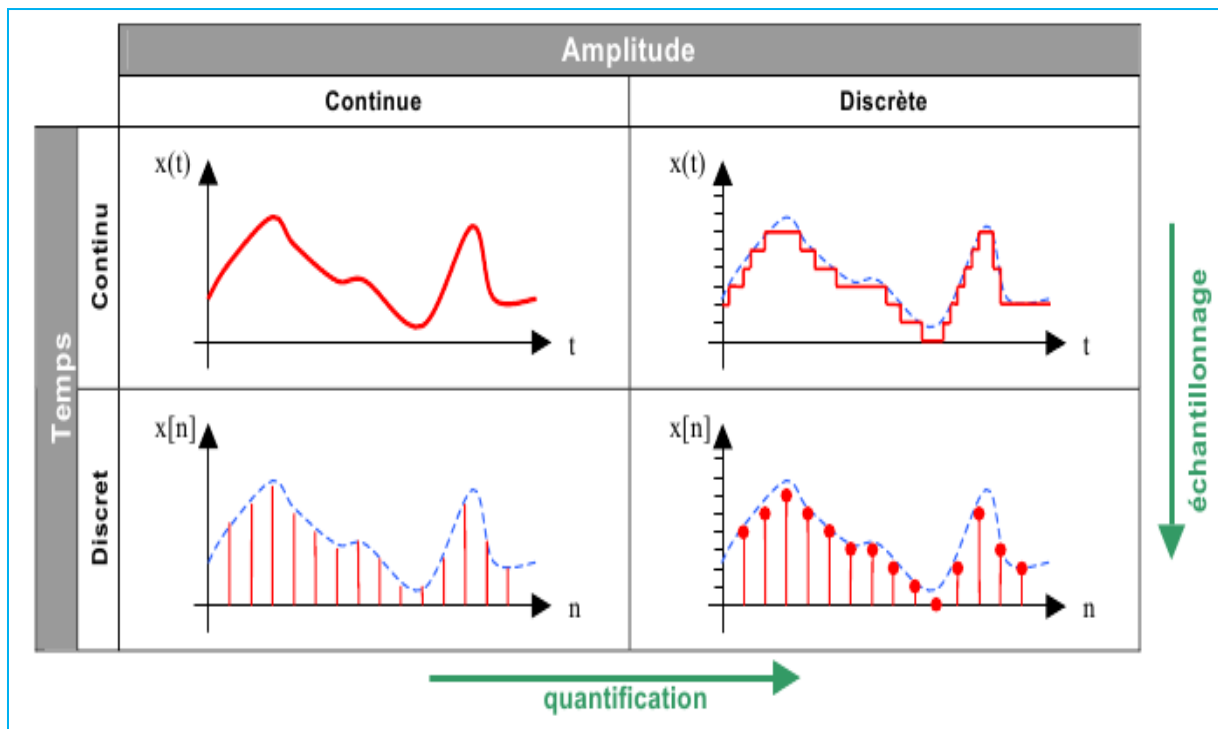


Figure VIII.4 : Classification morphologique des signaux

On obtient donc 4 classes de signaux :

- Les signaux analogiques : dont l'amplitude et le temps sont continus.
- Les signaux quantifiés : dont l'amplitude est discrète et le temps continu.
- Les signaux échantillonnés : dont l'amplitude est continue et le temps discret.
- Les signaux numériques : dont l'amplitude et le temps sont discrets.

VIII.7 Algorithmes d'évaluation des quantités des phases :

Les algorithmes sont des programmes utilisés dans les microprocesseurs qui manipulent les échantillons de tensions et des courants pour produire des paramètres nécessaires pour le fonctionnement du relais de protection numérique.

Les performances de l'ensemble de ces algorithmes dépendent de l'obtention de l'estimation exacte de la composante de fréquence fondamentale d'un signal de quelques échantillons.

VIII.8 Microprocesseur :

Le microprocesseur est le cœur du relais numérique, c'est lui qui exécute le programme de l'algorithme choisi pour la détection ou la localisation des défauts.

Il s'agit en particulier des tâches suivantes:

- Filtrage et préparation des grandeurs mesurées,
- Supervision continue des grandeurs mesurées,
- Supervision des conditions de mise en route pour les différentes fonctions de protection,
- Interrogation de seuils et de temporisations,
- Contrôle des signaux pour les fonctions logiques,
- Décisions relatives aux commandes de déclenchement et d'enclenchement,
- Enregistrement des signalisations, messages de défauts et enregistrements perturbographiques pour l'analyse des défauts,
- Gestion du système d'exploitation et des fonctions associées, comme par exemple : l'enregistrement de données, l'horloge en temps réel, la communication, les interfaces, etc.

Les composants externes au microprocesseur sont les trois modules de mémoires différents qui sont :

- La mémoire RAM (Read Access Memory) qui est utilisée comme bloc-notes pour la mesure et le calcul des résultats, le stockage des valeurs mémorisées, etc.
- La mémoire ROM (Read Only Memory) qui renferme le programme de base du module.
- La mémoire EEPROM (Electrically Erasable Programmable Read Only Memory) qui est utilisée comme mémoire de stockage des paramètres, c'est-à-dire, de toutes les valeurs de configuration ou de réglage.

VIII.9 Commande des organes de coupure :

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint, la protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture de disjoncteur associé à cet ouvrage dont les caractéristiques sont adaptées au courant de défaut à couper. L'énergie nécessaire au fonctionnement des protections et du disjoncteur est en générale fournie par des sources auxiliaires à courant continu.

IX.1 Les surtensions

Une surtension est une impulsion ou une onde de tension qui se superpose à la tension nominale du réseau.

Une surtension perturbe les équipements et produit un rayonnement électromagnétique. En plus, la durée de la surtension (T) cause un pic énergétique dans les circuits électriques qui est susceptible de détruire des équipements.

Quatre types de surtension peuvent perturber les installations électriques et les récepteurs :

- Surtensions de manœuvre : surtensions à haute fréquence ou oscillatoire amortie causées par une modification du régime établi dans un réseau électrique (lors d'une manœuvre d'appareillage).
- Les surtensions à fréquence industrielle : surtensions à la même fréquence que le réseau (50, 60 ou 400 Hz) causées par un changement d'état permanent du réseau (suite à un défaut : défaut d'isolement, rupture conducteur neutre, ..).
- Surtensions causées par des décharges électrostatiques : surtensions à très haute fréquence très courtes (quelques nanosecondes) causées par la décharge de charges électriques accumulées (par exemple, une personne marchant sur une moquette avec des semelles isolantes se charge électriquement à une tension de plusieurs kilovolts).
- Surtensions d'origine atmosphérique.

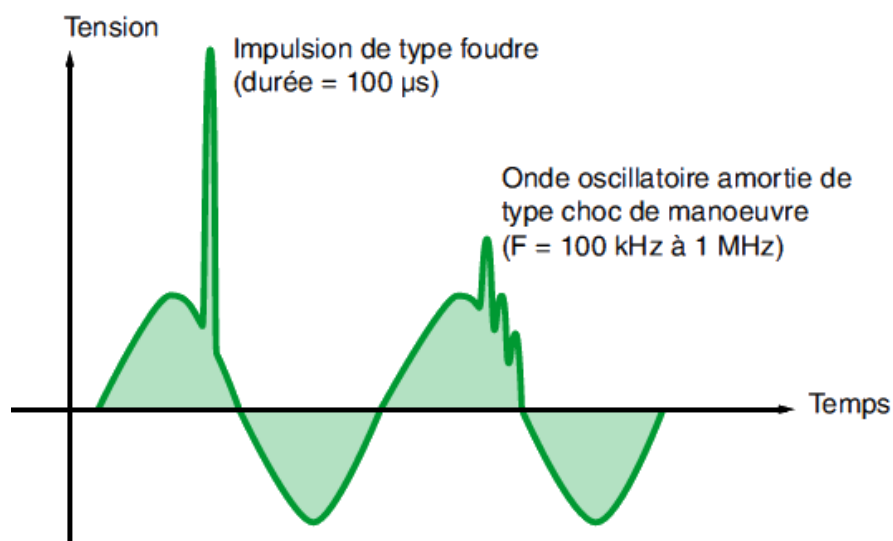


Figure IX.1 : Exemples de surtension

IX.1.1 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique

Dans le monde, entre 2000 et 5000 orages sont constamment en formation. Ces orages sont accompagnés de coups de foudre qui constituent un sérieux risque pour les personnes et les matériels. Les éclairs frappent le sol à la moyenne de 30 à 100 coups par seconde, soit 3 milliards de coups de foudre chaque année. Pour les valeurs caractéristiques de foudroisement, 50% des coups de foudre sont d'intensité supérieure à 33 kA et 5% d'intensité supérieure à 65 kA. L'énergie transportée par le coup de foudre est donc très élevée.

Le phénomène atmosphérique de la foudre est dû à la décharge subite de l'énergie électrique accumulée à l'intérieur des nuages orageux. En cas d'orage, le nuage se charge très rapidement d'électricité. Il se comporte alors comme un condensateur géant avec le sol. Lorsque l'énergie emmagasinée devient suffisante, les premiers éclairs apparaissent à l'intérieur du nuage (phase de développement). Dans la demi-heure suivante, les éclairs se forment entre le nuage et le sol. Ce sont les coups de foudre. Ils s'accompagnent de pluies (phase de maturité) et de coups de tonnerre (dû à la brutale dilatation de l'air surchauffé par l'arc électrique). Progressivement, l'activité du nuage diminue tandis que le foudroisement s'intensifie au sol. Il s'accompagne de fortes précipitations, de grêle et de rafales de vent violentes (phase d'effondrement).

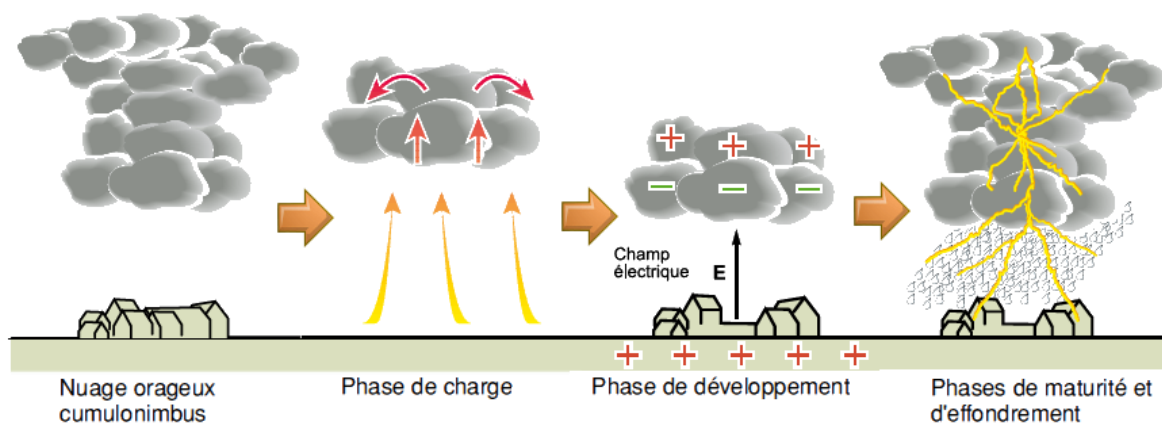


Figure IX.2 : Formation de la foudre

Un coup de foudre est caractérisé par son temps de montée et temps de queue.

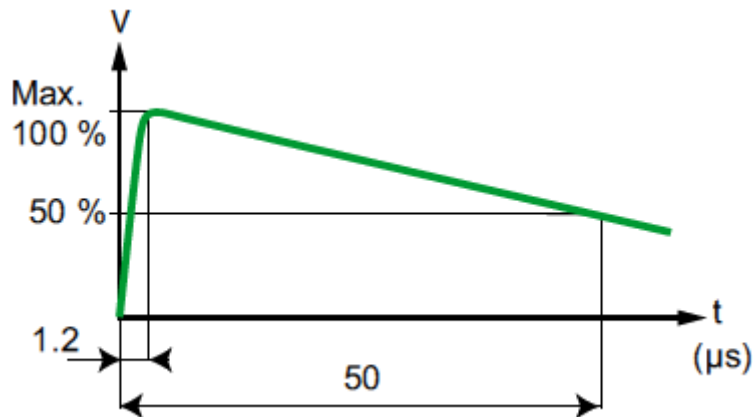


Figure IX.3 : Modèle de coup de foudre

Lors d'un coup de foudre, plusieurs arcs se succèdent jusqu'à l'extinction.

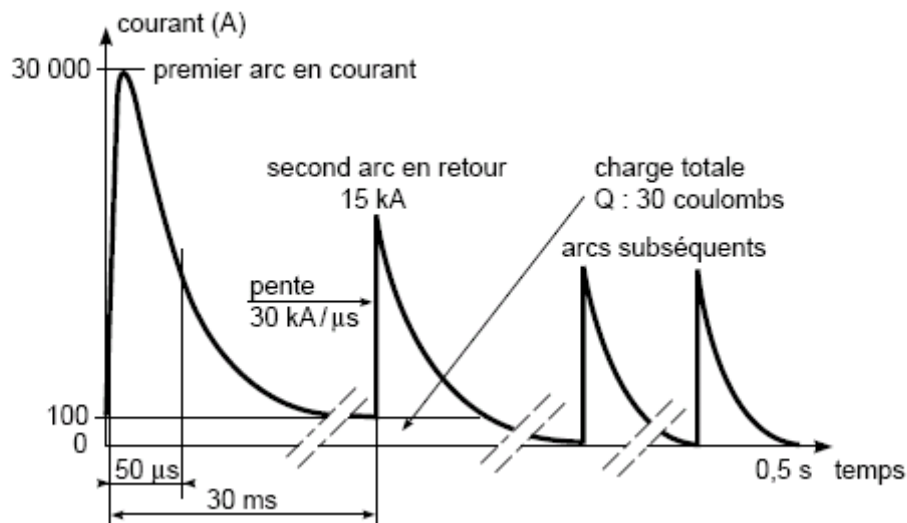


Figure IX.4 : Courant de coup de foudre

IX.1.2 Effets sur le réseau électriques

En plus des effets produits par tout courant électrique, la foudre provoque des rayonnements électromagnétiques très importants, qui peuvent induire des surtensions dangereuses dans les réseaux et circuits électriques.

Ces deux aspects du courant de foudre conduisent à dire qu'il y a deux grandes catégories d'effets à considérer : les effets directs et les effets indirects.

Parmi ces effets :

- **Les effets thermiques**

Ce sont les effets Joule dus à la circulation du courant de foudre à travers divers corps, objets et supports qu'il utilise le long de son trajet vers la terre. Cela peut provoquer un incendie ou une fusion, en particulier aux points d'impact de la foudre et aux points de jonction et connexions le long du chemin emprunté par le courant de foudre. Malgré sa très forte intensité et une chaleur dépassant les 10 000 °C, l'arc en retour a une durée tellement brève que ses effets thermiques restent généralement limités. Les incendies dus à la foudre sont plus souvent la conséquence de la persistance d'un courant de l'ordre de 100 à 200 A durant toute la durée du coup de foudre, c'est-à-dire quelques centaines de millisecondes.

- **Les effets électrodynamiques**

Lorsque le courant de foudre emprunte des conducteurs parallèles, il s'exerce entre ces conducteurs des forces électrodynamiques importantes. Cela peut entraîner des ruptures ou des déformations mécaniques (par exemple, des câbles écrasés ou aplatis). Généralement le courant de foudre circule dans le même sens dans l'ensemble des conducteurs ; il s'agit alors de forces d'attraction.

- **Les effets de déflagration**

Le canal de foudre engendre une dilatation de l'air et une surpression importante jusqu'à une dizaine de mètres de distance. L'effet de souffle peut briser les vitres ou cloisons et peut projeter des animaux ou des personnes à plusieurs mètres. La propagation de la surpression dans l'air provoque une onde sonore, le tonnerre.

- **Les surtensions conduites**

A la suite d'un impact sur des lignes aériennes d'alimentation électrique ou de télécommunications, une onde de choc (une surtension) est véhiculée le long de ces lignes. Celle-ci peut entraîner des destructions dans les appareils raccordés à l'installation électrique.

- **Les surintensités conduites**

Pour s'écouler à la terre, l'onde de foudre qui emprunte une installation électrique, éventuellement après claquage de l'isolation, peut provoquer des dysfonctionnements et des destructions dans les circuits et les récepteurs électriques.

- **Les surtensions induites**

Le rayonnement électromagnétique dû au courant de foudre impulsif très important, à fort di/dt , donne lieu à des tensions induites dans les circuits touchés par le rayonnement électromagnétique et en particulier dans les circuits formant des boucles (figure 4). D'où des destructions ou dysfonctionnements d'appareils reliés à ces circuits.

- **L'élévation du potentiel de terre**

Lorsqu'un point de la terre reçoit le courant de foudre, le potentiel de ce point s'élève très fortement par rapport aux autres points du sol. D'où l'apparition d'un gradient de potentiel dans le sol, pouvant créer des situations dangereuses.

IX.2 Les moyens de protection

La protection contre la foudre consiste à :

Pour les effets directs

- capturer la foudre en constituant un point d'impact privilégié avec un dispositif de capture naturel ou spécifique (paratonnerre, cage maillée ou fil tendu),
- canaliser le courant de foudre en facilitant son passage au moyen d'une "descente de terre",
- écouler le courant de foudre à la terre en assurant sa dispersion dans le sol avec une "prise de terre paratonnerre".

Pour les effets indirects

- interdire au courant de foudre d'atteindre les équipements en le dérivant vers la terre avec un parafoudre ou parasurtenseur tel qu'un barrage stoppe et canalise l'écoulement de l'eau,
- maintenir une tension résiduelle compatible avec les équipements protégés,
- canaliser et écouler le courant à la terre.

Toutes les protections utilisées contre la foudre consistent à dévier le courant vers la terre. Notons que les perturbations dues aux coups de foudre directs (déclenchement et réenclenchement des disjoncteurs) sont beaucoup plus fréquentes que les dégâts eux-mêmes dont on a appris à se prémunir.

IX.2.1 Paratonnerre

Le Paratonnerre est un conducteur relié à la terre qui présente au sommet une forme pointue. Il est placé sur ou près de l'installation à protéger.

Principe de fonctionnement :

Grâce au pouvoir de pointe, une décharge créée au sommet du paratonnerre progresse à la rencontre et la capture du traceur de la foudre pour dévier le courant vers la terre.

Remarque : Lorsque le traceur s'approche du sol, le champ électrique à la verticale de la pointe du traceur s'accroît et atteint en certains endroits des valeurs pouvant atteindre 300 à 400 kV/m.

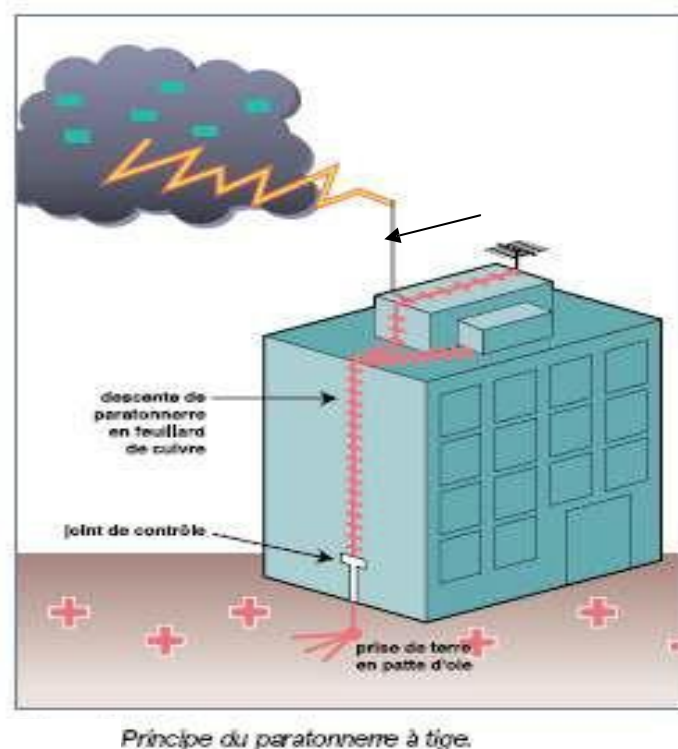


Figure IX.5 : Principe du paratonnerre à tige

Zones de protection contre la foudre :

La zone de capture est définie comme un volume bien déterminé pour lequel l'entrée en contact d'un canal ionisé, provoquera à coup sûr l'amorçage du coup de foudre sur le sommet de la tige. L'expérience montre que pour un paratonnerre en forme de mat (tige), l'intérieur d'un cône ($\alpha = 45^\circ$), centré sur la tige, présente une bonne probabilité de protection (voir figure).

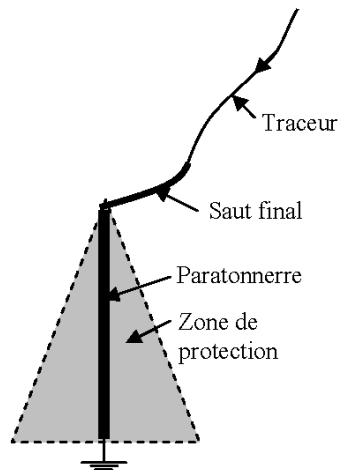


Figure IX.6 : Zone de protection

Distance critique d'amorçage d_c :

Elle représente la distance de capture (saut final) entre le traceur et le sommet de la tige. Elle est donnée par la formule empirique :

$$d_c = 6,7 I^{0,8} \quad \text{IX.1}$$

I : courant de crête de la foudre.

On constate que la zone de capture est d'autant plus grande que la foudre est intense. Par contre, si la foudre est faible la protection est moins sûre.

Exemple : Si $I = 10 \text{ kA}$, $d_c = 42 \text{ m}$; $I = 100 \text{ kA}$, $d_c = 270 \text{ m}$

IX.2.2 Eclateurs

L'éclateur est généralement placé en parallèle avec l'isolateur, il est formé de deux électrodes-pointes, dont l'une est reliée à la terre et l'autre à l'installation à protéger (fig IX.7).

Quand l'onde de tension frappe l'installation, la grande surtension qui apparaît aux bornes de l'éclateur produit un arc électrique qui dévie le courant vers la terre, car le courant choisit le chemin le moins résistant.

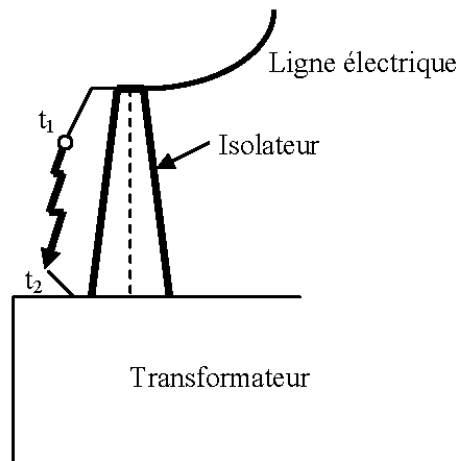


Figure IX.7 : Exemple de protection d'un transformateur par éclateur à tiges

Remarque :

- Bon marché et facilement réalisable, l'éclateur présente un grave inconvénient : l'arc amorcé par la surtension crée un milieu ionisé qui fait que le courant de suite est pratiquement égal au courant de court-circuit.

Il s'en suivra une interruption de service provoquée par les protections contre les surintensités, ce qu'il faut naturellement éviter.

- Les 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 des varistances pour assurer une bonne coordination de l'isolement, avec plus de sécurité.

IX.2.3 Câble de garde

Le câble de garde protège contre la foudre car il est placé juste au-dessus des conducteurs, en cas de coup de foudre c'est lui qui est touché en premier. Après l'impact de la foudre il transfère le courant vers la terre à travers le pylône. La présence des câbles de garde n'empêche pas à coup sûr d'éviter les coups de foudre, ils sont néanmoins utiles dans la mesure où leur présence fait diminuer leur probabilité dans un rapport de 1,5 à 5 environ, selon l'activité orageuse de la région (figure IX.8).

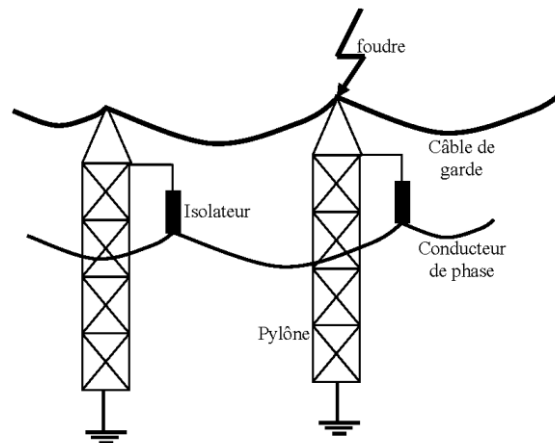


Figure IX.8 : Exemple de câble de garde sur une ligne

Il y a une dizaine d'années, pour des raisons économiques, les câbles de garde sont placés généralement à l'entrée et la sortie des postes. Mais actuellement, comme il est utilisé pour les communications HF par SONEGAS, le câble de garde tend à relier tout le réseau national.

Le câble de garde a un diamètre inférieur ou égal au conducteur de phase. En plus du rôle de protection, il contribue à l'amortissement des ondes de surtension de foudre par abaissement de l'impédance caractéristique des conducteurs de phase ainsi que le blindage possible des lignes des télécommunications.

Signalons que la majorité des coups de foudre sur conducteur provoque un amorçage pour les réseaux de tensions inférieures à 400 kV. L'amorçage de la ligne lors d'un coup direct étant certain, on cherche à s'en protéger en plaçant les câbles de garde.

IX.2.3 Parafoudres

a- Principe de fonctionnement :

La varistance est une résistance non linéaire qui chute considérablement lorsque la tension augmente. En fonctionnement normal en l'absence de surtension, la résistance de la varistance est très élevée et empêche le passage du courant de la ligne vers la terre. Par contre, en régime de surtension la résistance chute subitement pour dévier le courant, et donc la surtension, vers la terre. Quand l'onde de tension arrive par la ligne électrique, le courant de la foudre choisit le chemin le moins résistant, celui de la varistance, et dévie ainsi vers la terre. C'est pratiquement le même principe de fonctionnement que l'éclateur, car dans les deux cas c'est

la résistance de l'équipement de protection qui chute : pour l'éclateur grâce au claquage, pour la varistance grâce à la résistance non linéaire.

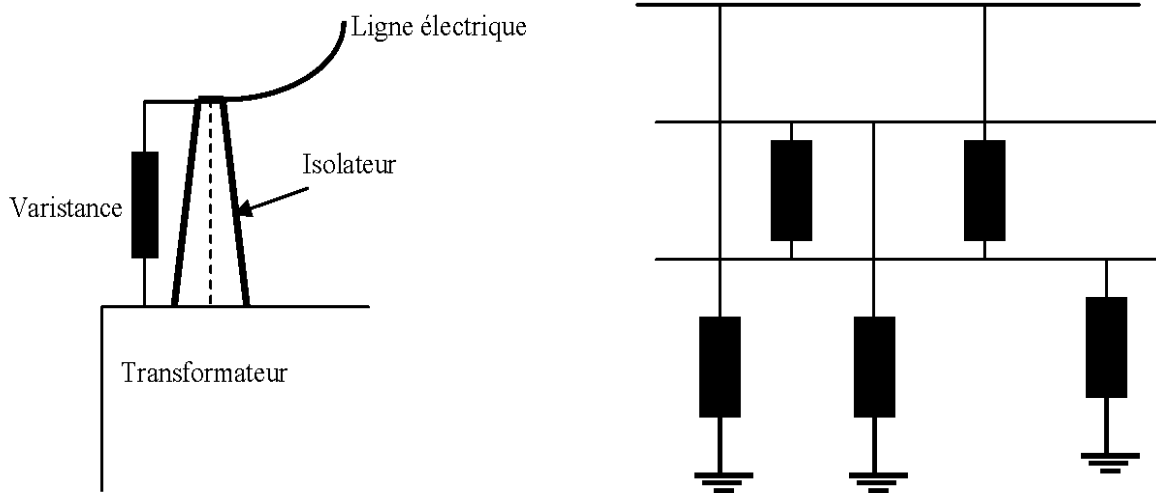


Figure IX.9 : Exemple de protection par varistance pour transformateur et ligne

b- Courbe caractéristique « courant-tension » d'une varistance :

Généralement c'est une varistance en céramique, composée pour la plus grande partie, d'oxyde de zinc (ZnO). La figure IX.10 illustre schématiquement la courbe caractéristique courant-tension du parafoudre. On a choisi pour les abscisses une échelle logarithmique : par exemple, quand le courant est multiplié par 10^7 , la tension aux bornes de la varistance n'est multipliée que par 2 environ. La résistance est non linéaire et la chute de tension très faible, ce sont là les deux propriétés principales de la varistance. A l'apparition d'une surtension, le parafoudre doit s'amorcer rapidement ($< 0,1 \mu s$).

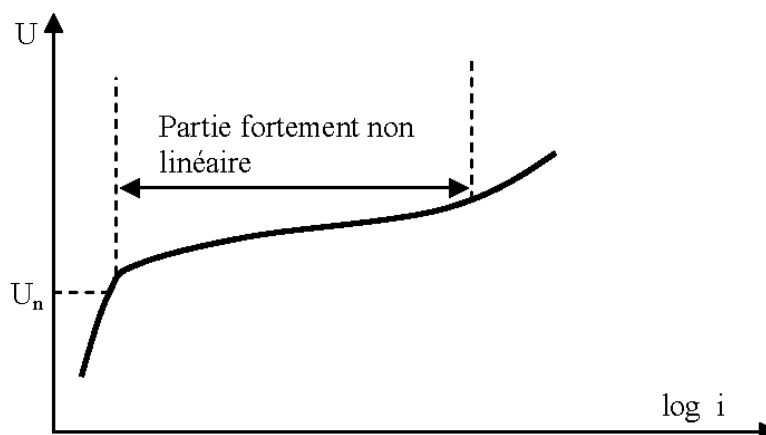


Figure IX.10 : Courbe caractéristique courant-tension d'une varistance à oxydes métalliques

c- Double protection :

Protection en série utilisée pour protéger les équipements importants (chers) et sensibles.

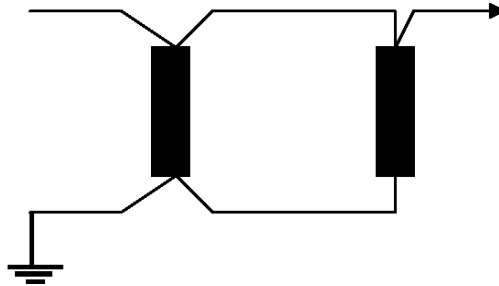


Figure IX.11 : Double protection

IX.2.4 Cages maillées

C'est une protection utilisée dans les bâtiments (nouveaux) sensibles et importants (électronique, informatique, militaire...). Le blindage externe protège contre les ondes de la foudre.

Ce principe est utilisé pour les bâtiments très sensibles et importants (militaire, tours de contrôle...), abritant du matériel informatique ou des circuits intégrés. Il consiste à multiplier les feuillards de descente à l'extérieur du bâtiment de façon symétrique. On ajoute des liaisons horizontales si le bâtiment est haut ; par exemple tous les deux étages (figure). Les conducteurs de descente sont reliés à la terre par des pattes d'oies. L'effet résulte en une meilleure equi-potentialité du bâtiment et la division des courants de foudre, réduisant ainsi fortement les champs et inductions électromagnétiques.

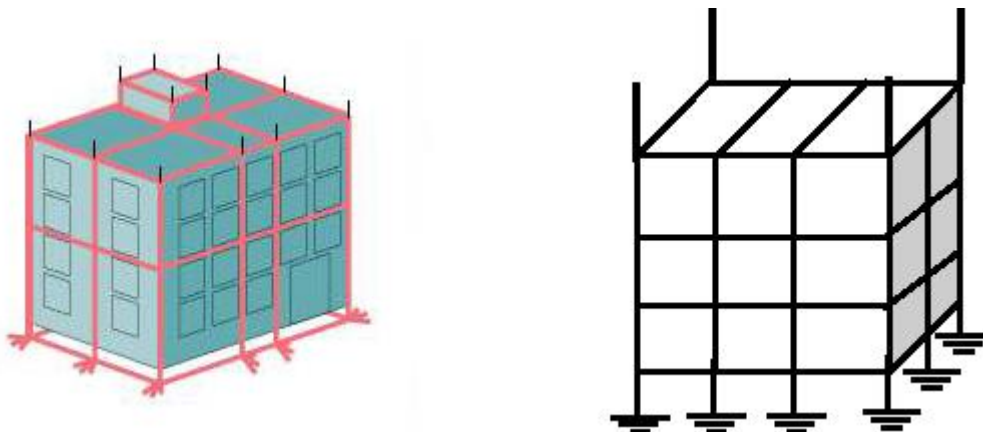


Figure IX.12 : Principe de cage maillée