

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique

679



Mémoire de fin d'étude
pour l'obtention du diplôme de Master Académique

Domaine : Sciences et Techniques
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Protection et contrôle des réseaux
électriques



la
**Principes de protection des réseaux
électriques**

Présenté par : - Labreche Walid
- Hocine Teerrab

Sous la direction de : **Dr.Bounaya Kamel**

JUIN 2011

Remerciements :



Nous remercions notre Dieu, le tout puissant qui nous a donné le pouvoir d'effectuer notre projet de fin d'étude.

Après, nous tenons à remercier vivement notre encadreur Mr. Bounaya Kamel pour ses enseignements, ces conseils judicieux et ses méthodes qui ont été bénéfique pour notre formation ainsi que élaboration de ce travail.

Ainsi que les enseignants de l'institut de génie électrique qui ont activement participé à notre formation.

Sans oublier de remercier tous les étudiants du groupe M2 (protection et contrôle des réseaux électriques), et tous les personnes qui participe à la réalisation de ce travail.

Sommaire

Présentation.....	1
-------------------	---

Chapitre 1 : Généralités sur la protection.

1.1. Définition de la protection.....	3
1.2. But de la protection.....	3
1.3. Les étapes d'études de la protection d'un réseau.....	4
1.3.1 Définition d'un système de protection.....	4
1.3.2 Détermination des réglages des unités de protection.....	6
1.4. Architecture des réseaux électriques.....	6

Chapitre 2 : Régimes des neutres

2.1. Neutre isolé.....	10
2.2. Mise à la terre par résistance.....	12
2.3. Mise à la terre par réactance faible.....	13
2.4. Mise à la terre par réactance de compensation.....	14
2.5. Neutre direct à la terre.....	15

Chapitre 3 : Propriétés de la protection

3.1. Sélectivité.....	16
3.1.1. Sélectivité ampèremétrique	17
3.1.2. Sélectivité chronométrique.....	19

3.1.3. Sélectivité logique.....	21
3.1.4. Sélectivité directionnelle.....	23
3.1.4.1. Principes de fonctionnement	23
3.1.4.2. Application de la protection directionnelle dans un réseau bouclé	24
3.1.5. Sélectivité différentielle	26
3.2. Synthèse d'emploi des différents types de protection	28

Chapitre 4 : Courants de court circuit et le réglage de protection

4.1. Type et description de court circuit	30
4.2. Les court circuit triphasé.....	31
4.3. Calcul des courants de court circuit.....	34
4.4. Choix des jeux de barre.....	40
4.5. Protection des lignes parallèles.....	43
4.5.1. Régime normal.....	45
4.5.2. Régime de court circuit	46
4.5.3. Evaluation de la zone morte.....	51
 Conclusion.....	 52
Bibliographie.....	53

Présentation

Lorsqu'un élément du système d'énergie électrique : machine, ligne, transformateur, jeu de barre... etc. Est le siège d'un court-circuit ou défaut d'isolement, il est indispensable de le mettre le plus rapidement possible hors tension. Afin de limiter les dégâts que peuvent causer les courants de défaut ; par exemple les effets thermiques, les effets électrodynamiques, l'instabilité...

Quelque soit la qualité des matériels utilisés et le soin avec lequel on les a assemblés, l'apparition de défaut est inévitable puisque imprévisible. De ce fait Les mesures de sécurité et de protection doivent se conformer à certain principes de base qui sont par ordre de priorité ;

- Sécurité de personnes étrangères à l'utilisation électrique
- Sécurité des personnes non spécialisé utilisant l'installation.
- Sécurité des personnels spécialisés entretenant l'installation.
- Sécurité et maintien en bon état du matériel.
- Fiabilité de fonctionnement du système PTDU.

Pour éviter la détérioration des matériels soumis éventuellement aux surintensités, il est strictement nécessaire de disposer des appareils de coupure capables d'éliminer les courants de court circuit très rapidement. Les surintensités moins importantes doivent être, également, éliminées ; mais on admet dans ces cas une certain temporisation.

Du fait que les systèmes d'énergie électrique installés et utilisés sont, en règle générale, des sources de potentiel (tension), leurs régimes de fonctionnement et la satisfaction au graphique de charge (consommation) sont fondamentalement tributaires de la distribution adéquate du potentiel sur tous les nœuds du système et son maintien stable. D'où l'impact important de la tension. Lors des processus d'écoulement de l'énergie électrique, le système électrique peut se retrouver dans un état de distribution partielle inadmissible, dont l'effet peut se répercuter également de manière inadmissible sur les caractéristiques, aussi bien, des éléments du réseau que des charges.

Ces effets de distribution inadmissible sont engendrés suite à diverses perturbations qui peuvent être fortes ou faibles et de causes internes ou externes. Les perturbations fortes sont définies généralement par les courts circuits, les ruptures de ligne de postes important, la sortie du synchronisme de générateur...etc; Les perturbations faibles sont essentiellement les variations aléatoires des graphiques de charges, l'état et le changement du caractéristiques des éléments du système (par exemple : asymétrie, génération d'harmonique), certains défauts d'isolation. Les causes internes sont liées à l'état des équipements, à leurs caractéristiques, au régime de fonctionnement lui-même (défaut d'isolation, court circuit, surcharges, refus de fonctionnement des protections...). Comme causes externes, on peut citer ; la foudre, le vent, le gel, la pollution de l'atmosphère, les oiseaux...

Chapitre 1

I. Introduction

lo

I.1 Définition de protection

Les systèmes de protection et de contrôle ont pour rôle de surveiller en permanence l'état électrique des éléments du système d'énergie électrique (SEE) et d'initier leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable, telle que court circuit, défaut d'isolement...

Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais il est strictement tributaire des régimes et des processus énergétiques et constitue, de ce fait, une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

Pour atteindre une meilleure fiabilité des systèmes de protection, le choix des caractéristiques de ses divers dispositifs et des lois de contrôle doit être fait à partir de l'analyse du comportement des différents équipements électriques qui composent le système quand ils sont soumis aux perturbations. En effet, l'analyse des régimes perturbés permet de déduire et de quantifier l'impact des diverses perturbations sur les paramètres des régimes et du système, dont les résultats permettent, ensuite, d'extraire les caractéristiques limites des éléments du système de protection et des lois de leur réaction.

lo

1.2 But de protection

Les buts visés par les dispositifs de protection sont multiples :

- Augmenter la fiabilité de la protection des personnes contre les dangers électriques.
- Eviter les détériorations des équipements, en cas de défaut en veillant à la stabilité de leur fonctionnement.
- Réduire et limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels, suite à divers incidents anormaux.
- Préserver la stabilité et la continuité de service du réseau.

-Protéger les installations de proximité ; par exemple, en réduisant les tensions induites dans les circuits par effet mutuel.

Pour atteindre ces objectifs, les systèmes de protection doivent être doués de **rapidité**, de **sensibilité**, de **sélectivité** et de **fiabilité** ; caractéristiques fondamentales et déterminantes de la performance des protections.

Pendant, on doit être conscient des limites de la protection puisque les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse.

La protection ne peut donc empêcher l'apparition des perturbations, puisque son action en est tributaire ; elle ne peut, de ce fait, que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique.

I.3 Les étapes d'études des protections d'un réseau

L'étude des protections d'un réseau se décompose en deux étapes distinctes,

- Définition du système de protection, dite encore plan de protection.
- Détermination des caractéristiques de réglages de chaque unité de protection ; dite également coordination des protections ou sélectivité.

I.3.1 Définition du système de protection

Le système de protection est constitué par un certain nombre d'éléments, dits encore organes, insérés dans une chaîne systématisée, en règle générale, en boucle fermée et à réaction automatique (fig.2). Ces éléments sont essentiellement, les organes de coupure (disjoncteurs), les capteurs (TC, TT...), les relais de démarrage (relais de courant, de tension, de résistance...), les relais de puissance, intermédiaire, de temps, les organes d'exécution...

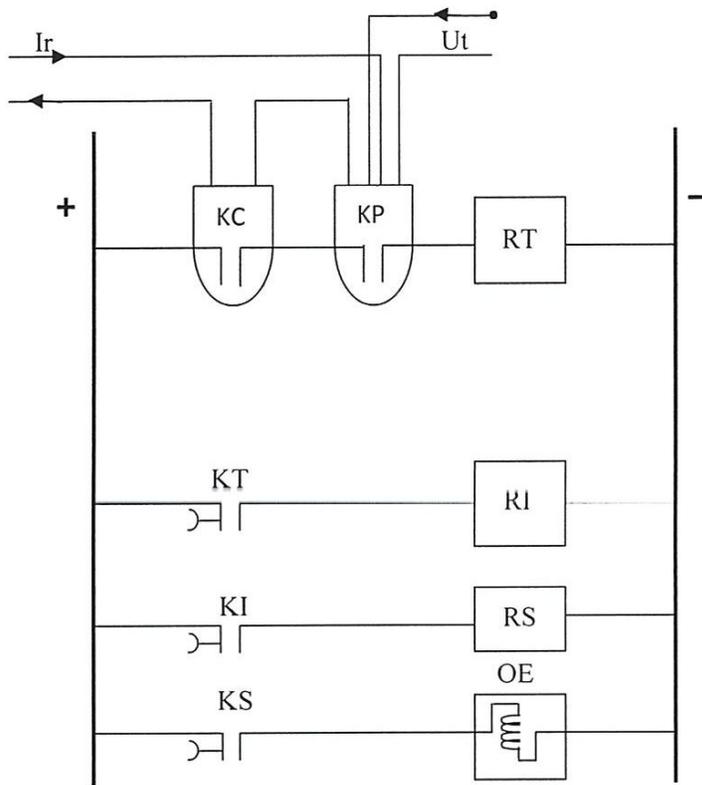


Fig.1 : Exemple de chaîne de commande.

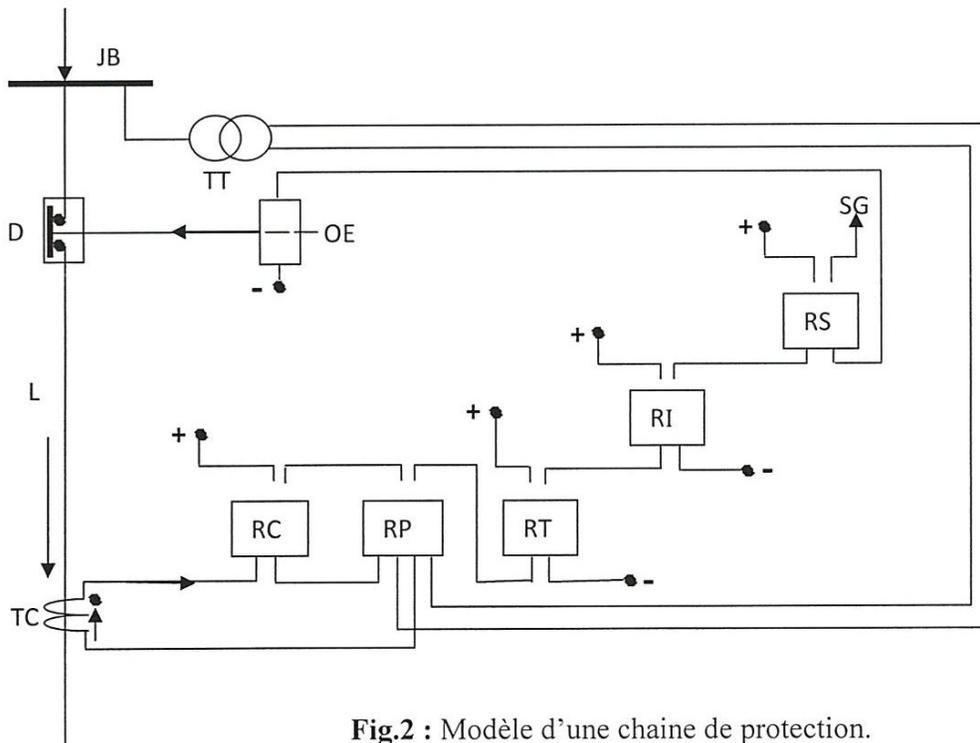


Fig.2 : Modèle d'une chaîne de protection.

D : Disjoncteur ; OE : Organe d'exécution ; SG : Signalisation ;

RS : Relais de signalisation ; RI : Relais intermédiaire ; RT : Relais de temps ;

RP : Relais de puissance ; RC : Relais de courant ;

TC et TT : Respectivement transformateur de courant et de tension.

1.3.2 Détermination des réglages des unités de protection

Chaque fonction de protection est à régler afin d'obtenir les performances optimales dans l'exploitation du réseau et pour tous les modes de fonctionnement.

Les valeurs de réglage adaptées sont issues de calculs complets basés sur les caractéristiques détaillées des éléments de l'installation. Ce type d'étude s'effectue maintenant couramment à l'aide des logiciels spécialisés.

1.4 Architecture du réseau électrique

L'ensemble des constituants d'un réseau électrique peut être agencé selon différentes structures dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le coût d'investissement.

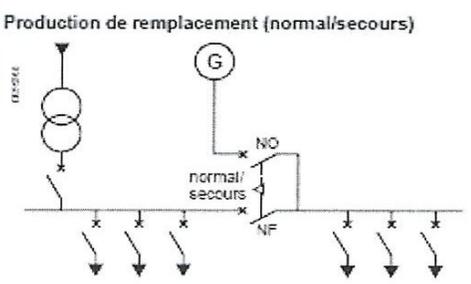
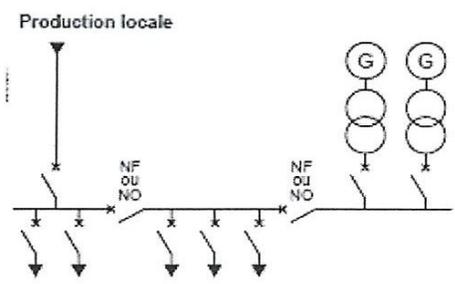
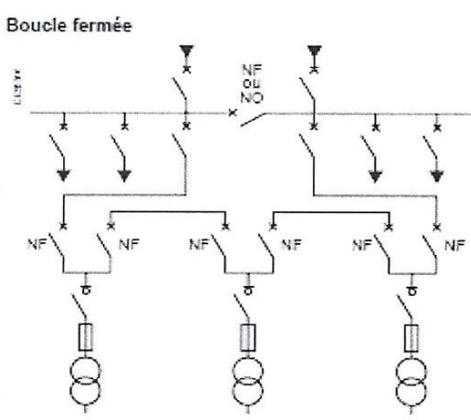
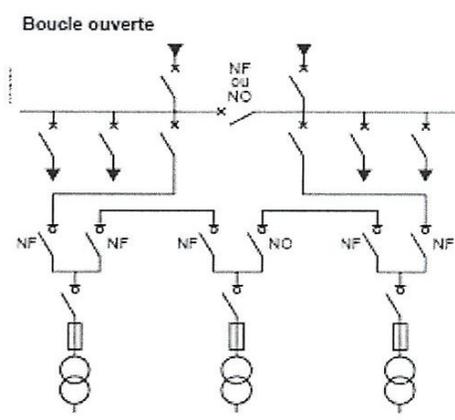
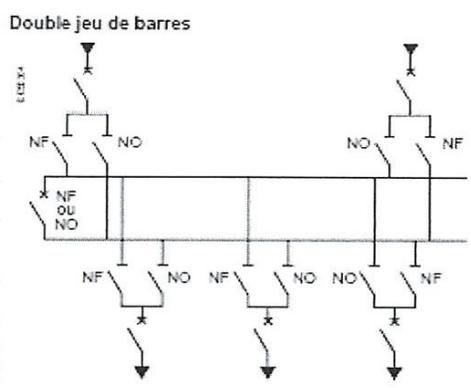
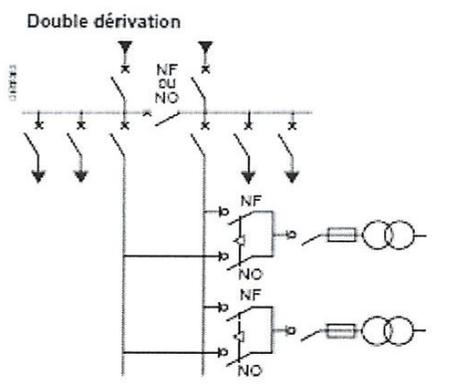
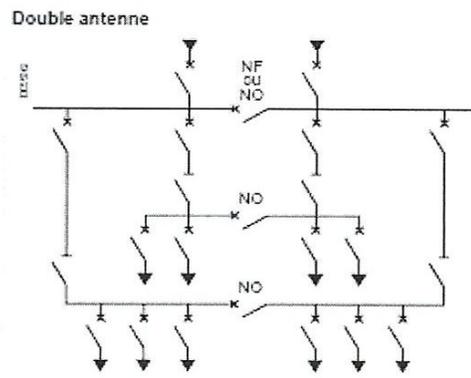
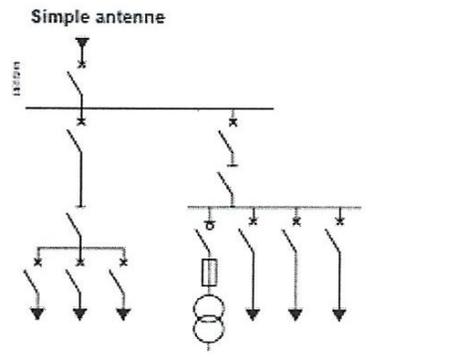
Le choix de l'architecture de réseau sera donc fait pour chaque application sur le critère de l'optimum technico-économique.

On distingue essentiellement les types suivants :

- Les réseaux bouclés.
- Les réseaux à architecture radiale.
- Les réseaux incluant une production interne d'énergie.

Architecture	Utilisation	Avantages	Inconvénients
Radiale Simple antenne	Process non exigeants en continuité d'alimentation Ex. : cimenterie	Structure la plus simple Facile à protéger Coût minimal	Faible disponibilité d'alimentation Temps de coupure sur défaut éventuellement long Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne
Double antenne	Process continu : sidérurgie, pétrochimie	Bonne continuité d'alimentation Maintenance possible du jeu de barres du tableau principal	Solution coûteuse Fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance
Double dérivation	Réseaux étendus Extensions futures limitées	Bonne continuité d'alimentation Simplicité des protections	Nécessité de fonctions d'automatisme
Double jeu de barres	Process à grande continuité de service Process avec forte variation des charges	Bonne continuité d'alimentation Souplesse d'utilisation : transferts sans coupure Souplesse de maintenance	Solution coûteuse Nécessité de fonctions d'automatisme
En boucle Boucle ouverte	Réseaux très étendus Extensions futures importantes Charges concentrées sur différentes zones d'un site	Moins coûteux que la boucle fermée Simplicité des protections	Coupure d'alimentation d'un tronçon sur défaut pendant reconfiguration de boucle Nécessité de fonctions d'automatisme
Boucle fermée	Réseaux à grande continuité de service Réseaux très étendus Charges concentrées sur différentes zones d'un site	Bonne continuité d'alimentation Pas de nécessité de fonctions d'automatisme	Solution coûteuse Complexité du système de protection
Production interne d'énergie Production locale	Sites industriels à process autoproducteur d'énergie Ex. : papeterie, sidérurgie	Bonne continuité d'alimentation Coût de l'énergie (énergie fatale)	Solution coûteuse
Remplacement (normal/secours)	Sites industriels et tertiaires Ex. : hôpitaux	Bonne continuité d'alimentation des départs prioritaires	Nécessité de fonctions d'automatisme

d'après qui ?!



- Différents exemples d'architecture du réseau -

Sous une représentation encore plus simple, on peut donner comme exemple les schémas d'autres modèles de réseau de distribution (fig.3-4).

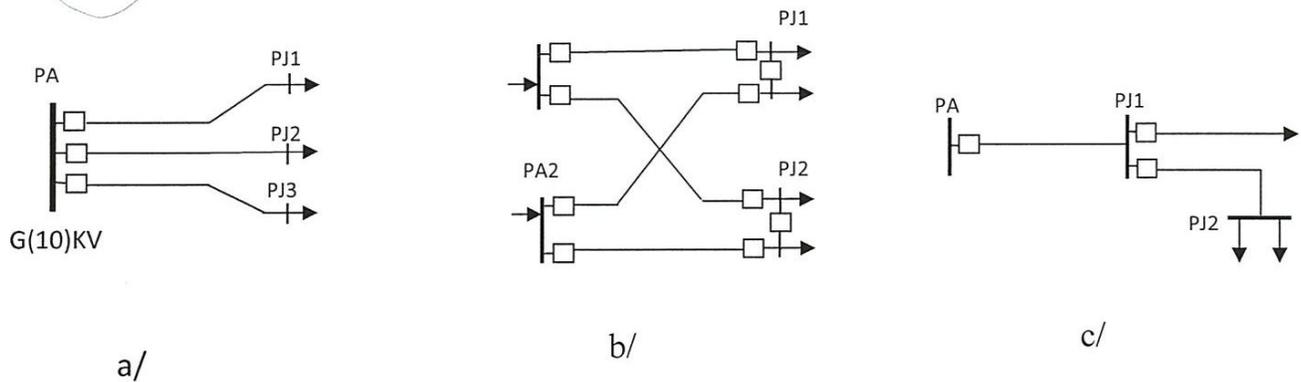


Fig.3 : Modèles de type radial –PA poste d'alimentation -PT poste de transformateur.

a/ Simple, à un palier (Catégorie 3) ;

b/ Deux paliers et double alimentation ; meilleur continuité de service (Catégorie 1,2) ;

c/ Simple à deux paliers ;

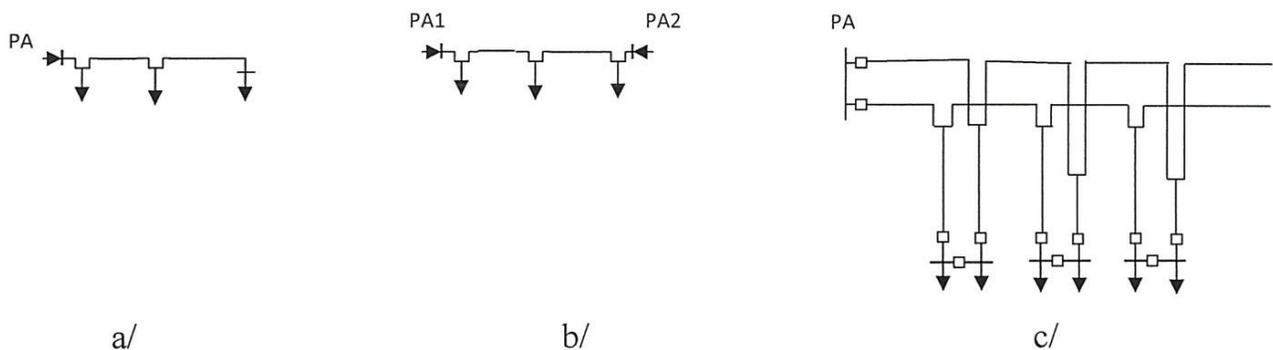


Fig.4 : modèles de type magistral.

a/ simple, une alimentation.

b/ simple, double alimentation (meilleur continuité de service).

c/ double, une alimentation (meilleur continuité de service).

Chapitre 2

2. Régimes de neutre

Le choix de la mise à la terre du neutre des réseaux MT et HT a été pendant longtemps un sujet de controverses passionnées, compte tenu de trouver un compromis unique pour les différents types de réseaux. L'expérience acquise permet aujourd'hui d'effectuer un choix pertinent en fonction des contraintes propres à chaque réseau.

Le potentiel du neutre peut être fixé par rapport à la terre par cinq méthodes selon l'impédance Z_n de liaison que l'on connectera entre neutre et terre :

$Z_n = \infty$ neutre isolé.

Z_n est une résistance (valeur plus ou moins élevée).

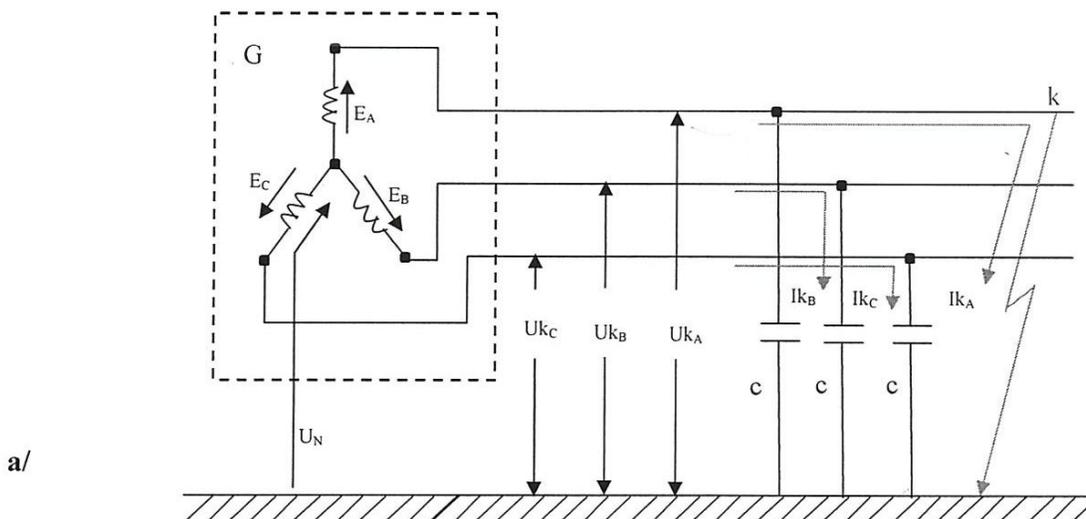
Z_n est une réactance (valeur faible en général).

Z_n est une réactance de compensation.

$Z_n = 0$ le neutre est relié directement à la terre.

2.1 Neutre isolé

Il n'existe aucune liaison électrique intentionnelle entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection.



b/

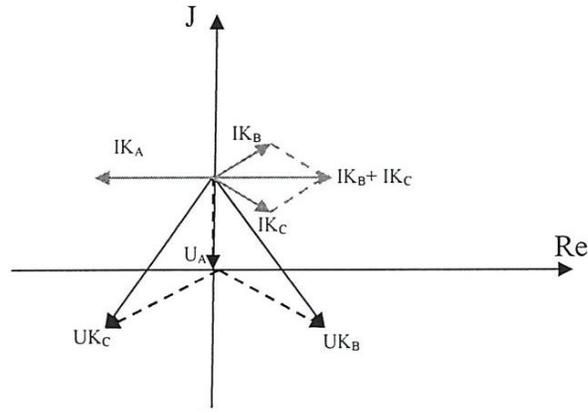


Fig.5 : Régime à neutre isolé.

a/ schéma de principe.

b/diagramme vectoriel.

Avantages

- L'avantage essentiel est la continuité de service du départ en défaut parce que le courant de défaut très faible permet de ne pas déclencher automatiquement au premier défaut : c'est un deuxième défaut qui nécessitera une coupure.

Inconvénients

- La non élimination des surtensions transitoires par écoulement à la terre est un handicap majeur si elles sont élevées.

- la surveillance de l'isolement est obligatoire avec signalisation du premier défaut.

- Il y a des risques de surtensions créés par ferrorésonance.

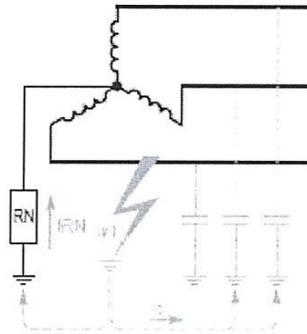
- en cas de mise à la terre d'une phase, les autres se trouvent portée à la tension composée par rapport à la terre.

Application

C'est une solution souvent utilisée pour les réseaux industriels (15 kV) nécessitant la continuité de service.

2.2 Mise à la terre par résistance

Une résistance est connectée volontairement entre le point neutre et la terre.



Avantages

- Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et des surtensions bien écoulées.
- Il n'exige pas l'emploi de matériels ayant un niveau d'isolement entre phase et terre dimensionné pour la tension composée,
- Les protections sont simples, sélective et le courant est limitée.

Inconvénients

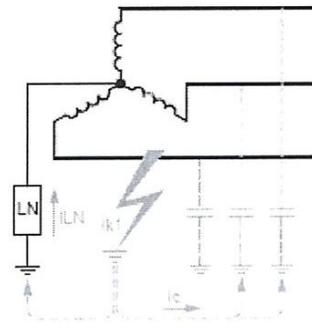
- La continuité de service du départ en défaut est dégradée : en effet, en cas de défaut terre celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut).
- Le cout de la résistance de mise à la terre croit avec la tension et le courant limité.

Application

Plus utilisé aux réseaux MT de distribution publique et industrielle.

2.3 Mise à la terre par réactance faible

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre, pour les réseaux de tension supérieure à 40KV. On préfère utiliser une réactance plutôt qu'une résistance pour des raisons de difficulté de réalisation dues au dégagement de chaleur en cas de défaut.



Avantages

- Ce schéma permet de limiter l'amplitude de courant de défaut.
- Il permet la mise en œuvre de protection sélective simple.
- La bobine de faible résistance n'a pas à dissiper une puissance thermique élevée ce qui réduit son dimensionnement.
- En haute tension le cout est plus avantageux qu'avec une résistance.

Inconvénients

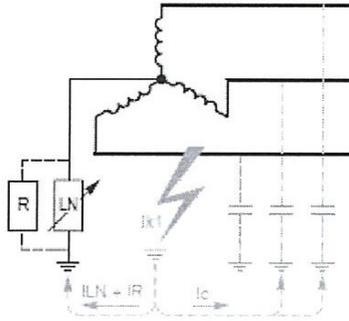
- La continuité de service au départ en défaut est dégradée
- Lors de l'élimination des défauts terres, des surtensions importantes peuvent apparaître, dues à des résonances entre réactance et la capacité du réseau.

Application

Utilisé aux réseaux MT e distribution publique (courant de plusieurs centaines d'ampères).

2.4 Mise à la terre par réactance de compensation

Une réactance accordée sur la capacité phase- terre totale du réseau est intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est voisin de zéro.



Avantages

- Diminuer les courants de défaut même si la capacité phase terre est grande
- A l'endroit du défaut, les tensions de contact sont limitées.
- Le maintien en service de l'installation est assuré malgré un défaut permanent.

Inconvénients

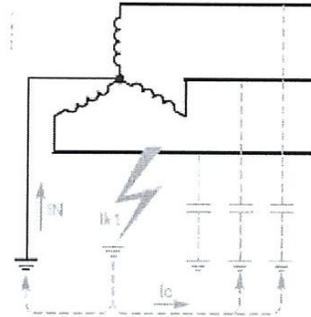
- Le coût de la réactance de mise à la terre peut être élevé en raison de la nécessité de modifier la valeur de la réactance pour adopter la compensation.
- Les risques de surtension transitoire sur le réseau sont importants.
- La présence d'un personnel de surveillance est nécessaire.
- La mise en œuvre de protections sélectives au premier défaut est délicate.

Application

Utilisé aux réseaux de distribution MT ou la valeur de I_c est élevée.

2.5 Neutre direct à la terre

Une liaison électrique d'impédance nulle est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.



Avantages

- Ce schéma est idéal pour l'écoulement des surtensions.
- Il permet l'emploi de matériel ayant un niveau d'isolations dimensionné pour la tension simple.
- Il n'y a pas de protection spécifique.

Inconvénient

- Ce schéma entraîne tous les inconvénients et dangers d'un fort courant de défaut terre : dégâts et perturbation sont maximaux.
- Il n'y a pas de continuité de service du départ en défaut.
- Le danger pour les personnels est important pendant la durée de défaut car les tensions de contact qui se développent sont élevées.

Application

- Utilisé quand la puissance de court circuit de la source est faible.
- Ce type de schéma est généralisé dans les réseaux de distribution Nord-Américaines.

Chapitre 3

3. Propriétés de la protection

Sélectivité :

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité. Il consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par le défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

Différents moyens peuvent être mise en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un RE :

- Sélectivité chronométrique : par le temps ;
- Sélectivité ampèremétrique : par le courant ;
- Sélectivité logique : par échanges d'information ;
- Sélectivité par protection directionnelle ;
- Sélectivité par protection différentielle ;

L'étude de la sélectivité consiste à déterminer les différents réglages (temporisation et seuil) des appareils de protection tout en vérifiant la compatibilité entre les temps d'intervention définies pour les appareils amont et ceux définis pour les appareils aval.

Une telle étude est un travail important car elle considère les différentes valeurs des courants de défauts pouvant apparaître en différents points d'un réseau. Elle vérifie que chaque défaut probable peut être éliminé par deux protection différents, pour palier l'éventuelle défaillance de la protection principalement concernée.

A noter que les réglages des appareils en amont du réseau (arrivée) sont souvent imposés par le distributeur d'énergie, et ceux des appareils en aval (départs) le sont par le circuit de plus forte puissance.

3.1 Sélectivité ampèremétrique

Le principe est basé sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval. Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée ; elle est insensible aux défauts apparaissant au-delà. Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car simple, de coût réduit et rapide. Par contre, la protection en amont n'assure pas le secours de la protection en aval. En pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade tout en assurant une bonne sélectivité.

• L'exemple d'application le plus intéressant est le cas où deux tronçons de lignes sont séparés par un transformateur voir (fig.6).

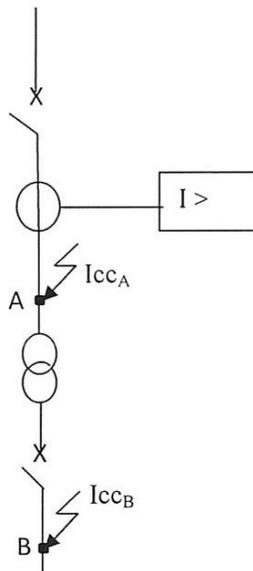


Fig.6 : Deux tronçons de ligne séparés par un transformateur.

La protection à maximum d'intensité est réglée a un seuil I_r tel que :

$$I_{cc_{max}B} < I_r < 0.8I_{cc_{min}A}$$

$I_{cc_{max}B}$: courant de court circuit maximal au point B (en général le court circuit triphasé symétrique) ;

$I_{cc_{min}A}$: courant de court circuit minimal au point A(en général le court circuit biphasé isolé) ;

En raison de la valeur élevée de l'impédance du transformateur, le courant de court circuit en B ramené au niveau de tension amont est en général très inférieur au courant de court circuit en A. La condition ci-dessus est donc facilement réalisable.

La sélectivité ampèremétrique peut être expliquée également par le modèle de principe représenté par la ligne magistrale (fig.7).

Pour réaliser la sélectivité par le principe ampèremétrique, pour le modèle de protection à maximum de courant on choisit le courant de fonctionnement (de seuil) des protections, respectivement, P_1, P_2, P_3, \dots , conformément aux conditions ;

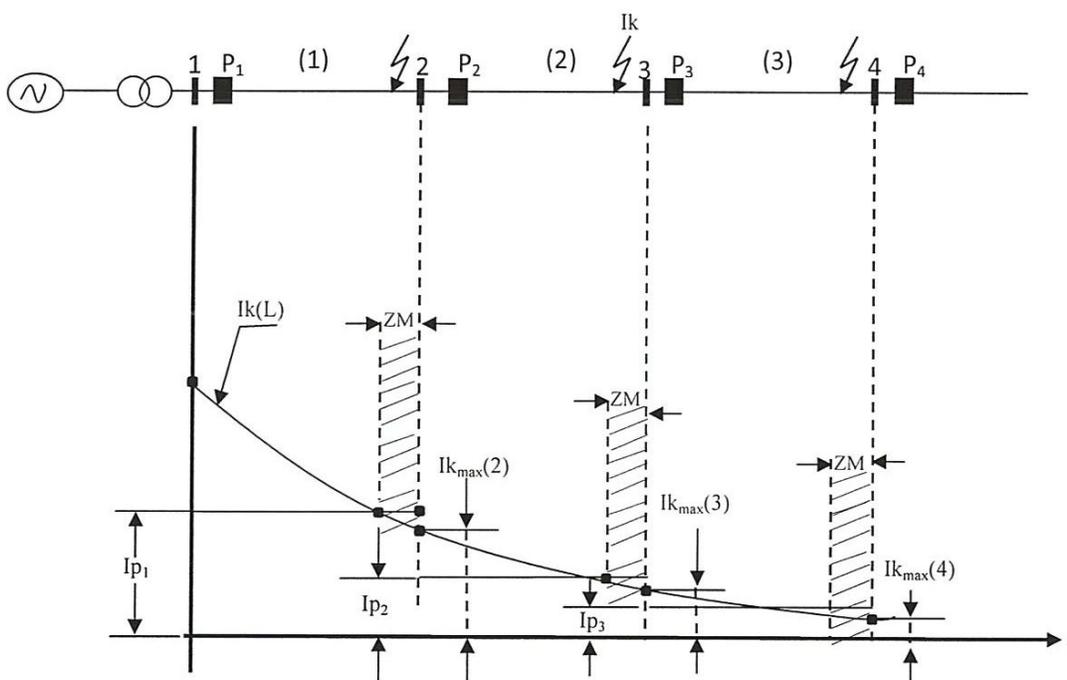


Fig. 7 : Sélectivité ampèremétrique pour protection à maximum de courant.

$$I_{p1} > I_{k_{\max}(2)}$$

$$I_{p2} > I_{k_{\max}(3)}$$

$$I_{p3} > I_{k_{\max}(4)}$$

Ou, $K=1,2,N$ tronçon de ligne à protéger.

Mais cette procédure, pour ce type de réseau, est caractérisée par une zone morte (ZM), dans laquelle la protection est inactive en cas de court circuit. Cet inconvénient, peut être résolu par la combinaison d'autre protection...

3.2 Sélectivité chronométrique :

Le principe chronométrique consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source. Par le même modèle de protection à maximum de courant d'une ligne magistrale, on peut définir de manière plus représentative le principe de temporisation sélective, (fig.8). Les caractéristiques en palier définissent les temporisations sélectives des protections. Dans le cas d'une sélectivité parfaite (ou absolue) le tronçon en court circuit est strictement débranché par la protection qui lui est affiliée ($K1$ par P_1 après $t_{f,1}^1$, $K2$ par P_2 après $t_{f,2}^2$, et $K3$ par P_3 après $T_{f,3}^3$...). Dans le cas d'une défaillance quelconque, le débranchement d'un court circuit sur un tronçon donné est sensé être débranché, dans une priorité hiérarchique imposée par temporisation, par les protections amont. La protection défaillance concernée est dite de sélectivité relative. Autrement dit, pour le court circuit $K3$; les protections doivent réagir, nécessairement dans l'ordre suivant,

* P_3 après $T_{f,3}^3$, sinon

* P_2 après $t_{f,2}^2$, sinon

* P_1 après $t_{f,1}^1$.

Ainsi, on définit la sélectivité qui représente la différence des temps de fonctionnement Δt entre deux protections successives ;

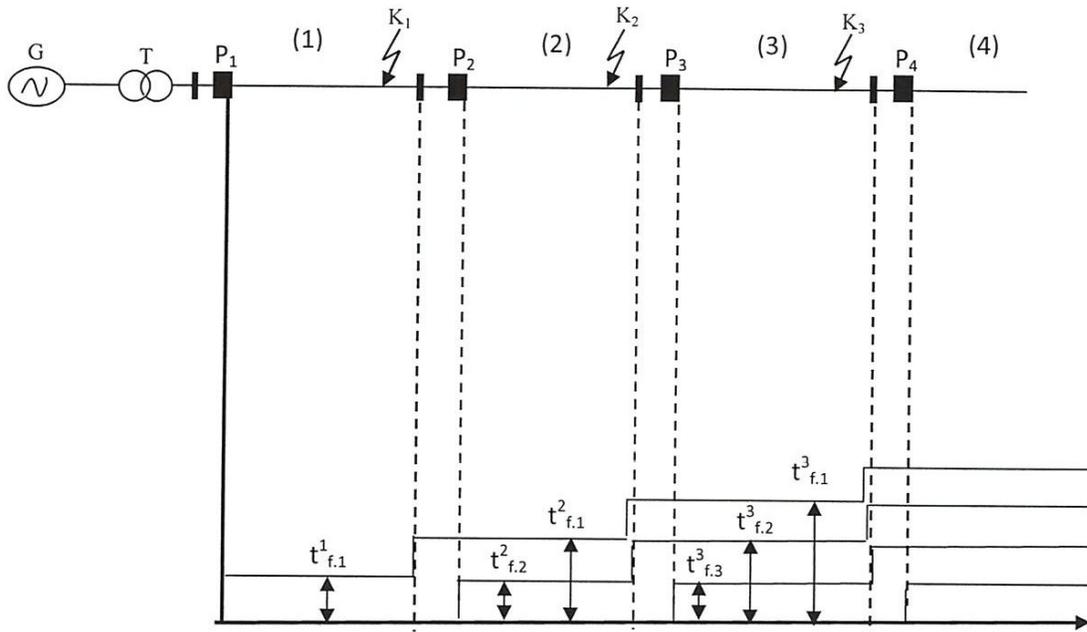


Fig.8: Le principe de protection sélective.

$$\Delta t = t_{f1}^3 - t_{f2}^3 = t_{f2}^3 - t_{f3}^3$$

L'intervalle Δt de sélectivité dépend des temps de fonctionnement des éléments actifs insérés dans la chaîne de protection et d'autres caractéristiques spécifiques tel que sensibilité, imperfection.....

L'intervalle Δt est déterminée essentiellement par ;

* le temps de coupure des disjoncteurs, t_c ; (fig.9) ;

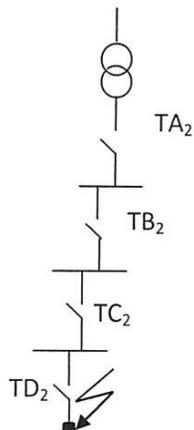


Fig.9

* les tolérances de temporisation δ_i ou erreurs. En effet pour le court circuit k_3 , si la p_3 concernée présente une erreur négative (retard de fonctionnement par rapport à un temps théorique exigé) par manque de sensibilité, par exemple, et inversement pour la P_2 (plus sensible par exemple, erreur positive), alors c'est la P_2 qui va fonctionner. Donc, pour assurer la sélectivité exigée, on introduit dans le choix de Δt , le double de la tolérance δ_i (erreur négative de P_3 + erreur positive de P_2) ;

* le temps de mémoire ou l'énergie engagée par leur démarrage des protection, t_m ;

* le temps de marge de sécurité (temps de réserve, t_r), t_r .

On choisit, alors

$$\Delta t \geq t_c + 2\delta t + t_m + t_{res}$$

Ce principe, malgré sa simplicité et son efficacité, présente l'inconvénient de maintenir en charge les divers équipements de force, donc pose un problème de tenue du matériel, en cas du grand nombre de relais en cascade. En effet, pour le court circuit K_3 , si la protection concernée et P_2 ne fonctionne pas, par exemple, la circulation du courant de court circuit va perdurer jusqu'au fonctionnement de P_1 après le temps $t_{f.1}^3$; lequel peut être inadmissible pour la tenue des équipements.

3.3 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 (fig.10).

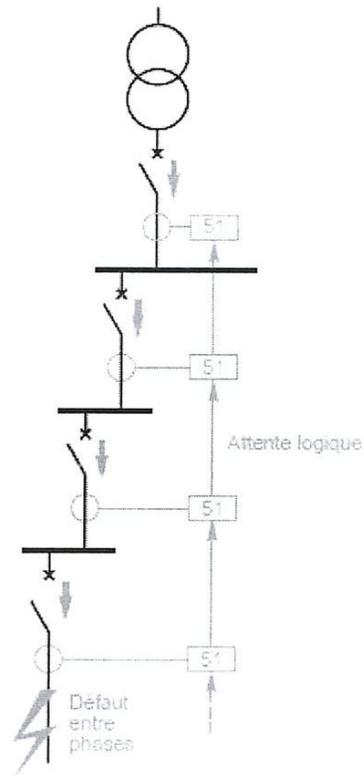


Fig.10 : Principe de la sélectivité logique.

Les avantages de la sélectivité logique sont :

- Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protections en cascade.
- Il est possible d'obtenir la sélectivité entre une protection amont de temporisation faible et une protection aval de temporisation élevée.

Par contre, ce système nécessite des signaux logiques entre les différents étages de protection, donc l'installation de filerie supplémentaire ; cette contrainte est forte lorsque les protections sont éloignées. Aussi peut-on tourner la difficulté en faisant de la combinaison de fonctions : sélectivité logique au niveau de tableaux proches, et sélectivité chronométrique entre zone éloignées.

3.4 Sélectivité directionnelle

3.4.1 Principe de fonctionnement :

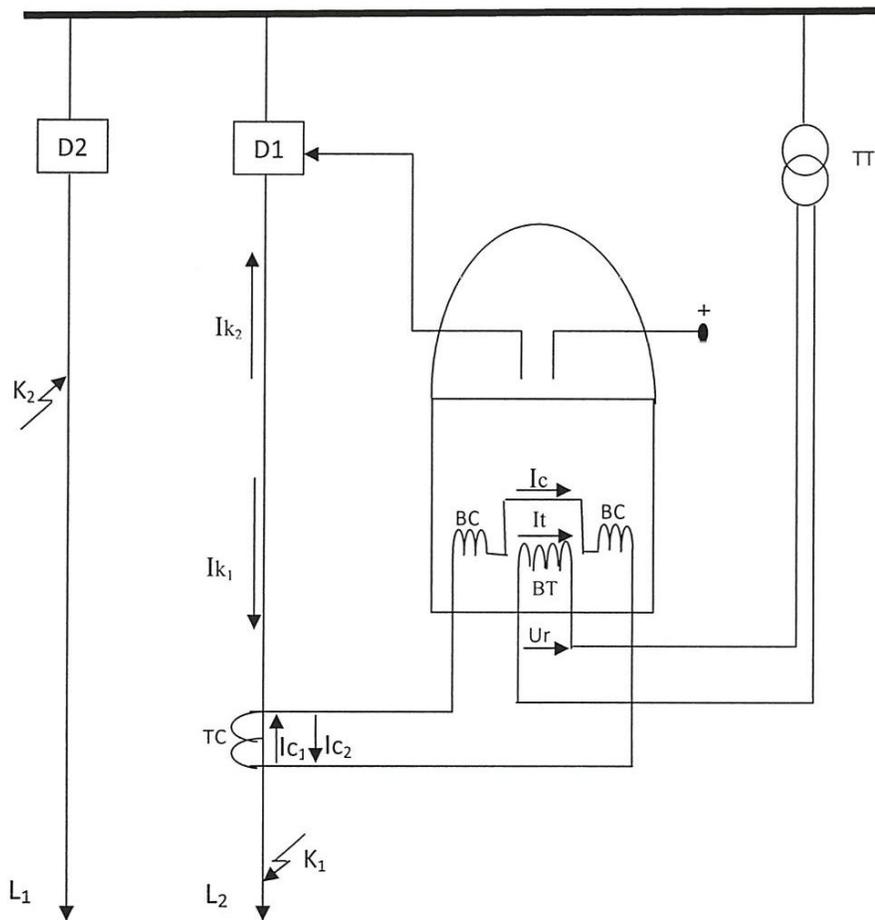
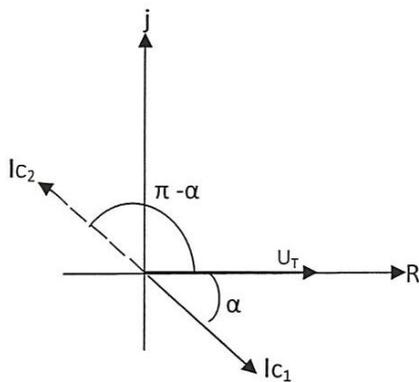


Fig.11 : Principe de direction : relais de puissance.



$$M = k \cdot U_t \cdot I_c \sin \alpha$$

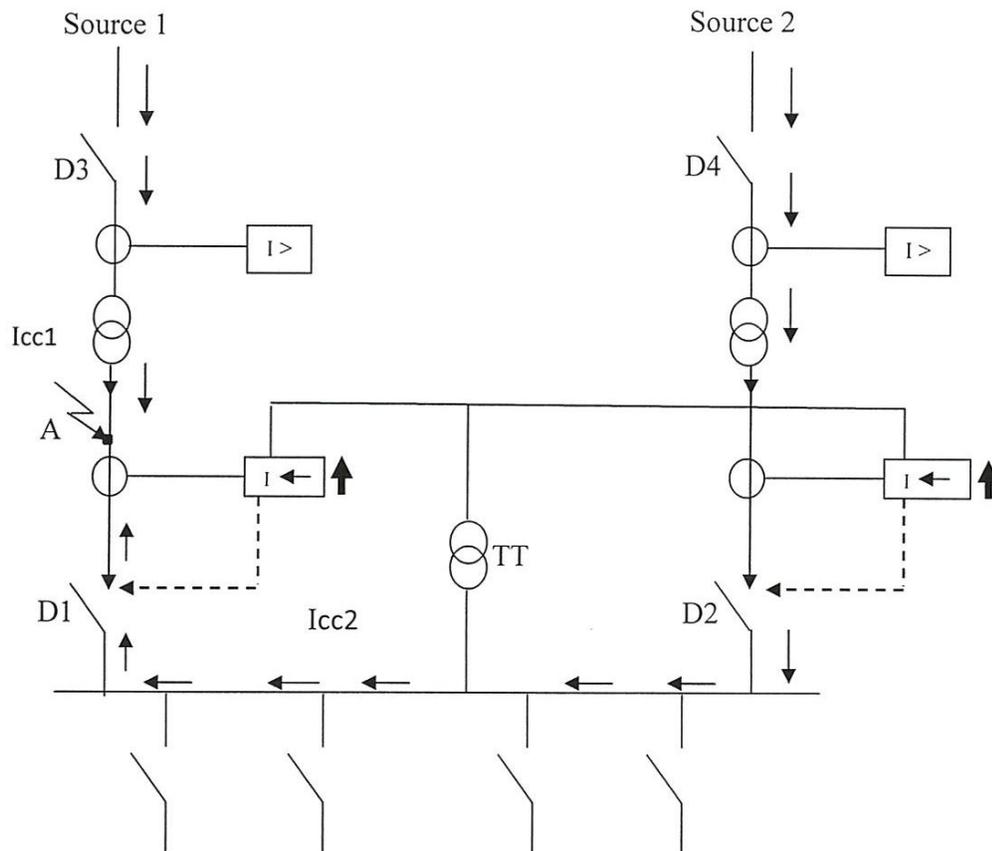
L'angle α est fonction du sens de circulation de la puissance (courant) dans la ligne, donc du lieu du court-circuit k .

Si le réseau se trouve dans l'état de court-circuit k_1 par exemple, (ou dans un régime normal), le courant de ligne I_{k_1} défini au secondaire du TC, le courant I_{c_1} , lequel est déphasé de α en retard par rapport à la tension réduite U_t du jeu de barre. Le court-circuit k_2 définit le courant I_{k_2} dans la ligne L_2 inverse du courant I_{k_1} . Au secondaire du TC est défini alors, le courant I_{c_2} déphasé en avance de l'angle $\pi - \alpha$ par rapport à U_t . Ainsi le changement de signe correspondant du moment 'M', définit deux états de fonctionnement du relais de direction.

3.4.2 Application de la protection directionnelle dans un réseau bouclé :

Dans un réseau bouclé, où un défaut est alimenté par les deux extrémités, il faut utiliser une protection sensible au sens d'écoulement du courant de défaut pour pouvoir le localiser et l'éliminer de façon sélective : c'est le rôle des protections directionnelles à maximum de courant (fig.12).

Il présente l'avantage d'être la solution employée est simple et utilisable dans de nombreux cas. Par contre, le dispositif nécessite l'utilisation de transformateurs de tension qui serviront de référence de phase pour la détermination du sens du courant.



→ circulation du courant de défaut .

↑ sens de détection de la protection directionnelle.

Fig.12 : Sélectivité directionnelle pour les défauts entre phase d'un réseau à deux arrivées en parallèles.

Les disjoncteurs D_1 et D_2 sont équipés de protection à maximum de courant phase directionnel, D_3 et D_4 sont équipés de protection à maximum de courant phase.

Pour un défaut en A.

- Les courants de court circuit $I_{cc,1}$ et $I_{cc,2}$ s'établissent simultanément.
- La protection directionnelle en D_2 n'est pas activée car elle est traversée par un courant circulant dans le sens de détection de la protection.
- La protection directionnelle en D_1 est activée car elle est traversée par un courant circulant dans le sens de détection de la protection. Elle provoque le déclenchement du disjoncteur D_1 , le courant $I_{cc,1}$ est coupé. Un système d'inter-déclenchement provoque l'ouverture de D_3 , le courant $I_{cc,2}$ est coupé.
- La protection en D_4 n'est plus activée.

3.5 Sélectivité différentielle :

Ces protections comparent les courants aux deux extrémités du tronçon de réseau surveillé. Toute différence entre ces courants signale la présence d'un défaut. Elle ne réagit qu'aux défauts internes à la zone surveillée et, est insensible à tout défaut externe. Elle est donc sélective par nature.

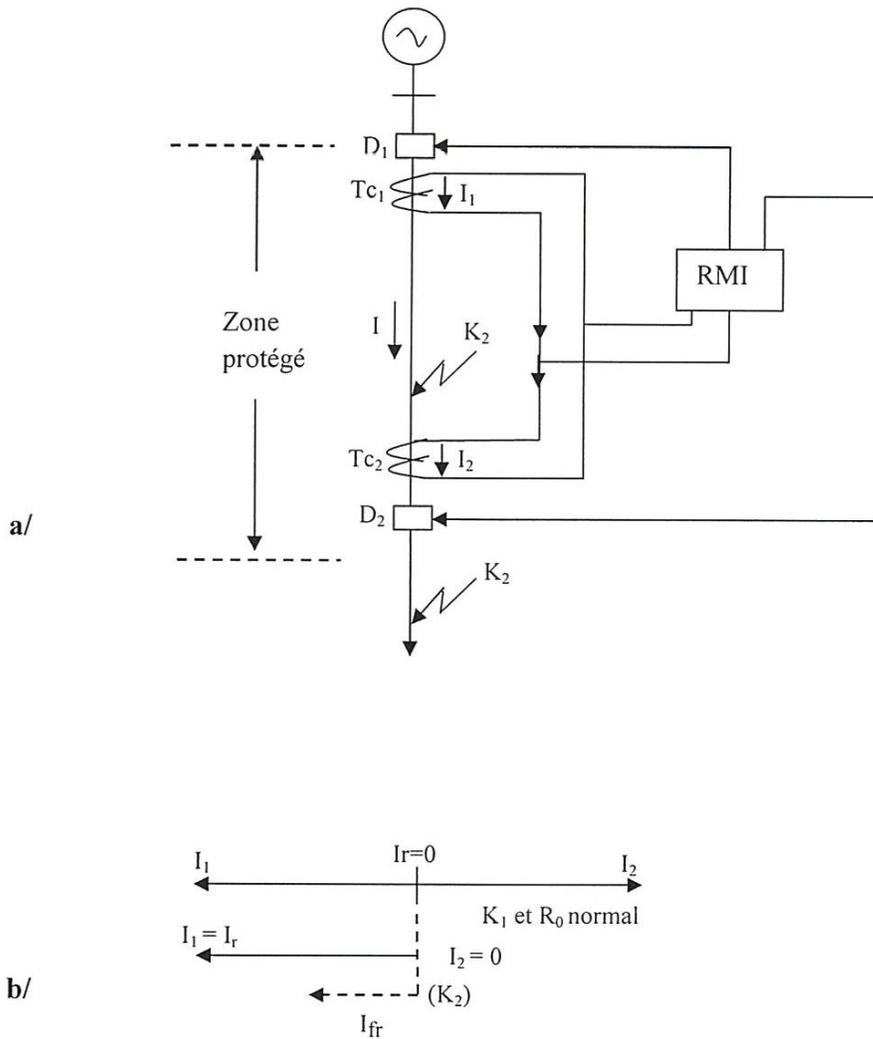


Fig.13 : Protection différentielle.

a/ Principe.

b/ Diagramme vectoriel.

Dans ce système de protection, les transformateurs de courants TC₁ et TC₂. Sont branchés, tel que leurs courants secondaires respectifs, en régime normal, les courants traversent le relais en opposition de phase (fig.13). Le courant de relais sera donc,

$$I_r = I_1 + I_2 = 0.$$

Cette situation est la même pour le court circuit K₁. L'apparition du courant de court circuit K₂. Maintient le sens du courant primaire du TC₁ en augmentant sa valeur et annulé simultanément le courant primaire (donc secondaire) du TC₂.

Ce qui donne pour le relais,

$$I_r = I_1 + I_2 = I_1 + 0 = I_1.$$

si le courant de seuil du relais différentiel est tel que, $I_r < I_r$, le relais fonctionne et entraîne l'ouverture des disjoncteurs D₁ et D₂.

Il présente deux avantages ;

- Protection sensible à des valeurs de courants de défaut intérieures au courant nominal de l'élément protégé.
- Protection de zone qui peut déclencher instantanément (la temporisation peut être très faible).

Par contre ;

- Le cout de l'installation est important.
- Engendre les courants de déséquilibre.
- La mise en œuvre du dispositif est délicate.
- Il faut prévoir une fonction de secours à maximum de courant.

3.6 Synthèse d'emploi des différents types de protection

type	Applications principales
Ampermétrique	- Entre amont et aval d'un transformateur.
Chronométrique	- Entre deux sous station.
Logique	- Entre arrivé et départ d'un même tableau. - Entre amont et aval d'un transformateur. - Entre deux sous stations lorsque la liaison logique peut être installée.
Différentielle	- Surtout éléments pour lequel la sécurité doit être maximal (câble, machine).
Directionnelle	- Sur liaison, alternateur, transformateur, fonctionnant en parallèle. - Sur départ à fort courant capacitif. - Sur réseaux ayant plusieurs points neutres. - Sur réseaux à neutre compensé.

Chapitre 4

4. Courants de court circuit

Le court circuit est l'un des accidents majeurs qui peuvent affecter les réseaux électriques. Un court circuit est une liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle ou non, peut être interne ou externe. Sa durée est variable : **autoextincteur, fugitif et permanent.**

Les causes qui se trouvent à l'origine des courts circuits sont diverses de manière générale, mais essentiellement, on peut citer les suivantes ;

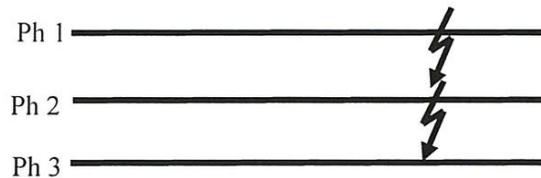
- la dégradation des isolantes.
- la dégradation de la qualité de surface (pollution).
- dégradation thermique (température excessive).
- décharge partielle dans les vacuoles (micropoches). A l'intérieur des isolants.
- la diminution accidentelle des distances d'isolement (présence d'animaux, outils laissés par mégarde sur jeu de barres, contacte entre conducteurs aériens).
- la destruction pour cause extérieure (coup de pelle, etc.).
- les surtensions.

Les conséquences des courts circuits sont souvent graves sinon dramatiques

- le court circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne.
- il contraint à mettre hors service, par le jeu des protections appropriées, une partie souvent importante du réseau.
- tous les matériels et liaisons (câbles, lignes) traversés par le court circuit subissent une forte contrainte mécanique (efforts électrodynamiques) qui peut entraîner des ruptures, une contrainte thermique pouvant entraîner la fusion des conducteurs et la destruction des isolants.
- au point de défaut se manifeste le plus souvent un arc électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.

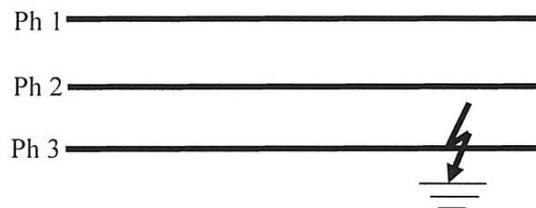
4.1 Types et description de courts circuits

- court circuit triphasé : il correspond au contact électrique des trois phases ; il provoque généralement les courants les plus élevés.



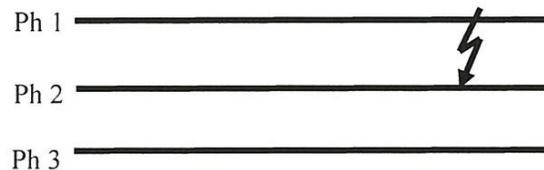
court-circuit triphasé (5 % des cas)

- court circuit monophasé terre : il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent.



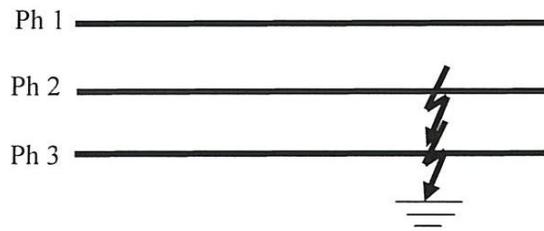
court-circuit monophasé (80 % des cas)

- court circuit biphasé isolé : il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.



court-circuit biphasé isolé

- court circuit biphasé terre : il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.



court-circuit biphasé terre

4.2 Les courts circuits triphasés :

Ils sont les moins fréquents mais engendrent des courants considérables, nettement supérieurs par rapport aux autres cas, donnent des effets très déstabilisateurs ; pour cette raison, ces court circuits sont sérieusement étudiés et analyses pour quantifier leurs paramètres et leurs caractéristiques et choisir, en suite, les moyens adéquats pour les réduire ou les éliminer. Puisque leur apparition est aléatoire, il est nécessaire d'identifier et de caractériser les cas à impact maximal, c'est-à-dire les cas qui engendrent les courants maximum possibles. A titre d'exemple on donne le type de courbe de relations instantanées du courant, suite à un court circuit triphasé symétrique dans un point quelconque d'un réseau électrique (fig.14).

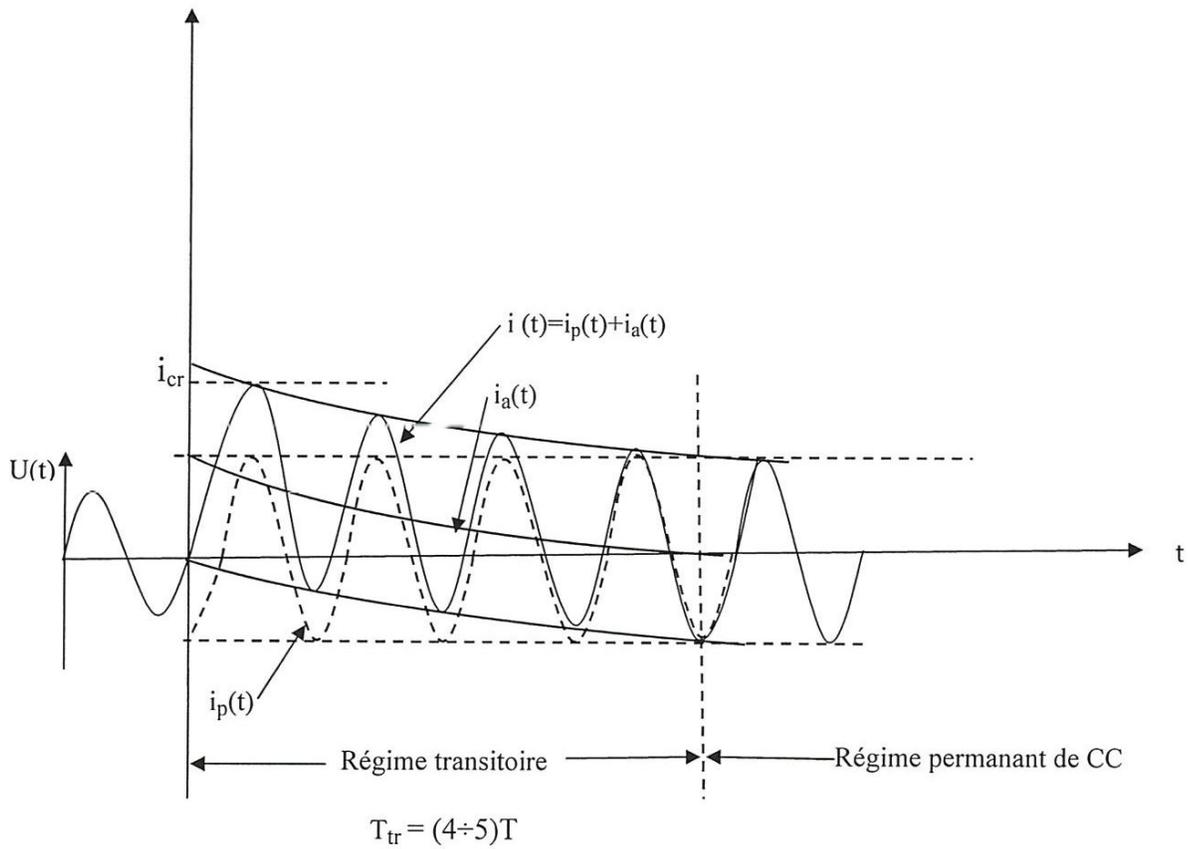


Fig.14 : Caractéristiques de courant de court circuit triphasé.

Pour le cas considéré, le courant instantané de court circuit est défini par l'expression :

$$i_{(t)} = [i_p(t) + i_a(t)] = \sqrt{2}I_p(-\cos wt + e^{\frac{-t}{T_e}})$$

Dans laquelle, les composantes respectivement périodique i_p et aperiodique s'expriment :

$$i_p(t) = -\sqrt{2}I_p \cos wt$$

$$i_a(t) = \sqrt{2}I_p e^{\frac{-t}{T_e}}$$

Ou ; I_p : valeur efficace initiale du courant périodique de court circuit,

$$T_a = \frac{x_{cc}}{\omega r_{cc}} \text{ Constante de temps du circuit en défaut,}$$

r_{cc}, x_{cc} Respectivement résistance active et réactive de court circuit du circuit en défaut.

La constante de temps T_a mesure (définit) indirectement la vitesse d'amortissement (variation) du courant apériodique dans le circuit et dépend fortement de la résistance active.

r_{cc} . En effet, en prenant la dérivée (vitesse) du courant apériodique par rapport au temps, on définit :

$$v_i = \frac{di_a(t)}{dt} = \frac{\sqrt{2}I_p}{T_a} e^{-\frac{t}{T_a}}$$

Sachant que :

$$T_a = \frac{x_{cc}}{\omega r_{cc}},$$

on peut dire que la valeur de la constante T_a est d'autant plus petite que celle de la résistance r_{cc} active est plus grande (fig.15).

Mais dans ce cas, la vitesse V_i de décharge (d'amortissement) du courant apériodique devient d'autant plus grande ; ce qui fait réduire la durée du régime transitoire

A l'instant $t=0$ la vitesse prend la valeur

$$v_i = \frac{\sqrt{2}I_p}{T_a} = \operatorname{tg} \alpha_a$$

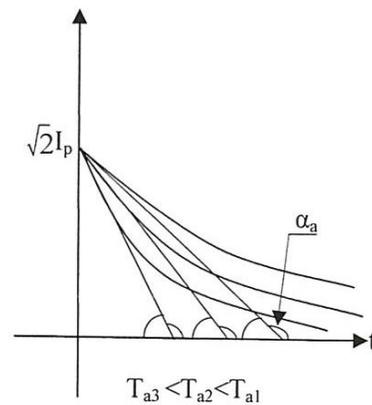


Fig.15

et montre la vitesse initiale de décharge du courant apériodique. On peut constater que plus T_a diminue, plus la vitesse de l'amortissement augmente.

Cette vitesse s'explique physiquement par le pouvoir dissipatif du circuit qui est représenté par la résistance r_{cc} , siège de dissipation sous forme calorifique de l'énergie du courant, donc de l'amortissement correspondant.

Le composante apériodique du courant détermine les caractéristiques du régime transitoires ; notamment le courant de crête (de choc) et le temps T_{tr} transitoire (qui dépend de la T_a). Dans le cas considéré la valeur de crête du courant transitoire total est atteinte à $t=T/2=0.01s$; ce qui donne :

$$i_{choc} = \sqrt{2}Ip(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}})$$

Ce courant de crête permet de vérifier les équipements, soumis au court circuit, à la tenue électrodynamique. La composante périodique du courant totale (de valeur efficace Ip) permet de vérifier la tenue thermique.

4.3 Calcul des courants de court circuit.

Le réseau donné est constitué de deux lignes parallèles (L1) alimentant sous haute tension, à partir du nœud d'un système d'énergie électrique SEE, le poste d'alimentation régional PRA, d'une ligne (L2) alimentant à partir de PRA le poste de distribution local PLD, (fig.16).

Il s'agit, d'un point de vue général, de protéger contre les courts circuits triphasés les lignes parallèles et de choisir les jeux de barres JB, ou niveau de PR coté moyenne tension. Pour réaliser ces deux tâches, il est nécessaire d'étudier et d'analyser le réseau soumis à différents défauts de court circuit ; soit K1, K2, K3, K4. Mais dans ce travail on se limite à l'analyse du principe de protection des deux lignes citées.

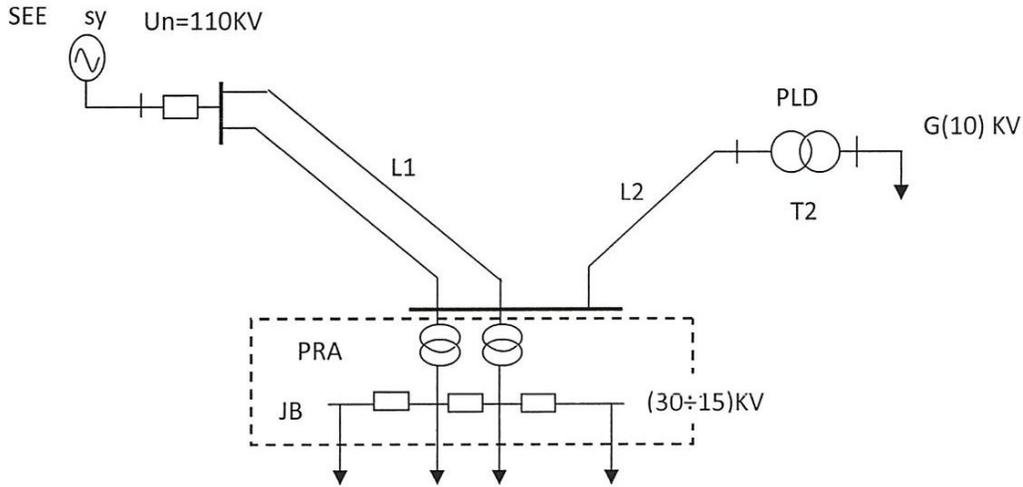


Fig.16 : Réseau étudié.

Données :

	sy	L1	L2	T1	T2
S_N/U_s^* , MVA /p.u	600			32	16
X^*	0.6				
x_0		0.43	0.43		
r_0		0.27	0.27		
L(KM)		60	30		
ΔU_{cc}^*				0.105	0.105

Le réseau donné peut être représenté par un schéma équivalent de calcul réduit à une forme simple et conforme au cas de court circuit à étudier (fig.17).

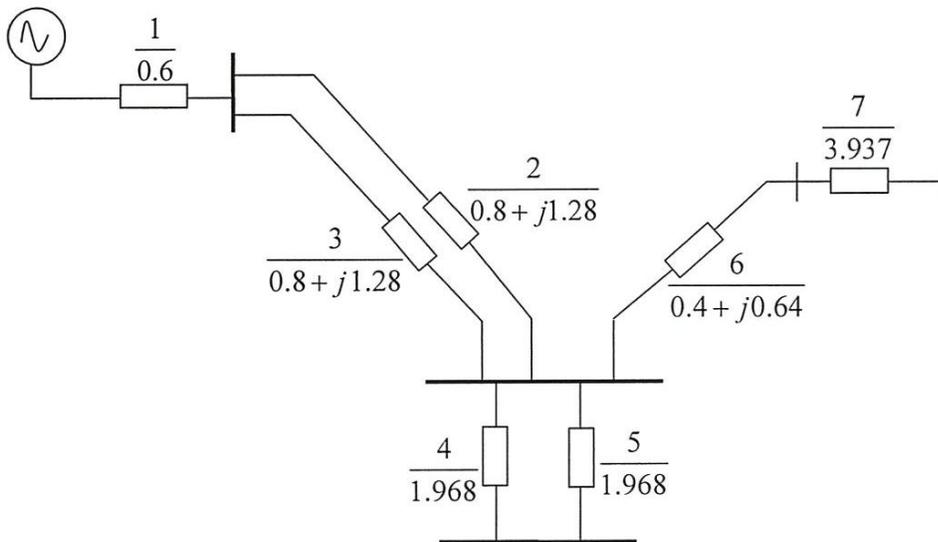


Fig.17 : Schéma équivalent de réseau étudié.

Les paramètres de court circuit exprimés en unités relatives peuvent être calculés comme suit :

$$\text{Système : } x_s^*(b) = x_s^*(N) \frac{S_b}{S_N}$$

$$\text{ligne: } Z_l^*(b) = z_0 L \frac{S_b}{Um^2}$$

$$\text{Transformateur : } x_T^*(b) = \Delta U_{cc}^* \frac{S_b}{SN}$$

En choisissant comme valeur de base $S_b=600$ MVA, et en utilisant les formules définies, on peut calculer les paramètres. Les résultats de calculs sont mis dans le tableau suivant :

X1	Z1	Z3	X4	X5	Z6	X7
0.6	$0.8+j1.28$	$0.8+j1.28$	1.968	1.968	$0.4+j0.64$	3.937

Le schéma se réduit à une forme plus simple, et encore commun aux quatre cas de court Circuit (fig.18) et ou ;

$$z_8 = jx_1 + \frac{z_2 z_3}{z_2 + z_3} = 0.4+j1.24$$

$$x_9 = \frac{x_4}{2} = 0.984$$

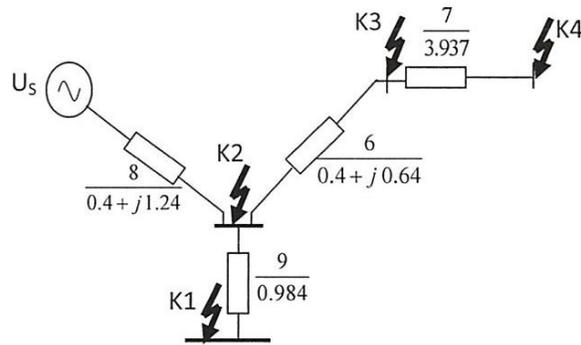


Fig.18

Détermination des courants permanents de cc :

Les schémas respectifs de calcul sont représentés par la (fig.19).

Pour les modèles équivalents, on définit :

$$z_{10} = z_8 + jz_9 = 0.4 + j2.224$$

$$z_{11} = z_8 + z_6 = 0.8 + j1.88$$

$$z_{12} = z_8 + z_6 + x_7 = z_{11} + jx_7 = 0.8 + j5.817$$

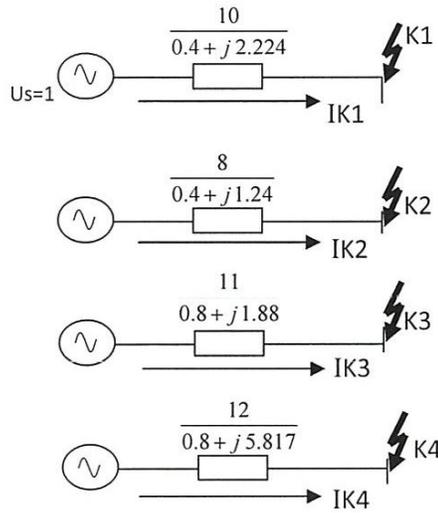


Fig.19 :Modèles équivalents.

La valeur permanente initiale du courant de court circuit se détermine pour tous les cas, d'abord en unités relatives, par l'expression ;

$$I^* p_0 = \frac{U_s^*}{z_{cc}^*}$$

Ensuite ; en unité naturels, en choisissant une tension de base convenable, comme

$$Ip_0 = I^* p_0 \cdot I_b$$

Avec,
$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}$$

Ainsi, en choisissant comme valeur de base, pour les courts circuits considérés, la tension moyenne correspondant aux lieux de leur apparition, on définit pour

k3 et k2 : UJ=110KV $U_b=U_m=110$ kv

k1 : UJ=30KV $U_b=U_m=110$ kv

k4 : UJ=10KV $U_b=U_m=110$ kv

La détermination des courants permet d'évaluer les puissances de court circuit dans les nœuds correspondants, indicatrices des puissances installées.

Les puissances de court circuit (S_{cc}), sont évaluées comme suit,

$$S_{cc}^* = U^* . I^*$$

$$S_{cc} = S_{cc}^* . S_b$$

Les déphasages des courants avec la tension du système sont déterminés à partir des impédances correspondantes

$$\varphi_k = \arctg \frac{x_k}{r_k}$$

Les calculs donnent donc de cette manière les résultats qui sont mis dans le tableau,

Ub (kv)	Ub=30kv	Ub=110kv		Ub=10kv	Ub=15kv
K _i	K1	K2	K3	K4	K1
I _b [*]	0.442	0767	0.489	0.17	0.442
S [*] _{cc}	0.442	0.767	0.489	0.17	0.442
I _b (KA)	11.547	3.149	3.149	34.64	23.1
I _k (KA)	5.103	2.415	1.54	5.88	10.2
S _{cc} (MVA)	265.2	460.2	293.4	102	265.2
φ _k	79.8	72.12	66.9	82.17	

On constate que les angles de déphasages sont assez grands ; sauf pour le cas de K3, ou le circuit est constitué par deux lignes en série donc résistance active plus grande.

En négligeant les résistances actives, comme c'est souvent le cas dans les réseaux haute tension, on peut constater que les courants restent pratiquement les mêmes.

	K1	K2	K3	K4
U_b	30	110		10
I_k^*	0.45	0.806	0.532	0.172
I_b	11.547	3.149	3.149	34.64
I_k KA	5.2	2.54	1.675	5.95
ΔI_k	1.8%	5%	8.8%	1.17%

On peut facilement constater que les résultats sont pratiquement les mêmes. En même temps, il est nécessaire de remarquer que l'erreur est d'autant plus grande que la résistance active dans le circuit est plus grande (exemple K1, K2).

Les résultats montrent que les courts circuits sont considérables. Il est donc indispensable de protéger les éléments du réseau des effets impliqués par ces défauts, tels thermiques, électrodynamiques, pertes, chute de potentiel et autres effets conséquents.

4.4. Choix des jeux de barre :

Dans cette partie, on se propose de choisir pour le poste PRA, le jeu de barre coté moyenne tension (UN=35÷15 KV).

Pour l'intérêt de l'analyse considérons quelques modèles de postes, (fig.20) et de différentes tensions nominales U=35 et 15 KV.

En général, le choix des jeux de barres obéit à trois contraintes (vérifications) :

- 1- Courant admissible
- 2- Tenue thermique (I_p)
- 3- Tenue électrodynamique (I_{choc})

En ce qui concerne ce travail on se limite à considérer seulement le premier point.

Pour ce faire, il est nécessaire de déterminer la distribution des courants sur les différents départs du poste. Pour rendre comparables les trois cas, on maintien la même charge ; celle donnée initialement pour le réseau étudié, soit $S_{ch} = 50$ MVA.

Les courants des différents départs expriment indirectement les puissances installées à leur extrémité aval, donc on doit disposer initialement. Mais pour une procédure d'exemple, il suffit de se donner une distribution arbitraire.

On calcule le courant total par la puissance S_{ch} et la tension UN du jeu de barre et, fait les courants de lignes d'arrivée.

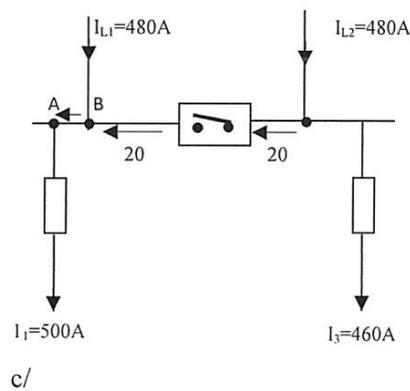
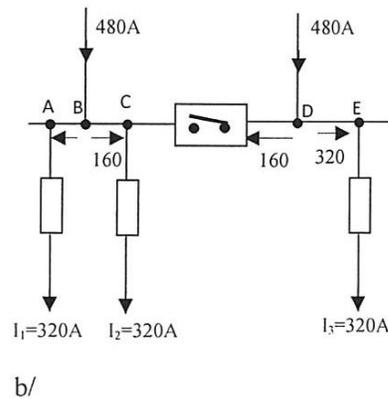
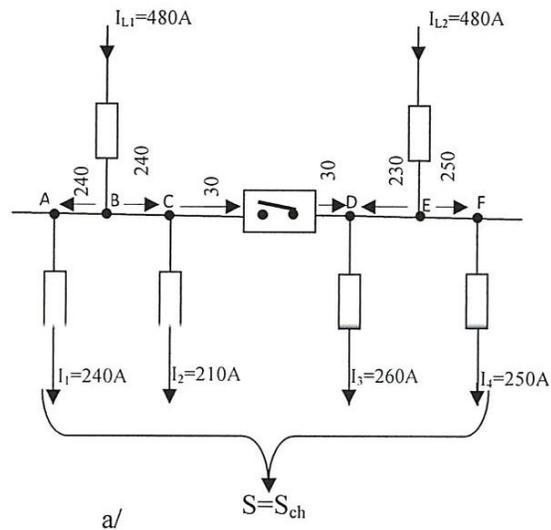


Fig.20: Configuration du porte MT :

a-Quatre départ : b-Trois départ : c-Deux départ.

$$I_{L1} = I_{L2} = \frac{I}{2} = \frac{S_{ch}}{\sqrt{3}U_N}$$

Le courant total est ensuite distribué sur les départs. La proposition est donnée, pour les trois modèles et pour les deux tensions, dans le tableau. Les valeurs de courant sont portés sur les schémas pour $U_N=30KV$, et conformément à une distribution donnée sur le jeu de barre.

Modèle	UN kv	I	I _{L1}	I _{L2}	I ₁	I ₂	I ₃	I ₄
4.D	30	960	480	480	240	210	260	250
	15	1920	960	960	480	420	520	500
3.D	30	960	480	480	320	300	280	
	15	1920	960	960	640	600	560	
2.D	30	960	480	480	500	460		
	15	1920	960	960	1000	920		

Cette distribution dépend évidemment, des lieux de connexion des départs et, de ce fait, la charges des jeux de barre n'est pas la même sur toute sa portée. Pour se faire donc, on considère le tronçon le plus chargé selon la distribution qui se présente. Dans le cas traité, les tronçons les plus chargés sont respectivement.

a/ (E-F) : $I_{EF}=250A$.

b/ (A-B)et (D-E) : $I_{AB}=I_{DE}=320A$.

c/ (A-B) : $I_{AB}=500A$.

Ces valeurs de courant permettent, à partir du tableau de normalisation des jeux de barre, de définir les dimensions requises. Pour un jeu de barre en aluminium, on peut donc proposer les caractéristiques mises dans le tableau suivant, (fig.21).

	b mm	h mm	S mm ²	M Km/m	I _{ad} A
A	25	3	75	0.203	265
B	30	4	120	0.32	365
C	40	5	200	0.524	540

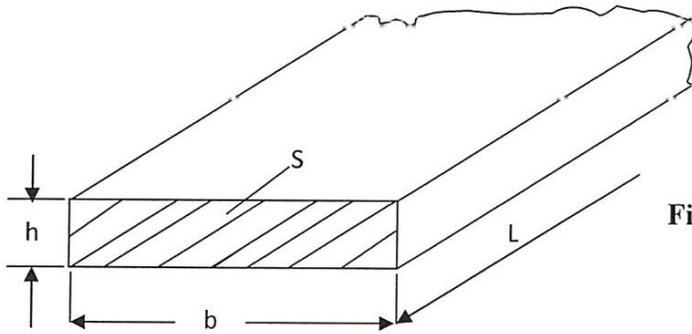


Fig.21 : Jeu de barre en aluminium.

4.5 Protections des lignes parallèles :

Dans ce qui suit, on se propose d'organiser la protection des lignes parallèles du réseau donné, en utilisant le principe différentiel. (fig.22.a). La protection est installée en amont de la ligne dans un branchement transversal. Elle est destinée à protéger uniquement les lignes parallèles sur toute leur longueur contre les courts circuits triphasés. C'est une protection différentielle à maximum de courant. La sélectivité de fonctionnement de la protection est réalisée par le choix du courant de fonctionnement. Il est nécessaire de déterminer les caractéristiques des courants de court circuit en fonction de la longueur. Pour calculer les courants secondaires de la protection, on utilise le schéma de calcul de la figure. (fig.22.b). Sur ce schéma, la réactance x_m représente l'effet mutuel entre bobine, primaire et secondaire du TC.

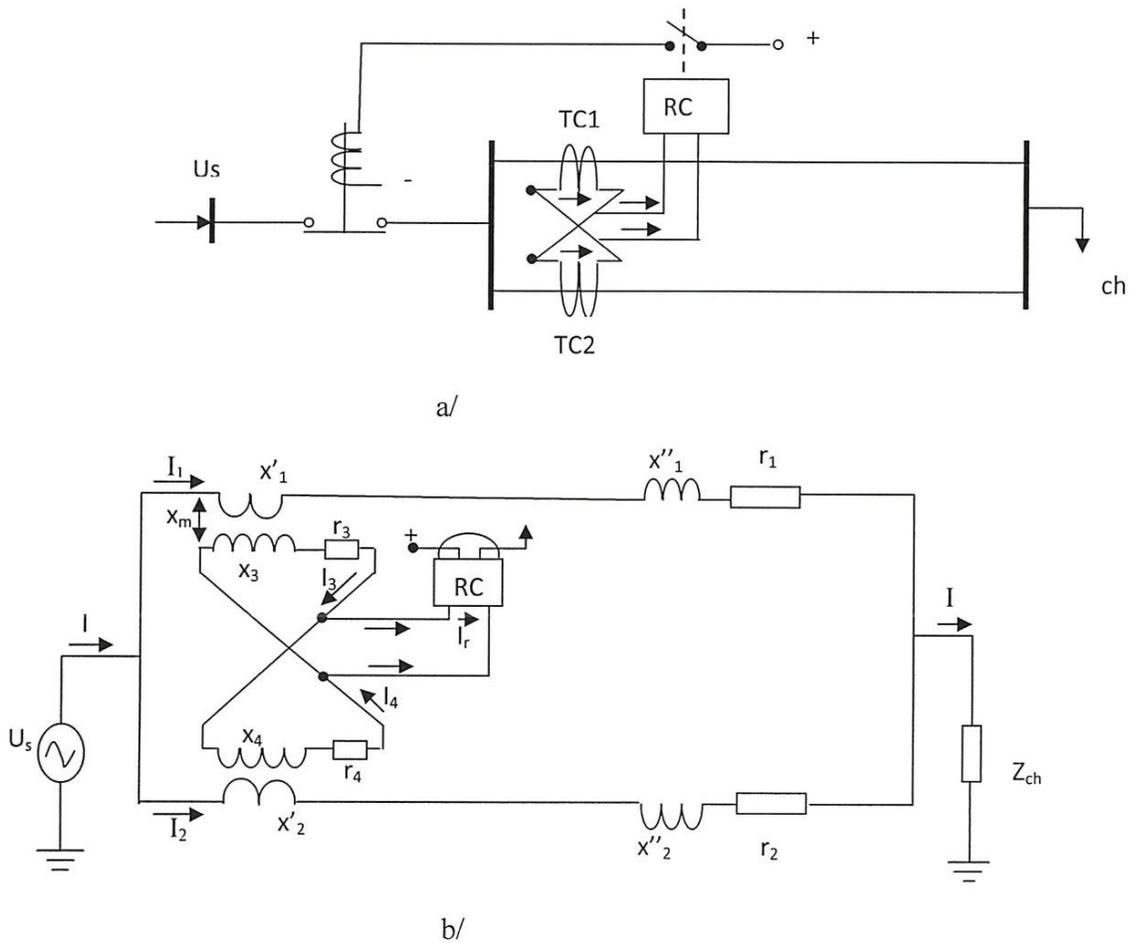


Fig.22 : Modèle de protection.

a/ Schéma de principe.

b/ Schéma de calcul.

De même les grandeurs x_1' et x_2' représentent les réactances correspondantes respectivement aux enroulements, primaire et secondaire du TC. Pour le régime de fonctionnement normal, on peut désigner:

$$x_1 = x_1' + x_1''$$

$$x_2 = x_2' + x_2''$$

Où ; x_1'' , x_2'' sont les réactances des lignes parallèles.

Le courant I_r du relais est déterminé comme

$$I_r = I_3 - I_4$$

Où, les courants I_3 et I_4 traversent la bobine du relais, sont en opposition de phase (180°).

Les données initiales concernant la protection sont représentées par les valeurs :

- Impédances secondaires : $r_3 + jx_3 = r_4 + jx_4 = 0.5 + j1.8 \cdot 10^3 \Omega$.

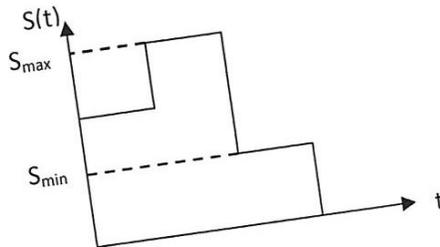
- Réactances primaires : $x_1' = x_2' = 0.02 \Omega$ Faible valeur puisque le primaire est constitué pratiquement par une seule spire.

Ligne : $r_0 + jx_0 = 0.27 + j0.43 \Omega/\text{Km}$;

$L = 60 \text{ Km}$.

Réactance mutuelle : $x_m = 0.8 \Omega$.

La charge Z_{ch} est donnée par sa puissance apparente S_{ch} sous forme d'un graphique de charge aux limites $S_{min} \leq S_{ch} \leq S_{max}$ avec $S_{max} = 50 \text{ MVA}$, $S_{min} = 20 \text{ MVA}$ et $\cos\varphi = 0.8$.



Graphique de charge.

4.5.1. Régime normal :

En régime normal, on peut définir les équations d'équilibre suivantes :

$$U_s = I_1(r_1 + jx_1) + IZ_{ch} + jI_3x_m$$

$$0 = I_3(r_3 + jx_3) + jI_1x_m$$

Avec, $I_1 = I_2 = I/2$

ou, l'impédance du relais, qui constitué en fait la charge du TC, est prise nulle : puisque par nécessité c'est pratiquement le cas pour toute charge de TC.

En tirant de la deuxième équation le courant,

$$I_1 = j \frac{I_3(r_3 + jx_3)}{x_m}$$

et en l'insérant dans dans la première, avec $I = 2I_1$, on peut définir après quelques transformations,

$$I_3 = \frac{-jU_s x_m}{(r_3 + jx_3)[(r_1 + 2r_{ch}) + j(x_1 + 2x_{ch})] + x_m^2}$$

Ou, $Z_{ch} = \frac{U_s}{S_n} (\cos \varphi_{ch} + j \sin \varphi_{ch}) = 242(0.8 + j0.6) = 193.6 + j145.2 \Omega$

$r_1 = r_0l$; $x_1 = x_0l + x'_1 = x_0l + 0.02$

Mais le courant I_3 peut être calculé sachant tout simplement I_1 , en effet,

$$I_1 = \frac{I}{2} = \frac{U_s}{2 \left[\frac{r_1 + jx_1}{2} + Z_{ch} \right]} = \frac{U_s}{2 \left[\left(\frac{r_1}{2} + r_{ch} \right) + j \left(\frac{x_1}{2} + x_{ch} \right) \right]}$$

L'application des valeurs des paramètres donne :

$$I_1 = \frac{110 \cdot 10^3}{2 \left[\left(\frac{16.2}{2} + 193.6 \right) + j \left(\frac{25.82}{2} + 145.2 \right) \right]} = 168.9 - j132.4 A = 214.6 e^{-j38.1^\circ} A$$

Ce qui permet de déterminer à partir de l'expression qui précède,

$$I_3 = -j \frac{x_m}{r_3 + jx_3} I_1 = -0.0845 + j0.035 A = 0.0914 e^{j157.5^\circ} A$$

Et ; $I_4 = +I_3$

En régime normal donc, $I_r = I_3 - I_4 = 0$

La protection ce trouve donc dans un état De non fonctionnement.

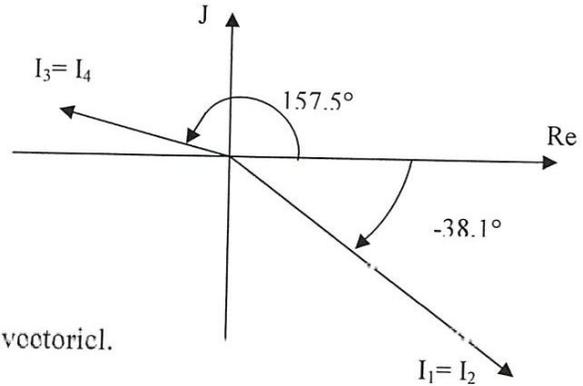


Diagramme vectoriel.

4.5.2. Etat de court circuit :

Le régime du réseau en état de court circuit triphasé à la terre peut être décrit à partir du schéma (fig.23) ou le court circuit à lieu par exemple dans le point k à une distance l_m à partir de la fin mesurée par le rapport "m"

Le court circuit k définit donc sur la ligne l_2 , les impédances ;

$$Z_m = m(r_2 + jx_2'')$$

$$Z_{2(i-m)} = (1-m)r_2 + j[(1-m)x_2'' + x_2'] = (1-m)r_2 + j(x_2 - mx_2'')$$

Ou, $m = 0 \div 1$

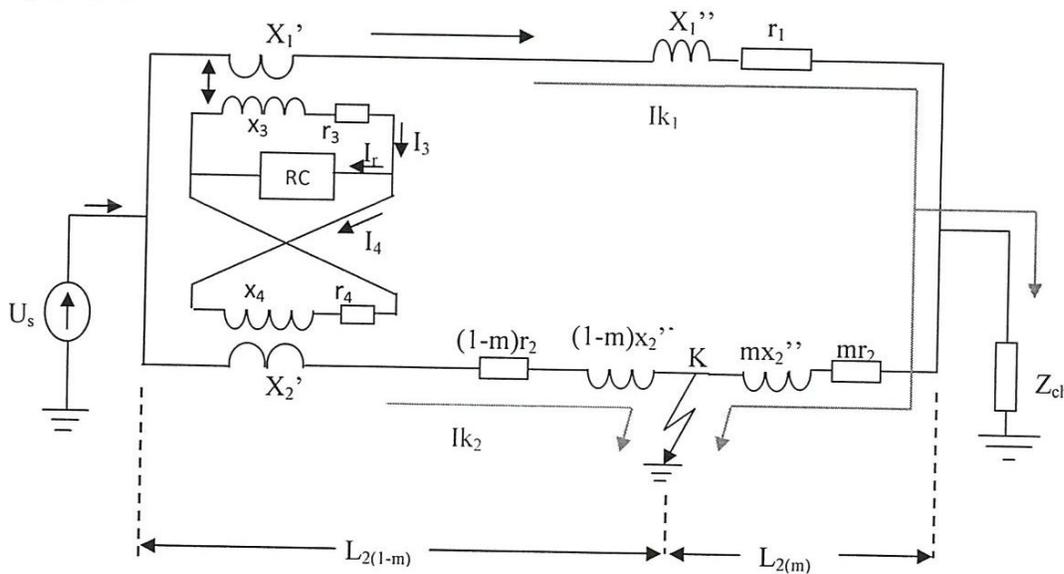


Fig.23 : Schéma de calcul en cas d'un court circuit.

Les équations d'équilibre s'expriment,

$$U_s = I_{k1}(r_1 + jx_1) + jI_3x_m + I_{k1} \frac{(r_{ch} + jx_{ch})(r_2 + jx_2'')m}{(r_{ch} + mr_2) + j(x_{ch} + mx_2'')}$$

$$U_s = I_{k2} \left[(1-m)r_2 + j(x_2 - mx_2'') \right] + jI_4x_m$$

$$0 = I_3(r_3 + jx_3) + jI_{k1}x_m$$

$$0 = I_4(r_4 + jx_4) + jI_{k2}x_m$$

$$I_r = I_3 - I_4$$

En tirant de la troisième équation le courant I_3 ,

$$I_3 = -jI_{k1} \frac{x_m}{(r_3 + jx_3)}$$

et en l'insérant dans la première, on obtient,

$$U_s = I_{k1} \left[(r_1 + jx_1) + \frac{x_m^2}{r_3 + jx_3} + \frac{(r_{ch} + jx_{ch})(r_2 + jx_2'')m}{(r_{ch} + mr_2) + j(x_{ch} + x_2'')} \right]$$

De même, on remplaçant I_4 par sa valeur :

$$I_4 = -jI_{k2} \frac{x_m}{r_4 + jx_4}$$

Dans la deuxième équation, on peut écrire :

$$U_s = I_{k2} \left[(1-m)r_2 + j(x_2 - mx_2'') + \frac{x_m^2}{r_4 + jx_4} \right]$$

Après quelques transformations simples, on obtient respectivement,

$$I_{k1} = U_s \left[\frac{(a_r + mb_r)(A_r + mB_r) + (a_i + mb_i)(A_i + mB_i)}{(A_r + mB_r)^2 + (A_i + mB_i)^2} + j \frac{(a_i + mb_i)(A_r + mB_r) - (a_r + mb_r)(A_i + mB_i)}{(A_r + mB_r)^2 + (A_i + mB_i)^2} \right]$$

$$I_{k2} = U_s \left[\frac{h_r + md_r}{(H_r + mD_r)^2 + (H_i - mD_i)^2} + j \frac{h_i + md_i}{(H_r + mD_r)^2 + (H_i - mD_i)^2} \right]$$

Avec pour les valeurs données des paramètres du schéma,

$$A_r = (r_1 r_3 - x_1 x_3) r_{ch} - (x_1 r_3 + r_1 x_3) x_{ch} + x_m^2 r_{ch} = -13538.0337 \cdot 10^3$$

$$B_r = (r_1 r_3 - x_1 x_3) r_2 - (x_1 r_3 + r_1 x_3) x_2'' + r_2 (r_3 r_{ch} - x_3 x_{ch}) - x_2'' (r_3 x_{ch} + x_3 r_{ch}) + r_2 x_m^2 = -15236.82 \cdot 10^3$$

$$A_i = (r_1 r_3 - x_1 x_3) x_{ch} + (x_1 r_3 + r_1 x_3) r_{ch} + x_m^2 x_{ch} = 2572.65 \cdot 10^3$$

$$B_i = (r_1 r_3 - x_1 x_3) x_2'' + (x_1 r_3 + r_1 x_3) r_2 + (r_3 r_{ch} - x_3 x_{ch}) x_2'' + (r_3 x_{ch} + x_3 r_{ch}) r_2 + x_m^2 x_2'' = 2267.3 \cdot 10^3$$

$$a_r = (r_3 r_{ch} - x_3 x_{ch}) = -164.56 \cdot 10^3$$

$$b_r = (r_2 r_3 - x_2'' x_3) = -38.34 \cdot 10^3$$

$$a_i = (x_3 r_{ch} + r_3 x_{ch}) = 421.08 \cdot 10^3$$

$$b_i = (r_2 x_3 + r_3 x_2'') = 42.06 \cdot 10^3$$

$$H_r = r_2 r_4 - x_2 x_4 + x_m^2 = -38.376 \cdot 10^3$$

$$D_r = x_2'' x_4 - r_2 r_4 = 38.34 \cdot 10^3$$

$$H_i = r_2 x_4 + x_2 r_4 = 42.07 \cdot 10^3$$

$$D_i = r_2 x_4 + r_4 x_2'' = 42.06 \cdot 10^3$$

$$h_r = r_4 H_r + x_4 H_i = 56.538 \cdot 10^6$$

$$d_r = r_4 D_r - x_4 D_i = -56.538 \cdot 10^6$$

$$h_i = x_4 H_r - r_4 H_i = -90.1118 \cdot 10^6$$

$$d_i = x_4 D_r + r_4 D_i = 90.042 \cdot 10^6$$

L'introduction des ces valeurs dans les dernières expressions donne, respectivement,

$$\begin{aligned} I_{k1} &= I_{k1.a} + jI_{k1.r} \\ I_{k2} &= I_{k2.a} + jI_{k2.r} \end{aligned}$$

Avec,

$$I_{k1.a} = U_s \left[\frac{(164.56 + 38.34m)(13538 + 15236.82m) + (421.08 + 42.06m)(2572.65 + 2267.3m)}{(13538 + 15236.82m)^2 + (2572.65 + 2267.3m)^2} \right]$$

$$I_{k1.r} = U_s \left[\frac{-(421.08 + 42.06m)(13538 + 15236.82m) + (164.56 + 38.34m)(2572.65 + 2267.3m)}{(13538 + 15236.82m)^2 + (2572.65 + 2267.3m)^2} \right]$$

$$I_{k2.a} = U_s \left[\frac{(56.538 - 56.54m)}{(-38.376 + 38.34m)^2 + (42.07 - 42.06m)^2} \right]$$

$$I_{k2.r} = U_s \left[\frac{(-90.112 + 90.042m)}{(-38.376 + 38.34m)^2 + (42.07 - 42.06m)^2} \right]$$

On peut ainsi étudier la variation des courants de court circuit en fonction du lieu (du rapport m) de leur apparition.

Du fait de la symétrie du modèle considéré et de l'identité des TC, on peut définir,

$$\frac{I_3}{I_4} = \frac{I_{k1}}{I_{k2}}$$

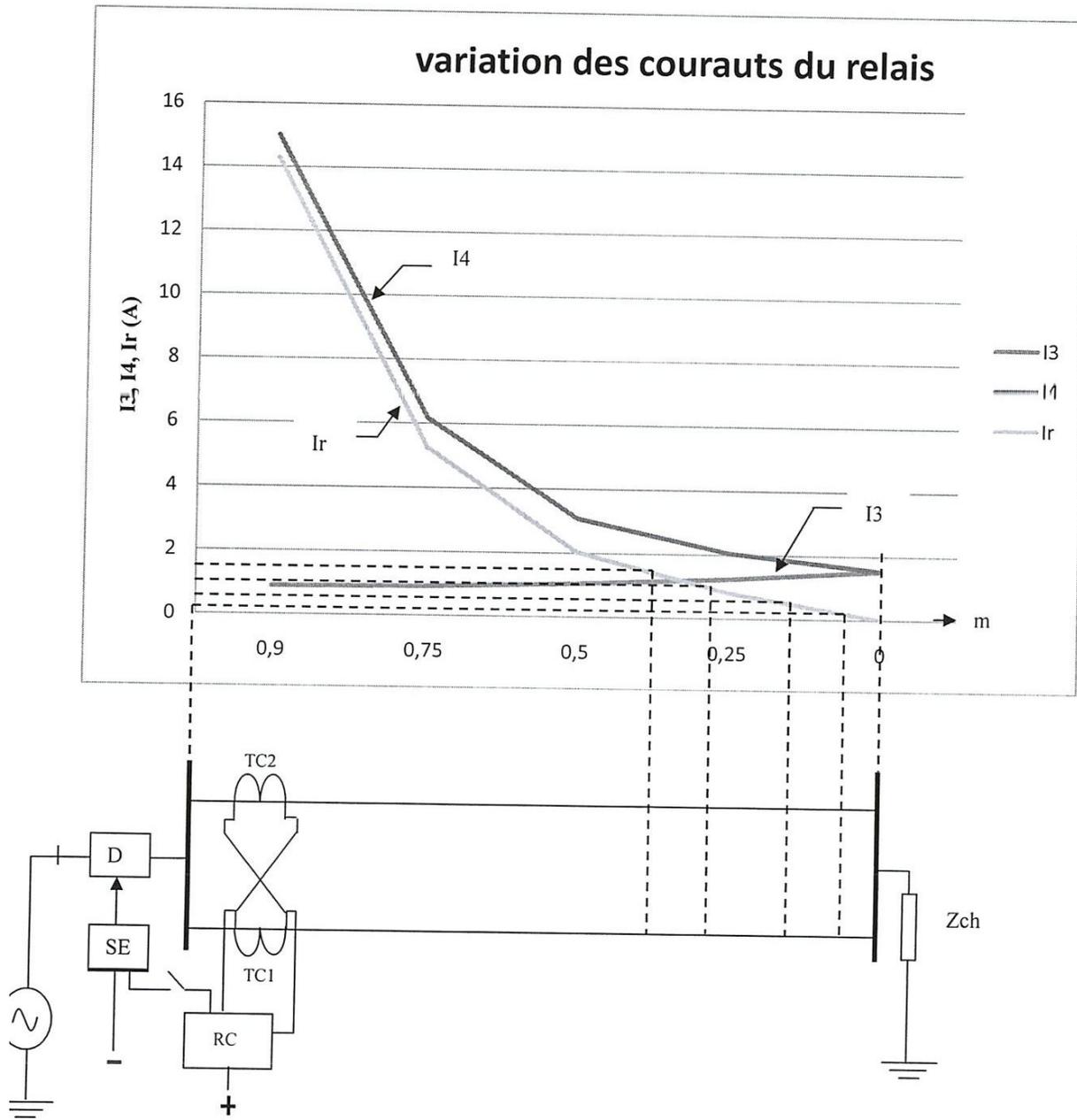
Ou bien, $I_3 = \frac{I_{k1}}{I_{k2}} \cdot I_4$

Avec, $I_4 = -jI_{k2} \frac{x_m}{r_4 + jx_4} = \frac{-jx_m}{r_4 + jx_4} I_{k2}$

Puisque x_m , r_4 et x_4 sont pratiquement indépendantes du court circuit, on peut déterminer pour les valeurs données, $I_4 = -(0.4126 + j0.1146)10^{-3} \cdot I_{k2}$.

m	I_{k1} (KA)	I_{k2} (KA)	I_3 (A)	I_4 (A)	I_r (A)
0	$1.918 - j3.0569$ $= 3.6088e^{-j57.95}$	$1.918 - j3.0569$ $= 3.6088e^{-j57.95}$	$-1.1417 + j1.0415$ $= 1.54e^{j137.62}$	$-1.1417 + j1.0415$ $= 1.54e^{j137.62}$	0
0.25	$1.5488 - j2.4565$ $= 2.9010e^{-j57.76}$	$2.5563 - j4.0754$ $= 4.8108e^{-j57.9}$	$-0.92 + j0.836$ $= 1.243e^{j137.73}$	$-1.522 + j1.3886$ $= 2.06e^{j137.6}$	0.817
0.5	$1.3175 - j2.0679$ $= 2.4519e^{-j57.49}$	$3.8315 - j6.1118$ $= 7.2135e^{-j57.91}$	$-0.7806 + j0.702$ $= 1.049e^{j138.03}$	$-2.2813 + j2.0826$ $= 3.088e^{j137.6}$	2.039
0.75	$1.1591 - j1.7959$ $= 2.1375e^{-j57.16}$	$7.6455 - j12.2153$ $= 14.4107e^{-j57.95}$	$-0.684 + j0.608$ $= 0.915e^{j138.36}$	$-4.554 + j4.163$ $= 6.17e^{j137.56}$	5.255
1	$1.0439 - j1.5949$ $= 1.9062e^{-j56.79}$	$157.59 - j5515.74$ $= 5.518 \cdot 10e^{-j88.36}$	$-0.6135 + j0.5381$ $= 0.816e^{j138.74}$	$-567 + j2293.9$ $= 2362.9e^{j103.8}$	2362.08

4.5.3. Evaluation de la zone morte



I_F (A)	La zone morte L_m (Km)
1.5	22.5
1	16.8
0.5	9.5
0.2	3.3

Conclusion :

Le travail réalisé a permis,

- De comprendre l'impact des régimes anormaux sur les caractéristiques de fonctionnement des réseaux électriques ; notamment les indices de la qualité de la tension et de la fréquence et d'un saisir l'importance à partir des grandeurs considérables des courants de court circuit, par exemple, et des chutes correspondantes de la tension.
- De comprendre, ^{et} saisir l'importance des protections pour l'élimination des défauts indésirables et leur impact pour le rétablissement, le contrôle et la surveillance de leur régime normal.
- De se familiariser avec les procédures de calcul et d'analyse des régimes perturbés et du choix des caractéristiques de seuil de fonctionnement des protections.
- De se compte de la diversité des types des modèles de principe, des propriétés, des caractéristiques... des protections utilisés dans les réseaux électriques.

Bibliographie

- Protection des réseaux électriques par Merlin Gerin 2003.
- Guide des protections des réseaux industriels, Christophe Prévé, 1996.
- Protection des machines et des réseaux industriels haute tension, cahier technique n°113, Pierre Rocchia.
- Protection des réseaux électrique, Dr Benachaiba Chellali
- Mémoire d'ingénieur (élaboration et choix des éléments d'un réseau électrique), El Hadji Omar Niono, 2009.
- Mémoire d'ingénieur (Distribution optimale du réactif à balance donnée et protection d'une ligne). Promotion 2001.Guelma.
- Cahier de cours (Pr. Bounaya kamel).