

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux Electriques

Réf:.....

**Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:**

MASTER

Thème

Protection des réseaux HTA de la Sonelgaz

Présenté par :

SAADALLAH Hocine

Soutenu le : 30 Mai 2016

Devant le Jury composé de :

Mr : CHENOUEFI A/Halim

MCA

Président

Mr : MAHDAD Belkacem

MCA

Encadreur

Mme : TKOUTI Nacira

MAA

Examineur

Année universitaire: 2015/ 2016.

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux Electriques

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

Protection des réseaux HTA de la Sonelgaz

Présenté par :

SAADALLAH Hocine

Avis favorable de l'encadreur :

Dr. MAHDAD Belkacem

Avis favorable du Préside du Jury

Mr. CHENOUFI A/Halim

Cachet et signature

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux Electriques

Thème :

Protection des réseaux HTA de la Sonelgaz

Proposé par : Dr. MAHDAD Belkacem
Dirigé par : Dr. MAHDAD Belkacem

RESUMES (Français et Arabe)

Résumé

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrent des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs. Pour cela le sujet traité dans ce mémoire s'intéresse à une étude réelle du système de protection effectuée au niveau de la Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz de centre (S.D.C. Notre travail consiste à l'analyse des différents défauts réels qui ont affectés les réseaux de distribution moyenne tension 30kV et 10 kV de Biskra, et aussi effectuer des tests pratique en calculant les valeurs de protection d'un départ HTA et en injectant plusieurs types des défauts afin de déduire le degré de performance et la fiabilité des seuils de réglage des relais de protections installés.

Mots clés : Lignes et câbles électriques, Réseaux HTA, Continuité de l'alimentation, Défauts, Analyse des défauts, Tests pratiques, Relais de protection, Seuils de réglages.

تعد خطوط نقل الطاقة والكوابل ذات الضغط المتوسط شريان شبكات التوزيع الكهربائية والتي تضمن استمرارية التغذية الطاقوية للمجموعات الاستهلاكية. إلا أن هذه الأخيرة معرضة لأخطاء تؤثر على أدائها وقد تعرضها للتلف وبالتالي ينتج عنها خسائر اقتصادية. لهذا الغرض فإن موضع هذه المذكرة يتعرض الى دراسة تطبيقية لنظام الحماية لشبكة التوزيع سونلغاز. إن أهداف هذا العمل يتضمن تحليل لبعض الأخطاء الحقيقية التي تم تسجيلها وكذا القيام باختبارات تطبيقية لغرض قياس وفحص فعالية نظام الحماية الموضوع حاليا من خلال محاكاة الأخطاء لمعرفة مدى استجابة المرحلات المدرجة ضمن نظام الحماية

الكلمات المفتاحية : خطوط نقل الطاقة والكوابل، الضغط المتوسط، شبكات التوزيع الكهربائية، استمرارية التغذية الطاقوية، الأخطاء ، نظام الحماية ، تحليل الأخطاء، اختبارات تطبيقية، محاكاة الأخطاء، مرحلات الحماية.

Remerciement

Je tiens tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui m'a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail A ma mère pour m'avoir encouragé. Sans elle, je n'en serais pas là. à mon père et ma sœur q'allah illumine Vos tombes, et vous accueil, dans son vaste Paradis, A tous mes frères et soeurs ainsi la petite sœur Imane et leurs enfants : Kanza, Marwa, Mohamed, Sif eddine, Amir, Anfal, Maram, Yousra, Joumana, sirine Je tiens à remercier mon encadreur Mr MEHDAD Belkacrm pour ses précieux conseils et ses aides durant toute la période du travail, je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin au bon acheminement de ce travail. Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre travail en acceptant d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par leurs recommandations. Enfin, j'adresse mes plus sincères remerciements à tous mes proches et amis, qui nous ont toujours encouragées au cours de la réalisation de ce mémoire.

Introduction général

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

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

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

Pour cela le sujet traité dans ce mémoire s'intéresse à une étude réelle effectuée au niveau de Groupe SONELGAZ, Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz de centre (S.D.C), Direction de la Distribution de Biskra (D.D.B), Division Technique Electricité.

Notre travail consiste à une étude complète sur le réseau de distribution moyenne tension 30kV et 10 kV aux réseaux électriques moyens tension de Biskra, ont calculant les valeurs de protection d'un départ HTA et en injectant plusieurs types des défauts afin de déduire le degré de performance et la fiabilité des seuils de réglage des relais de protections.

Pour répondre à cette problématique notre travail à été organisé comme suit:

- Le premier chapitre traite de l'architecture des réseaux électrique de distribution MT.
 - Le deuxième chapitre étudie les équipements de protection des réseaux électriques MT, différents types des protections électriques.
 - Dans le troisième chapitre, il est conçu pour l'Analyse des défauts symétriques et asymétriques.
 - Dans le quatrième chapitre, il est conçu pour les essais de protection et interprétation résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.
-

CHAPITRE I

Généralité sur les réseaux électrique

1-INTRODUCTION [1]

Nous allons présenter dans ce chapitre des notions générales sur les réseaux électriques, et pour plus de détaille en va donner des définitions du base sur les différentes compositions du réseau électrique, ensuite on va parler sur les catégories des réseaux.

2-STRUCTURE DE RESEAU ELECTRIQUE [1]

En générale les réseaux dans le monde sont la même topologie et structure comme nous avons vue dans pour maintenir $Production = Consommation + pertes$ (1). (Figure I-1)



Figure I-1 : structure générale du réseau électrique

2-1-Production d'énergie électrique

La plupart des installations de production d'électricité – centrales nucléaires, hydrauliques ou à combustible fossile et les éoliennes – font exactement le même travail : elles transforment l'énergie cinétique, c'est à dire l'énergie du mouvement, en un flux d'électrons que l'on appelle « électricité ». Dans une centrale, on a recours à un énorme ALTERNATEUR pour produire de l'électricité. Dans l'alternateur, un aimant géant appelé ROTOR tourne à l'intérieur d'un bobinage de fils de cuivre nommé STATOR. La force ainsi produite expulse les électrons de leurs atomes et induit dans les fils de cuivre un flux d'électrons, c'est-à-dire l'électricité. Les électrons peuvent alors être envoyés, par les lignes de transport, là où on en a besoin. On emploie des roues géantes appelées TURBINES pour faire tourner les aimants à l'intérieur de l'alternateur, ce qui nécessite beaucoup d'énergie. La source d'énergie varie selon le type d'installation de production – on utilise un flot déversant dans une centrale hydraulique, la vapeur dans une centrale nucléaire ou une centrale thermique qui brûle un combustible fossile et la force de l'air en mouvement dans une éolienne. [3]

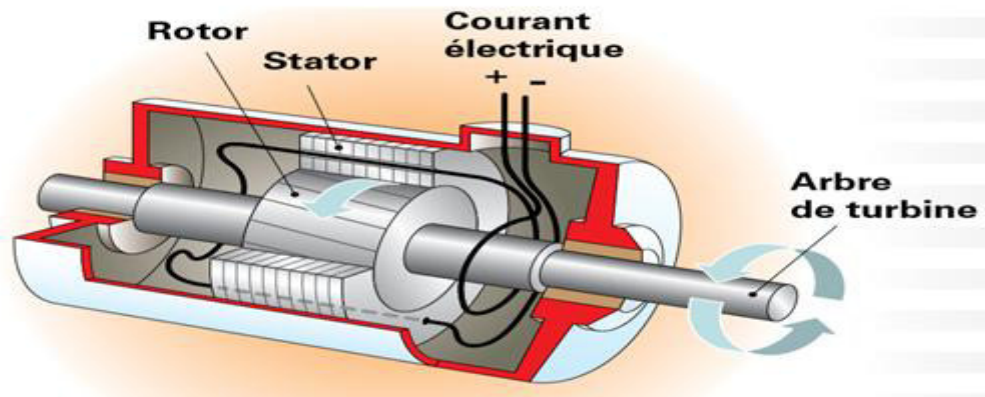


Figure I-2 : schéma d'un alternateur

2-2-réseau de transport et interconnexion :

Le transport de l'énergie électrique se fait en plusieurs étapes: Au départ de la centrale de production, la tension délivrée par l'alternateur est de 20kV; Cette tension subit une première transformation, il s'agit d'une élévation vers 400kV ou 225kV; Avec cette valeur on assure un transport longue distance; D'autres transformations sont faites sur la tension pour différents niveaux de distribution; On parle alors de la THT, HT, MT, BT et TBT.

2-2-1-Le transport de l'énergie électrique se fait au moyen de

A-lignes aériennes soutenues par différents types de pylônes :

- à 2 ternes, pour le transport longue distance en THT ;
- à 1 terne, pour le transport moyenne distance ;
- à poteau, pour le transport courte distance et de proximité.

B- Lignes souterraines

C- Lignes sous marines



Lignes aériennes



Lignes souterraines



Lignes sous-marines

Figure I.3 : Les différentes lignes du transport

2-2-2-Réseaux de Répartition d'énergie électrique

Avant d'atteindre le réseau de distribution et de livraison clients, l'énergie électrique passe à travers le Réseau de Répartition dont la finalité est d'acheminer l'électricité du Réseaux de Transport vers les grands centres de consommation tels que les industries lourdes, les chemins de fer etc. Les Réseaux de Répartition sont à caractère régional. [4]

2-2-3-Réseaux de distribution [5]

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et de postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension

Jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique.

- **Réseaux de distribution HTA**

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu).
- Neutre à la terre par une résistance.
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens.
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains.
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

- **Réseaux de distribution à basse tension**

- BTA (230 / 400 V).
- Neutre directement à la terre.
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

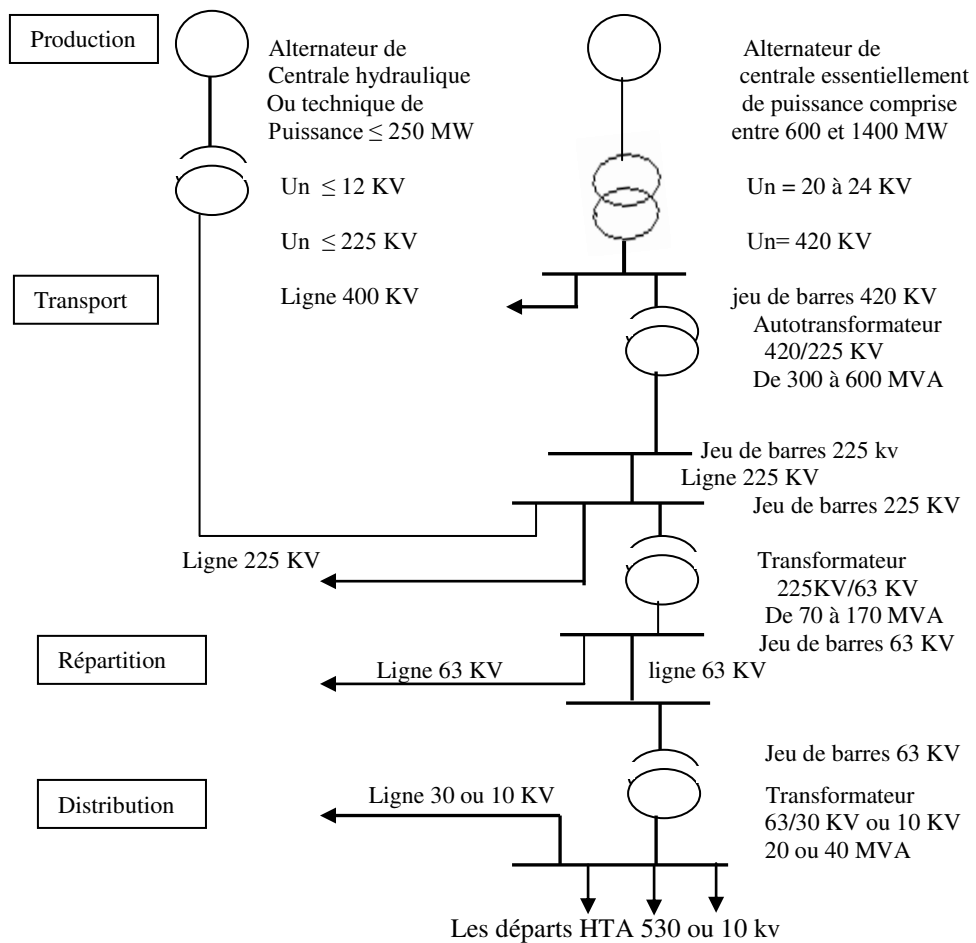


Figure I -4 : Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie

3-ARCHITECTURE DES RESEAUX HTA

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons identifier les différents postes de livraison HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et BT.

3-1-les niveaux de tension

La nouvelle norme en vigueur EDF définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- HTB pour une tension composée supérieure à 50 kV
- HTA une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- BTB pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
- BTA pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
- TBT pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

Les notations de la norme CEI 38 seront parfois utilisées dans ce document avec les définitions suivantes :

- HT pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V

Les valeurs normalisées sont : 45 kV- 66 kV- 110 kV- 132 kV- 150 kV-220 kV

- MT pour une tension composée comprise entre 1000 V et 35 kV

Les valeurs normalisées sont : 3,3 kV - 6,6 kV - 11 kV - 22 kV - 33 kV

- BT pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V

Les valeurs normalisées sont : 400 V - 690 V - 1000 V (à 50 Hz)

Structure générale d'un réseau privé de distribution Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau privé de distribution comporte (voir **FIG I.4**)

- un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection

- une source de production interne

- un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA

- un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres

- un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA/BT

- des récepteurs HTA - des transformateurs HTA / BT

- des tableaux et des réseaux basse tension

- dès la réceptrice basse tension.

3-2-Structure des réseaux HTA

Nous allons identifier les principales structures de réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA / BT. La complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

Les schémas électriques des réseaux HTA les plus souvent rencontrés sont les suivants :

3-2-1-Radial en simple antenne

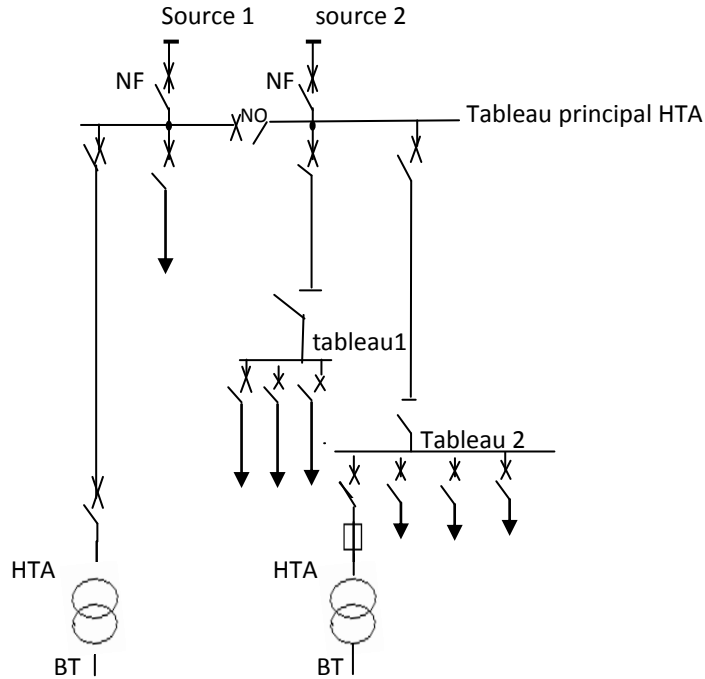


Figure I-5 : Réseau HTA radial en simple antenne

- les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage
- cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.

3-2-2-radial en double antenne sans couplage

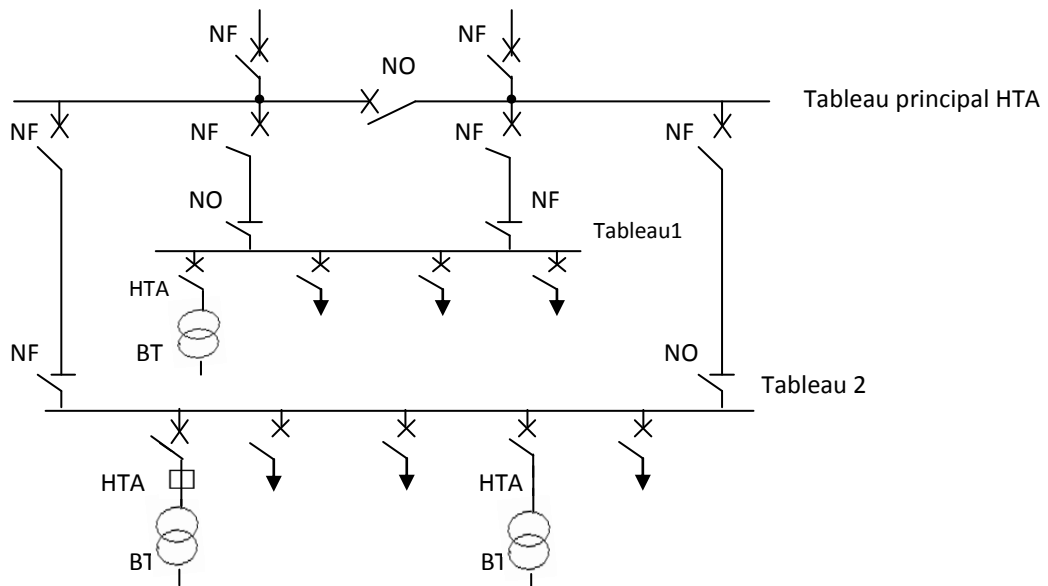


Figure I-6 : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage

- les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre
- la disponibilité est bonne
- l'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.

3-2-3-radial en double antenne avec couplage

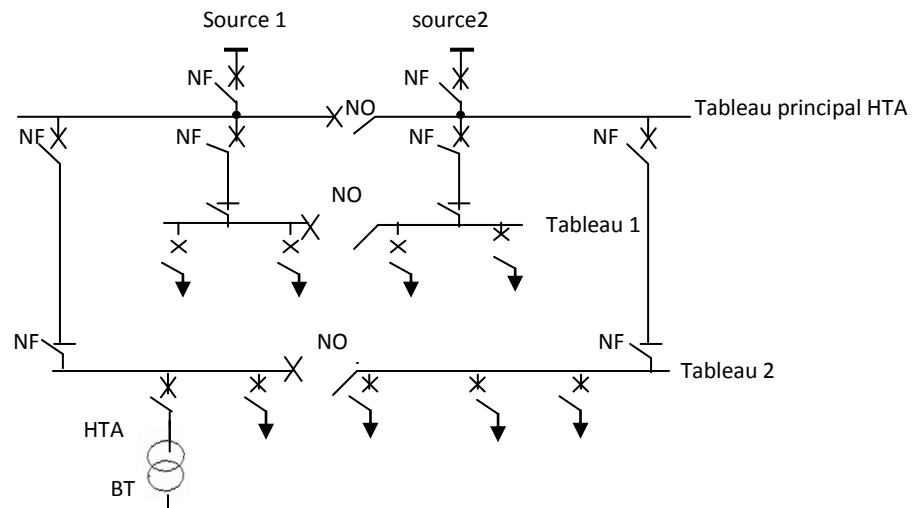


Figure I-7 : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage

Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal les disjoncteurs de couplage sont ouverts.

- chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources.
- cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.

A-en boucle

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes.

Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

A.1-boucle ouverte

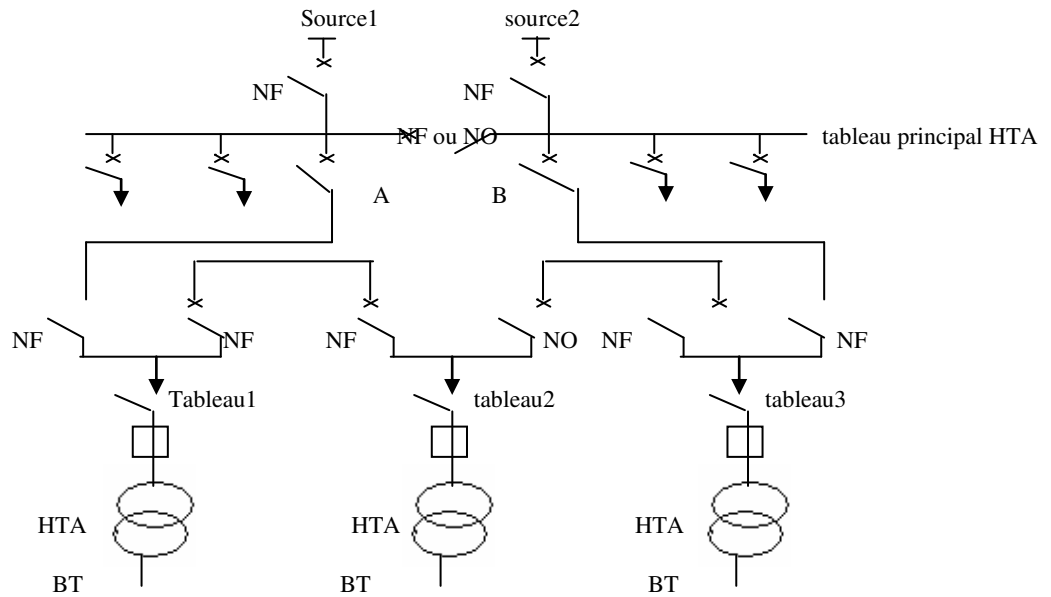


Figure I-8 : Réseau HTA en boucle ouverte

- les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs.
- les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs.
- en fonctionnement normal, la boucle est **ouverte** (sur la figure, elle est ouverte au niveau du tableau 2).
- les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources.
- un défaut sur un câble ou la perte d'une source est palie par une reconfiguration de la boucle.
- cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automatisme de reconfiguration de boucle est installé. La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

A.2-boucle fermée

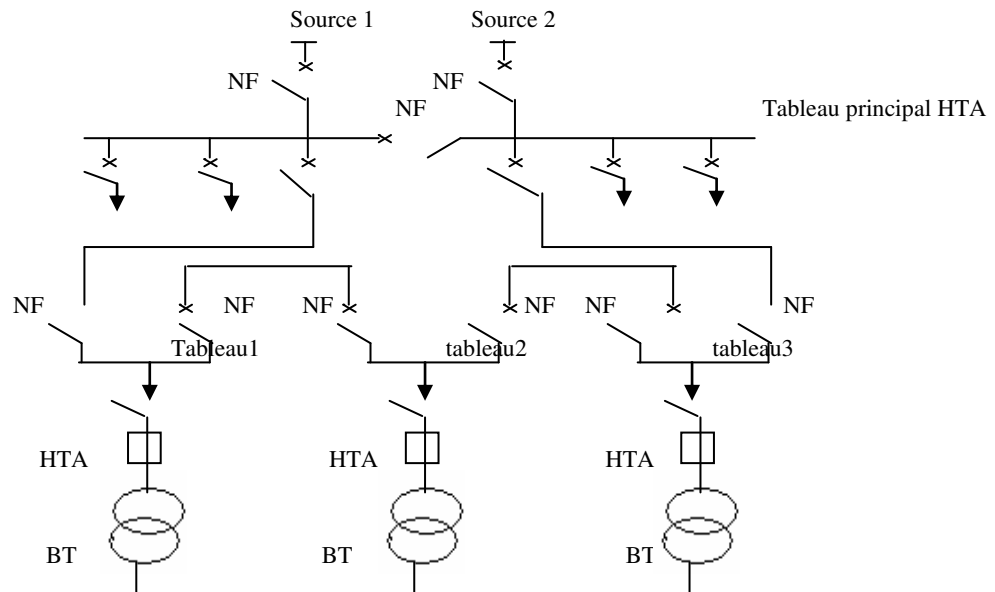


Figure I-9 : Réseau HTA en boucle fermée

- tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- en fonctionnement normal, la boucle est **fermée**.
- le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation. Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

B-en double dérivation

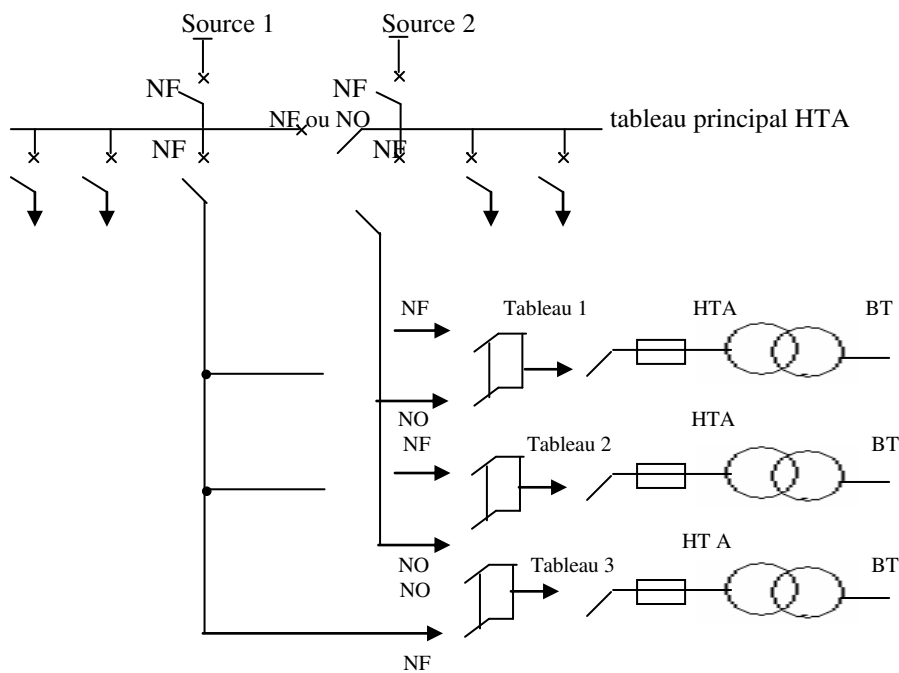


Figure I-10: Réseau HTA en double dérivation

- les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment.
- cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité.

3-2-4-La source d'alimentation

L'alimentation des réseaux industriels peut être réalisée, soit :

- en HTB, ce qui signifie que la tension est supérieure à 50 kV, en général 63 kV, 90 kV ou 225 kV.
- en HTA, ce qui signifie que la tension est comprise entre 1 kV et 50 kV, en général 5,5 kV, 10 kV, 15 kV, 20 kV ou 33 kV.
- en BTA, ce qui signifie que la tension est inférieure à 1 kV, en général 400 V.

La tension de la source d'alimentation est liée à la puissance de livraison.

4-ARCHITECTURE DES POSTES DE LIVRAISON HTB

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre:

- d'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB
- d'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HTA

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

4-1-simple antenne

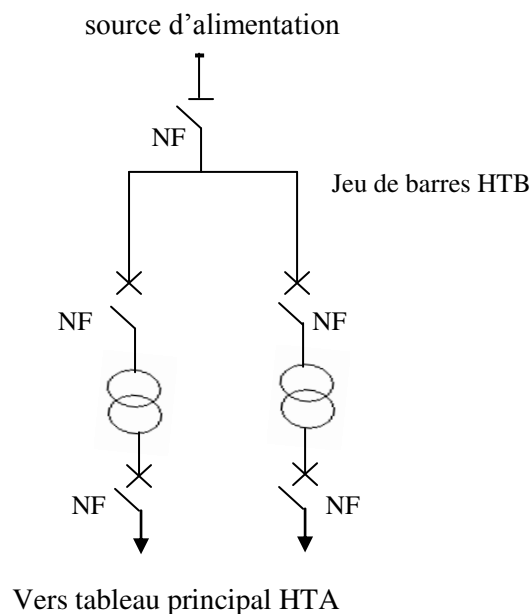
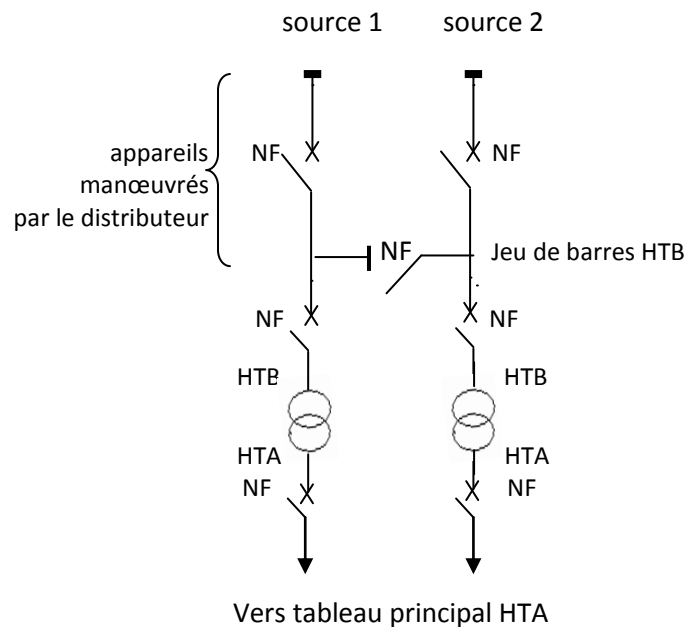


Figure I-11 : Alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB

Avantage et inconvénient**Avantage :** Coût minimal**Inconvénient :** Disponibilité faible**IV.2 double antenne****Figure I-12 : Alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB****Mode d'exploitation**

- normal : Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage.

Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.

- perturbé: En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

- **Avantage**

- bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau.

- maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci.

- **Inconvénients**

- solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne

- ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci

4-2-double antenne - double jeu de barres

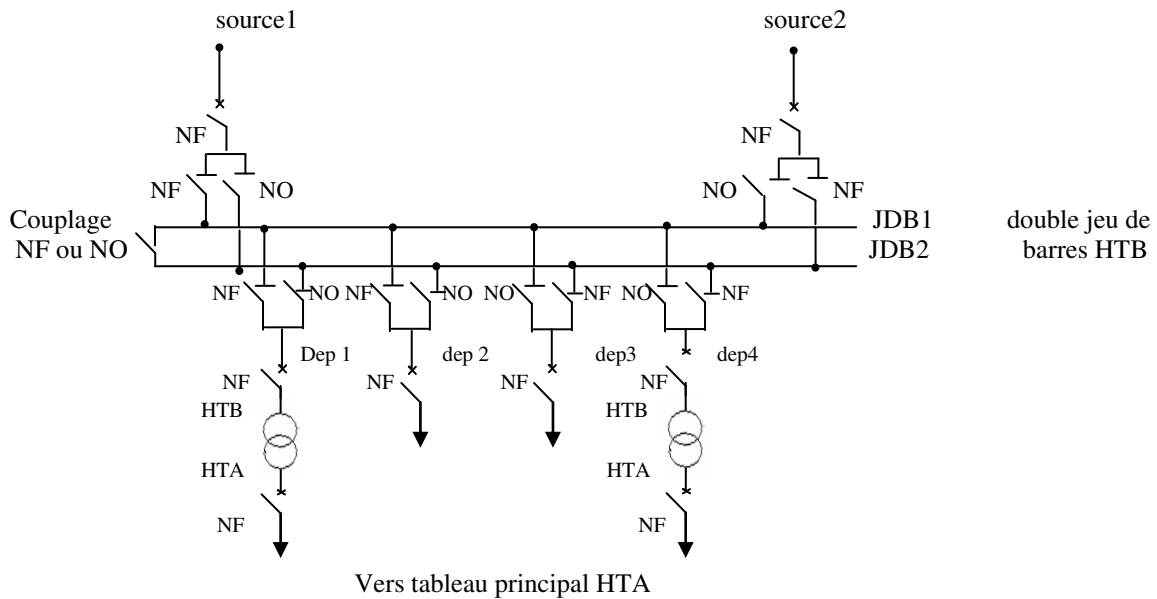


Figure1-13:Alimentation double antenne -double jeu de barres d'un poste de livraison HTB

Mode d'exploitation

- normal

- La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.
- La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

- **perturbé**

- En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

- **Avantage**

- bonne disponibilité d'alimentation
- très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres
- possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

- **Inconvénient**

- surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres. [6]

5-la distribution publique MT

Un poste ou ouvrage est une entité physique définie par sa localisation et ses fonctionnalités dans les réseaux électriques. La vocation d'un poste est avant tout d'assurer la transition entre deux niveaux de tension et/ou d'alimenter l'utilisateur final.

5-1-Le poste HT/MT en distribution publique

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution MT. Sa fonction est d'assurer le passage de la HT (≈ 100 kV) à la MT (≈ 10 kV). Son schéma type comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HT/MT, et de 10 à 20 départs MT. Ces départs alimentent des lignes en aérien et/ ou des câbles en souterrain.

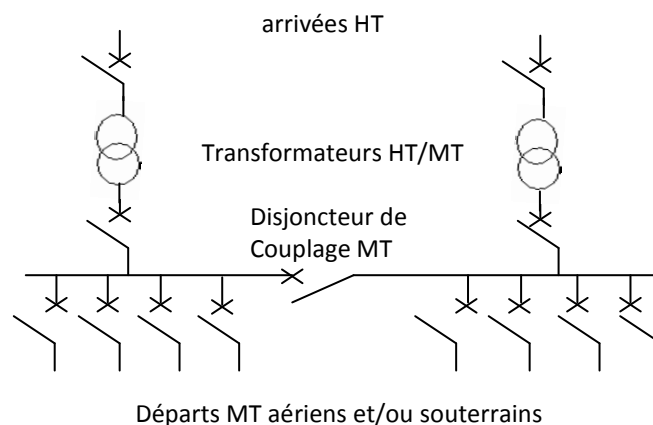


Figure I-14 : Poste HT/MT

5-2-Le poste MT/MT en distribution publique

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :

- assurer la démultiplication des départs MT en aval des postes HT/MT . Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées MT et de 8 à 12 départs MT.
- assurer le passage entre deux niveaux MT. De tels postes MT/MT intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau MT, le réseau MT est décomposé en deux niveaux avec le 11 kV et le 33 kV. Leur schéma type s'apparente à celui du poste HT/MT.

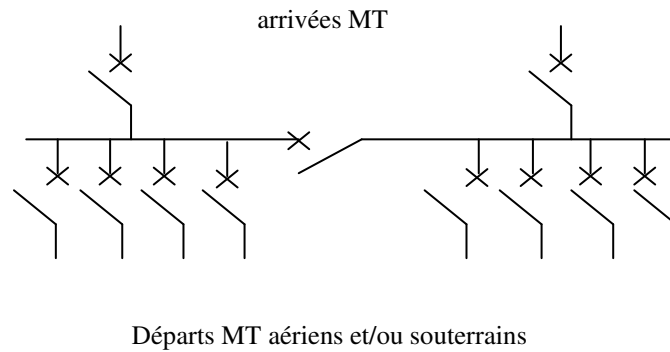


Figure I-15 : Poste MT/MT

5-3-Le poste MT/BT en distribution publique

Localisé entre le réseau de distribution MT et le réseau de distribution BT, cet ouvrage assure le passage de la MT (≈ 10 kV) à la BT (≈ 100 V). Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple que celui des ouvrages précédents. En particulier, l'appareil de base MT utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur. Ces postes sont constitués de quatre parties :

- L'équipement MT pour le raccordement au réseau amont,
- Le transformateur de distribution MT/BT,
- Le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT), et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents.

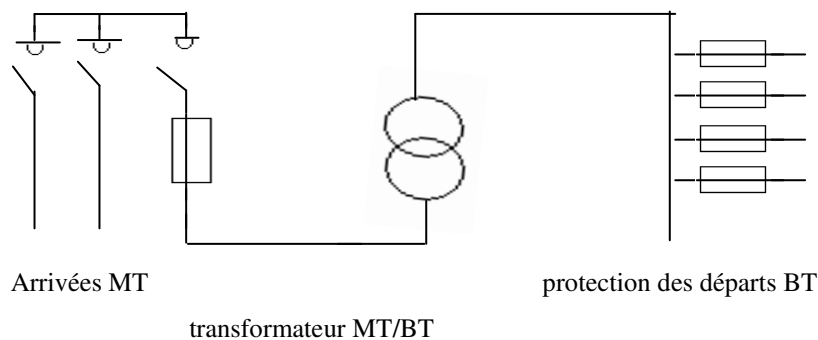


Figure I-16 : Poste MT/BT

5-4-Le poste de livraison à un abonné HT ou MT

Ces ouvrages assurent le passage de la distribution publique à la distribution privée. Ils permettent le raccordement au réseau de répartition HT d'un abonné à grande consommation (\approx MVA) via un poste HT/MT, au réseau de distribution MT d'un abonné à moyenne consommation (\approx 100 KVA) via un poste MT/BT. Le choix de la tension de raccordement au réseau de distribution publique pour un abonné dépend essentiellement de la qualité du réseau BT, en particulier de sa limite en puissance (tenues électriques).

La politique du distributeur, en particulier de la tarification qu'il propose, car pour l'abonné elle définit l'intérêt économique de l'énergie électrique, [7]

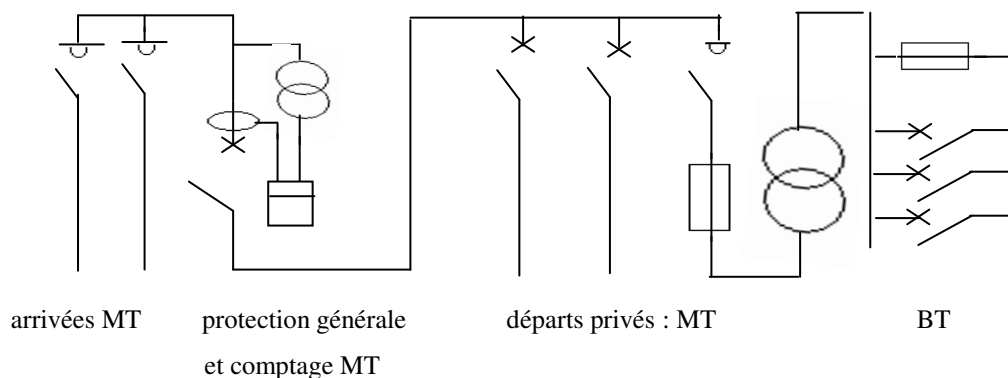


Figure I-17 : Poste livraison pour une abonnée MT

6-CONCLUSION

Dans ce chapitre, on a présenté les différents architectes du réseau de distribution moyenne tension et postes HTA /HTB .Ces architectures sont très importantes et très sensibles, il est donc nécessaire de surveiller en permanence l'état électrique des éléments et définir une protection adaptée à ces conditions contre tous type des défauts.

CHAPITRE II

Les Différents types des défauts

1-INTRODUCTION [9]

Tout fonctionnement d'un réseau électrique peut être sujet à l'apparition de défauts se manifestant souvent par des courants élevés de « court-circuit », avec de lourdes conséquences qu'il est nécessaire de savoir gérer au mieux.

2-Les défauts dans les réseaux électriques [9]**2-1- Les courts-circuits**

Les courts circuits est une liaison accidentelle entre conducteurs, précisée par :

- son type, qui définit les éléments incriminés : monophasé (entre une phase et la terre ou le neutre), triphasé (entre trois phases), biphasé isolé (entre deux phases), biphasé terre (entre deux phases et la terre),
- son régime d'établissement : évolution de la forme de son courant dans le temps.
- son intensité : valeurs maximales et minimales
- sa durée, variable, car le défaut peut être fugitif ou permanent,
- son origine, interne au niveau d'un équipement ou externe entre liaisons. [9].

2-1-1-D'après leur origines

Les défauts affectant la bonne marche d'un réseau et des machines sont dues à des causes :

- d'origine électrique
- d'origine mécanique influençant les paramètres électriques (impédance)
- ou des erreurs d'exploitation réseau

2-1-2-D'après leurs localisation

En considérant un élément (une ligne, une machine) du réseau, on est amené à distinguer :

- les défauts internes qui se caractérisent généralement par des détériorations
- les défauts externes dont les conséquences sont limités par les perturbations pouvant entraîner à plus conduire à moins longue échéance des détériorations dans l'élément considéré, et conduire ainsi au défaut interne permanent [9].

2-1-3-Suivant leurs durées

Le classement actuel des défauts se fait en fonction de la façon dont ils sont traités par les automatismes de reprise de service (réenclencheurs).

2-1-3-1-Auto extincteur

Ils disparaissent naturellement avant fonctionnement des protections, en une durée inférieure à environ 100 ms.

3-2-Les courts circuits dissymétriques [12].

Il s'agit des courts circuits :

3-2-1-Courts-circuits monophasés (phase-terre):

Il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent

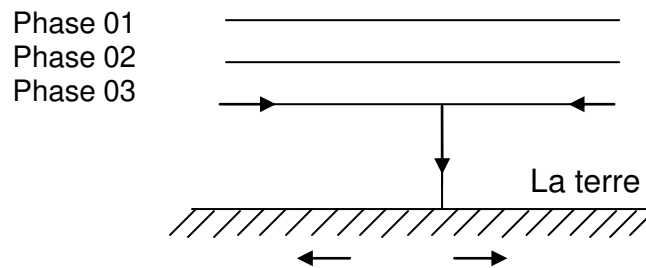


Figure II-2 : Défaut monophasé à la terre

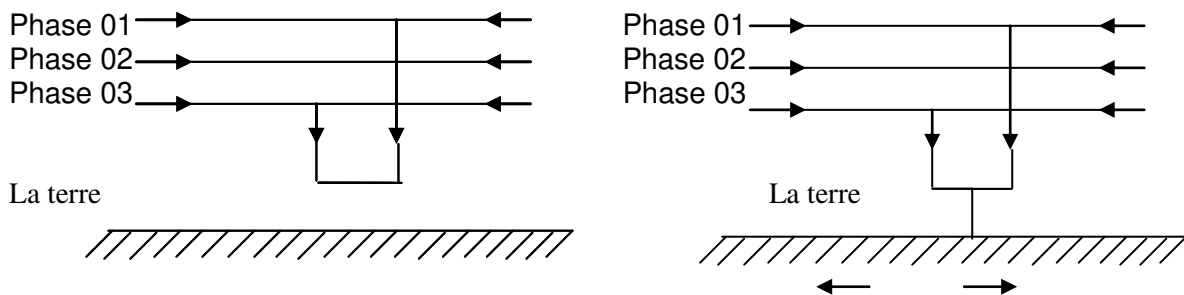
2-2-2-court-circuit biphasé isole (phase-phase) ou à la terre (phase- phase- terre)

1-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 (figII-3- a)

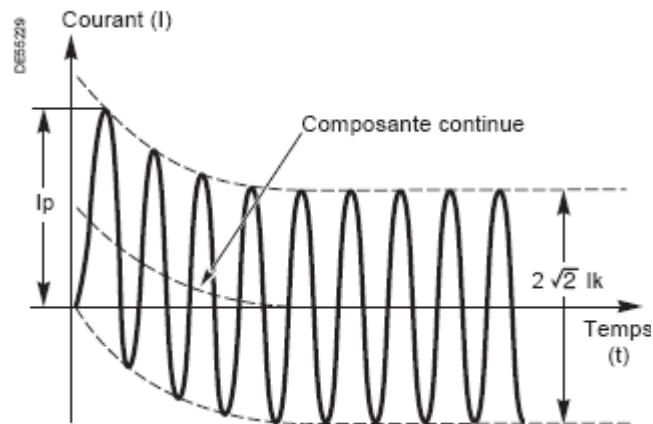
2-court-circuit biphasé terre :

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre (figII-3- b) [12].



a-Défaut biphasé isolé b-Défaut biphasé terre

Figure II-3 : Type des défauts biphasé



I_p : valeur crête

I_k : valeur efficace en KA

Figure II-4 : Courbe type d'un courant de court-circuit

4-Les causes et les conséquences des courts-circuits [10].

4-1-court-circuit entre phases (biphasé et triphasé)

4-1-1-Cause

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

4-1-2-Conséquences

- outre les efforts électrodynamiques, des efforts thermiques se développent : incendie au niveau de l'arc de défaut, échauffement sur le trajet du courant de court-circuit

La coupure rapide limite les effets thermiques

- le défaut modifie les grandeurs électriques du réseau: naissance de creux de tension, le déséquilibre d'échanges d'énergie réactive ect...

Les grandeurs électrique ainsi accidentellement modifiées perturbent le fonctionnement des machines du réseau (instabilité) en constituent un danger (surtension)

- les courants de défaut créent des phénomènes d'induction électromagnétique dans les circuits auxiliaires.

4-2-Défaut phase-terre**4-2-1- Causes**

Ce sont les mêmes que celles développant des courts-circuits phase-phase.les contacts accidentels ont lieu entre phase et terre ou entre phase et masse.

Les défauts permanents conduisent à une mise hors tension, exception faite sous certaines condition, en régime neutre isolé (ou fortement impédant).

4-2-2-Conséquence

Les courants de défaut phase-terre sont limités et ne dépassent généralement pas de 1/10 du courant de court-circuit entre phase

Les conséquences se résument généralement à :

- élévation en potentiel des masses mettant en jeu la sécurité des personnes, excéder 50v en permanence
- cuisson des prises de terre, points chauds dans les masses, brulures.
- échauffement des circuits magnétiques .le courant de défaut phase-terre sera une machine limité à une vingtaine d'ampères, ce qui évitera des dommages au circuit magnétique.
- échauffement des écrans des câbles
- surtensions développées dans le réseau

4-3-Surcharge**4-3-1-Causes**

Elles sont essentiellement dues à une augmentation de la demande d'énergie, elles ont une origine ;

- mécanique : augmentation du couple demandé (concasseurs).
- électrique: augmentation anormale du nombre des consommateurs.

Les surcharges sont également dues à une diminution du facteur de puissance, à une diminution ou à une augmentation de la tension du réseau.

4-3-2-Conséquence

Les surcharges sont synonymes de surintensités.

Les surcharges provoquent les échauffements exagérés des câbles .des transformateurs, des moteurs. Elles diminuent la durée de vie des isolants.

4-4-Erreur de couplage**4-4-1-Causes**

Le défaut apparait au couplage en opposition de phase ,d'un générateur, à la mise en parallèle de deux réseaux de phases différents (indices horaires différents)

4-4-2-Conséquences

Dans le plus mauvais des cas, elles sont identiques à celles d'un court-circuit entre phases .les dégâts dus aux effets thermiques sont généralement limités, l'énergie de défaut étant essentiellement libérée dans la chambre de coupure du disjoncteur On peut observer des détériorations mécaniques les générateurs. [10].

5-Les Différents Types De Perturbation Electrique Et Leurs Causes

On distingue sept principaux types de perturbation électrique.

- La variation ou la fluctuation de tension a pour origine la variation importante de charges électriques, par exemple par l'usage d'appareils à forte charge comme une soudeuse électrique, une lampe à arc, etc. Une fluctuation de tension se signale par un papillotement de la luminosité de l'éclairage.
- Autre déséquilibre de tension, le creux de tension est causé par un court-circuit ou la commutation de charges importantes comme le démarrage d'un moteur.
- Les coupures peuvent être causées par des courts-circuits ou des surcharges, un déclenchement accidentel ou rendues nécessaires par la maintenance. Comme pour le creux de tension, les conséquences sont nombreuses et dépendent du temps de coupure : pertes ou altération de données informatique, décrochage de moteurs de machines, ouverture de contacteurs, etc.
- Les courants harmoniques ont pour origine des charges non linéaires ou fluctuantes, comme celles causées par des variateurs de vitesse, des machines à souder, des lampes à décharge ou des tubes fluorescents. Elles ont pour conséquence des surcharges, des déclenchements intempestifs, une dégradation de la performance énergétique...
- Les inter harmoniques, de même origine, occasionnent notamment le papillotement de l'éclairage.
- Les surtensions transitoires peuvent être causées par la mauvaise manœuvre de certains équipements et par la foudre. Elles causent des déclenchements intempestifs et peuvent générer des incendies, la destruction des équipements, etc.
- Les déséquilibres de tension sont causés par des charges elles-mêmes déséquilibrées. Elles peuvent causer de graves dysfonctionnements de moteurs et de machines.

5-1-Les différents types de perturbation affectant les réseaux de distribution

Les intempéries (Tempête de vent et vent violent surtout les mois mars, juillet, novembre et décembre, ce qui à causé 60 incidents sur 320 incidents enregistrés durant une

Année soit un taux de 18 % du total incident de la DD qui a engendrés la rupture de plusieurs conducteurs et la cassure d'isolateurs

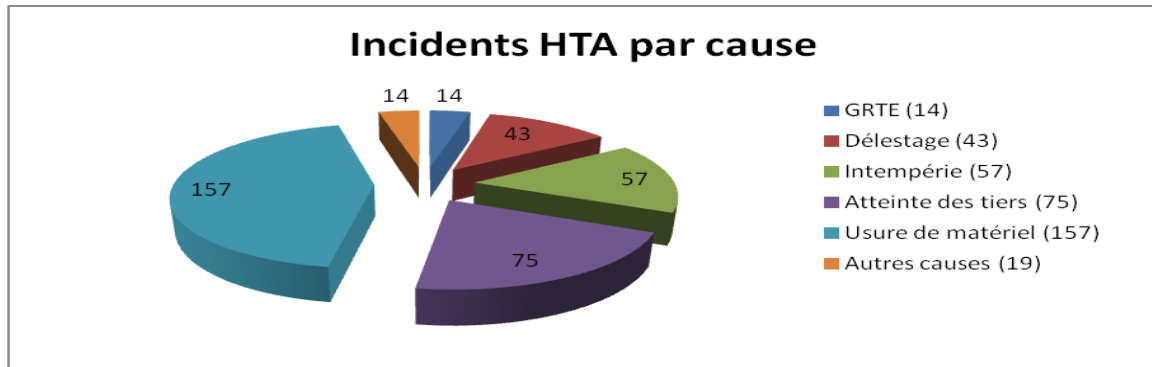


Figure II-5 : Les incidents HTA par cause

A l'analyse des résultats des paramètres, on observe que ce nombre important d'incidents est dû essentiellement aux :

- intempéries qui ont touchés la région de la DD Biskra pendant le premier semestre de l'année en question
- usure du matériel et la fréquence évolutive des agressions des tiers sur le réseau de Distribution électrique.
- travaux d'aménagement à la ville ont engendré l'accroissement de points faibles au réseau.
- casses alarmantes des isolateurs CTV en particuliers aux localités isolées d'ou la fréquence des amorçages.
- chute de conducteurs suite aux vents violents.

Incident Coté amont

Plusieurs interruptions ont été enregistrées durant cette année au niveau des postes source à savoir :

Causé par les opérations de délestages durant la période estivale et des manques Et des affaissements de tension

5-2-Quelques solutions possibles

Chaque perturbation électrique peut être évitée en appliquant des solutions éprouvées. Les problèmes de fluctuation et de sous-tension peuvent être corrigés par l'installation de compensateurs. Les coupures peuvent être évitées grâce à des dispositifs de permutation des

sources ou un disjoncteur shunt. Les harmoniques sont réduites par l'utilisation de filtres ou le confinement des charges polluantes. La protection contre les surtensions transitoires peut être obtenue par l'installation d'un parafoudre, d'un parasurtenseur ou d'un compensateur. Les déséquilibres de tensions sont évités en rééquilibrant les charges, en installant un compensateur ou un régulateur.

6- Les mises à la terre du neutre [11]

Le choix de la mise à la terre du neutre des réseaux HTA a été longtemps un sujet de controverses, compte tenu de l'impossibilité 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. Pour présenter et comparer les différents types de liaison à la terre du neutre, qui se distinguent par leur mode de raccordement du point neutre et leur technique d'exploitation.

- Impédance de mise à la terre

Le potentiel du neutre peut être fixé par rapport à la terre par cinq méthodes différenciées par la nature (capacité, résistance, inductance), et la valeur (zéro à l'infini) de l'impédance Z_N de liaison que l'on connectera entre neutre et terre pour réduire le niveau des surtensions et défaut à la terre I_{k1} .

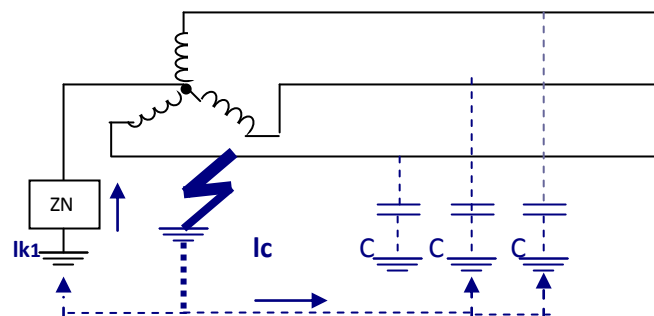


Figure II-6 : Schéma équivalent d'un réseau sur défaut à la terre

Les capacités C sont les capacités naturelles de fuite des câbles à la terre. Le courant I_c est le courant capacitif total du réseau se rebouclant à travers les phases saines du réseau.

6-1- Neutre isolé

Ce schéma permet de limiter l'amplitude des courants de défaut.

- Il permet la mise en œuvre de protections sélectives simples si le courant de limitation est très supérieur au courant capacitif du réseau.

- La bobine, de faible résistance, n'a pas à dissiper une puissance thermique élevée, ce qui réduit son dimensionnement.
- En HTA, le coût de cette solution est plus avantageux qu'avec une résistance.

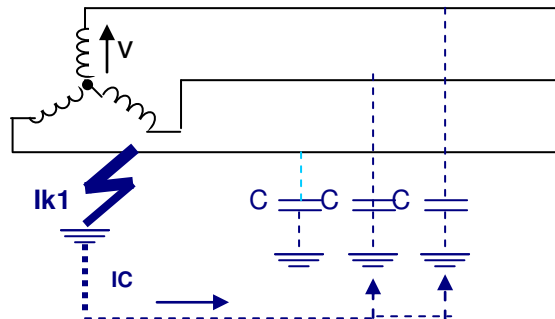


Figure II-7 : Courant de défaut capacitif sur réseau isolé

6-2-Mise à la terre par résistance

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, sélectives et le courant est limité.

Dans les réseaux de distribution, on adopte des valeurs plus élevées (100 A à 300 A) plus faciles à détecter et permettant l'écoulement des impulsions de foudre.

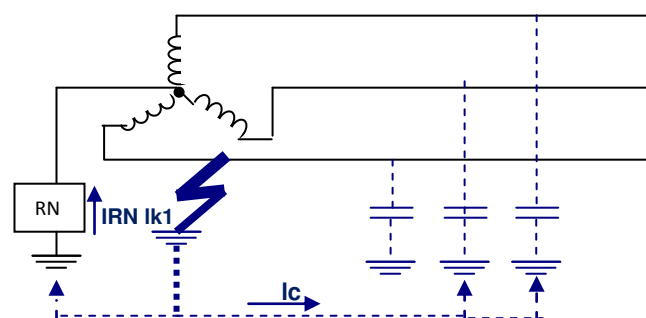


Figure II-8: Réalisations de mise à la terre pour neutre accessible:
Résistance entre neutre et terre.

6-3-Mise à la terre par réactance faible (neutre impédant)

Ce schéma permet de limiter l'amplitude des courants de défaut.

- Il permet la mise en œuvre de protections sélectives simples si le courant de limitation est très supérieur au courant capacitif du réseau.

- La bobine, de faible résistance, n'a pas à dissiper une puissance thermique élevée, ce qui réduit son dimensionnement.
- En HTA, le coût de cette solution est plus avantageux qu'avec une résistance.

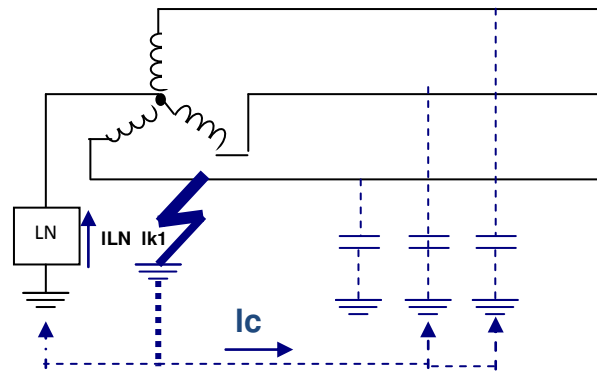


Figure II-9-Réalisation de mise à la terre pour neutre accessible

6-4-Mise à la terre par réactance de compensation (neutre compensé)

Ce système permet de diminuer les courants de défaut même si la capacité phase-terre est grande : extinction spontanée des défauts à la terre non permanents

- A l'endroit du défaut, les tensions de contact sont limitées
- Le maintien en service de l'installation est assuré malgré un défaut permanent
- Le signalement du premier défaut est donné par la détection du passage du courant dans la bobine de point neutre.

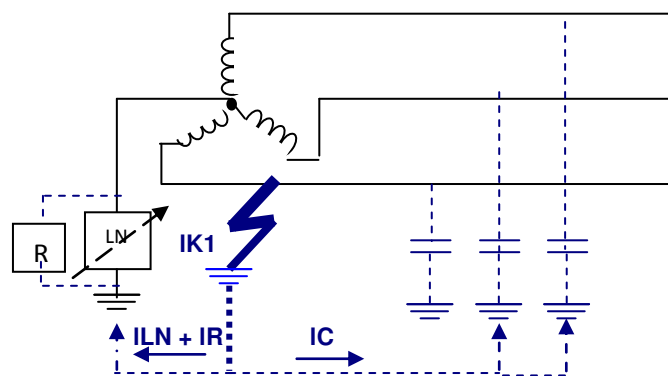


Figure II-10 : Défaut à la terre dans un réseau avec réactance de compensation à la terre

- Réseau souterrain (poste urbain) : le régime de neutre actuel est conservé, neutre limité 300 A ou 1000 A.

6-5-Neutre direct à la terre

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

Le neutre étant mis à la terre sans impédance de limitation, le courant de défaut I_{k1} entre phase et terre est pratiquement un court-circuit phase neutre, donc de valeur élevée (figII-11).

La coupure se fait au premier défaut d'isolement.[11]

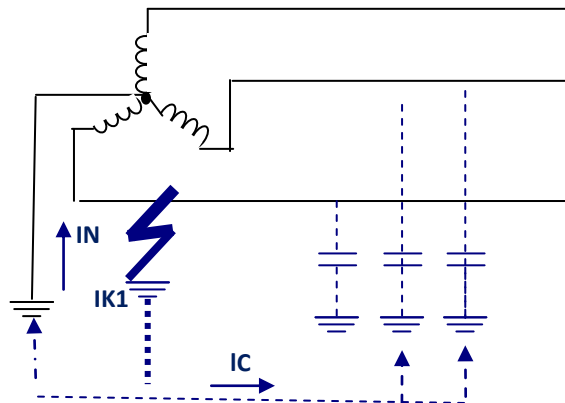


Figure II-11: défaut à la terre dans un réseau à neutre direct à la terre

Synthèse des caractéristiques des neutres					
Caractéristiques	Régimes de neutre				
	Isolé	Compensé	résistance	réactance	direct
Amortissement des surtensions transitoires	-	+ -	+	+ -	++
Limitation des surtensions 50Hz	-	-	+	+	+
Limitation des courants de défaut	+	++	+	+	--
Continuité de service (autorisation du non déclenchement au premier défaut)	+	+	-	-	-
Protection sélective simple	-	--	+	+	+
Dispense d'un personnel qualifié	-	-	+	+	+

Légende : + bon
- médiocre

Tableau II-1 : Synthèse des caractéristiques des neutres

7-analyse des courts circuits symétriques et asymétriques[20]

7-1-Les composantes Symétriques

a-Représentation vectorielle du système triphasé équilibré

En fonctionnement équilibré, le système triphasé de tensions peut être vu comme il est représenté (Figure II-12)

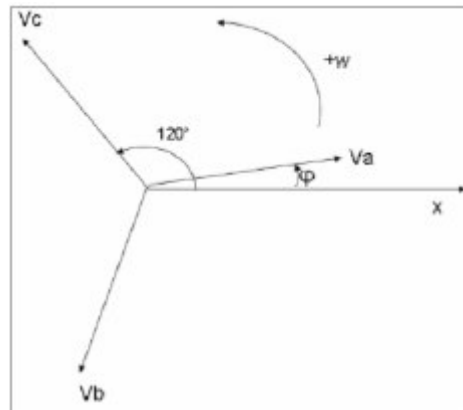


Figure II-12 : Représentation vectoriel équilibré

Dans ce système, les grandeurs différentes, ramenées à l'axe Ox , s'expriment comme :

$$\begin{cases} V_a = V_m \cdot \cos(\omega t + \varphi) \\ V_b = V_m \cdot \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi) \\ V_c = V_m \cdot \cos(\omega t - \frac{4\pi}{3} + \varphi) \end{cases}$$

Elles sont donc de même amplitude et déphasées de 120° . Un traitement vectoriel n'est pas toujours pratique ; c'est pourquoi on fait appel à la représentation de ces grandeurs en valeurs complexes. Ainsi en supposant pour simplicité l'angle nul, nous pouvons écrire

$$\begin{cases} V_a = V_{eff} \cdot e^{j \cdot 0^\circ} \\ V_b = V_{eff} \cdot e^{-j \cdot 120^\circ} \\ V_c = V_{eff} \cdot e^{-j \cdot 240^\circ} \end{cases}$$

On introduit une variable « a » telle que :

$$\left\{ \begin{array}{l} a = e^{j.120^\circ} \\ a^2 = e^{j.240^\circ} \\ a^3 = e^{j.360^\circ} = 1 \\ a^4 = a \end{array} \right.$$

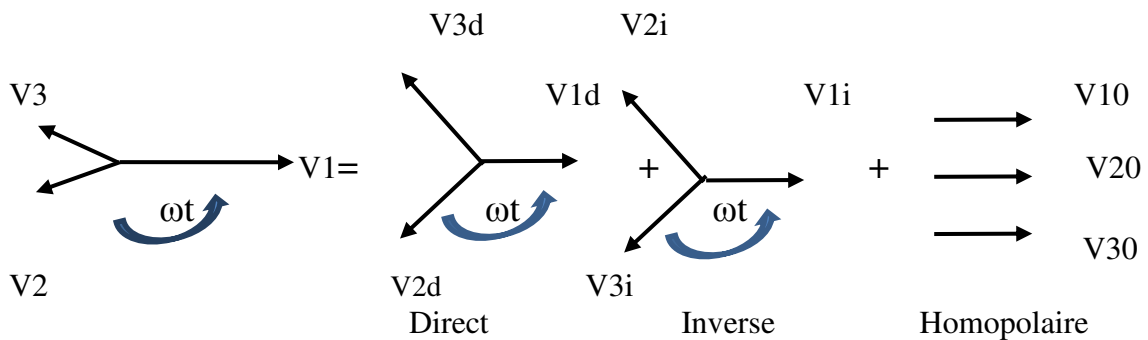
$$1 + a + a^2 = 0$$

Alors on peut écrire :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_a = V_{eff} \\ V_b = V_{eff}.a^2 \\ V_c = V_{eff}.a \end{array} \right.$$

B-Système triphasé déséquilibré – composantes asymétriques :

Suite à une perturbation quelconque, il est possible que les trois tensions changent de module et de déphasage entre elles. Ainsi, on peut représenter vectoriellement cet état du système comme suit :



On prouve mathématiquement que :

$$V_a = V_{da} + V_{ia} + V_{0a}$$

$$V_b = V_{db} + V_{ib} + V_{0b}$$

$$V_c = V_{dc} + V_{ic} + V_{0c}$$

Inversement, on a aussi :

$$\vec{V}_1 = \vec{V}_d + \vec{V}_i + \vec{V}_0$$

$$\vec{V}_2 = a^2 \cdot \vec{V}_d + a \cdot \vec{V}_i + \vec{V}_0$$

$$\vec{V}_3 = a \cdot \vec{V}_d + a^2 \cdot \vec{V}_i + \vec{V}_0$$

On a aussi :

$$\vec{V}_d = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + a \cdot \vec{V}_2 + a^2 \cdot \vec{V}_3)$$

$$\vec{V}_i = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + a^2 \cdot \vec{V}_2 + a \cdot \vec{V}_3)$$

$$\vec{V}_0 = \frac{1}{3} (\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3)$$

$a = e^{j \frac{2\pi}{3}}$: Opérateur de rotation, appliqué à un vecteur le fait tourner d'un angle de $2\pi/3$ dans le sens trigonométrique.

8-Calcul du courant de court-circuit

8-1-Calcul de courant de court-circuit triphasé

En cas de défaut triphasé, les tensions au point de défaut sont nulles

On aura : $V_i = V_d = V_0 = 0$

En remplaçant dans les trois systèmes,

On obtient : $E_d = Z_d * I_d$

$$I_i = 0$$

$$I_0 = 0$$

D'où le courant de court-circuit triphasé :

$$I_{k3} = \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{Z_{cc}}$$

$$I_{cct} = I_d = \frac{E_d}{Z_d} = \frac{V_d}{Z_d} = \frac{1.1 U_n}{3^{1/2} * Z_{cc}}$$

Avec :

- Z_{cc} : impédance du réseau amont ou point de défaut.

- U_n : tension composée.

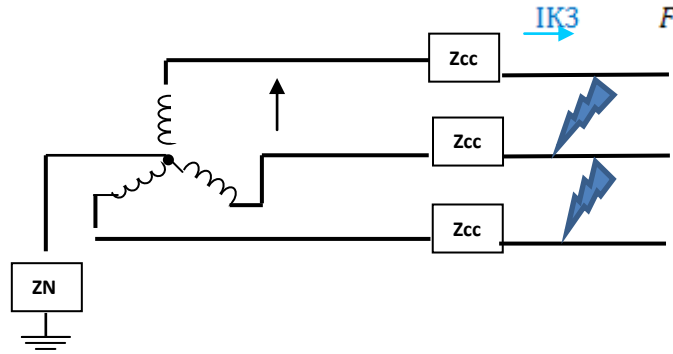


Figure II-13 : Court circuit triphasé

8-2-Court-circuit monophasé entre conducteur de phase et terre

Dans le cas ou le neutre est mis à la terre le courant de court- circuit se reterme par le circuit du neutre

$$I_2 = I_3$$

$$V_1 = V_d + V_i + V_o = Z_n \times I_1$$

$$I_d = I_i = I_o$$

$$I_i = I_i + I_o + I_d = 3I_d \Rightarrow I_d = \frac{I_i}{\sqrt{3}}$$

D'où : $V_1 = 3 \times Z_n \times I_d$

$$\begin{aligned} \text{Et on à : } E_d &= V_1 + I_d \times (Z_d + Z_i + Z_o) \\ &= V_d + V_i + V_o + I_d \times (Z_d + Z_i + Z_o) \\ &= 3 \times Z_n \times I_d (Z_d + Z_i + Z_o) \\ &= I_d (3 \times Z_n - Z_d + Z_i + Z_o) \\ &= \frac{E_d}{(Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_n)} \end{aligned}$$

$$I_{ccm} = I_d \times 3 = 3 \times \frac{1.1 U_n}{\sqrt{3}(Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_n)}$$

$$I_{ccm} = \frac{\sqrt{3} \times 1.1 U_n}{(Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_n)}$$

Ce calcul est nécessaire dans les réseaux ou 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 :

$$I_{K1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_N}$$

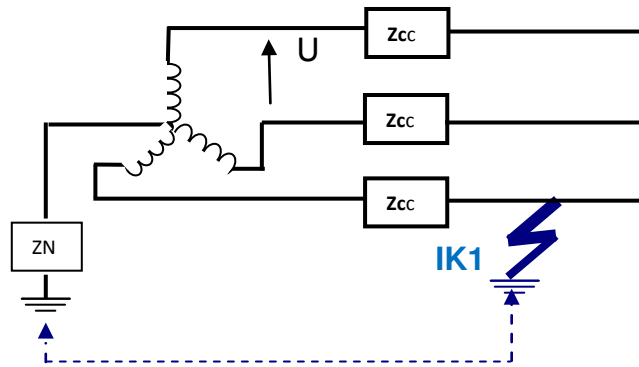


Figure II-14 : Court circuit monophasé

8-3-Court-circuit biphasé entre conducteurs de phase (fig. II-15)

En appliquant le principe de superposition, on obtient :

$$V_d = V_i$$

$$I_d + I_i = 0$$

$$I_o = 0$$

$$E_d = V_d - V_i + Z_d \times I_d - Z_i \times I_i$$

$$= 0 + Z_d \times I_d - Z_i \times (-I_d) = Z_d \times I_d - Z_i \times (-I_d)$$

$$E_d = I_d \times (Z_d + Z_i)$$

$$\text{Donc : } I_d = I_{ccb} = I_{K2} = \frac{E}{Z_d + Z_i} = \frac{1.1 U_n}{Z_d + Z_i}$$

Dans le cas d'un réseau : $Z_d = Z_i = Z_{cc}$

$$D'où : \frac{1.1 U_n}{Z_d + Z_i} = \frac{1}{3\sqrt{2}} \times \frac{1.1 U_n}{2 \times Z_{cc}} = \frac{1}{2} \times \frac{1.1 U_n}{\frac{1}{3\sqrt{2}} \times Z_{cc}}$$

$$I_{ccb} = \frac{1}{2} \times I_{cct}$$

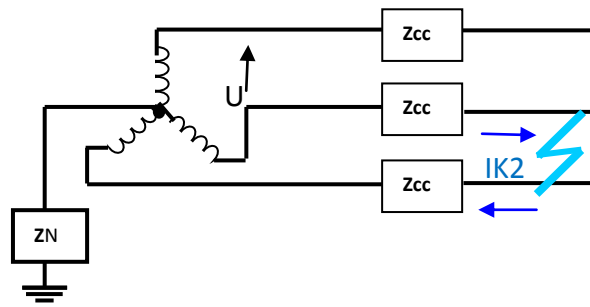


Figure II-15 : Court-circuit biphasé

8-4-Court-circuit biphasé entre conducteurs de phase et terre

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

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

$$I_i = \frac{-E(Z_i + Z_o + 3Z)}{Z_d \cdot Z_i + (3Z + Z_o) \cdot (Z_d + Z_i)}$$

$$I_o = \frac{-E \cdot Z_i}{Z_d \cdot Z_i + (3Z + Z_o) \cdot (Z_d + Z_i)}$$

$$I_{KE2E} = \frac{\sqrt{3}}{(Z_d + 2Z_o)}$$

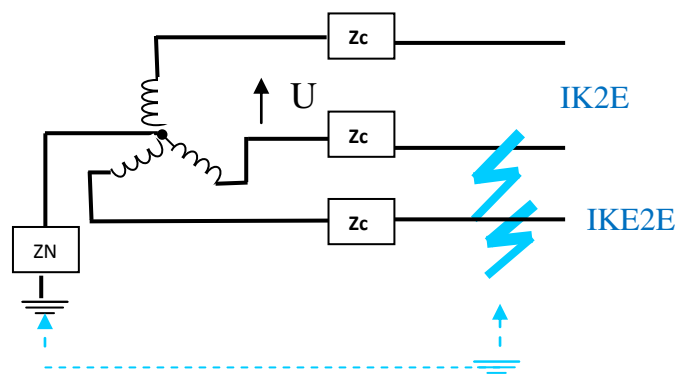


Figure II-16 : Court circuit biphasé terre

Conclusion

Après l'étude des différents problèmes techniques dont les causes et les conséquences relatifs aux principaux défauts, il est intéressant de rappeler qu'ils sont très variés et qu'ils conduisent soit à l'arrêt de l'alimentation électrique soit à une alarme. Qui doit tenir compte des besoins à satisfaire pour la protection des réseaux électriques [10].

CHAPITRE III

Les équipements et les Différents types de protection

1 - Introduction [5]

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable: court-circuit, défaut d'isolement, surtension,...etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

A partir de l'analyse du comportement des matériels électriques (moteurs, transformateurs, câbles, ...etc.) sur défauts et des phénomènes qui en découlent, on choisit les dispositifs de protection les mieux adaptés. C'est ce que l'on va présenter dans ce chapitre.

2 - Système de protection**2-1- 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.

2-2- Les fonctions de 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

2-3- Les relais de protection**2-3-1 - Définition**

Les relais de protection 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.

Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc. Un relais de

protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs ouvrir et alimente les circuits de déclenchement.

2-3-2 - Les types

Un relais de protection électrique, elle partagé en trois types :

A - Les relais électromécaniques

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. (Figure III-1)

Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur

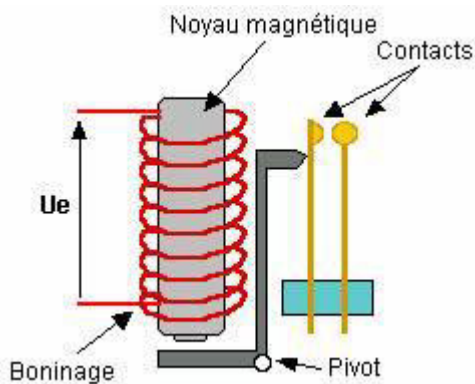


Figure III-1 : Relais électromagnétique

B - Les Relais statique

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques. Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage). (Figure III-2)



Figure III-2 : Relais statique shneider

C - Les Relais numériques

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection.

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local. [5]



1-Relais numérique siemens

2- Relais numérique schneider

Figure III-3 : Relais numérique

3- Description du système de protection sur un réseau moyenne tension [13]

Un système de protection repose sur la structure globale du réseau électrique et coordonne ses différents éléments de protection. Les protections individuelles se composent d'une chaîne constituée des éléments suivants (Figure III-4)

-capteurs de mesure; de courant et de tension qui fournissent les informations nécessaires à la détection des défauts,

-relais de protection, qui surveillent en permanence l'état électrique du réseau et qui élaborent des ordres de commande au circuit de déclenchement,

- appareillages qui ont le rôle de coupure: disjoncteurs, interrupteurs fusibles, contacteurs fusibles.

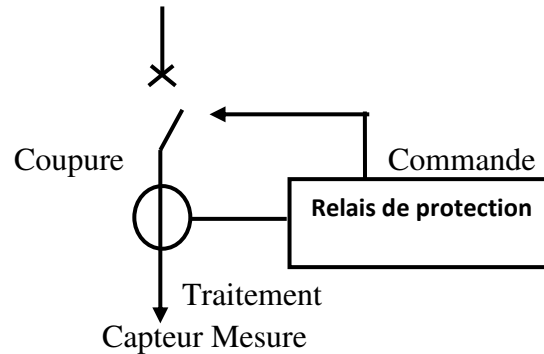


Figure III-4 : Chaîne de protection

Un système de protection doit :

- préserver la sécurité des personnes et des biens ;
- éviter la destruction partielle ou totale des matériels ;
- assurer la meilleure continuité de fourniture possible.

On définit alors les dispositifs de protections contre :

- les courts-circuits, entre phases et phase-terre ;
- les surcharges ;
- les perturbations de tension et électromagnétiques :
 - les surtensions à fréquence industrielle ;
 - les surtensions d'origine atmosphérique ;
 - les perturbations électromagnétiques.

Un plan de protection est donc l'ensemble des dispositions pour :

- éliminer les défauts en séparant l'élément défectueux du reste du système électrique par un organe de coupure ;
- éliminer un défaut par une protection et assurer éventuellement la protection de secours (redondance des protections) ;
- protéger certains matériels spécifiques: transformateurs, lignes/câbles HTA, gradins de condensateurs HTA, entre autres ;

- permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité) pour effectuer certaines opérations d'exploitation : travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs.

Les qualités d'un plan de protection sont les suivantes :

- la sensibilité.
- la sélectivité.
- la rapidité.
- la fiabilité.
- la simplicité.
- le coût.

Le plan de protection doit être organisé afin de permettre la sélection et l'élimination des défauts d'isolement de toutes formes. Il doit permettre de distinguer l'élément défectueux; parmi les éléments de réseaux suivants :

- départs HTA ;
- jeux de barres HTA ;
- transformateurs HTB/HTA et leurs liaisons aux jeux de barres HTA.

Ces protections sont alors organisées en cascade suivant ces trois niveaux.

De plus, il faut ajouter :

- les protections contre les défauts résistants (des défauts très résistants ne sont pas «Vus » par les protections de phase, mais, fréquemment ils évoluent, dans le temps, en défauts moins résistifs);
- les protections des tableaux HTA ;
- les protections du transformateur HTB/HTA ;
- l'élimination des défauts par le fonctionnement du disjoncteur shunt.

(A supprimé)

4-Les différents types de protections [13]

Les protections sont utilisées pour détecter et isoler tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique. La fonction de protection est réalisée par des relais ou des appareils multifonctions, qui comparent en permanence les grandeurs électriques du réseau à des seuils réglables.

En fonction du type de protection, les grandeurs mesurées par les capteurs peuvent être: courant, tension, fréquence et les grandeurs calculées peuvent alors être : puissances, impédances. Lorsque la mesure dépasse le seuil, la protection donne des ordres d'action comme l'ouverture du disjoncteur, après une temporisation. Cette temporisation est la somme du temps de coupure du

disjoncteur (temps de mesure, de calcul de l'algorithme, de réponse de l'appareil et le temps d'élimination de l'arc), des tolérances de temporisation (marge de sécurité afin d'éviter les doubles déclenchements).

Cette chaîne d'actions est présentée dans la Figure suivante

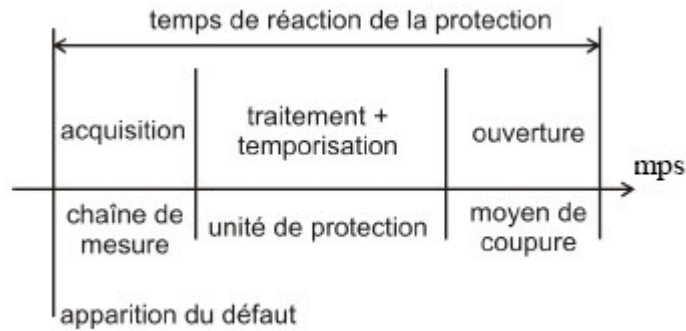


Figure III-5 : Décomposition du temps de réaction d'une protection

Nous listons dans la suite quelques algorithmes de protection.

- a- La protection ampère métrique
- b- La protection différentielle
- c- La protection de distance
- d- La protection watt métrique homopolaire
- e- Les protections volt métrique homopolaires

4-1- La protection ampère métrique

Les protections ampère métriques mesurent la valeur de courant de phase ou de terre. C'est pourquoi il existe des protections à maximum de courant phase et des protections à maximum de courant terre. Ces deux types de protections ampèremétriques peuvent aussi être munies d'une fonction de directionnalité.

4-1-1- Les protections à maximum de courant phase (code ANSI 50 ou 51)

Ce type de protection est utilisé pour détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La grandeur mesurée est alors le courant. Lorsqu'un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant au seuil, la protection devient active et déclenche. La protection peut être utilisée avec une temporisation qui bloque la commande de déclenchement pendant un temps égal à la temporisation sélectionnée (de fonctionnement). Suivant le calcul de la temporisation en fonction du courant mesuré, il existe des protections à temps indépendant (ou constant) et à temps dépendant (où inverse).

-Les protections à temps indépendant ont une temporisation constante, indépendante de la valeur du courant. La courbe de déclenchement est simple et définit une zone de fonctionnement limitée à gauche par le seuil de fonctionnement en courant, I_s -seuil de courant, et en bas par le retard de fonctionnement de la protection, T - temporisation, , (Figure III-6).

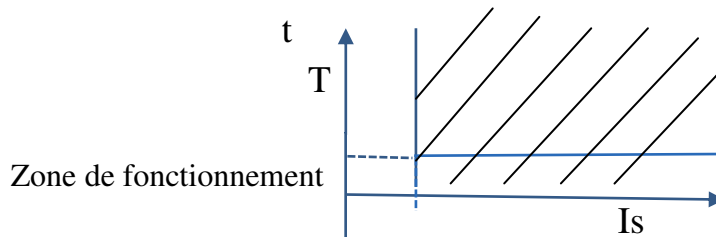


Figure III-6 : Protection à temps indépendant

-Les protections à temps dépendant ont une temporisation dépendant du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. On l'appelle inverse parce que le retard diminue avec l'augmentation du courant mesuré, à l'image de la fusion d'un fusible en fonction de la surintensité qui le parcourt, (Figure III-7).

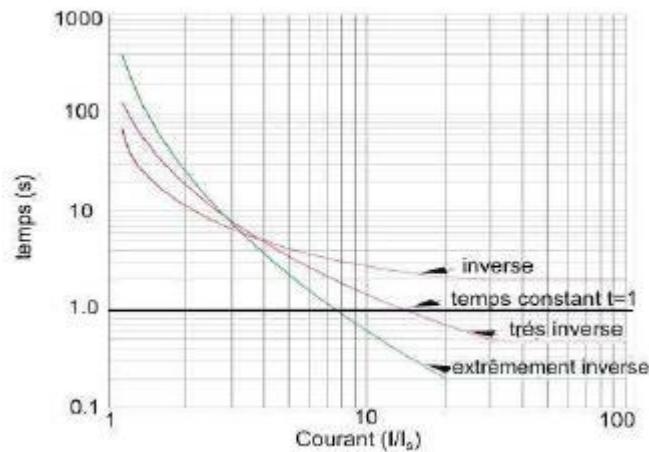


Figure III-7 : La fusion d'un fusible en fonction de la surintensité

4-1-2-Les protections à maximum de courant terre: (code 67 N, 67 NC, 50N ou 51N, 50G ou 51G)

Les protections ampèremétriques de terre sont utilisées pour détecter les défauts à la terre.

Elles sont activées lorsqu'il y a un courant résiduel qui circule dans la terre. En régime de Fonctionnement normal, le courant résiduel $I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3$ quasi nul. Lors d'un défaut,

Il donne une image du courant de défaut qui passe par la terre (dans les cas des réseaux sans neutre distribué). Comme la protection de phase, le principe de protection de terre est simple ; si la valeur mesurée de courant dépasse le seuil pendant une durée égale à la temporisation choisie, la protection est activée. Le courant résiduel peut être mesuré par :

-Un transformateur de courant de type tore pour les trois conducteurs qui mesurent un flux magnétique $Q_{rsd}=Q_1+Q_2+Q_3$. Ce flux est proportionnel au I_{rsd} parce que chaque flux magnétique composant est proportionnel au courant correspondant.

-trois transformateurs de courant, qui mesurent chaque courant de phase, connectés en parallèle afin d'obtenir la somme vectorielle. Ces protections peuvent être à temps dépendant ou indépendant comme les protections à maximum de courant de phase. [13]

4-2-Automate de réenclencheur [5]

Les pluparts des défauts dans les réseaux de distribution MT aérien sont du type défaut fugitif, a fin de limiter la durée de la coupure d'électricité des clients au minimum, les différents automates de reprise de service (réenclencher) sont installés sur les départs. Sur les départs aériens du réseau de distribution MT issue d'un poste source, on peut trouver un disjoncteur commandé par un dispositif de réenclenchement triphasé avec les cycles rapide et lent (Fig III-8). L'instruction d'action de réenclencher est automatiquement effectuée selon les étapes consécutives ci-dessous :

4-2-1-Cycle rapide

c'est le cycle de déclenchement réenclenchement triphasé rapide. Après 150 ms du moment de l'apparition du défaut, le disjoncteur est ouvert pour coupure de l'alimentation du réseau en défaut. La durée de mise hors tension est d'environ 300 ms pour permettre la désionisation de l'arc électrique. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défauts fugitifs.

4-2-2-Cycles lents

si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement-réenclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement a lieu 500 ms après la réapparition du défaut. La durée de coupure est de 15 à 30 seconde. Ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue; c'est le cas général lorsqu'il est fait usage d'interrupteurs aériens à ouverture dans le creux de tension (IACT). Si le défaut est éliminé après les cycles lents, il est de type défauts semi permanents.

4-2-3-Déclenchement définitif

si le défaut persiste encore après des cycles de réenclechement (cycle rapide, 1 ou 2 cycles lents), c'est un défaut permanent. Le disjoncteur est déclenché après 500 ms jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire

des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires.

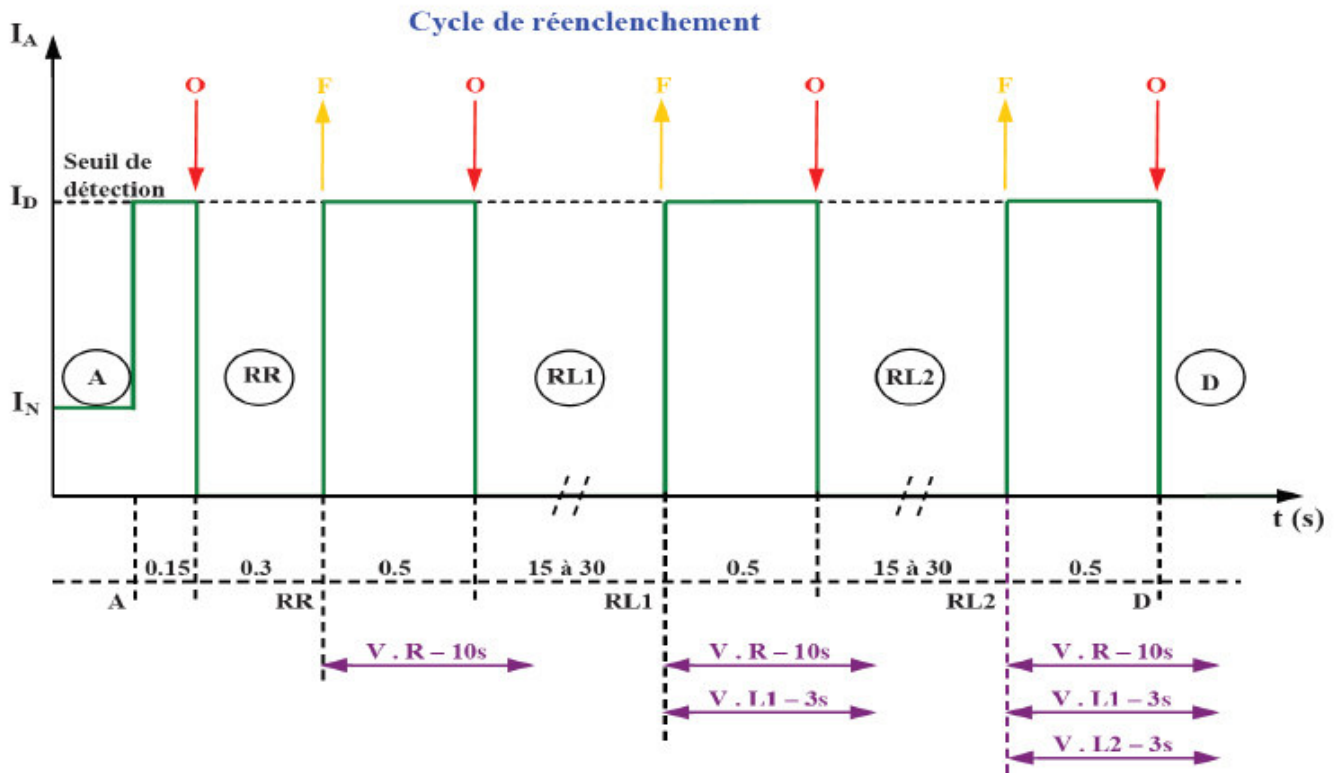


Figure III-8 : le cycle de réenclecheur

5- Qualités principales d'un système de protection

5-1- 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 et 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

5-2 - 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 oeuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, ils existe différentes sélectivités qui peuvent être mises en oeuvre :

5-2-1-Sélectivité ampérométrique [19]

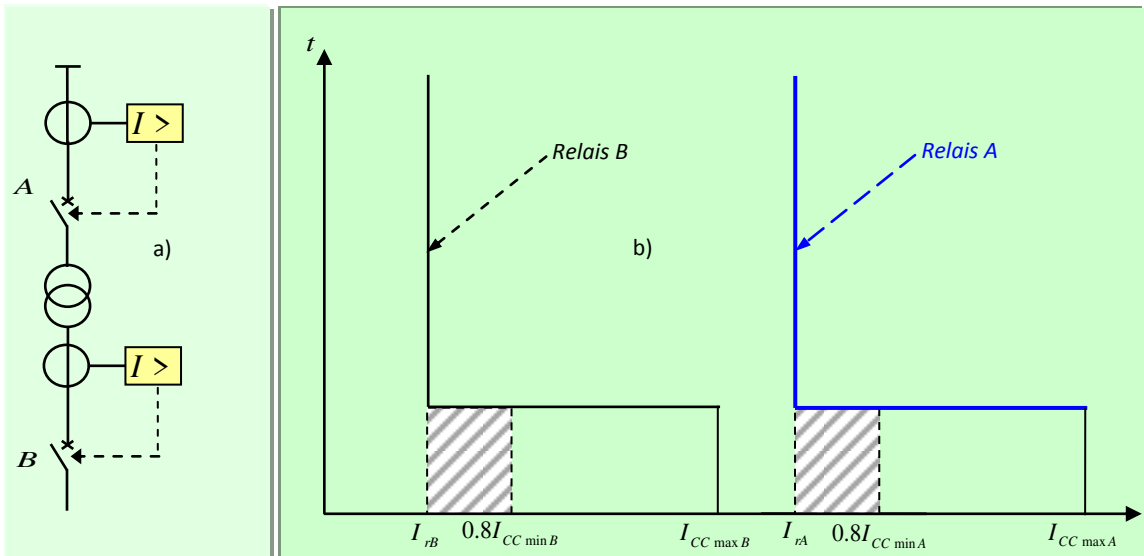
Elle est basée sur le fait que dans un réseau la valeur du court-circuit est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné (Figure III-9).

La protection a maximum de est réglée a un seuil I_r

$$I_{cc\ max\ B} < I_r < 0.8 I_{cc\ min\ A}$$

$I_{cc\ max\ B}$: de court-circuit maximal vu par la protection située en B

$I_{cc\ min\ A}$: de court-circuit maximal vu par la protection située en A



a- schéma unifilaire de la partie à protéger, b- caractéristiques des relais amont et aval

Figure III-9: Sélectivité ampérométrique

5-2-2-Sélectivité chronométrique

Elle consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant. Ces temporisations sont d'autant plus longues que la protection est plus proche de la source. Cette règle n'est pas totalement valable pour les réseaux maillés. (Figure III-10)

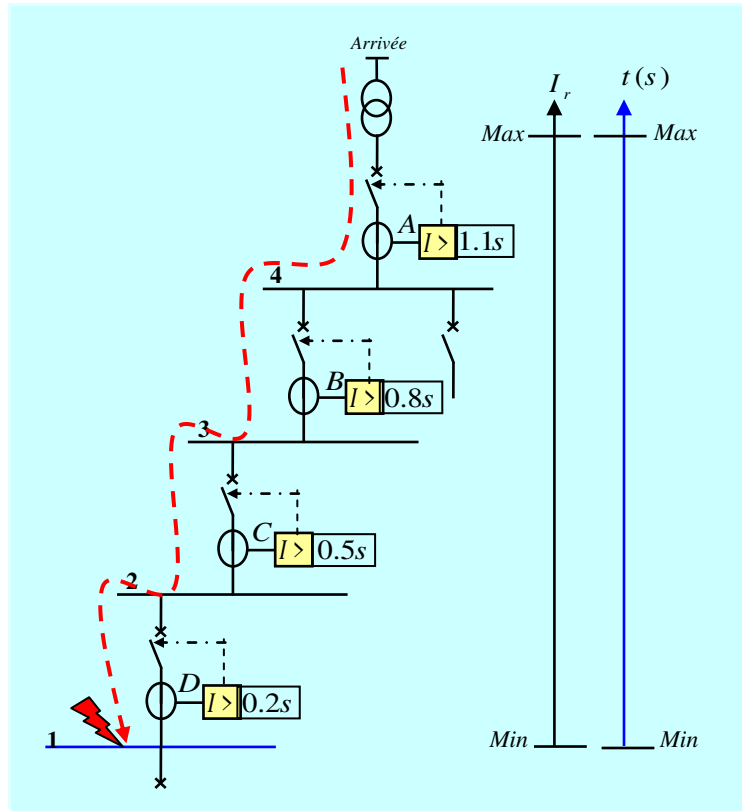


Figure III-10: principe de la sélectivité chronométrique : réseau à une arrivée, 4 étages

Réglage des seuils de courant

Pour assurer une parfaite sélectivité, les réglages des seuils de courant doivent être tels que :

$$I_{rA} > I_{rB} > I_{rC} > I_{rD}$$

$I_{rA}, I_{rB}, I_{rC}, I_{rD}$: Seuils des protections A, B, C, D

Par expérience, les protections successives A et B doivent donc vérifier la relation suivant:

$$I_{rA} > 1.22.I_{rB}$$

Dans la pratique on prend un coefficient égal à 1.25 dans les seuils de courant doivent donc vérifier

$$I_{rA} \geq 1.25.I_{rB}$$

$$I_{rB} \geq 1.25.I_{rC}$$

$$I_{rC} \geq 1.25.I_{rD}$$

Inconvénient :

Lorsque le nombre de protections en cascade est grand le temps d'élimination du défaut le plus en amont est grand et incompatible avec la tenue des matériels au de court-circuit.

Remarque :

La sélectivité chronométrique peut être réalisée avec des protections à maximum de à temps indépendant ou dépendant . (Figure III-11), (Figure III-12)

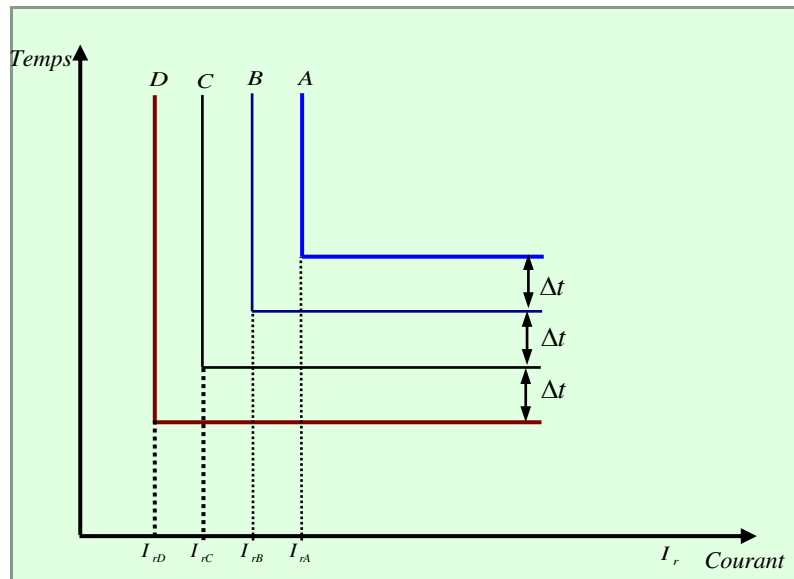


Figure III-11: Caractéristiques à temps indépendant

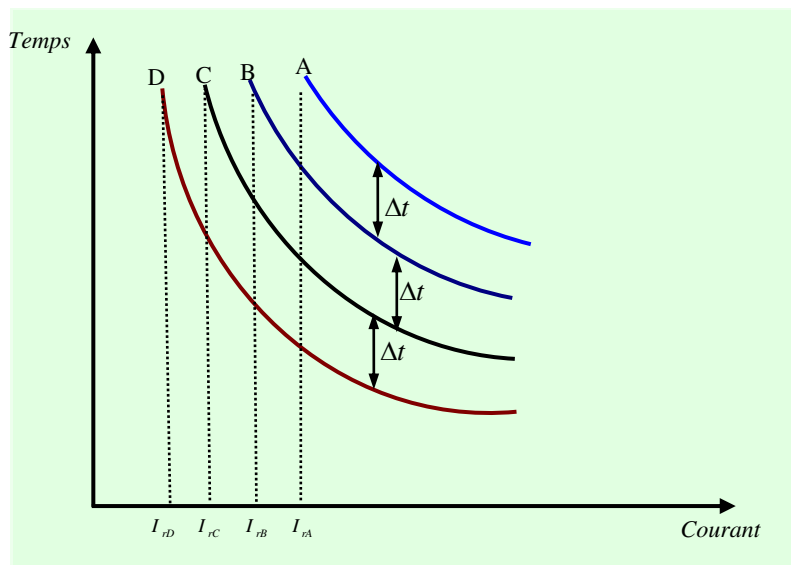
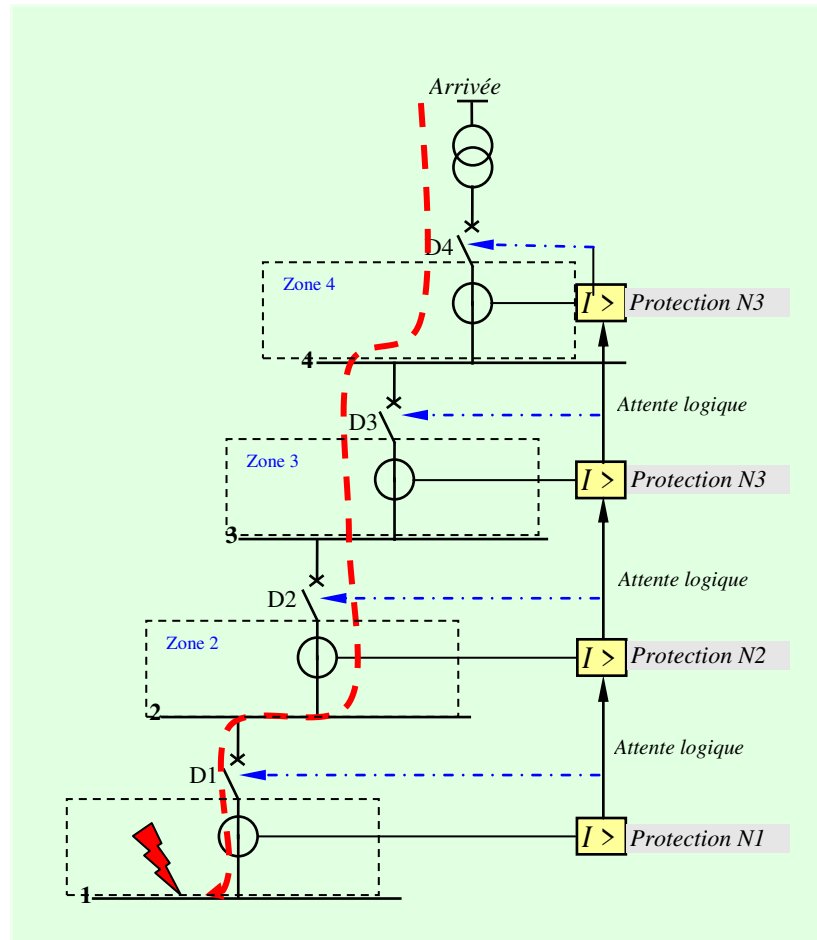


Figure III-12: Caractéristiques à temps dépendant

5-2-3-Sélectivité logique

A fin de réduire considérablement les retards de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source, la sélectivité logique est proposée comme une alternative pour améliorer les performances du système de protection principalement dans un réseau possédant plusieurs étages de distribution. (Figure III-13)



**Figure III-13: principe de fonctionnement de la sélectivité logique
réseau à une arrivée, 4 étages**

Dans le system de sélectivité logique à chaque disjoncteur est associe une protection apte à émettre et à recevoir un ordre d'attente logique désignée par N1, N2, N3, N4.

Principe de fonctionnement

Lorsqu'une protection est sollicitée par un défaut

1. Elle émet un ordre d'attente logique à la protection située directement en amont.
2. Elle provoque le déclenchement du disjoncteur associer si elle n'à pas reçu d'ordre d'attente logique par une autre protection.[19]

5-2-4-Sélectivité par utilisation de protections directionnelles [18]

- 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. La protection directionnelle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale
- Sa simplicité est un avantage. Elle nécessite cependant d'employer des transformateurs de courant et de tension afin de mesurer le déphasage entre les deux. Ce principe est utilisé pour protéger des arrivées en parallèle, des réseaux en boucle fermée (Figure III-14) .

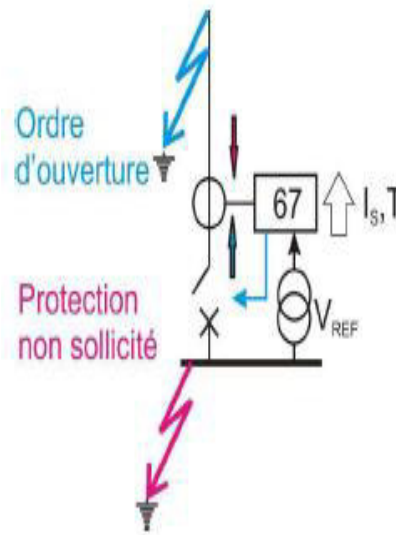


Figure III-14 :Sélectivité directionnelle

5-2-5-Sélectivité par utilisation de protections différentielles

- Une protection différentielle mesure la différence entre les courants entrant dans une zone et ceux en sortant. Toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut : la protection ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe. Elle est donc sélective par nature
- Les transformateurs de courant doivent alors être dimensionnés de manière à ne pas être source de biais. La protection ne doit notamment pas déclencher à cause du courant magnétisant de

- transformateur, du courant capacitif de ligne, en cas de saturation des transformateurs de courant ou tout autre élément transitoire« normal »
- Son avantage est d'être sensible à des courants de défaut inférieur au courant nominal de l'élément protégé. En outre, elle peut déclencher instantanément. Par contre, elle est relativement coûteuse, nécessite une communication entre les éléments et sa mise en place n'est pas triviale. Enfin, il faut prévoir une protection à maximum de courant en secours. Elle est utilisée pour les composants de forte puissance stratégiques pour le réseau : moteur, générateur, transformateur, jeu de barres, câble, ligne.[18]

6-Equipement de protection des réseaux HTA [14]

La parfaite maîtrise de l'énergie électrique exige la possession de tous les moyens nécessaire a la commande et contrôle de la circulation du courant dans les innombrables circuits qui vont de la central de protection jusqu'a la plus modeste utilisation terminale .cette delicate mission incombe fondamentalement à l'appareillage électrique.

6-1-Sectionneurs

Parmi les constituants classiques d'appareillage .seuls les sectionneurs échappent à la contrainte d'avoir à dominer un arc de coupure ou de fermeture à. ils sont en effet prévus pour ouvrir ou fermer les circuits lorsque ces derniers ne sont parcourus par un aucun courant.

Ce sont avant tout des organes de sécurité chargés d'isoler par rapport au reste de réseaux .un ensemble de circuits, un appareil, une machine, une section de ligne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accédé sans danger.(Figure III-15).

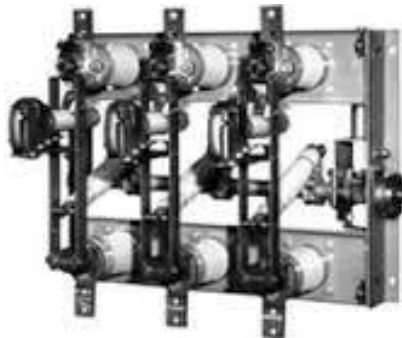


Figure III-15: Sectionneur HTA

6-2-Les interrepteurs

Sont des appareils destines à établir ou interrompe un circuit dans des conditions normales de charge. Leurs performances sont limitées ; elles leur permettent néanmoins d'éliminer les surcharges, mais en aucun cas les courts circuit, Certains interrupteurs sont susceptibles de remplir également, avec quelques réserves .des fonctions de sectionnement c'est à dire d'assurer la sécurité d'isolement (Figure III-16)

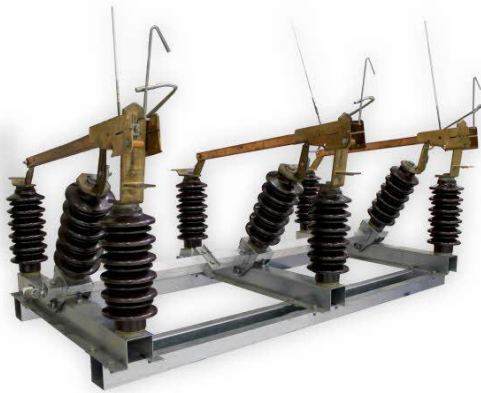


Figure III-16 :IACM

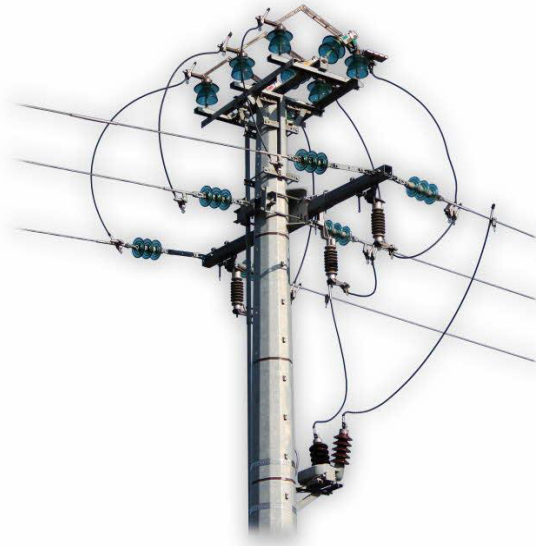


Figure III-17: Interrepteur HTA

6-3-Coupe circuit a fusibles

Ses fusibles permettent d'interrompe automatiquement un circuit couru par surintensité grace a la fusion d'un conducteur métal calibré.ils sont surtout efficaces pour la protection contre les court-circuit.vis à vis desquels ils agissent.le plus souvent.en limiteurs de la valeur crte du courant à interrompe.ils sont assez souvent générateurs de surtensions de coupure et exigent malheureusement d'etre remplacées après chaque fonctionnement.

En triphasé.ils n'éliminent que les phases parcourues par un courant de défaut,ce qui peut présenter des charges pour le matriel et le personnel.en outre dés que leur calibre en courant dépasse quelques dizaines d'ampères ils présentent des risques de fonctionnement défectueux dans certains cas surcharge prolongée (Figure III-18)



Figure III-18: Porte fusible cellule HTA

6-4-Disjoncteurs

Les disjoncteurs, quand à eux sont capable de fermer et interrompre un circuit dans toutes les circonstances tous les types de relais et de système de protection peuvent leur être associés afin d'assurer dans les meilleurs conditions, l'élimination des défauts survenant dans les circuits qu'ils contrôlent .ainsi que la remise en service automatique de ces circuits lorsque les defaults présentent un caractère fugitive ou ont été éliminés par un autre appareil. (Figure III-19-20)



Figure III-19:Disjoncteur débrochable Schneider



Figure III-20:Disjoncteur HTA à GAZ SF6

6-5-Les parafoudres

Les parafoudres et parasurtenseurs sont des dispositifs statiques charges de limiter en un point donné du réseau. L'amplitude des surtensions susceptible d'y apparaitre les plus simple de ses appareils sont les éclateurs chaque fois ils fonctionnent. Ils restent amercés et un disjoncteur doit intervenir pour éliminer le courant de défaut qui en résulte.[14] (Figure III-21)



Figure III-21 :Parafoudre HTA

6-6-Interrupteur Aérien Télécommandé [15]

L'IAT est un interrupteur sectionneur à coupure dans le SF6 pour assemblage sur poteaux de lignes aériennes. Toutes les parties actives sont protégées des agressions environnementales. L'interrupteur est scellé à vie dans une enveloppe en acier inoxydable remplie de gaz SF6.

L'IAT été conçu pour intégrer un système automatique de distribution d'énergie. L'objectif final est celui d'augmenter la fiabilité des réseaux de distribution. Les défauts peuvent être détectés et isolés du centre de commande à partir duquel la reconfiguration du réseau est faite,éliminant ainsi des frais de déplacements et augmentant la qualité du service.(Figure III-22)



Figure III-22 : Interrupteur aérien télécommander

7-Les équipements de mesures**7-1-Les Transformateurs [17]**

Les transformateurs de mesure sont des transformateurs permettant de convertir des courants ou tensions élevées en un courant ou une tension mesurable et normalisée, de façon proportionnelle et en phase avec le signal primaire. Ceux-ci peuvent alimenter des instruments de mesure, des compteurs ou des relais de protection. De plus, les appareils de mesure ou de protection raccordés sont isolés par rapport aux parties de l'installation sous tension

7-1-1-Transformateur mesure

Nécessite une bonne précision dans un domaine voisin du courant nominal, et il n'est pas nécessaire que les appareils de mesure supportent des courants aussi importants que les relais de protection ; ils délivrent au secondaire une valeur de

Courant réduite proportionnelle au courant du réseau sur lequel ils sont installés.

Ils sont de deux types :

- TC : transformateur de courant
- LPCT (Low Power Current Transformer) : transformateurs de courant

a-Double enroulements secondaires [16]

Ils sont montés sur deux circuits magnétiques indépendants (Fig. III.23). L'un deux est utilisé pour l'alimentation du comptage et mesure et a toujours une puissance d'au moins 10 VA en classe de précision égale 0,5. Son circuit magnétique doit se saturer à 2. *In* pour la protection des appareils de comptage et mesure.

L'autre est utilisé pour l'alimentation des circuits de protection et a une puissance de 10 VA en classe de précision égale 1. Son circuit magnétique ne doit pas y avoir de saturation avant au moins 15 fois le courant nominal.[16]

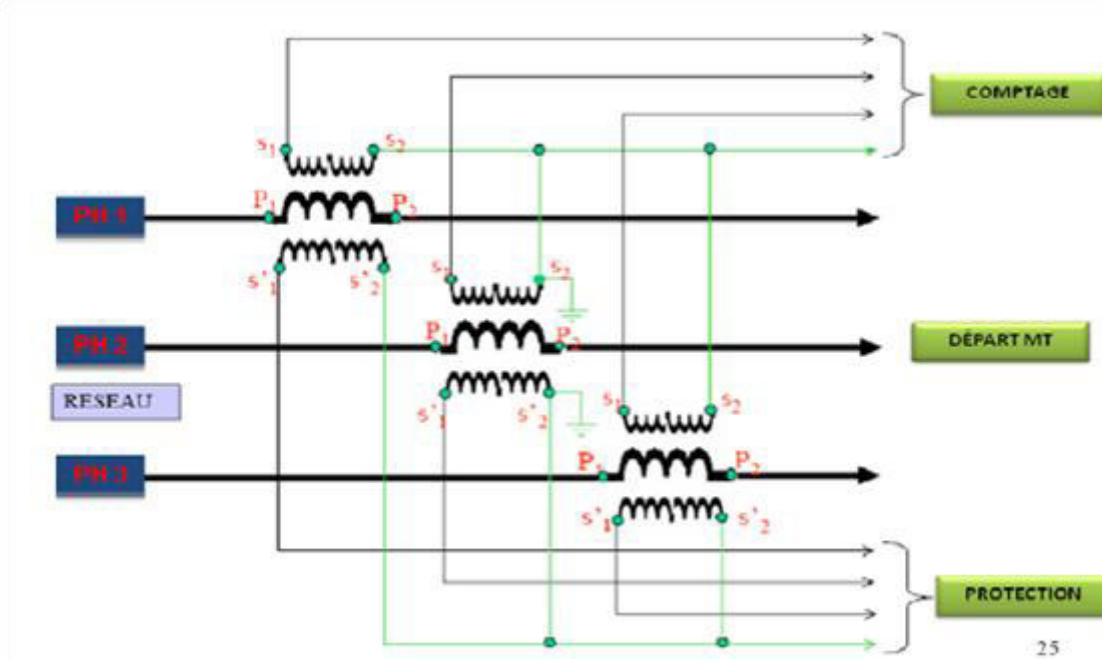


Figure III-23 :TC avec double enroulements secondaires(comptage et protection)

b-Double enroulements primaires

Il est obtenu par couplage série ou parallèle des enroulements primaires (Figure III-24).

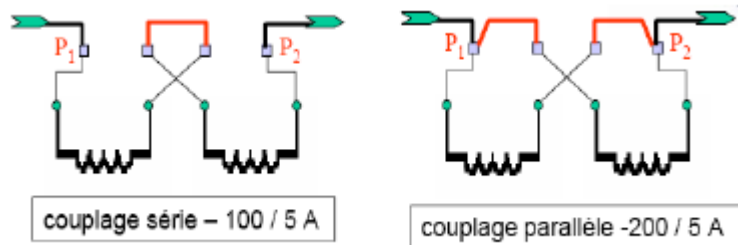


Figure III-24 : Double enroulements

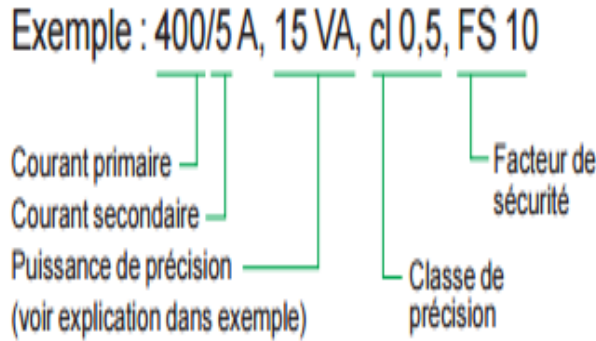


Figure III-25 : la plaque signalétique TC mesure

Figure III-26 : Type TC mesure coté HTA

7-1-2-Transformateur de protection

Doit saturé suffisamment haut pour permettre une mesure assez précise du courant de défaut par la protection dont le seuil de fonctionnement peut être très élevé. On demande donc aux capteurs de courant un Facteur Limite de Précision facteur limite de précision en général assez important. A noter que le « relais » associé doit être capable de supporter des surintensités importantes.(Figure III-27)

Représentation de la plaque signalétique TC protection

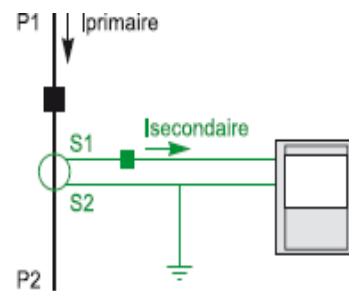
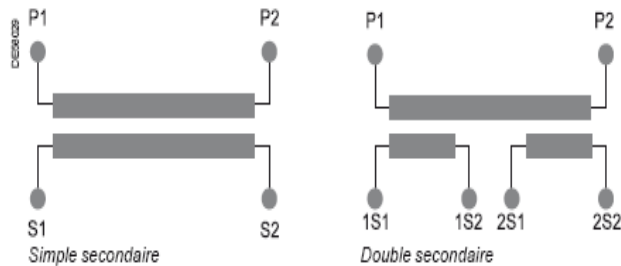


Figure III-27 :Représentation des bornes TC

Figure III-28 :raccordement des bornes avec relais

7-2-Transformateurs de tension [16]

Branchés au primaire sur le réseau MT, ils délivrent au secondaire une valeur de tension réduite proportionnelle à la tension du réseau sur lequel ils sont installés.

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts. La caractéristique la plus importante d'un transformateur de tension est donc son rapport de transformation, par exemple 400 000 V/100 V.[5](Figure III -29-30)

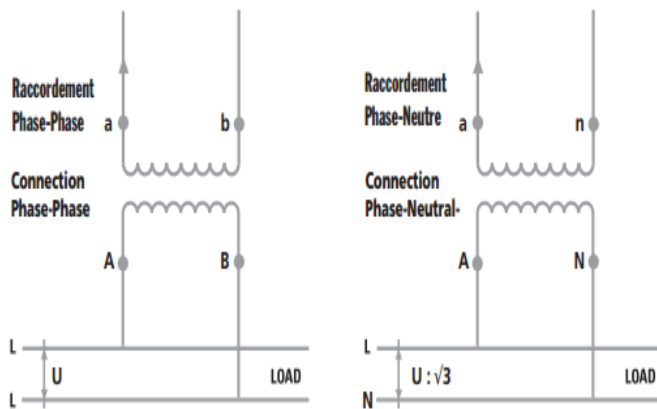


Figure III -29 :Schéma de raccordement TP



Figure III-30 :TP coté HTA

Conclusion

Afin d'assurer la stabilité et le bon fonctionnement du réseau électrique, tenir en compte leur démentions et caractéristiques ; il est important de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection moyenne tension. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

CHAPITRE IV

*Résultats des essais et
interprétation*

1- Introduction

Dans ce chapitre, on va étudier les réglages des relais de protection à maximum de courant phase (court-circuit phase-phase) et maximum de courant homopolaire (court-circuit phase-terre) avec des essais réels au poste source HTB/HTA (30/10 kV) poste Biskra

2-Description du poste 30/10KV N1 Biskra**Poste 30/10kv biskra**

Le poste est alimenté par deux départs de 30Kv issu du PS 220/60/30KV

1-arrivée 30kv el hai issu du ps 220/60/30kv.

2- arrivée 30kv elatex 2 issu du ps 220/60/30kv

-Transformateurs :03*10MVA

-Départs10kV : 09 départs en exploitation et 01 départ 10kv réserve (marque merlin gerin)

-alimentation continu 48VCC:01 redresseur état de marche et 01 redresseur en reserve

-salle pour communication avec le système téléconduitea distance (commande disjoncteur et transfert des données)

-Protection utilise : maximum de courant (sepam)

(La figure IV-1) présente le schéma unifilaire du poste source (PS) de la ville de Biskra.

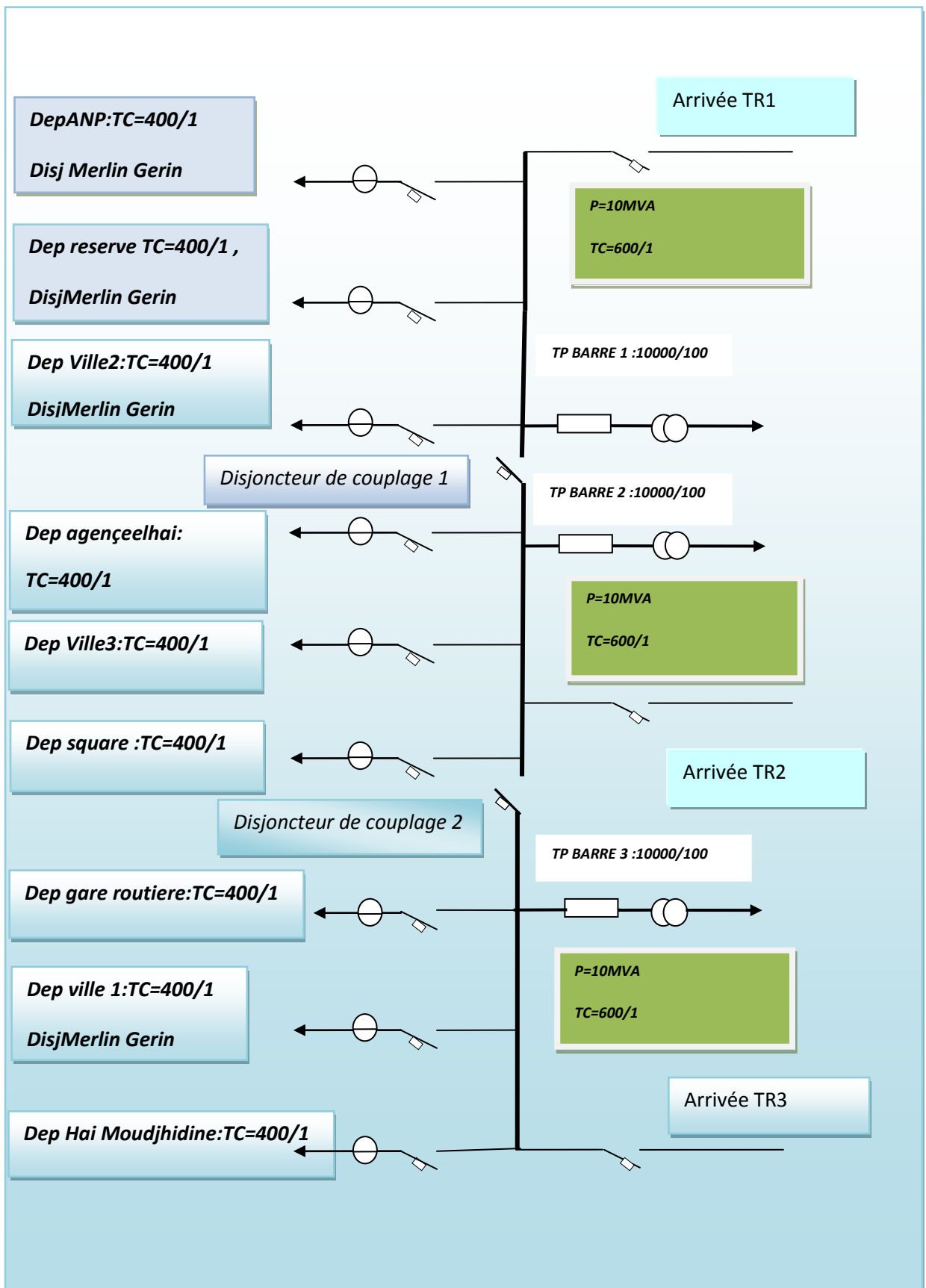


Figure IV-1: Schéma unifilaire PS 30/10 KV BISKRA

2-1-Méthodologie de réglage d'un système de protection

Etablir un système de protection efficace consiste à déterminer les différents courants de court circuit, les caractéristiques des TC et TP, ainsi que les caractéristiques techniques des départs et arrivées. Les points suivants résument les calculs préliminaires nécessaires :

1. le courant de court-circuit triphasé symétrique
2. les courants de court-circuit asymétriques tel que :
 - 2.1 courant de court-circuit phase terre
 - 2.2 courant de court-circuit biphasé terre
 - 2.3 courant de court-circuit biphasé isolé

La (Figure IV-2) présente la méthodologie d'analyse permettant d'établir un plan de protection efficace.

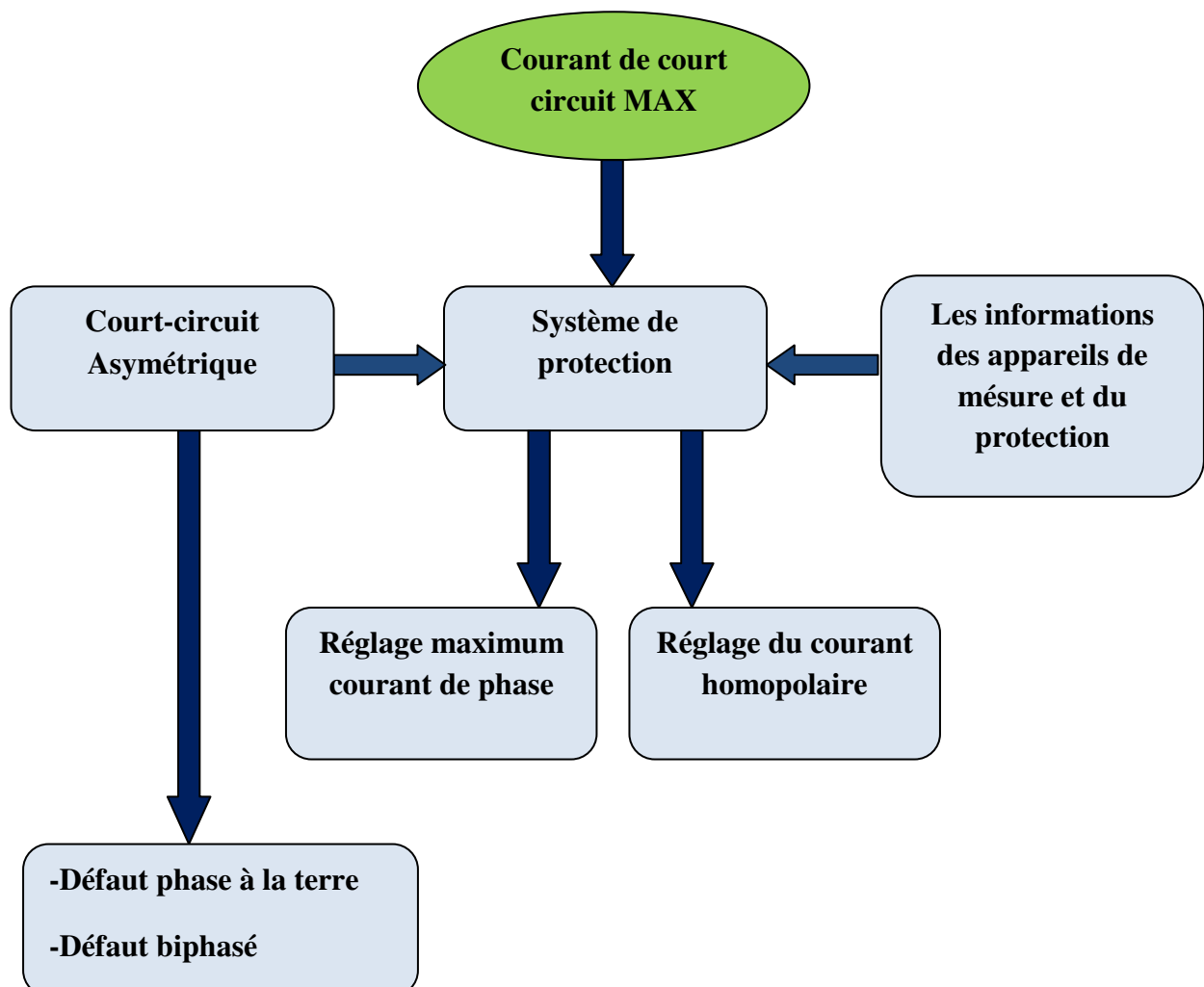


Figure IV-2: Méthodologie de réglage d'un système de protection

2-2-Calcul d'un courant de court-circuit biphasé isolé

Cette partie sera consacrée au calcul du courant de court-circuit biphasé isolé qui est indispensable pour le réglage des relais de protection à maximum de courant et phase à la terre.

2-3-Protéctions des transformateurs HTB/HTA

-Protéctions à maximum de courant installé coté HT et MT du transformateur

Départ : Reserve

Poste : 30/10 KV

Puissance nominale de transfo : 10 MVA

Puissance de court-circuit : 250 MVA

Tension de court-circuit : 10.41%

Langueur de départ : 1.949Km

Tension nominal secondaire de transfo 10.5KV

La résistance linéique $0.361\Omega /km$

La réactance Linéique $1.782 \Omega /km$

Section du câble 120 mm

Nombre de poste MT/BT :05 DP et 05 LV

Caractéristiques des protections :

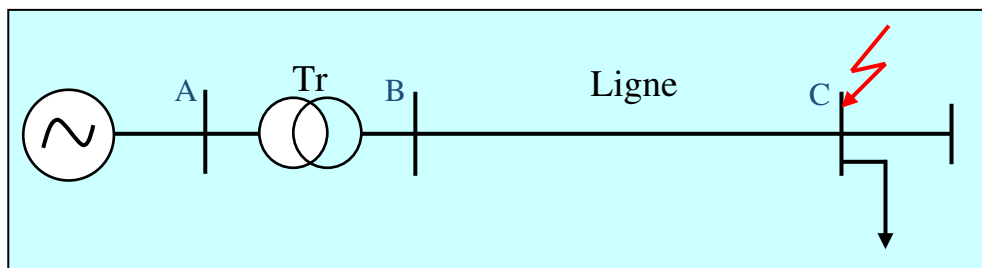


Figure IV-3 : Schéma unifilaire du réseau

-Etape de calcul

-Impédance du système énergétique

-Calcule de l'impédance amont ramenée en 10kv

$$X_A (\Omega) = U_n^2 (kV) / S_{cc} (MVA)$$

$$X_A (\Omega) = \frac{10 * 10}{250} = j0.4\Omega$$

-Calcul de l'impédance du transformateur 30/10kV

$$X_T(\Omega) = \left(\frac{U_{cc\%}}{100}\right) * \left(\frac{U_{nt}^2 (kV)}{S_n (MVA)}\right)$$

$$X_T(\Omega) = \left(\frac{10.41}{100}\right) * \frac{(10.5)^2}{10} = 1.147\Omega$$

- U_{nt} tension nominale secondaire du transformateur
- 10.5 KV pour les réseaux 10 KV
- 30 KV pour les réseaux 30 KV

-Calcul de l'impédance de la ligne

Les résistances kilométriques par phase d'un conducteur de section S est donnée par les expressions approximatives suivantes :

- Cuivre : $R(\Omega)=18/s(mm^2)$
- Aluminium : $R(\Omega)= 30/s(mm^2)$
- Almélec : $R(\Omega)= 33/s(mm^2)$
- Aluminium Acier : $R(\Omega)= 36/s(mm^2)$

-a la valeur de la réactance kilométrique par phase est approximativement

- $X(\Omega/km)=0.4$ pour les lignes aériennes.
- $X(\Omega/km)=0.1$ environ pour les câbles souterrains.

La plus grande impédance de départ se trouve au point C(le plus éloigné).

$$Z_L = R_{AD} + jX_{AD}$$

$$R_{AD} = \rho \left(\frac{L}{S}\right)$$

$$R_{AD} = R_0 * L$$

$$R_{AD} = R_{240} + R_{70} + R_{185}$$

$$R_{AD} = R_0 * L_{240} + R_0 * L_{70} + R_0 * L_{185}$$

$$R_{AD} = 0.125 * 1.404 + 0.268 * 0.303 + 0.164 * 0,18$$

$$R_{AD} = 0.302 \Omega$$

$$X_{AD} = L * 0.1 = 1.949 * 0.1 = j0.1949\Omega$$

$$Z_d = \sqrt{(R_{AD})^2 + (X_{dA} + X_{dT} + X_{AD})^2}$$

$$Z_d = \sqrt{(0.302)^2 + (0.194 + 1.147 + 0.4)^2}$$

$$Z_d = 1.766\Omega$$

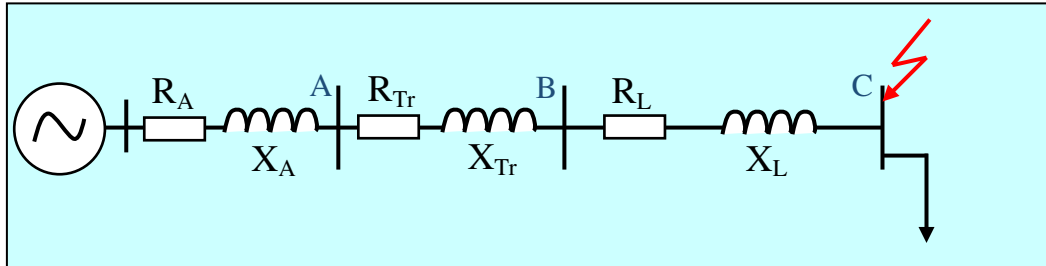


Figure IV-4 : Schéma des impédances des éléments du réseau.

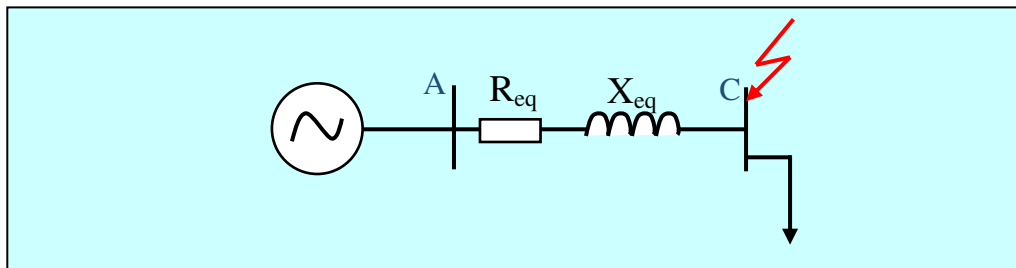


Figure IV-5 : Figure Schéma équivalent

Calcul de I_{ccb} :

$$I_{ccb} = \frac{\sqrt{3}v_n}{2Z_d} = \frac{10000}{2 * 1.817} = 2751.78A$$

Réglage de relais de courant de phase :

- Si $0.85 I_{ccb} > k \cdot I_{lt}$ le seuil sera réglé à : $I_s < IR < k \cdot I_{lt}$
- Si $0.85 I_{ccb} < k \cdot I_{lt}$ le seuil sera réglé à : $I_s < IR < 0.85 * I_{ccb}$

$$I_s = 1.3 * I_{nTC} = 1.3 * 1 = 1.3A$$

Coté primaire du TC : $(1.3 * 400) / 1 = 520A$

$$I_{ccb} * 0.8 = 0.8 * 2751.78 = 2201.42A$$

Coté secondaire du TC : $(2201.42 \cdot 1) / 400 = 5.50A$

Le courant limite thermique de la section 240 mm² d'un câble en Alu est : 358A

Avec un coefficient de surcharge $K=1.2$ on aura :

$$k \cdot I_{lt} = 1.2 \cdot 358 = 465.4A$$

$$\text{on a : } 0.85 \cdot I_{ccb} > 1.2 \cdot I_{lt}$$

Alors : $I_{reg} < 465.4A$

le réglage adopté $I_{reg} = 320A$

-Calcul de $3 I_0$:

D'après le tableau donnant la capacité homopolaire pour la section de 120mm² du câble a champ radial : $3I_0 = A/km$

Pour notre départ :

$$3 I_{0(240)} = 1.404 \cdot (3 \cdot 0.810) = 3.41A$$

$$3 I_{0(70)} = 0.363 \cdot (3 \cdot 0.488) = 0.531A$$

$$3 I_{0(180)} = 0.180 \cdot (3 \cdot 0.722) = 0.389A$$

$$3I_0 = 4.32A$$

Réglage du relais homopolaire :

$$\text{Nous avons : } I_{0R} > K \cdot 3I_0$$

K dépend du type du relais utilisé ici $K=2$

$$\text{Donc : } I_{0R} > 2 \cdot 4.32 = 8.64 A$$

$$\text{Réglage adopté : } I_{0R} = 0.06 \cdot 400 / 1 = 25A$$

Conclusion

Le réglage d'un système de protection dépend de la topologie du réseau et des prévisions d'extensions.

Afin d'assurer la continuité de service, le courant de court-circuit biphasé doit être calculé afin d'assurer la protection du point le plus éloigné.

3-Analyse des défauts

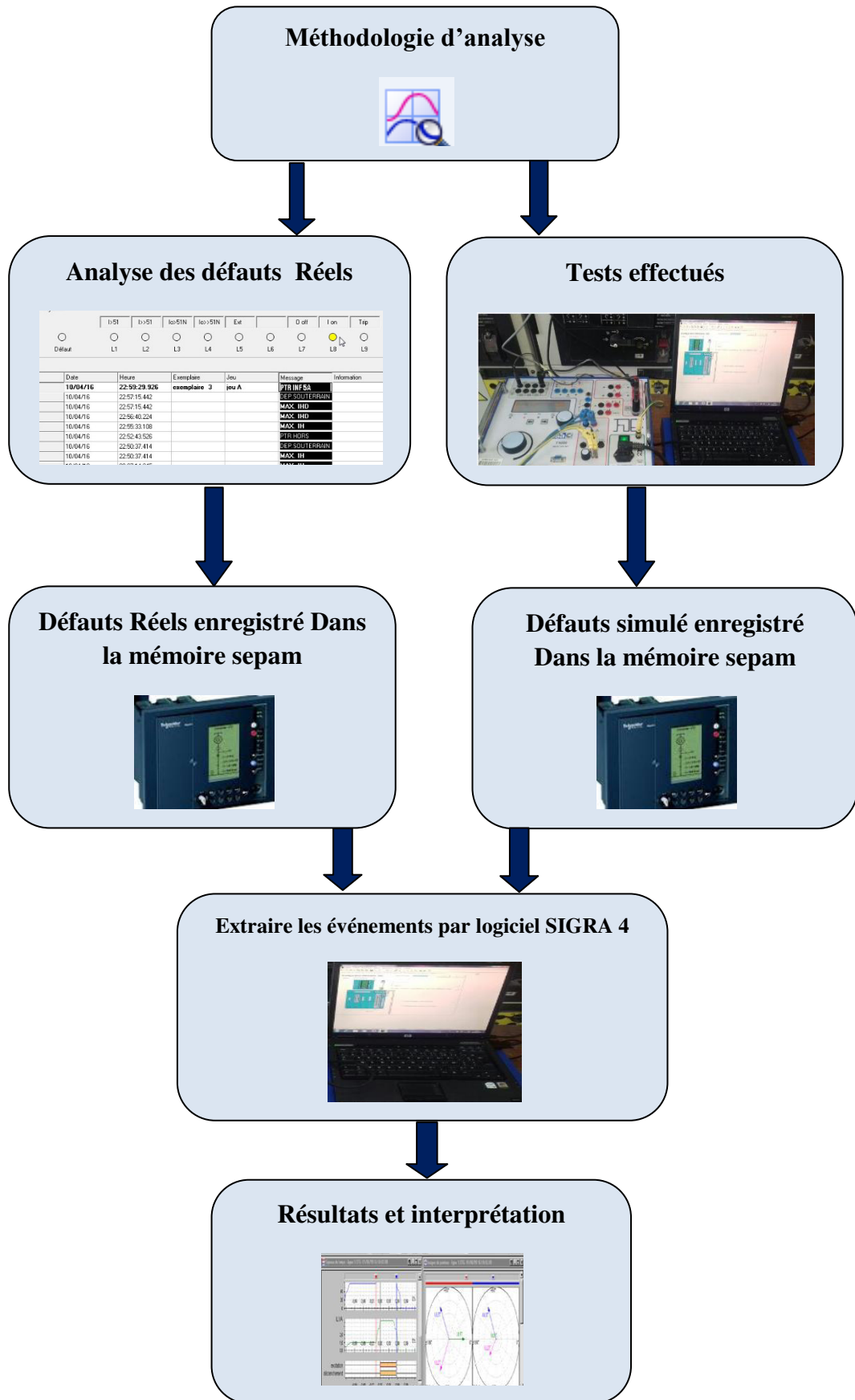


Figure IV-6 : méthodologie d'analyse des défauts

3-1-Résultats et commentaires pour un défaut réel enregistré au départ 10 KV

Premièrement nous allons exposer et analyser quelques défauts importants qui ont affectés le réseau de la Sonelgaz, on va donner les conséquences et l'efficacité du système de protection à l'aide de logiciel d'analyse SIGRA 4 ; on a préféré d'utiliser le diagramme d'affichage sous forme d'image de pointeur, afin de bien visualiser le déphasage entre les composantes et ce, pour détecter la nature et le type de court-circuit.

3-1-1-Défaut réel enregistré sur le départ 10kv ville 3

-Paramètre de réglage

Départ : Ville 3

Poste : 30/10 KV

Puissance nominale de transfo : 10 MVA

Puissance de court-circuit : 250 MVA

Tension de court-circuit : 10.41%

Longueur de départ : 6.963Km

Tension nominal secondaire de transfo 10.5KV

La Puissance installé : 8330 MVA

La Puissance mise en disponibilité : 810 MVA

Section du câble 120 mm

Nombre de poste MT/BT :08 DP - 02 LV- 05 MX

Le rapport du TC :400/1 A

Le courant de phase a réglé : $I_{phase} = 320A$ $t = 0.8s$

Le courant de phase à la terre (homopolaire) à réglé $I_h = 20A$ $t = 0.6s$

-la (Figure IV-7) montre les l'état des tensions de la ligne pendant le défaut au départ Ville 3

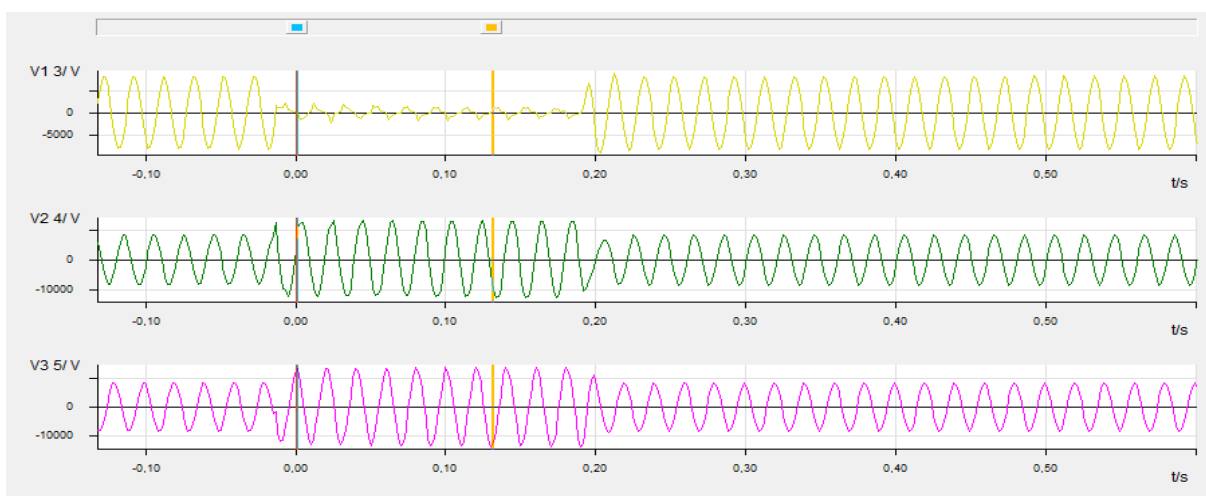
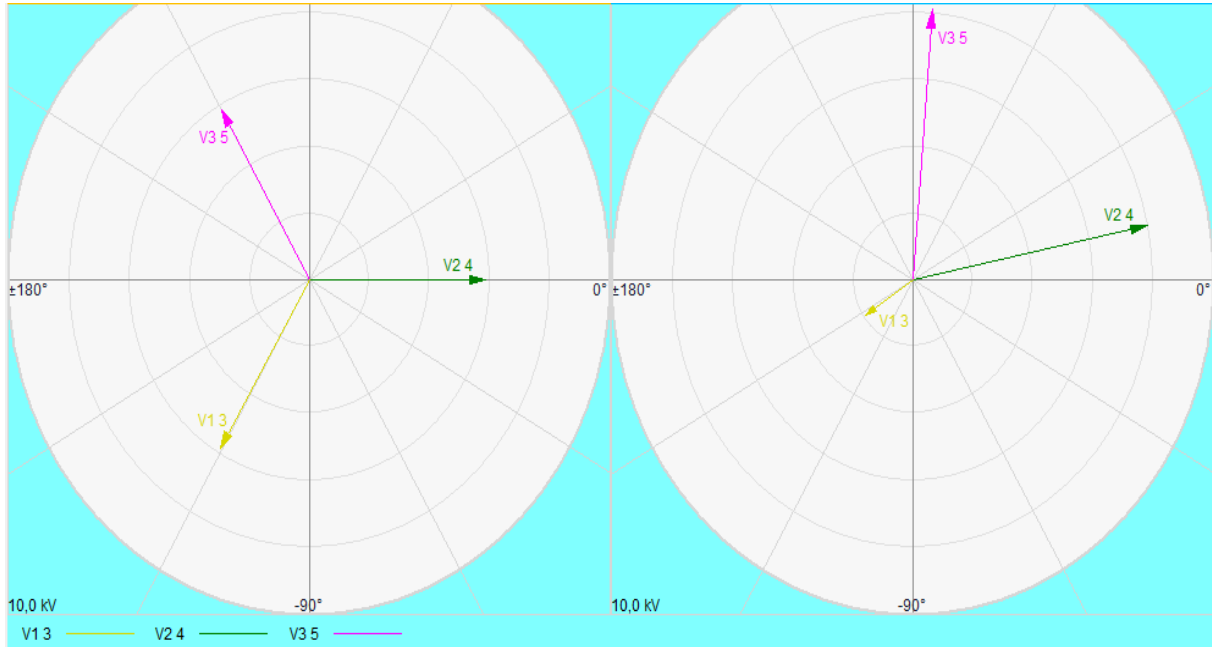


Figure IV-7 : courbe des tensions de la ligne départ ville 3

D'après ces courbes obtenues dans le cas d'un court-circuit phase-terre en utilisant le logiciel « SIGRA 4»

Par rapport aux grandeurs instantanées On y voit l'évolution des tensions des phases V2 et V3 avec un affaissement de tension au niveau de la tension de la ligne V1.



1-avant le court-circuit

2- pendant le court-circuit

Figure IV-8: Diagramme vectoriel des tensions simples de la ligne départ Ville3

Avant le court-circuit, les tensions simples sont équilibrées en module (égal à 5,83 kV) et déphasées d'un angle de 120° (Fig IV-8-1).

Pendant le défaut, les tensions sont différentes en module avec un déphasage d'angle, par ailleurs la tension V3 dont la phase est nulle, ce qui valide les résultats obtenus par la suite à partir de la théorie des composantes asymétriques (Fig IV-8-2).

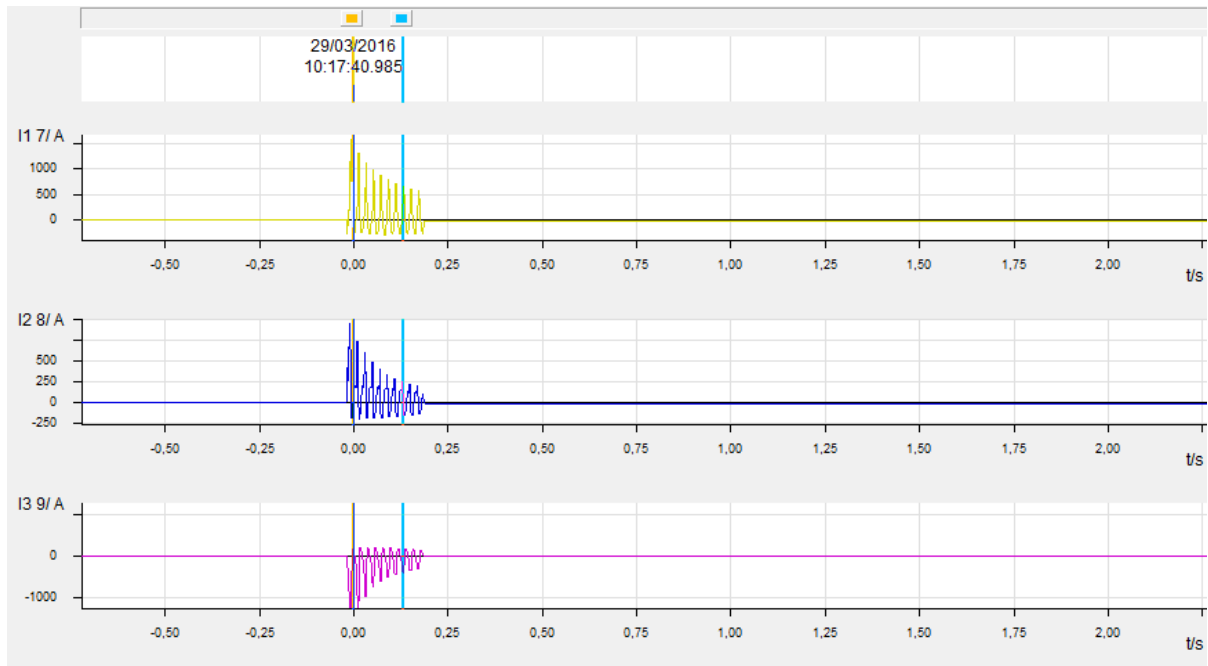


Figure IV- 9:les courants de la ligne pendant le court-circuit départ Ville3

La (Figure IV-9) montre l'évolution de l'intensité des courants de ligne pendant le Court-circuit, avec une valeur qui dépasse ($2 \times$ courant de phase) qui provoque une coupure instantané (un défaut violent) phase3 à la terre.

3-1-2-Défaut enregistré au départ Ville2

Départ : Ville 2

Poste : 30/10 KV

Langueur de départ : 3.170 Km

Tension nominal secondaire de transfo 10.5KV

La Puissance installé : 4980 MVA

La Puissance mise en disponibilité : 370 MVA

Section du câble 120 mm

Nombre de poste MT/BT :06 DP - 01 LV- 02 MX

TC : 400/1 A

Le courant de phase a réglé : $I_{\text{phase}} = 320\text{A}$ $t = 0.8\text{s}$

Le courant de phase à la terre (homopolaire) à réglé $I_h = 20\text{A}$ $t = 0.6\text{s}$

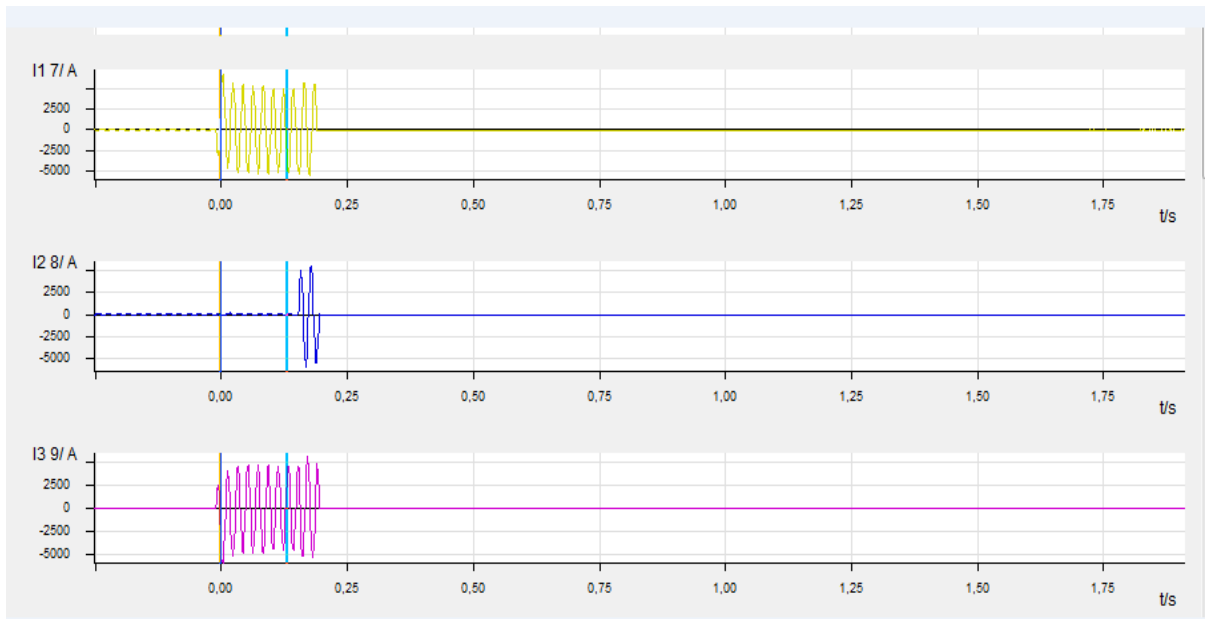


Figure IV-10: Les courants de la ligne pendant le court-circuit départ Ville2

D’après (Figure IV-10) on remarque l’évolution du courant de court-circuit entre phase 1 et phase 3 ce qui signifie un défaut franc avec un écrasement de la phase 2.

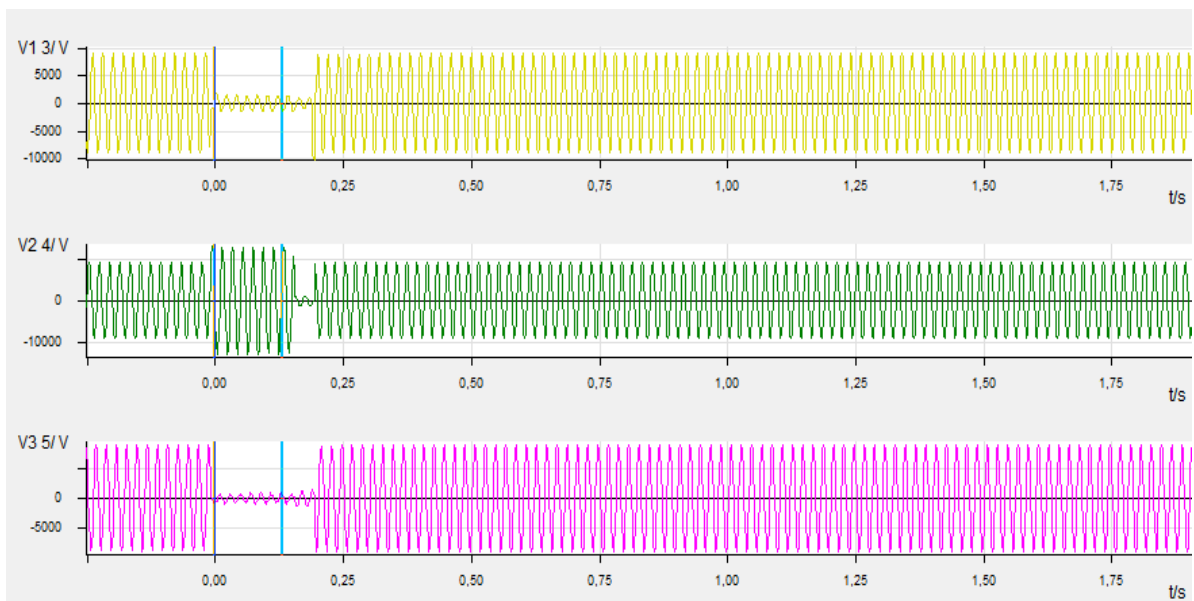
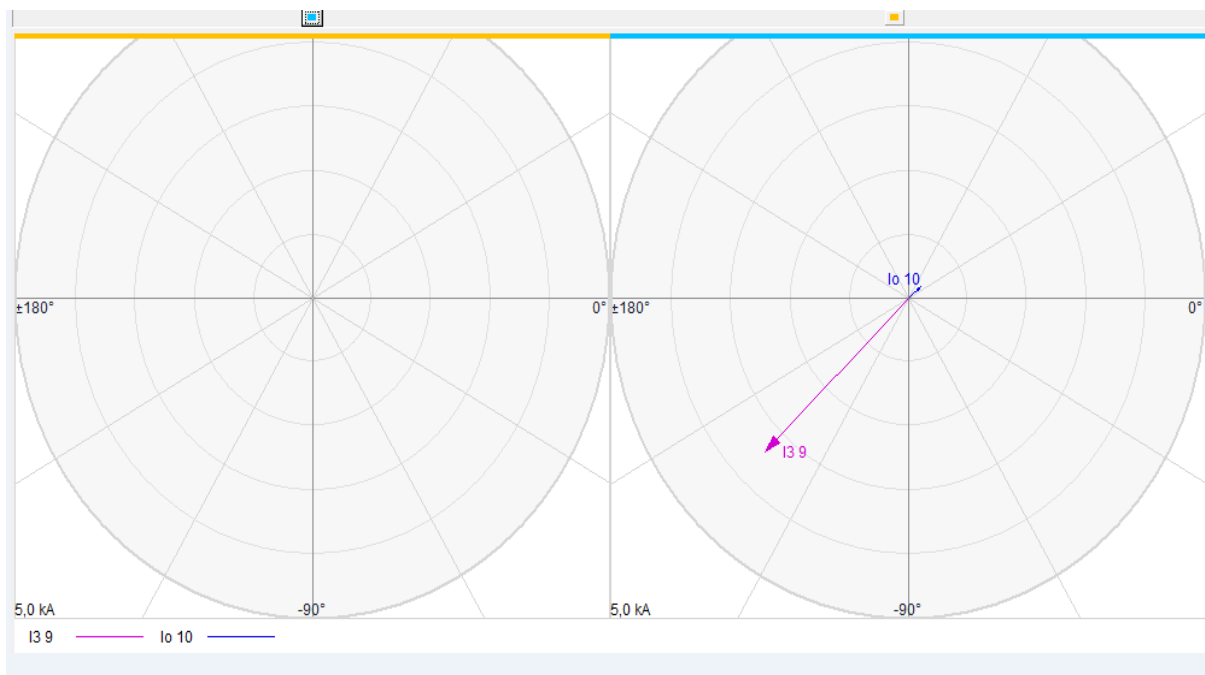


Figure IV-11: Les tensions simples de la ligne départ Ville 2

La (Figure IV-11) montre un écrasement totale des tensions de ligne phase 1 et 3 par contre une surtension de la phase V2

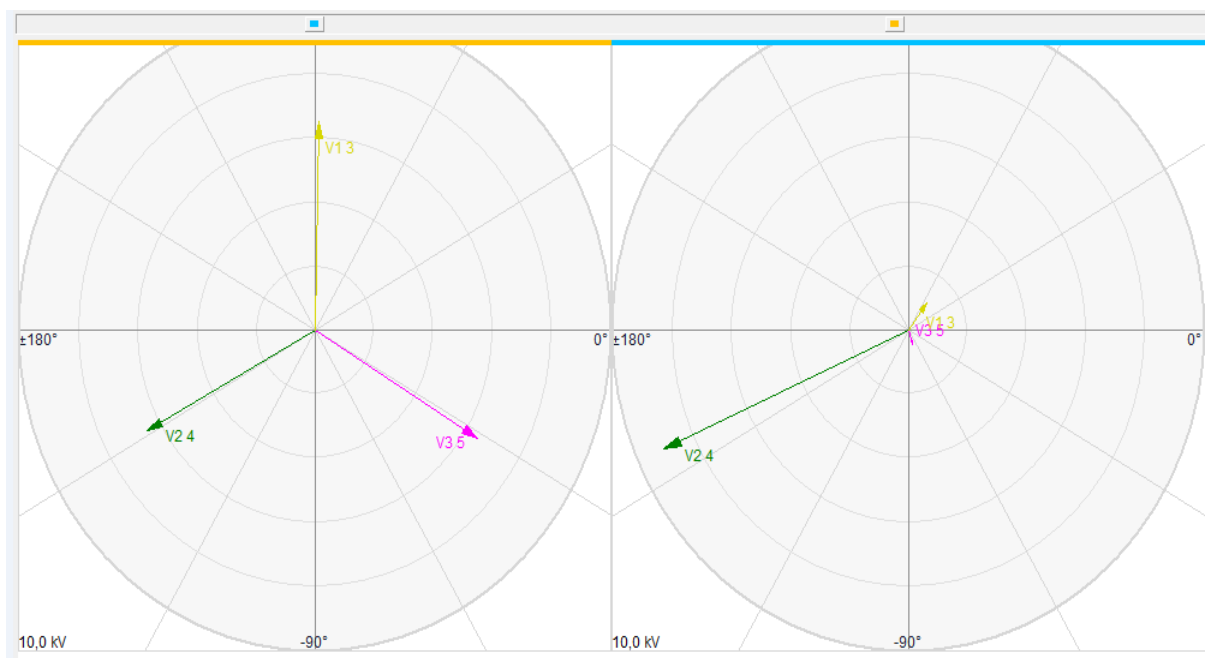


1-avant le court-circuit

2-pendant le court-circuit

Figure IV-12: Diagramme vectoriel des courants de la ligne départ ville 2

Avant le court-circuit les courants de ligne sont nulles les systèmes est équilibré (Fig IV-12-1), pendant le défaut on remarque l'apparition uniquement du courant I_3 avec un courant homopolaire négligeable (défaut à la terre à travers une impédance) (Fig IV-12-2).



1-avant le court-circuit

2-pendant le court-circuit

Figure IV-13: Diagramme vectoriel des tensions de la ligne

Avant le court-circuit, les tensions simples sont équilibrées en module (égal à 5,83 kV) et déphasées d'un angle de 120° (Fig IV-13-1).

Pendant le défaut, les tensions sont différents en module et un déphasage d'angle, par contre les tensions V3 et V1 dans les phases sont nulle (Fig IV-13-2).

3-2-Analyse des résultats de simulation effectuée sur les départs réserves 10KV.

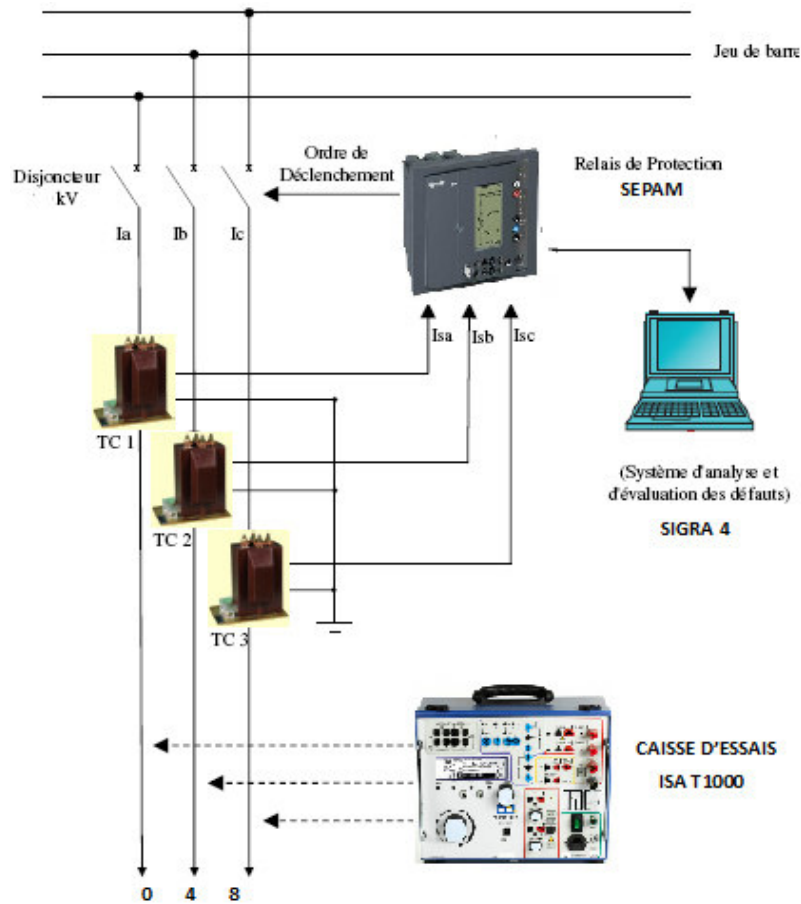


Figure IV-14:schéma global de test protection

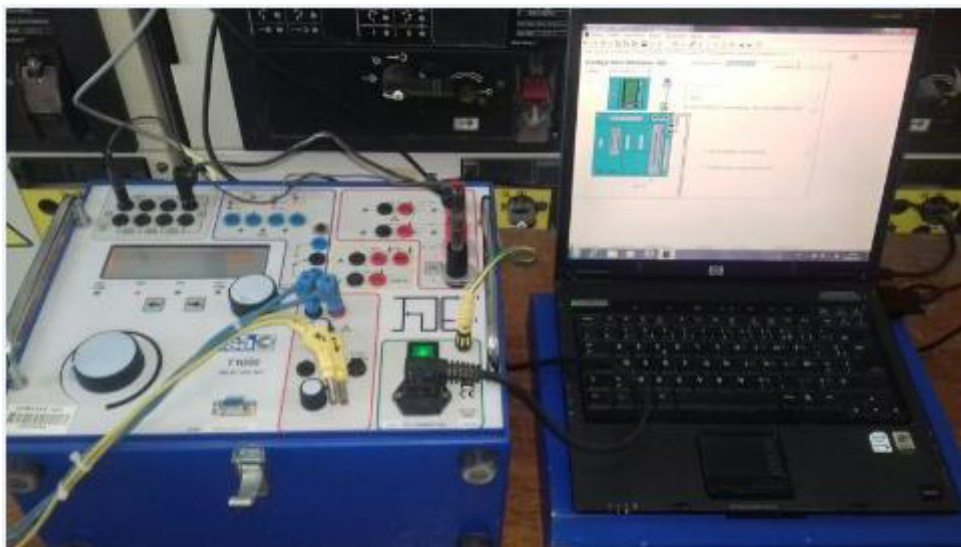


Figure IV-15:Les appareils utilisés pour les tests simulation

3-2-1-Relais protection sepam

le sepam (système électronique de protection d'automatise et de mesure)est un relais de protection programmable il est conçu pour mesurer ,analyser et afficher des courants ,tension,fréquence ,températurede manière a piloter un disjoncteur ,un contacteur ...

Cette architecture fonctionne pour tout type d'application (Figure IV-16)

- sous-stations (arrivées et départs)
- applications transformateurs
- applications moteurs
- applications générateurs
- applications jeu de barres
- applications condensateurs.

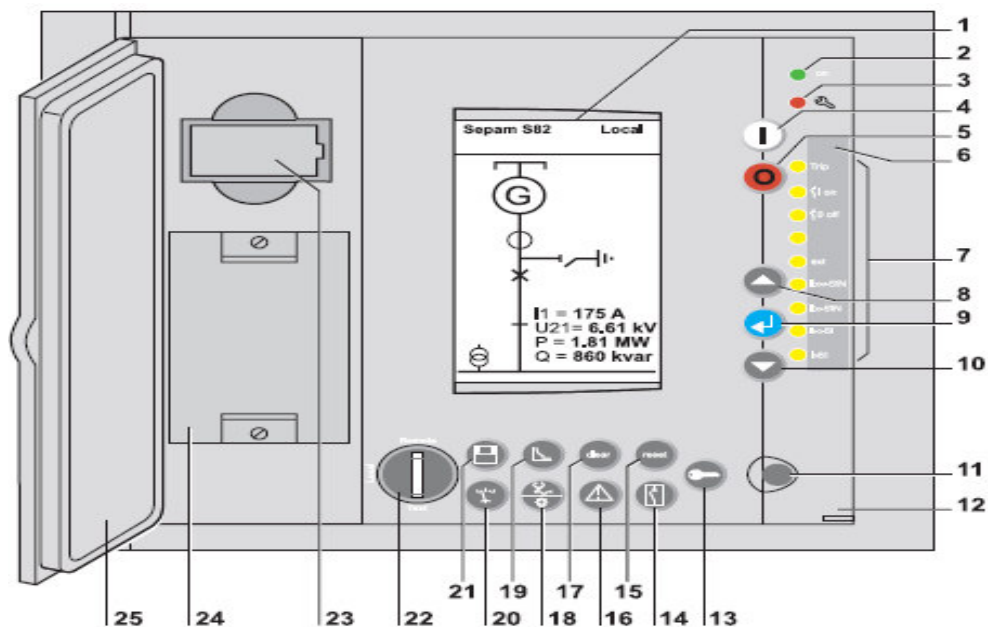


Figure IV-16:Face avant sepam

- 1 -Ecran LCD graphique.
- 2-Voyant vert Sepam sous tension.
- 3-Voyant rouge Sepam indisponible.
- 4 -Commande locale de fermeture.
- 5-Commande locale d'ouverture.
- 6-Etiquette d'affectation des voyants de signalisation.
- 7-(9) voyants jaunes de signalisation.
- 8-Déplacement curseur vers le haut.

- 9-Validation saisie.
- 10-Déplacement curseur vers le bas.
- 11 -Port RS 232 de liaison PC.
- 12 -Porte transparente.
- 13-Saisie des 2 mots de passe.
- 14 -Affichage du synoptique.
- 15 -Réarmement de Sepam.
- 16- Affichage des messages d'alarme.
- 17 -Acquittement et effacement des alarmes.
- 18-Affichage des informations de diagnostic appareillage et réseau (ou test voyants).
- 19 -Affichage et adaptation des réglages des protections activées.
- 20 -Affichage des mesures.
- 21 -Affichage des informations Sepam et Logipam.
- 22-Commutateur à clé à 3 positions de sélection du mode de commande de Sepam.
- 23 -Pile de sauvegarde.
- 24-Cartouche mémoire.
- 25-Porte.

3-2-2-programmation et paramétrage logiciel SFT2841

Le logiciel SFT2841 est l'outil d'exploitation et de configuration du Sepam série 20, Sepam série 40, Sepam série 60 et Sepam série 80. Il peut être utilisé:

A-Avant la mise en service et sans connexion au Sepam, pour préparer de la configuration du Sepam, (Figure IV-17)

B-lors de la mise en service sur un PC connecté en mode point-à-point sur la face avant du Sepam pour charger, décharger et modifier les protections Sepam et les réglages des paramètres et d'obtenir toutes les mesures et informations lors de la mise en service

C-en cours d'exploitation, à partir un PC connecté à un ensemble de Sepam via un réseau E-LAN multipoint de communication afin de gérer le système de protection, de surveiller l'état du réseau électrique et d'exécuter des diagnostics sur tout incident survenu sur le réseau électrique

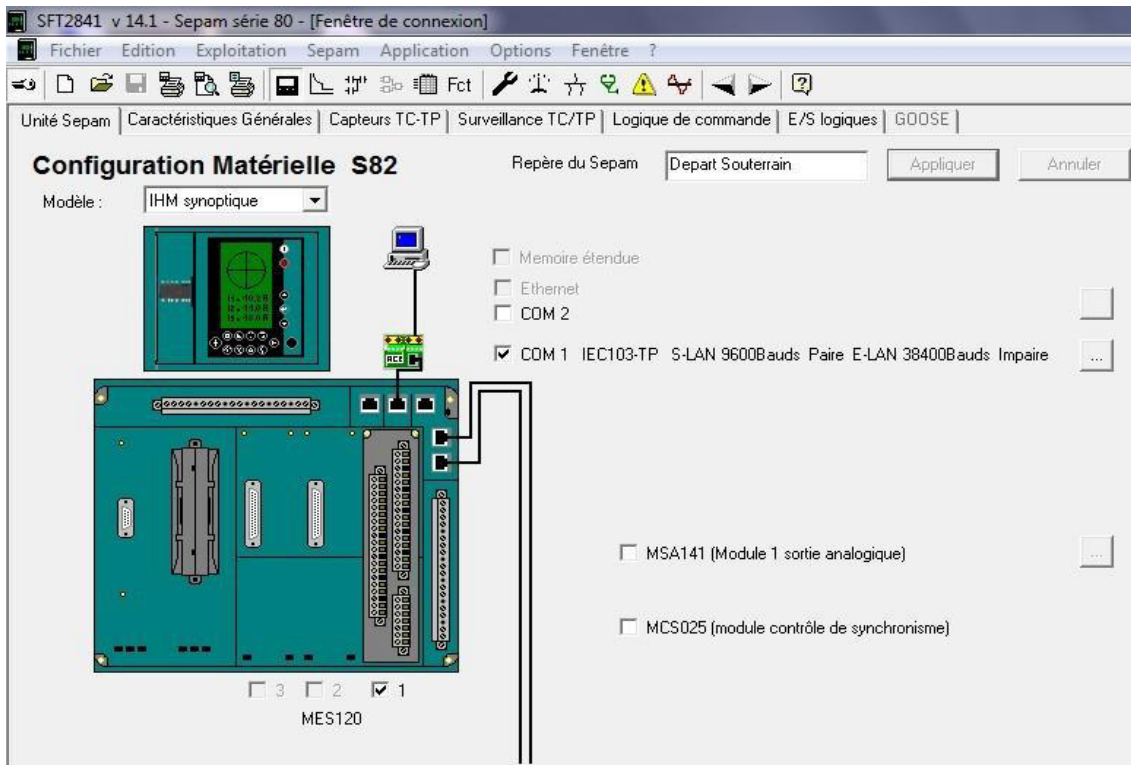


Figure IV-17 :Ecran de Configuration à partir de logiciel SFT2841

3-2-3-Logiciel d'analyse et d'évaluation des défauts (sigra4)

Le programme d'application **SIGRA 4** il est assisté pour analyser les défauts dans les réseaux électriques. Il exploite les données sous forme graphique enregistrées pendant le défaut (dysfonctionnement) et, sur la base des valeurs de mesure, calcule d'autres valeurs complémentaires, par exemple les impédances, les puissances et les valeurs effectives qui facilitent l'exploitation de l'enregistrement de défauts (Figure IV-18)

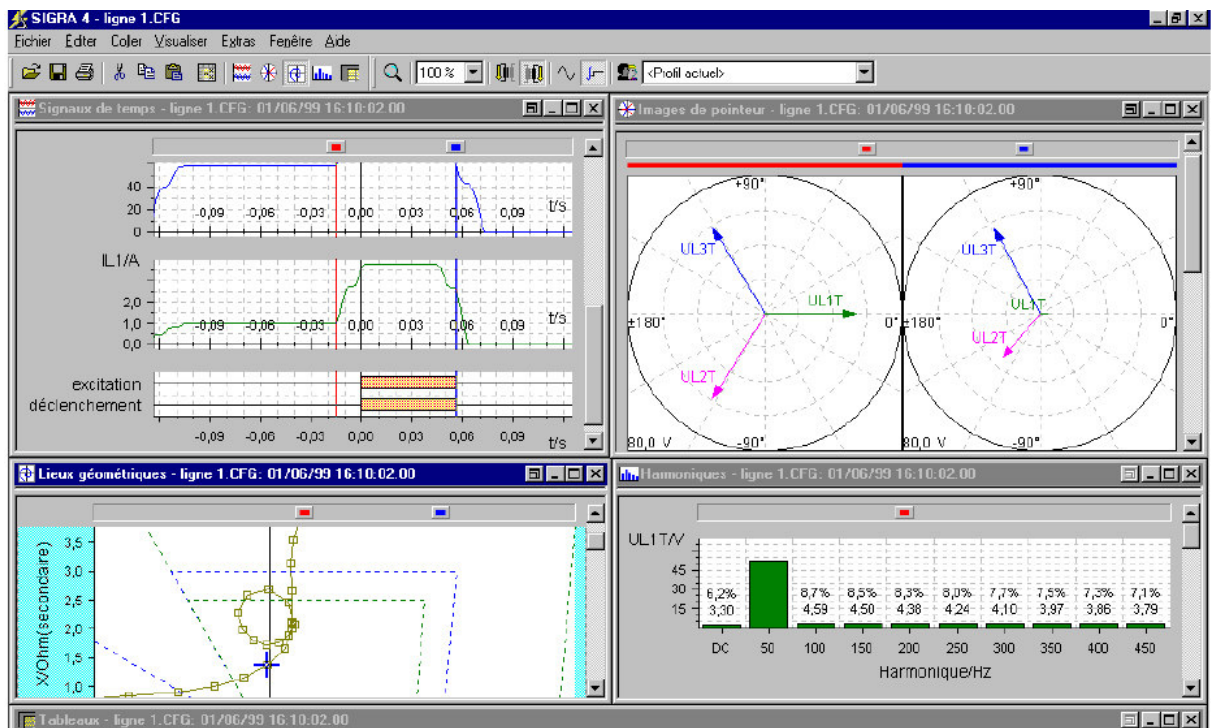


Figure IV-18 :SIGRA.4 affichage

3-2-4-Caisse d'injection ISA T1000

L'appareil est constitué de trois générateurs séparés:

Le générateur principal qui produit un courant AC, une tension AC et une tension DC;

Le générateur auxiliaire de tension AC qui produit une tension AC indépendante et déphasable;

Le générateur auxiliaire de tension DC qui sert à alimenter le relais lors des tests.

Toutes les sorties sont mesurées et réglées sur un large afficheur LCD.

A l'aide de bouton multifonction et de l'écran LCD, il est possible d'entrer dans le mode MENU afin de régler de nombreuses fonctions de test qui font du T 1000 PLUS un appareil de test très puissant, en utilisation manuelle ou semi-automatique.

Il est possible de transférer les résultats des tests à un PC via interface USB. Ces résultats peuvent être sauvegardés, affichés et analysés avec le logiciel TDMS sous WINDOWS (versions 98 et supérieures)

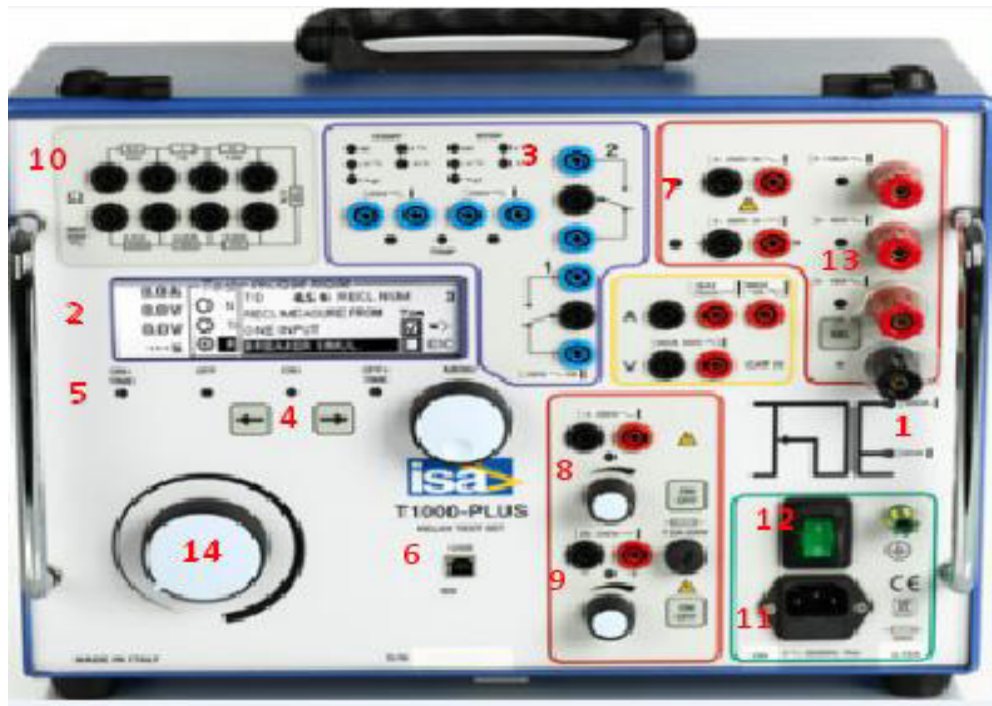


Figure IV-19 : Caisse d'injection ISA T1000

- 1-Réglage fin du courant, par la réduction de la puissance de sortie ; ·
- 2-Affichage des valeurs de : Courant CA, Tension CA, Tension CC, temporisation, et des mesures de puissance énergie, impédance et Fonction rétention de la mesure après le déclenchement ·
- 3- Deux entrées séparées pour le démarrage et l'arrêt du chronomètre ·
- 4-Démarrage et arrêt du chronomètre sur le changement de l'entrée ·
- 5-Etat des entrées démarrage et arrêt par voyants ; · Modes d'essais : ON, ON+TIME, OFF+TIME; ·
- 6-L'équipement est fourni de interface câble RS232
- 7-Gamme des sorties principales : 0 à 250 A CA ; 0 à 250 V CA (500 V pour le modèle T1000E PLUS) ; 0 à 300 V CC ; ·
- 8-Gamme de la sortie auxiliaire de tension CA : 0 à 260 V (500 V pour le modèle T1000E PLUS) ; déphasage 0 à 359° ; fréquence de 15 à 550 Hz ; séparé des autres sorties.
- 9-Gamme de la sortie auxiliaire de tension CC : 20 à 240 V, avec protection contre le surcharge ; ·
- 10-des résistances pour limitation des courants
- 11-alimentation de la caisse d'injection 220V
- 12-marche et arrêt

3-2-5-Les TC et TP Sont des capteurs pour mesurer les tensions et les courants et transférer ces informations vers le relais separam

• **TC de protection** : la (Figure IV-20) montre le transformateur de courant à double enroulement primaire et deux sortie pour mesure et protection avec les caractéristiques suivantes

Marque : ALCE,

TYPE/AB12

Tension de service : 10 kV,

Calibre et couplage : 200- **400 / 1**,

Classe de précision : 5P20,

Puissance de précision: 10 VA.



Figure IV-20 : TC protection marque ALCE

• **Disjoncteur HTA 10 KV :**

la (Figure IV-21) montre le disjoncteur utilisé au départs 10 avec les caractéristiques suivantes Marque : merlin gerin

In :1250A

Un :12KV

Isc :31.5 KA tK :3s



Figure IV-21 : Disjoncteur Merlin Gerin à gaz SF6

3-2-6-Les paramètres de réglages essais de simulation

Pour nous permettre faire des essais de simulation on va tout d’abord activerles fonctions de protection pour le courant de phase et homopolaire à travers la sous station SFT2841voir la (Figure IV-22)

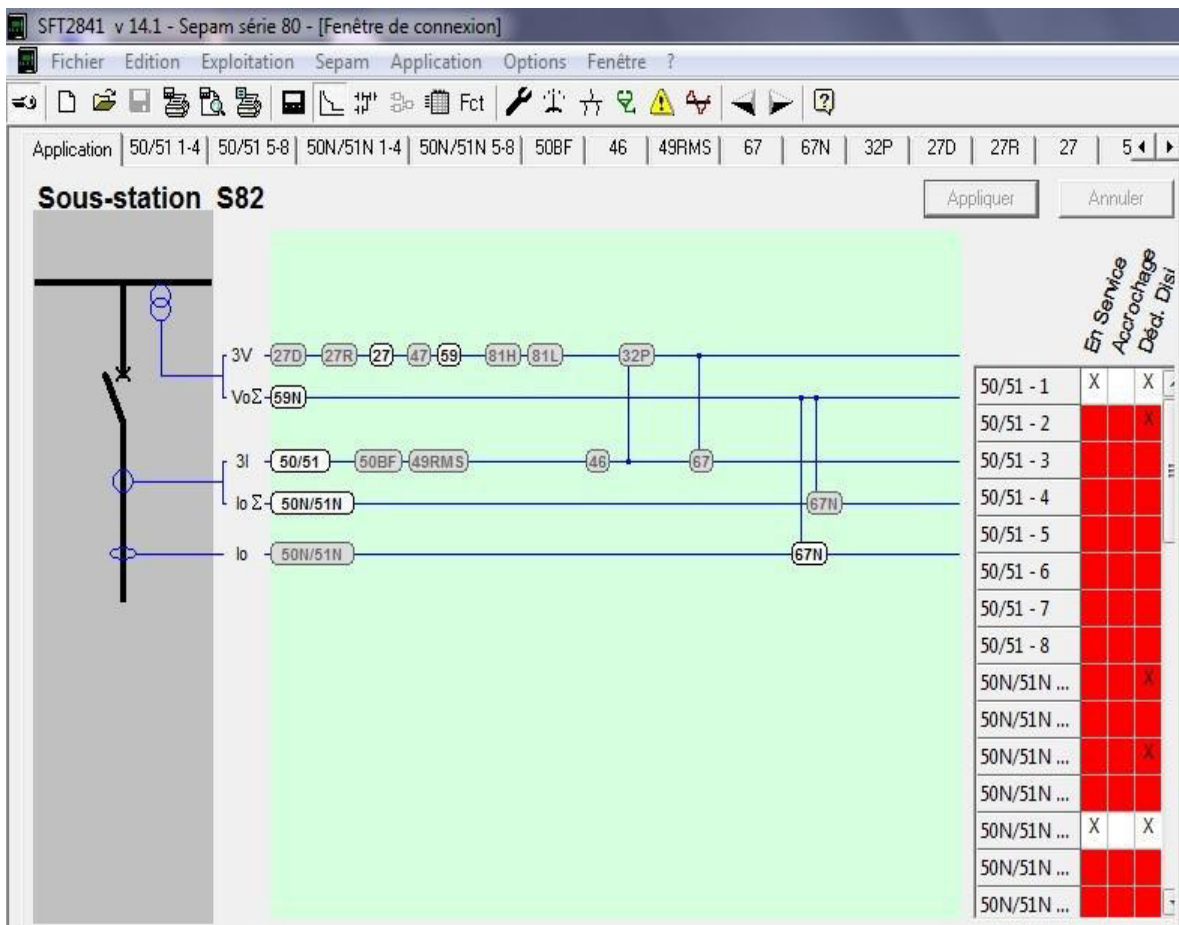


Figure IV-22 : Activation les fonctions de protection

3-3-Caractéristiques départ souterrain 10 KV (Reserve)

Départ : Reserve

Poste : 30/10 KV

Puissance nominale de transfo : 10 MVA

Puissance de court-circuit : 250 MVA

Tension de court-circuit : 10.41%

Langueur de départ : 1.949Km

Tension nominal secondaire de transfo 10.5KV

La résistance linéique 0.361Ω /km

La réactance Linéique 1.782 Ω /km

Section du câble 120 mm

Nombre de poste MT/BT :05 DP et 05 L

Paramétrage courant de phase 50/51 :la figure (Figure IV-23) montre la configuration des paramètres de protection

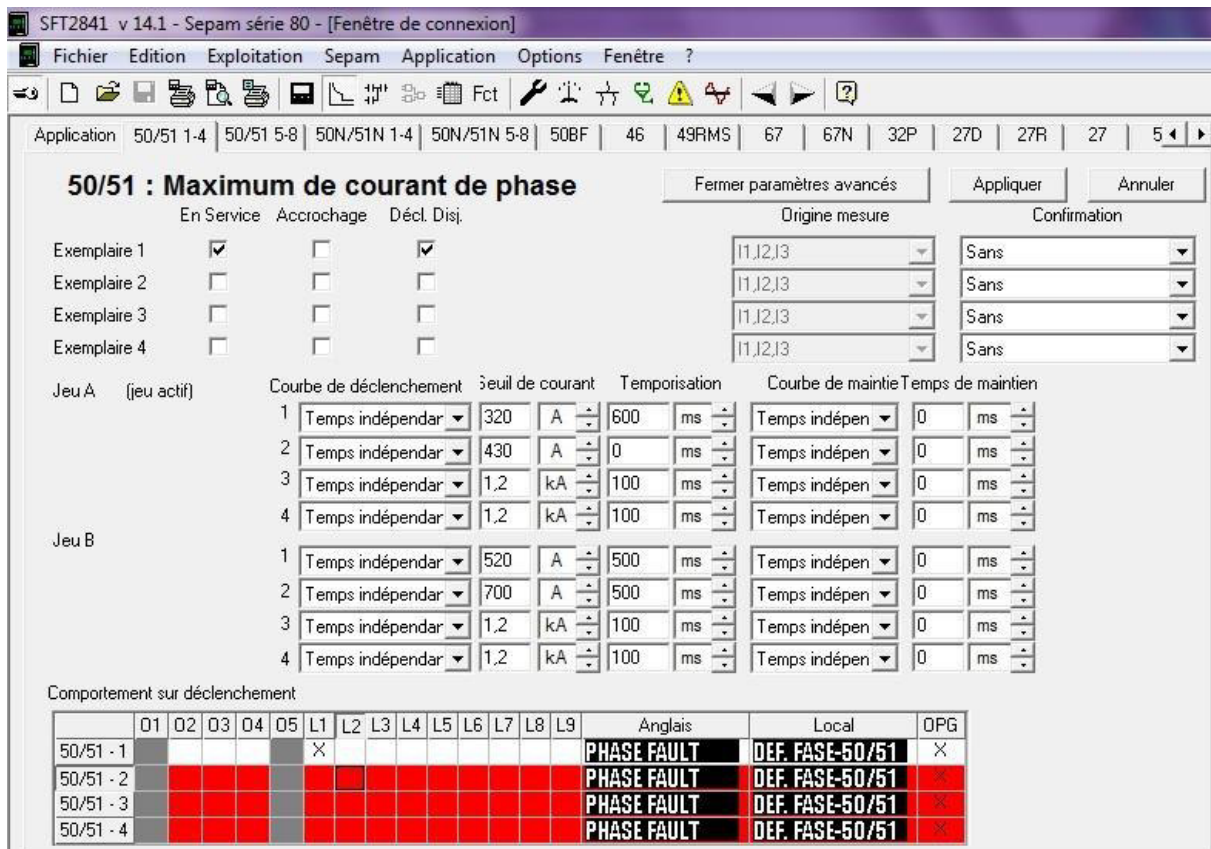


Figure IV-23 : Configuration Paramètre De Protection Max de phase :50/51

3-3-1-Résultat obtenu pour défauts biphasé isolé

Résultats et commentaires :

Ces courbes de la (figure IV-24) sont obtenues dans le cas d'un court circuit Biphasés isolé, en utilisant le logiciel « SIGRA4». On y voit l'évolution des tensions des trois phases.

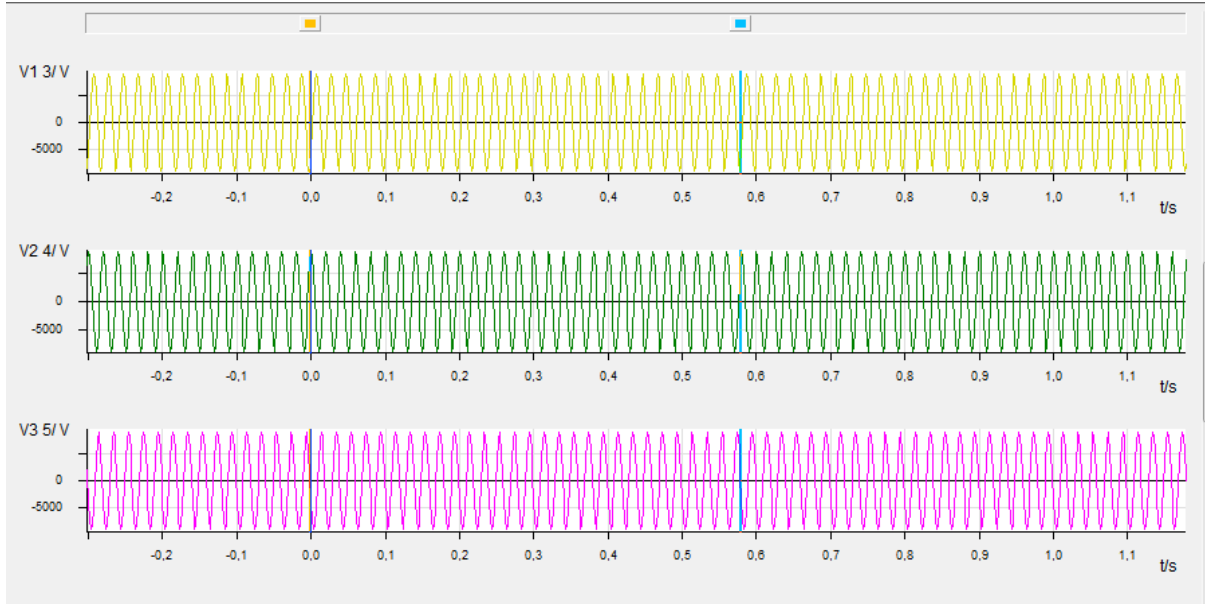
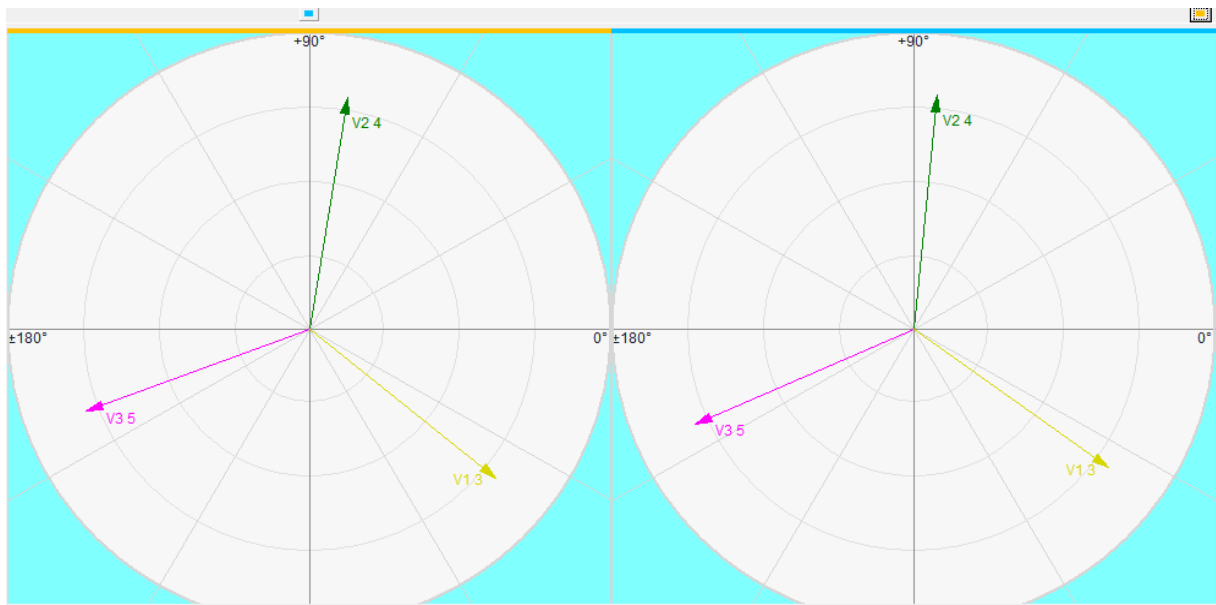


Figure IV-24 : les tensions de la ligne départ réserve



1-avant le court circuit

2-pendant le court circuit

Figure IV-25 : Diagramme vectoriel des tensions simples de la ligne

Avant le court-circuit, les tensions simples sont équilibrées en module (égal à 6,34 kV) et déphasées d'un angle de 120° (Fig IV-25-1).

Pendant le défaut, les tensions sont équilibrées en module avec un déplacement des vecteurs ont gardant le déphasage angulaire de 120° (FigIV-25-2) .

-la figure (IV-26) montre Les courbes suivantes illustrent l'évolution de l'intensité des deux courants de ligne défaut entre phase 2 et phase 3 par contre le courant homopolaire est nul ce qui valide un défaut biphasé isolé

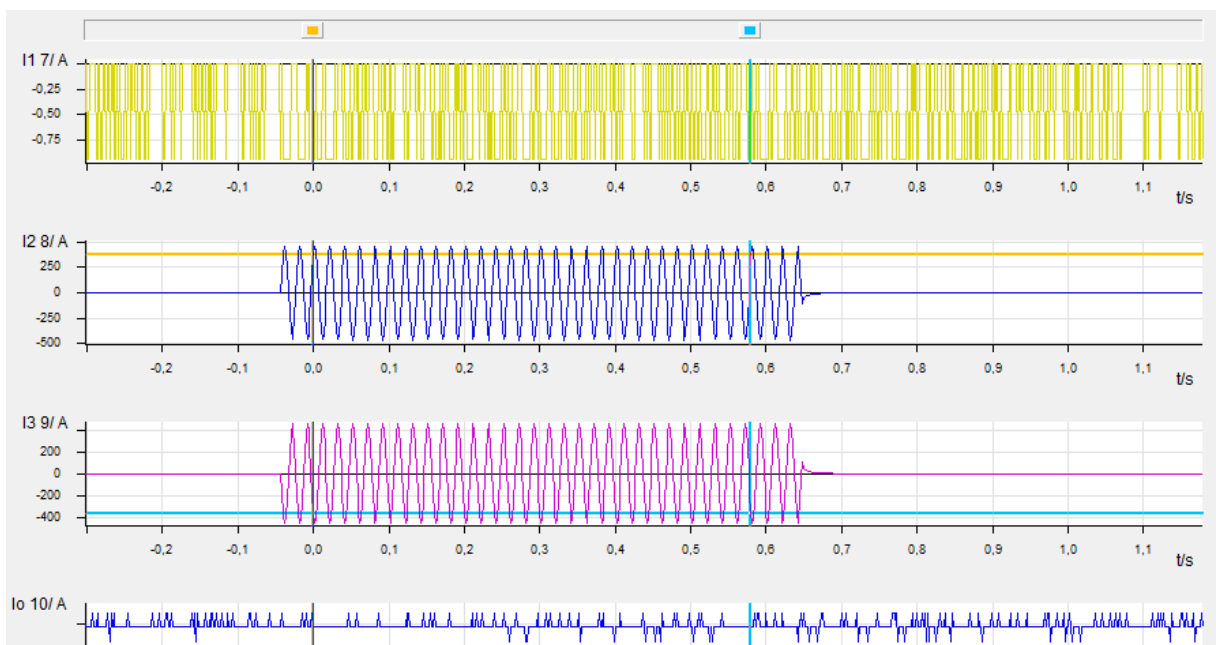


Figure IV-26 :les courants de départ réserve pendant le court circuit

3-3-2-Résultat obtenu pour défauts phase à la terre :50N/51N

Paramètre de réglage comme suit :Ih=25 A ,T=0.4s

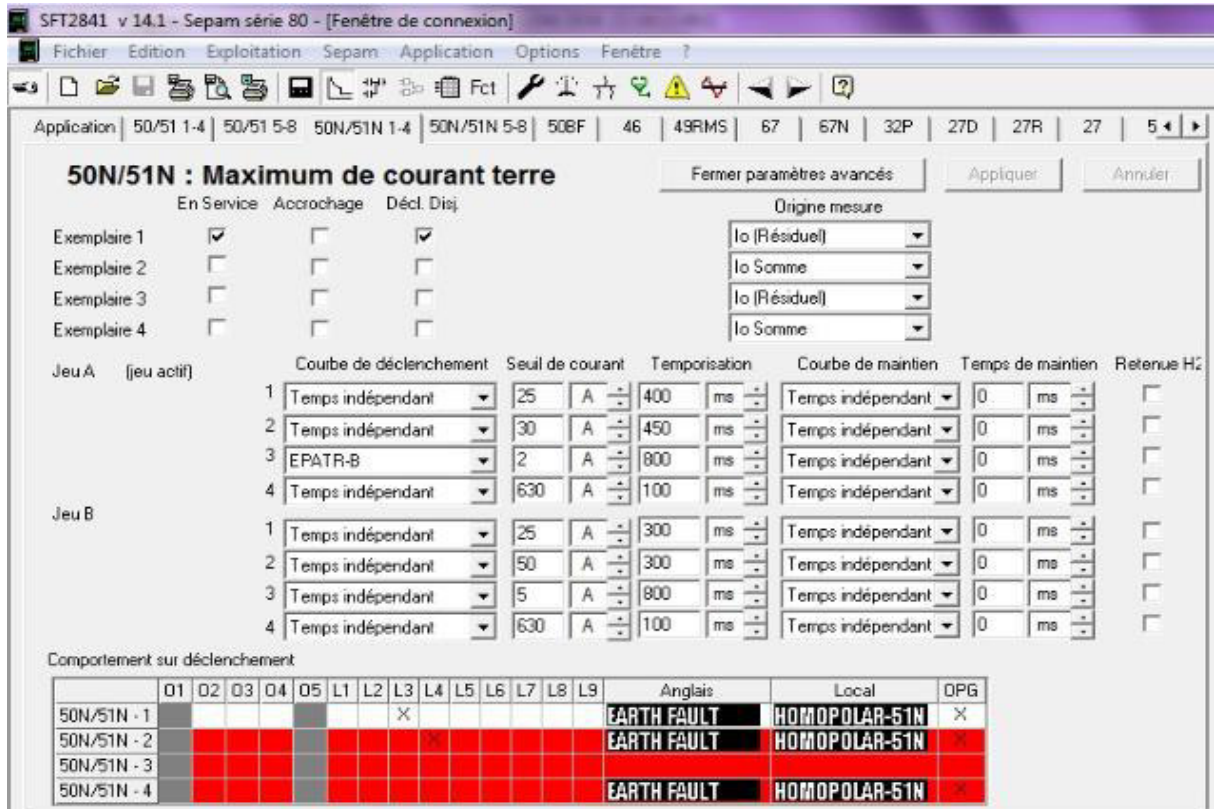


Figure IV-27:configuration paramètre de protection homopolaire :50/51N

Les résultats obtenus

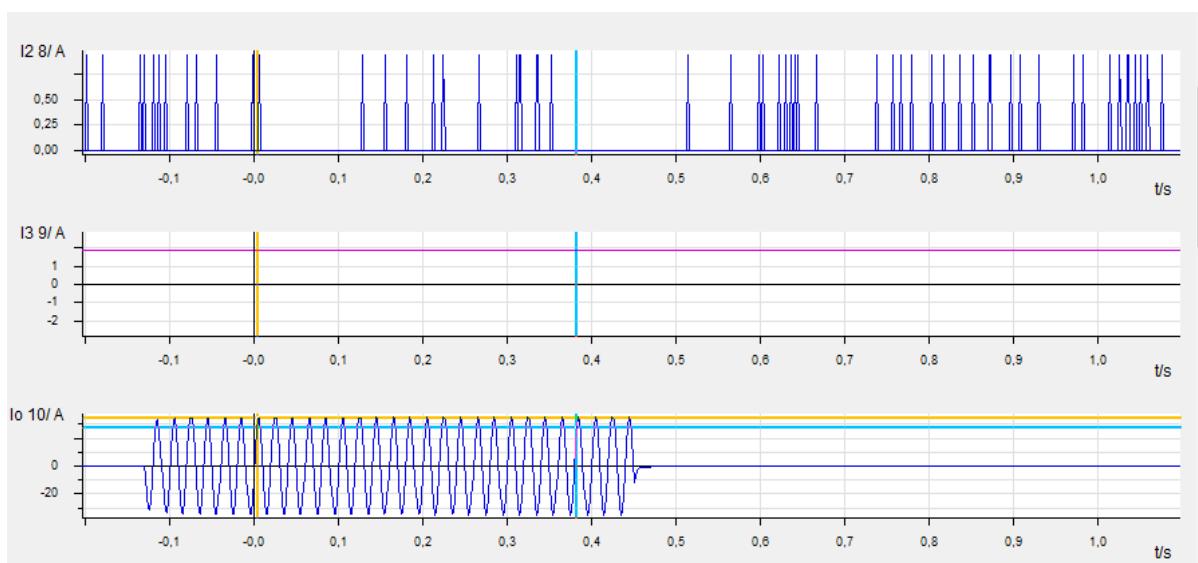
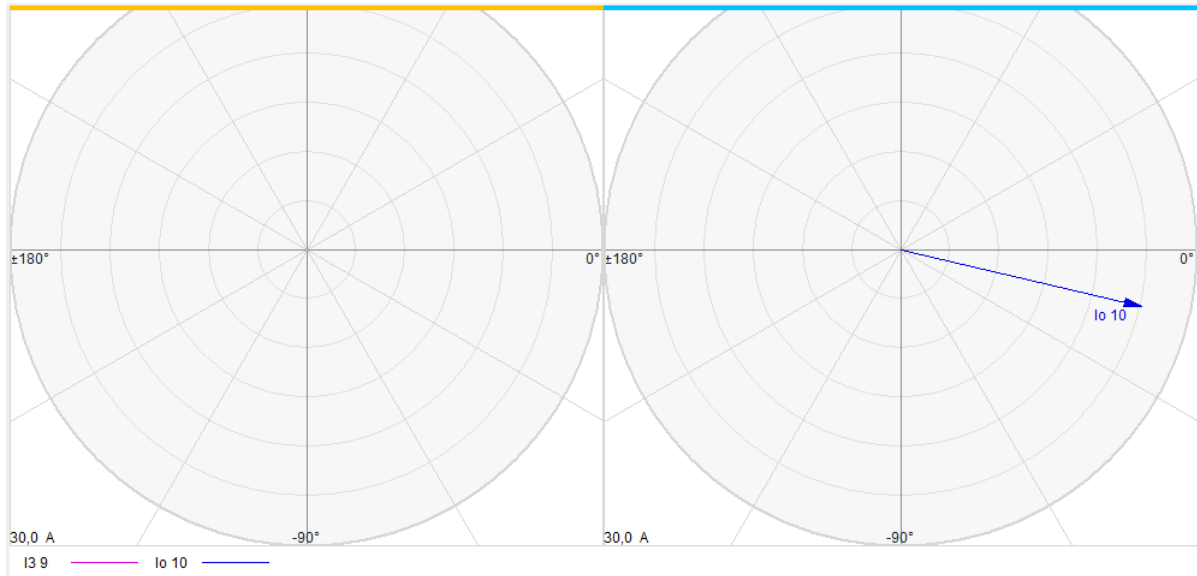


Figure IV-28:le courant homopolaire pendant le défaut départ réserve

Dans la (Figure IV-28) on remarque uniquement l'apparition d'un courant homopolaire qui a été détecté par TC homopolaire (la somme des courants), ce qui valide résultat phase a la terre



1-avant le court circuit

2-pendant le court circuit

Figure IV-29 : Diagramme vectoriel des courants de la ligne

Avant le court circuit les courants de ligne sont nulles les systèmes est équilibré (Fig IV-29-1), pendant le défaut on remarque l'apparition uniquement du courant homopolaire (Fig IV-29-2)

4- Conclusion

Nous avons présenté les résultats obtenus par les essais des réglages de protections calculé et activés aux relais de protection électrique HTA ; maximum de courant phase et maximum de courant homopolaire sur un départ souterrain 10 kV, tout en donnant un aperçu sur le fonctionnement et l'efficacité du plans de protection pendant les défauts.

Conclusion générale

Dans ce travail on a présenté les différents architectes du réseau de distribution moyenne tension et postes HTA /HTB .Ces architectures sont très importantes et très sensibles, il est donc nécessaire de surveiller en permanence l'état électrique des éléments et définir une protection adaptée à ces conditions contre tous type des défauts.

Il est très important de donner les différents problèmes techniques dont les causes et les conséquences relatifs aux principaux défauts, il est intéressant de rappeler qu'ils sont très variés et qu'ils conduisent soit à l'arrêt de l'alimentation électrique soit à une alarme. Qui doit tenir compte des besoins à satisfaire pour la protection des réseaux électriques

Pour assurer la stabilité et le bon fonctionnement du réseau électrique, il faut tenir en compte les dimensions et les caractéristiques des réseaux électriques ; il est important de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection moyenne tension. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique

On a fait la simulation des différents défauts activés aux relais sepam pour voir la validité des valeurs affichées ;pour le maximum de courant de phase et phase à la terre pour un départ (10 KV) et confirmer le bon fonctionnement du système contre tous types des défauts.

Pour préserver la sécurité des personnes et des biens et éviter la destruction partielle ou totale des matériels et assurer la meilleure continuité de fourniture possible .on doit choisir un plan de réglage efficace et fiable pour assurer une bonne continuité et qualité de service

Et pour plus de performance de cette protection on peut ajouter quelque fonction dans le cas de nécessité ainsi la protection directionnel.

Les Figures

N°	Figure	Page
I-1	Structure générale du réseau électrique	03
I-2	Schéma d'un Alternateur	04
I-3	Les différentes lignes du transport	04
I-4	Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie	06
I-5	Réseau HTA radial en simple antenne	08
I-6	Réseau HTA radial en double antenne sans couplage	08
I-7	Réseau HTA radial en double antenne avec couplage	09
I-8	Réseau HTA en boucle ouverte	10
I-9	Réseau HTA en boucle fermée	11
I-10	Réseau HTA en double dérivation	11
I-11	Alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB	12
I-12	Alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB	13
I-13	Alimentation double antenne -double jeu de barres d'un poste de livraison HTB	14
I-14	Poste HT/MT	15
I-15	Poste MT/MT	16
I-16	Poste MT/BT	16
I-17	Poste livraison pour une abonnée MT	17

N°	Figure	Page
II-1	Défaut triphasé	20
II-2	Défaut monophasé à la terre	21
II-3	Type des défauts biphasé	21
II-4	Courbe type d'un courant de court-circuit	22
II-5	Les incidents HTA par cause	25
II-6	Schéma équivalent d'un réseau sur défaut à la terre	26
II-7	Courant de défaut capacitif sur réseau isolé	27
II-8	Réalisations de mise à la terre pour neutre accessible: Résistance entre neutre et terre.	27
II-9	Réalisation de mise à la terre pour neutre accessible	28
II-10	Défaut à la terre dans un réseau avec réactance de compensation à la terre	28
II-11	défaut à la terre dans un réseau à neutre direct à la terre	29
II-12	Représentation vectoriel équilibré	30
II-13	Court circuit triphasé	33
II-14	Court circuit monophasé	34
II-15	Court-circuit biphasé entre conducteurs de phase et terre	35
II-16	Court circuit biphasé terre	35








N°	Figure	Page
III-1	Relais électromagnétique	38
III-2	Relais statique shneider	39
III-3	Relais numérique	40
III-4	Chaine de protection	40
III-5	Décomposition du temps de réaction d'une protection	42
III-6	Protection à temps indépendant	43
III-7	La fusion d'un fusible en fonction de la surintensité	43
III-8	le cycle de réenclencheur	45
III-9	Sélectivité ampérométrique	46
III-10	Principe de la sélectivité chronométrique	47
III-11	Caractéristiques à temps indépendant	48
III-12	Caractéristiques à temps dépendant	49
III-13	principe de fonctionnement de la sélectivité logique	50
III-14	Sélectivité directionnelle	51
III-15	Sectionneur HTA	52
III-16	IACM	53
III-17	Intercepteur HTA	53
III-18	Porte fusible cellule HTA	54
III-19	Disjoncteur débrochable Schneider	54
III-20	Disjoncteur HTA à GAZ SF6	54
III-21	Parafoudre HTA	55
III-22	Interrupteur aérien télécommander	55
III-23	TC avec double enroulements secondaires	57
III-24	Double enroulements	57
III-25	Représentation de la plaque signalétique TC mesure	58
III-26	Type TC mesure coté HTA	58
III-27	Représentation des bornes TC	58
III-28	Raccordement des bornes avec relais	58
III-29	Schéma de raccordement TP	59
III-30	TP coté HTA	59

N°	Figure	Page
IV-1	Schéma unifilaire PS 30/10 KV BISKRA	62
IV-2	Méthodologie de réglage d'un système de protection	63
IV-3	Schéma unifilaire du réseau	64
IV-4	Schéma des impédances des éléments du réseau	65
IV-5	Figure Schéma équivalent	65
IV-6	méthodologie d'analyse des défauts	68
IV-7	courbe des tensions de la ligne départ ville 3	69
IV-8	Diagramme vectoriel des tensions simples de la ligne départ Ville3	70
IV-9	les courants de la ligne pendant le court-circuit départ Ville3	71
IV-10	les courants de la ligne pendant le court-circuit départ Ville2	72
IV-11	les tensions simples de la ligne départ Ville 2	73
IV-12	Diagramme vectoriel des courants de la ligne départ ville 2	73
IV-13	schéma global de test protection	74
IV-14	Les appareils utilisés pour les tests simulation	74
IV-15	Face avant sepam	75
IV-16	Écran de Configuration à partir de logiciel SFT2841	77
IV-17	SIGRA.4 affichage	78
IV-18	Caisse d'injection ISA T1000	79
IV-19	TC protection marque ALCE	80
IV-20	Disjoncteur Merlin Gerin à gaz SF6	81
IV	Activation les fonctions de protection	81
IV	Configuration Paramètre De Protection Max de phase :50/51	82
IV	les tensions de la ligne départ réserve	83
IV	Diagramme vectoriel des tensions simples de la ligne	83
IV	les courants de départ réserve pendant le court circuit	84
IV	configuration paramètre de protection homopolaire :50/51n	85
IV	le courant homopolaire pendant le défaut départ réserve	85
IV	Diagramme vectoriel des courants de la ligne	86

Tableau

N°	Tableau	Page
II-1	Synthèse des caractéristiques des neutres	29

Les Symboles

Symbole	Mot clé
	Ligne ou cable triphasé
	La terre
	Arrivée HTA
	Depart HTA ou BT
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Transformateur de puissance

Les abbreviation selon les norms international CEI 27-1:

Indice	Mot clé	Unité
AC	Courant Alternatif	A
DC	Courant Direct	A
BT	Basse Tension	V
HT ou HTB	Haute tension	V
MT ou HTA	Moyenne Tension	V
KV	Kilo Volt	KV
TC	Transformateur de mesure de courant	-
TT	Transformateur de mesure de tension	-
JB	Jeu de Barre	-
L	Longueur de la ligne câble	Km
RL	Résistance de la ligne ou câble	Ω /Km
Ucc	Tension de court-circuit d'un Transformateur	%
Fn	Fréquence nominale	Hz
I _{phase}	Courant réglage de phase	A
I _{homp}	Courant réglage homopolaire	A
t	temporisation	sec
R	Rapide	sec
1L	Première lent	sec
2l	Deuxième lent	sec

Sommaire

Introduction générale	01
CHAPITRE I : Généralité sur les réseaux électrique	
1-Introduction	03
2-Structure des réseaux électriques	03
2-1-Production d'énergie électrique	03
2-2- réseau de transport et interconnexion	04
2-2-1-Le transport de l'énergie électrique se fait au moyen de	04
2-2-2-Réseaux de Répartition d'énergie électrique	05
2-2-3- Réseaux de distribution	05
a-Réseaux de distribution HTA	05
b-Réseaux de distribution à basse tension	05
3-Architecture des réseaux HTA	06
3-1-les niveaux de tension	06
3-2. Structure des réseaux HTA	07
3-2-1-radial en simple antenne	08
3-2-2-radial en double antenne sans couplage	08
3-2-3-radial en double antenne avec couplage	09
A-en boucle	09
A-1-boucle ouverte	10
A-2-boucle fermée	11
B-en double dérivation	11
3-2-4- La source d'alimentation	12
4-architecture des postes de livraison HTB	12
4-1-simple antenne	12
4-2-double antenne - double jeu de barres	14
5 -la distribution publique MT	15
5-1-Le poste HT/MT en distribution publique	15
5-2-Le poste MT/MT en distribution publique	15

5-3-Le poste MT/BT en distribution publique	16
5-4-Le poste de livraison à un abonné HT ou MT	17
6-CONCLUSION	17
CHAPITREII : Les Différents types des défauts	
1-INTRODUCTION	19
2-Les défauts dans les réseaux électriques	19
2-1- Les courts-circuits	19
2-1-1-D'après leur origines	19
2-1-2-D'après leurs localisation	19
2-1-3-Suivant leurs durée	19
A-Auto extincteur	19
B-fugitif	20
C-Semi-permanent	20
D- Défauts permanents	20
E- Défauts évolutifs	20
F-Défauts intermittents	20
3- types des courts-circuits	20
3-1-Les courts circuits symétriques	20
3-2-Les courts circuits dissymétriques	21
3-2-1-Courts-circuits monophasés (phase-terre)	21
4-Les causes et les conséquences des courts-circuits	22
4-1-court-circuit entre phases (biphasé et triphasé)	22
4-2-Défaut phase-terre A- Causes	23
4-3-Surcharge	23
4-4-Erreur de couplage	23
5-Les Différents Types De Perturbation Electrique Et Leurs Causes	24
5-1-Les différents types de perturbation affectant les réseaux de distribution	24
5-2-Quelques solutions possibles	25
6-Les mises à la terre du neutre	26
6-1-Neutre isolé	26
6-2-Mise à la terre par résistance	27
6-3--Mise à la terre par réactance faible (neutre impédant)	27
6-4-Mise à la terre par réactance de compensation (neutre compensé)	28
6-5-Neutre direct à la terre	28
7-analyse des courts circuits symétriques et asymétriques	30
7-1-Les composantes Symétriques	30
8-Calcul du courant de court-circuit	32
8-1-Calcul de courant de court-circuit triphasé	32
8-2-Court-circuit monophasé entre conducteur de phase et terre	33
8-3-Court-circuit biphasé entre conducteurs de phase	34

8-4-Court-circuit biphasé entre conducteurs de phase et terre	35
9-Conclusion	35
CHAPITRE III : Les équipements et Les Différents Types De Protection	
1 – Introduction	37
2 - Système de protection	37
2-1- Définition	37
2-2- Les fonctions de protection	37
2-3-Les relais de protection	37
2-3-1 - Définition	37
2-3-2 - Les types	38
A - Les relais électromécaniques	38
B - Les Relais statique	38
C - Les Relais numériques	39
3- Description du système de protection sur un réseau moyenne tension	39
4-Les différents types de protections	41
4-1- La protection ampère métrique	42
4-1-1-Les protections à maximum de courant phase	42
4-1-2-Les protections à maximum de courant terre	43
4-2-Automate de réenclencheur	44
4-2-1-Cycle rapide	44
4-2-2-Cycles lents	44
4-2-3-Déclenchement définitif	45
5- Qualités principales d'un système de protection	45
5-1- Rapidité	45
5-2 - Sélectivité	46
5-2-1-Sélectivité ampérométrique	46
5-2-2-Sélectivité chronométrique	47
5-2-3-Sélectivité logique	49
5-2-4-Sélectivité par utilisation de protections directionnelles	51
5-2-5-Sélectivité par utilisation de protections différentielles	51
6-Equipement de protection des réseaux HTA	52
6-1-Sectionneurs	52
6-2-Les interrupteurs	53
6-3-Coupe circuit a fusibles	53
6-4-Les Disjoncteurs	54
6-5-Les parafoudres	55
6-6-Interrupteur Aérien Télécommandé	55
7-Les équipements de mesures	56
7-1-Les Transformateurs	56
7-1-1-Transformateur mesure	56
a-Double enroulements secondaire	56

b-Double enroulements primaires	57
7-1-2-Transformateur de protection	58
7-2-Transformateurs de tension	59
8-Conclusion	59
CHAPITRE IV : Résultats des essais et interprétation	
1- Introduction	61
2-Description du poste 30/10KV N1 Biskra	61
2-1-Méthodologie de réglage d'un système de protection	63
2-2-Calcul d'un courant de court-circuit biphasé isolé	64
2-3-Protctions des transformateurs HTB/HTA	64
3-Analyse des défauts	68
3-1-Résultats et commentaires pour un défaut réel enregistré au départ 10 KV	69
3-1-1-Défaut réel enregistré sur le départ10kv ville 3	69
3-1-2-Défaut enregistré au départ Ville2	71
3-2-Analyse des résultats de simulation effectuée sur les départs réserves 10KV	74
3-2-1-Relais protection sepam	75
3-2-2-programmation et paramétrage logiciel SFT2841	76
3-2-3-Logiciel d'analyse et d'évaluation des défauts (sigra4)	77
3-2-4-Caisse d'injection ISA T1000	78
3-2-5-Les TC et TP	80
a-TC de protection	80
b- Disjoncteur HTA 10 KV	80
3-2-6-Les paramètres de réglages essais de simulation	81
3-3-Caractéristiques départ souterrain 10 KV (Reserve)	82
3-3-1-Résultat obtenu pour défauts biphasé isolé	83
3-3-2-Résultat obtenu pour défauts phase à la terre	85
4- Conclusion	86
Conclusion générale	89

Bibliographie

- [1] J.L.LILIEN Cours donné à l'Institut d'Electricité Montefiore Université de Liège 2006
- [2] J.L.LILIEN Cours donné à l'Institut d'Electricité Montefiore Université de Liège 2010
- [3] Ontario power génération inc.2010
- [4] Les Réseaux Électriques : Filière Ingénieur E .E.Automatique.2015
- [5] zellagui med Magister étude des protection réseaux MT 2010 université de constantine
- [6] Guide de conception des réseaux électriques industriels Schneider Electric 6 883 427/A
- [7] chritian puret Les réseaux de distribution publique MT dans le monde n°155
- [8] J.G grenouiller Alstom atlantique 1984
- [9] METZ-NOBLAT Cahier technique n° 213B.
- [10] pierre roccia Merlin Gerin 113
- [11] guide technique MG protection des réseaux électrique 2003
- [12] plan de protection des réseaux HTA-B61-21
- [13] Jecu cristian Système de protections 2011
- [14] yves pelenc Appareillage électrique d'intereption à haute tension
- [15] energy transfo 2013
- [16] cahier technique194 schneider electric Transformateurs de Courant:
- [17] RITZ instrument transformers
- [18] Protection des réseau électrique wikipédia
- [19] Mahdad, Belkacem,Brochure :Cours Protection des réseaux électriques,2016, Université de Biskra
- [20] Shneider électrique protection réseaux électriques 2008