



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique

Université Amar Telidji- Laghouat

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Électrotechnique

Option : Réseaux Électriques

Faculté : Technologie

DEPARTEMENT : Électrotechnique

Mémoire de Master

Présenté par : CHELLALI Selma

Thème

**Protection numérique
des réseaux électriques de distribution**

Soutenu publiquement devant le jury composé de:

Nom et Prénom	Grade	Qualité
M. BENSEDIK Sid ahmed	Prof	Président
M. DJEKIDEL Rabah	Prof	Examineur
M. KOUIDRI Mohammed Ali	M.C.A	Rapporteur

Année Universitaire 2024-2025

Remerciement

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur KOUIDRI Mohammed Ali, pour sa précieuse orientation, sa disponibilité constante et pour avoir accepté d'assurer l'encadrement de ce travail.

Mes sincères remerciements s'adressent également à tous les professionnels et techniciens du domaine de l'énergie, qui m'ont offert leur soutien et leurs conseils précieux durant la réalisation de ce projet.

Je profite de cette occasion pour remercier chaleureusement l'ensemble des enseignants de la Faculté des Sciences et Technologies, option Réseaux Électriques, qui ont su enrichir mes connaissances tout au long de ma formation académique.

J'exprime aussi ma reconnaissance aux membres du jury pour le temps qu'ils consacreront à l'évaluation de ce mémoire.

Enfin, je n'oublie pas de remercier toutes les personnes, de près ou de loin, qui m'ont soutenue, encouragée et aidée dans la réalisation de ce travail.

Chellali Selma Nour El Hidaia

Année universitaire 2024 / 2025

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

À ma chère mère Zahra, et à mon père Kaddour, pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices et leurs prières constantes.

Qu'Allah vous protège et vous accorde une longue vie pleine de santé et de bonheur.

À mon cher époux Riyadh, pour son amour, sa patience et son appui constant durant cette étape importante de ma vie.

À mon frère Ahmed, pour son soutien et sa présence rassurante à mes côtés.

À mes sœurs Fatima, Khadidja et Asya, pour leur amour, leur complicité et leur soutien moral inestimable.

À ma belle-famille, pour leur bienveillance, leur soutien moral et leurs encouragements sincères.

À mes amis fidèles, qui ont partagé avec moi les moments de joie, de stress et d'efforts tout au long de ce parcours.

À toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Chellali Selma Nour El Hidaia

Année universitaire 2024 / 2025

Sommaire

<i>Remerciement</i>	I
<i>Dédicace</i>	II
INTRODUCTION	6
Introduction générale	2
CHAPITRE I: Généralité sur les réseaux électriques	
I-1 Introduction	4
I.2 Organisation des réseaux électriques	4
I.3 Structures topologiques des réseaux électriques	5
I.4 Réseau Moyenne Tension (MT)	7
I.4.1 Réseaux Moyenne Tension Aériens (MTA)	7
I.4.2 Structure des Réseaux Moyenne Tension Souterrains (MTS)	8
I.4.3 Structures Possibles des Réseaux Moyenne Tension Souterrains	9
I.5 Schéma unifilaire d'un réseau MT	10
I.6 Généralités sur les postes de transformation	11
I.6.1. Postes de transformation en cabine	13
I.6.2. Poste de transformation sur poteau	14
I.6.3. Poste de transformation en enclos ou sous capot	15
I.6.4. Choix d'un poste de transformation	15
I.6.5. Les éléments constitutifs d'un poste de transformation	16
1. Transformateur électrique	17
2. Transformateurs de mesure (TI/TT)	17
3. Jeux de barres	17
I.6.6. Dispositifs de protection	17
1. Services auxiliaires	18
I.7 Conclusion :	19
Chapitre II: Les différents types de protection numérique des réseaux électriques de distribution	
II.1 Introduction	23
II.2 Généralités sur la protection numérique des réseaux de distribution	23
II.3 Définition d'un système de protection	24
II.3.1 Protection contre les surintensités (surcharge et court-circuit)	25
II.3.2 Protection différentielle (protection de défaut d'isolement)	25
II.3.3 Protection directionnelle de surintensité	26
II.3.4 Protection de distance (ou téléprotection)	26

II.3.5 Protection contre les défauts à la terre.....	26
II.3.6 Protection contre les surtensions et sous-tensions.....	26
II.3.7 Protection adaptative.....	26
II.3.8 Protection basée sur les IED (Intelligent Electronic Devices)	27
II.4.1 Qualités d'un système de protection	27
II.4.2 Architecture générale d'un système de protection numérique.....	28
II.5 Définition d'un plan de protection	29
II.6 Réglementation	30
II.6.1 Structure des réseaux à protéger	30
II.6.2 Choix du régime de neutre	30
II.7 Appareillage de protection	31
II.8 Différents types de relais	33
II.8.1. Tableau comparatif :	35
II.9 Protection d'un réseau MT	36
II.10 Protection des jeux de barres	37
II.11 Protection des transformateurs.....	38
II.12 Conclusion	40
Chapitre III :Caractéristiques techniques principales	
III-1 Caractéristiques électriques principales :	55
III-2 Fonctions et composants :	55
III-3 Technologie d'interruption :	55
a- Fonctionnalités clés de WinEve :	56
b- Compatibilité et domaines d'application :	56
III.3.1 - Caractéristiques techniques et configuration du départ Université 30 kV :	61
III.3.2 - Paramètres de réglage de la protection :	62
III.3.3 Résultats pratiques.....	63
III.3.3.1 Schéma global de test	63
III.3.3.2 Logiciel d'analyse et d'évaluation des défauts : WinEve	64
III.4 Résultats et commentaires	64
III.5 Conclusion.....	72
Références	73

Liste des Figures et Tableaux

Figure 1: Organisation typique d'un réseau électrique	5
Figure 2: Les différentes structures topologiques d'un réseau électrique	7
Figure 3: Exemple de poste de transformation en plein air	13
Figure 4: Schéma fonctionnel d'un système de protection numérique	25
Figure 5: Architecture générale d'un système de protection numérique	29
Figure 6: différent type de mise à la terre	31
Figure 7 : Schéma d'un appareillage de protection dans un réseau de distribution	33
Figure 8 : Relais électromagnétique	34
Figure 9 : Relais thermique	34
Figure 10 : Différents types des relais.....	35
Figure 11: Différents types de relais	35
Figure 12: Schéma unifilaire de la protection d'un réseau MT à l'aide de relais numériques.	37
Figure 13: "Schéma de principe des protections de courant de phase et homopolaire dans un poste HTB/HTA (60/30 kV)"	47
Figure 14: court-circuit phase à la terre sans résistance	48
Figure 15: Schéma unifilaire des réglages protections proposé au départ Ain Madhi.	50
Figure 16: Schéma global de test protection maximum de homopolaire.	50
Figure 17: Vue avant de la caisse d'injection Omicron.	52
Figure 18: Trois tensions simples dans la ligne.....	57
Figure 19: Le courant de terre	60
Figure 20: Etat de position de disjoncteur HTA en fonction du temps.....	61
Figure 21: Court-circuit triphasés symétriques isolé.....	61
Figure 22: Schéma unifilaire des réglages protections de maximum de courant phase	62
Figure 23: Schéma global de test protection maximum de courant phase	63
Figure 24: Trois tensions simples dans le câble	64
Figure 25: évolution des trois courants dans le câble	65
Figure 26: La tension symétrique : directe, inverse et homopolaire dans le câble	66
Figure 27: La tension symétrique : directe, inverse et homopolaire dans le câble	67
Figure 28: Etat de position de disjoncteur HTA en fonction du temps.	68

Liste des Tableaux

Tableau 1: Nature et section des conducteurs	8
Tableau 2: Nature et Section des Conducteurs.....	9

INTRODUCTION

Introduction générale

L'électricité est produite à partir de diverses formes d'énergie primaire telles que l'énergie mécanique, hydraulique, thermique, nucléaire, éolienne ou encore solaire. Cette production est réalisée principalement dans des centrales électriques, souvent situées loin des centres de consommation. L'énergie ainsi générée est ensuite transportée par le biais de réseaux électriques vers les zones industrielles ou résidentielles où elle est distribuée.

Les réseaux électriques représentent des infrastructures stratégiques nécessitant des investissements lourds de la part des compagnies d'électricité, afin de garantir aux utilisateurs un service fiable, économique et de qualité.

Pour prévenir les impacts négatifs d'un incident ou d'une défaillance – que ce soit au niveau de la production ou du transport – des mesures de protection doivent être mises en œuvre afin d'éviter toute interruption généralisée de l'alimentation.

Dans cette optique, il est essentiel d'identifier rapidement tout défaut et d'isoler la partie du réseau affectée pour limiter les perturbations. C'est précisément la mission des systèmes de protection des réseaux électriques.

Selon la Commission Électrotechnique Internationale (CEI), la protection désigne l'ensemble des dispositifs permettant de détecter les défauts et les conditions anormales dans un réseau, et d'initier le déclenchement automatique des disjoncteurs concernés, voire de générer des signaux d'alarme ou de commande.

Notre travail s'inscrit dans cette logique et se focalise sur la protection d'un réseau de distribution moyenne tension (MT). Cette étude est articulée en quatre chapitres principaux :

- Le premier chapitre présente les généralités sur les réseaux électriques.
- Le deuxième se concentre sur les différents types de protections utilisés dans les réseaux de distribution.
- Le troisième aborde le calcul des courants de défauts.
- Le dernier chapitre est dédié à une application pratique sur la détermination des courants de court-circuit dans un réseau MT, avec une simulation à l'appui.

CHAPITRE I

Généralité sur les réseaux électriques

I-1 Introduction

Un réseau électrique désigne l'ensemble des infrastructures techniques permettant le transport de l'énergie électrique depuis les centrales de production jusqu'aux consommateurs finaux. Ces infrastructures comprennent des lignes électriques aériennes ou souterraines, qui fonctionnent à divers niveaux de tension et sont interconnectées via des postes électriques.

Ces postes jouent un rôle essentiel dans la répartition de l'énergie électrique et permettent la transformation des niveaux de tension à l'aide de transformateurs adaptés. Ainsi, l'électricité peut être transportée sur de longues distances à haute tension, puis progressivement abaissée pour être utilisable dans les foyers et les industries.

En outre, un réseau électrique efficace doit permettre une gestion dynamique et équilibrée entre la production, le transport et la consommation, en intégrant des systèmes de régulation visant à maintenir la stabilité et la qualité de l'alimentation électrique.

I.2 Organisation des réseaux électriques

L'organisation des réseaux électriques repose sur une structure hiérarchique permettant l'acheminement de l'énergie depuis les unités de production jusqu'aux utilisateurs finaux. Cette structure comprend plusieurs niveaux de tension adaptés aux différentes étapes du transport et de la distribution de l'électricité :

1. Le réseau de production :

L'électricité est produite dans des centrales (thermiques, hydroélectriques, nucléaires, solaires, etc.) à haute tension (généralement 15 à 25 kV), qui est immédiatement élevée par des transformateurs élévateurs afin de faciliter le transport sur de longues distances.

2. Le réseau de transport :

Le courant est transporté sur de longues distances via des lignes à très haute tension (THT), généralement entre 220 kV et 400 kV. Ce réseau relie les centrales aux grands centres de consommation ou à d'autres réseaux nationaux/internationaux (interconnexion).

3. Le réseau de répartition :

À l'approche des zones urbaines ou industrielles, la tension est abaissée (environ 63 kV à 225 kV) pour alimenter les postes de transformation secondaires.

4. Le réseau de distribution :

Il alimente les consommateurs finaux (industries, commerces, particuliers). On distingue :

- Réseau Moyenne Tension (MT) : typiquement entre 1 kV et 36 kV, pour les gros consommateurs.
- Réseau Basse Tension (BT) : 400/230 V pour les ménages.

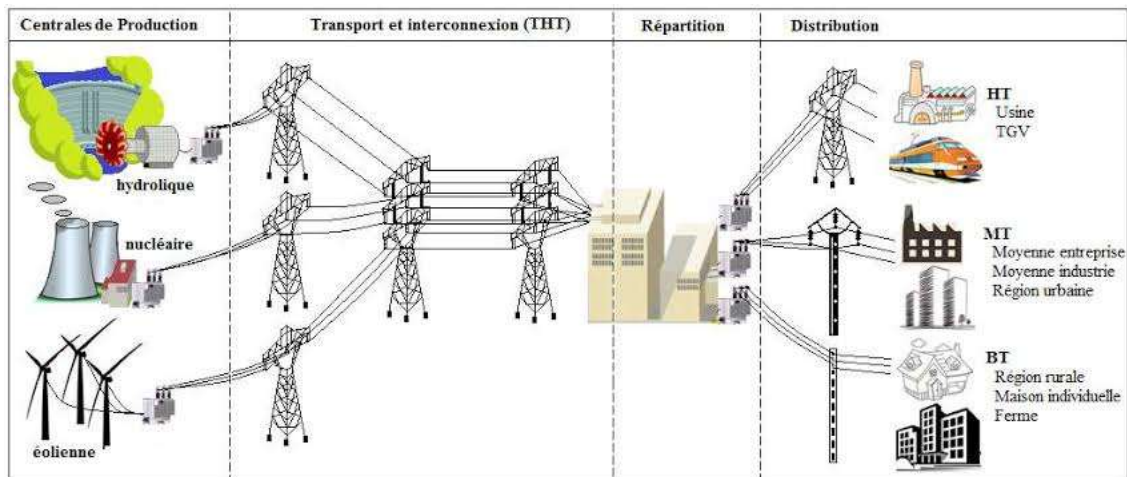


Figure 1: Organisation typique d'un réseau électrique de la production à la distribution finale.

I.3 Structures topologiques des réseaux électriques

La topologie d'un réseau électrique représente la manière dont les lignes et les postes électriques sont interconnectés pour assurer la continuité d'alimentation, la fiabilité et la flexibilité du système. On distingue généralement trois structures principales dans les réseaux de transport et de distribution :

I.3.1 Réseaux maillés (ou en anneau)

Dans cette structure, chaque poste ou nœud est connecté à plusieurs autres, formant un maillage. Cela permet plusieurs chemins pour l'écoulement du courant, ce qui augmente la sécurité et la fiabilité du réseau.

- Avantage :
 - Très grande fiabilité.
 - Possibilité de rediriger les flux en cas de panne.
 - Meilleure stabilité de tension.

Inconvénients :

- Coût élevé d'installation.
- Complexité de la gestion et de la protection.

I.3.2 Réseaux bouclés

Le réseau bouclé est un cas particulier du maillage où la structure forme une ou plusieurs boucles. Chaque point peut être alimenté par deux directions, ce qui permet une meilleure continuité de service en cas de défaillance d'une ligne.

Avantages :

- Redondance.
- Bon compromis entre fiabilité et coût.

Inconvénients :

- Complexité relative pour la protection.
- Nécessite des équipements de commutation performants.

I.3.3 Réseaux radiaux

C'est la structure la plus simple et la plus utilisée en distribution basse et moyenne tension. Elle consiste en une alimentation depuis une seule source vers plusieurs branches sans retour.

- Avantage :
 - Faible coût.
 - Simplicité de commande et de protection.
- Inconvénients :
 - Moins de fiabilité (une coupure coupe toute la branche).
 - Moins flexible.
 - Illustration :
- Comparaison synthétique :

Structure	Fiabilité	Coût	Complexité
Maillé	Élevée	Élevé	Complexe
Bouclé	Moyenne	Moyenne	Moyenne
Radial	Faible	Faible	Simple

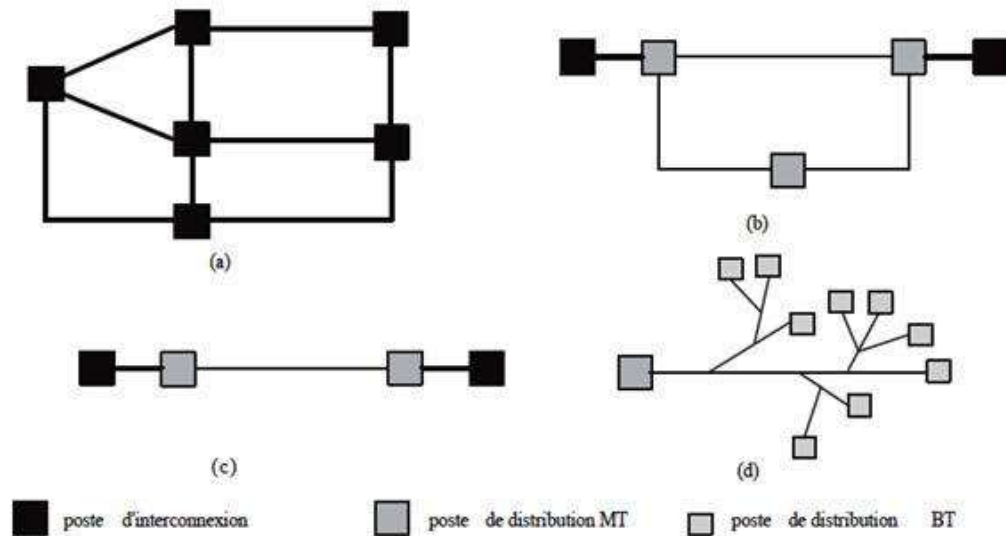


Figure 2: Les différentes structures topologiques d'un réseau électrique

- a) Exemple de structure maillée.
- b) Exemple de structure bouclée.
- c) Exemple de structure radiale.
- d) Exemple de structure arborescente.

I.4 Réseau Moyenne Tension (MT)

Les réseaux moyenne tension (MT) sont généralement exploités selon une configuration en antenne, qui peut prendre deux formes principales :

- Une structure radiale, principalement utilisée dans les réseaux souterrains, où chaque branche part directement du poste source vers les postes de transformation sans bouclage.
- Une structure arborescente, typique des réseaux aériens, où la distribution de l'énergie s'effectue par ramifications successives depuis la source.

Ces réseaux sont alimentés à partir de sources triphasées et présentent les caractéristiques techniques suivantes :

- Tension nominale comprise généralement entre 1 kV et 50 kV (souvent 20 kV).
- Fréquence standard de 50 Hz.
- Utilisation de relais de protection, de sectionneurs, et de disjoncteurs pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'exploitation.

I.4.1 Réseaux Moyenne Tension Aériens (MTA)

Le réseau MT aérien adopte une structure arborescente composée de deux niveaux de lignes :

- Une ligne dorsale principale,
- Et des lignes de dérivation secondaires.

Des sous-dérivations peuvent également être mises en place pour alimenter des charges isolées ou pour connecter plusieurs postes de transformation MT/BT sous un même interrupteur à commande manuelle (voir Fig. I-3).

Ce type de structure est principalement utilisé dans les zones à faible densité de charge, et son exploitation se fait généralement en configuration radiale. Le bouclage entre réseaux voisins n'est envisagé que dans des cas d'exigences d'exploitation spécifiques.

Les réseaux MTA utilisent un neutre non distribué, mis à la terre via une résistance de limitation au niveau des postes sources, permettant de restreindre le courant de défaut à environ 300 A.

Des interrupteurs automatiques sont installés sur les branches de dérivation afin de permettre leur isolement en cas de défaut. Le choix de leur emplacement dépend de la charge alimentée, de la probabilité d'incident et de l'importance stratégique de la dérivation.

Les natures et sections des conducteurs à utiliser sont généralement spécifiées dans des tableaux normalisés selon les contraintes techniques et environnementales.

Tableau 1: Nature et section des conducteurs

Lignes	Nature	Sections (mm ²)	Limite thermique (1) (A)
Dorsale	Alliage AL	93.3	270
Dérivation	Alliage AL	34.4	140

(1) valeurs rapportées à la température ambiante de 40° C et température du conducteur de phase de 70° C.

I.4.2 Structure des Réseaux Moyenne Tension Souterrains (MTS)

Les réseaux MT souterrains se caractérisent par une structure à ligne unique, généralement une ligne dorsale exploitée en configuration radiale. Cette disposition permet une alimentation directe des postes secondaires, mais présente une sensibilité accrue aux incidents, avec une coupure de charge et une durée d'interruption plus importante comparée aux réseaux aériens.

Ces réseaux sont conçus avec un neutre non distribué, relié à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine de mise à la terre du point neutre. Cette dernière limite le courant de défaut à environ 1000 A, améliorant ainsi la sécurité de l'installation tout en assurant un certain niveau de sélectivité dans la détection des défauts.

La structure souterraine offre une meilleure discrétion visuelle et une protection mécanique accrue contre les agressions extérieures, bien qu'elle soit plus complexe à entretenir et plus coûteuse à installer.

La nature et la section des conducteurs à utiliser sont données le tableau ci-dessous

Tableau 2: Nature et Section des Conducteurs

Réseau (KV)	Conducteur	Sections (mm ²)	Limite thermique (1) (A)
10	Cuivre	120	300
	Aluminium	180	
30	Cuivre	70	230

(1) valeurs pour câble tripolaire individuel à champ radial directement enterré dans les conditions suivantes :

■ Température du sol 20° C ■ Température des conducteurs :

■ Résistance thermique du sol 100° C/W cm câble en papier huile 75° C

Câbles en caoutchouc 90° C

I.4.3 Structures Possibles des Réseaux Moyenne Tension Souterrains

Les réseaux souterrains peuvent adopter plusieurs types de structures en fonction des contraintes d'exploitation et de fiabilité recherchées. Voici les principales :

a. Structure maillée :

Cette configuration permet la récupération de l'alimentation en cas d'indisponibilité d'un tronçon ou d'un poste MT/BT en isolant la partie défectueuse. Cependant, elle présente plusieurs inconvénients, notamment une utilisation partielle de la capacité des câbles, la nécessité d'un point de jonction par paire de câbles, et une surveillance continue en fonction de l'évolution de la charge. En raison de ces contraintes, cette structure tend à être abandonnée.

b. Structure en artère source à source :

Dans ce schéma, les câbles de distribution proviennent de deux sources différentes, assurant une continuité d'alimentation pour des postes HT/MT à forte puissance. La capacité de charge

est toutefois limitée à la moitié de celle des câbles. Le secours est assuré par les câbles adjacents lors de leur première exploitation. À mesure que la charge augmente, cette structure peut évoluer vers une structure en fuseau, avec liaison par câble entre les points d'ouverture pour éviter une limitation trop stricte des courants par rapport aux capacités thermiques des conducteurs.

L'installation d'un deuxième câble de secours n'est généralement pas justifiée, car le gain en énergie non distribuée est faible comparé à son coût.

c. Structure en épi :

Chaque câble de distribution est relié à son extrémité à un câble de secours, typiquement à un poste de distribution publique. Celui-ci peut être alimenté par le câble principal ou par le câble de secours. Cette configuration permet une meilleure exploitation des câbles que les deux structures précédentes.

d. Structure en fuseau :

Considérée comme une évolution de la structure en épi, cette structure regroupe tous les câbles de distribution vers un point central unique, facilitant la sécurisation de chaque branche et réduisant le temps de coupure en cas d'incident. Elle s'intègre facilement aux réseaux existants et autorise une installation progressive, notamment pour les câbles de secours.

I.5 Schéma unifilaire d'un réseau MT

- **Définition :**

Le schéma unifilaire (ou synoptique) est une représentation simplifiée d'un réseau électrique, montrant les différentes liaisons entre les équipements (postes, transformateurs, disjoncteurs, lignes...) par une seule ligne, même si dans la réalité on a affaire à un réseau triphasé. Ce type de schéma est largement utilisé dans la planification, l'exploitation et la maintenance des réseaux électriques.

- **Objectif du schéma unifilaire :**

- Visualiser rapidement l'architecture du réseau.
- Identifier les points de sectionnement, de protection et de commande.
- Suivre le cheminement de l'énergie électrique depuis la source jusqu'aux postes de consommation.
- Faciliter le diagnostic en cas de défaut et orienter les interventions de maintenance.

- **Principaux composants représentés sur un schéma unifilaire :**

- Poste source MT/HT : Point d'origine de l'énergie, souvent relié au réseau de transport.
- Transformateurs HT/MT : Convertissent la tension de transport en tension moyenne (typiquement 30kV, 20kV ou 15kV).
- Barres omnibus : Permettent de distribuer l'alimentation vers plusieurs départs.
- Départs MT : Lignes aériennes ou souterraines partant du poste.
- Postes de distribution MT/BT : Abritent des transformateurs pour abaisser la tension à 400/230 V.

- Cellules de protection : Équipements qui protègent les départs par disjoncteurs, interrupteurs, ou fusibles.
 - Points de sectionnement ou bouclage : Permettent l'isolation d'une portion de réseau pour entretien ou en cas de défaut.
- **Types de représentations complémentaires :**
- Schéma fonctionnel : Ajoute les fonctions de protection, de mesure et de contrôle.
 - Schéma développé : Permet une analyse plus approfondie des connexions détaillées entre appareils.
- **Utilité dans la protection numérique :**

Le schéma unifilaire est indispensable pour l'intégration de relais de protection numériques. Il permet :

- La localisation précise des capteurs (CT, VT).
- La coordination sélective des dispositifs de protection.
- L'analyse des flux d'énergie en temps réel (via SCADA ou IEDs).

I.6 Généralités sur les postes de transformation

1. Définition

Un poste électrique constitue un maillon essentiel du réseau de transport et de distribution de l'énergie électrique. Il permet notamment :

- L'élévation de la tension pour le transport de l'énergie sur de longues distances, réduisant ainsi les pertes.
- La réduction de la tension pour l'adapter aux besoins des utilisateurs finaux (clients résidentiels, industriels, etc.).
- La connexion entre différents segments du réseau à travers des interconnexions ou des lignes multiples.

Ces postes sont situés stratégiquement aux extrémités des lignes de transport ou au cœur du réseau de distribution.

Fonctions principales d'un poste électrique :

- Le raccordement d'entités externes (centrales, zones industrielles...) au réseau.
- L'interconnexion de plusieurs lignes haute ou moyenne tension.
- La transformation du niveau de tension de l'énergie électrique.

2. Les différents types de postes électriques

Les postes électriques se classent selon leur fonction au sein du réseau :

- Postes d'interconnexion : Utilisés pour relier plusieurs lignes électriques entre elles, facilitant le transit d'énergie entre régions ou réseaux.
- Postes élévateurs : Installés en sortie de centrale de production, ils augmentent la tension (ex : de 20 kV à 225 kV) pour un transport plus efficace.
- Postes de distribution : Réduisent la tension pour la rendre compatible avec les réseaux de distribution moyenne ou basse tension (MT/BT).

3. Les différents emplacements d'un poste électrique

L'aspect physique d'un poste de transformation varie en fonction de sa localisation et de sa finalité. On distingue :

- Les postes en plein air
- Les postes intérieurs
- Les postes en sous-sol ou préfabriqués (compacts)

4. Poste de transformation en plein air

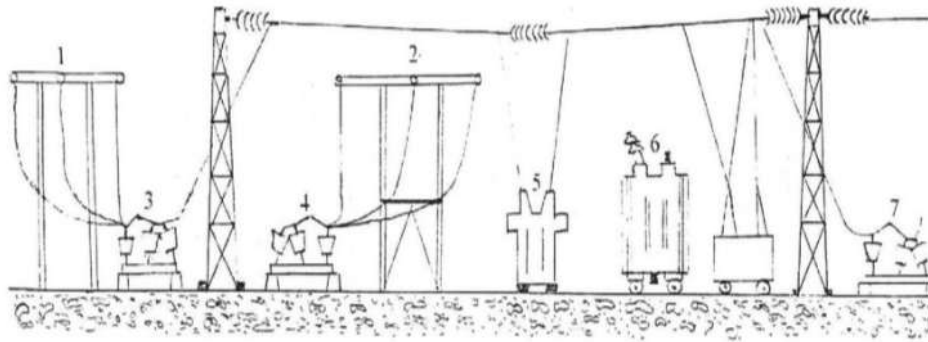
Ce type de poste est souvent utilisé pour les tensions élevées, principalement en zone rurale ou dans des espaces dégagés. La figure ci-dessous (Fig. I-10) illustre un schéma typique.

Caractéristiques techniques :

- Disposition du matériel facilitée, ce qui permet une maintenance plus simple.
- Moins coûteux à l'installation initiale, car il n'exige pas la construction de bâtiments clos.
- Besoin d'un espace important, car les distances d'isolement doivent être respectées pour éviter les arcs électriques et les effets atmosphériques.
- Exposition aux intempéries, ce qui peut compliquer la surveillance et l'entretien.

- Référence :

1. Cours Schneider Electric – “Distribution électrique en moyenne tension”
2. Lignes directrices CEI 61970 (modélisation des réseaux électriques)
3. “Protection of Electricity Distribution Networks” – Juan M. Gers & Edward J. Holmes
4. [Réf. : EDF Réseau Distribution, Guide Technique 2021]
5. Référence : CIGRÉ – Out door Substations Design, Technical Brochure No. 731, 2021.
6. Référence : Schneider Electric – Principes de conception des postes électriques, édition technique 2020.



- 1 et 2 - Jeux de barres
- 3 et 4- Sectionneurs
- 5- Disjoncteur
- 6- Transformateur
- 7- Sectionneurs de ligne

Figure 3: Exemple de poste de transformation en plein air

I.6.1. Postes de transformation en cabine

Les postes de transformation en cabine sont spécialement conçus pour alimenter les réseaux basse tension, en particulier dans les zones urbaines à forte densité. Ils sont généralement de puissance moyenne, variant de quelques centaines de kVA jusqu'à 630 kVA ou plus. Ces cabines doivent impérativement être construites en matériaux incombustibles afin d'assurer la sécurité et la conformité aux normes.

a) Poste en cabine haute

Les postes en cabine haute sont couramment utilisés pour des transformateurs de puissance de 160 à 250 kVA. Ils sont particulièrement adaptés lorsque la ligne moyenne tension (MT) aérienne peut être amenée directement jusqu'au site d'installation.

Ce type de poste peut également être envisagé pour des puissances inférieures à 160 kVA, dans certains cas spécifiques, notamment :

- Lorsque le poste doit être raccordé à proximité immédiate d'une ligne MT principale, mais que l'usage d'un poste simplifié n'est pas possible.
- Lorsqu'une augmentation de la puissance installée est prévue dans un avenir proche.

L'alimentation de ce poste se fait généralement selon une configuration en antenne, en raison de sa simplicité et de sa fiabilité.

b) Poste en cabine basse

Les postes en cabine basse sont destinés aux transformateurs de puissance élevée, typiquement à partir de 630 kVA. Ils sont souvent utilisés dans des environnements industriels, commerciaux ou résidentiels denses nécessitant une puissance importante et une fiabilité accrue de l'alimentation électrique.

I.6.2. Poste de transformation sur poteau

Les postes de transformation sur poteau réunissent, sur un même mât, l'appareil de sectionnement, le disjoncteur et le transformateur. Ils constituent une solution économique et compacte, particulièrement adaptée aux zones rurales (villages, fermes, stations de pompage, etc.).

- Caractéristiques et implantation

- Alimentation en antenne : chaque transformateur est relié directement au réseau MT via une seule ligne, sans bouclage.
- Appareil de sectionnement : un sectionneur maniable depuis le sol doit être installé à proximité immédiate du transformateur. S'il n'est pas adjacent, le transformateur porte une étiquette visible depuis le sol indiquant l'emplacement du sectionneur correspondant.
- Support isolé : le transformateur et le sectionneur sont montés sur un support (poteau) distinct, fabriqué en matériau isolant ou avec des isolateurs appropriés.

- Éléments constitutifs

1. Interrupteur aérien

- Optionnel selon la configuration locale et la topologie du réseau.
- Peut être précédé d'un support intermédiaire si la distance au transformateur l'impose.

2. Support (poteau)

- Doit assurer une bonne isolation et une résistance mécanique suffisante aux intempéries.

3. Point de livraison MT

- Point de raccordement des conducteurs MT sur le support, marquant la limite de responsabilité entre le réseau et l'utilisateur.

4. Éclateurs / Parafoudres

- Recommandés dans les zones à forte activité orageuse.
- Installés si la résistance de masse du poste est $\geq 30 \Omega$.

5. Transformateur

- Puissances usuelles : 25 kVA ou 50 kVA (tension primaire 231 ou 400 V), voire 100 kVA pour des installations nécessitant un courant secondaire de 400 A.
- Doit comporter un système de mise à la terre garantissant l'évacuation du courant de défaut vers la terre.

- Applications spécifiques

- Zones rurales et agricoles ne justifiant pas un poste en cabine.
- Sites faiblement accessibles nécessitant une installation rapide et peu onéreuse.

- Références

- ENEDIS – Guide pratique des postes sur poteau MT, 2019.
- CIGRÉ, Technical Brochure No. 598 – Pole-Mounted Distribution Transformers, 2020.
- Schneider Electric – Transformateurs de distribution aériens, Fiche Technique DT-PM-2021.

I.6.3. Poste de transformation en enclos ou sous capot

Lorsque la puissance du transformateur devient trop importante, son poids ne permet plus une installation en hauteur sur poteau. Dans ce cas, il est nécessaire de l'installer au sol, soit dans un enclos, soit sous capot, selon les contraintes du site et les exigences de sécurité.

- Caractéristiques de ces postes

- Installation au sol :

Ces transformateurs sont posés sur une dalle bétonnée ou une structure appropriée assurant leur stabilité et leur sécurité d'exploitation.

- Environnement protégé :

Le transformateur est soit :

- Enclos dans un grillage de sécurité avec accès restreint.
- Sous capot, c'est-à-dire recouvert d'un carénage métallique ou composite assurant une protection mécanique et climatique.
- Alimentation par câble souterrain ou aérien :

L'alimentation électrique se fait généralement via un câble moyenne tension qui chemine le long d'un support, puis rejoint le transformateur à son point de connexion.

- Avantages

- Adaptés aux puissances moyennes à élevées (au-delà de 160 à 250 kVA).
- Plus faciles d'accès pour la maintenance que les postes sur poteau.
- Meilleure protection contre les intempéries, les agressions mécaniques ou les actes de vandalisme.
- Intégration plus esthétique dans les environnements urbains ou semi-urbains.

I.6.4. Choix d'un poste de transformation

Le choix du type de poste de transformation est une étape cruciale dans la conception des réseaux de distribution électrique. Ce choix dépend de plusieurs critères techniques, économiques, environnementaux et d'exploitation, permettant de garantir la continuité de service, la sécurité des personnes et des biens, ainsi que l'optimisation des investissements.

1. Critères de sélection

Les principaux critères à prendre en compte sont :

- La puissance à installer :

Le transformateur doit être dimensionné pour couvrir les charges maximales prévisionnelles, avec une marge de sécurité de 10 à 20 % afin de prendre en compte une éventuelle augmentation de la demande.

- Le type de réseau (urbain ou rural) :
 - En zone urbaine, les postes en cabines fermées ou en sous-sol sont privilégiés pour des raisons de sécurité, d'esthétique et de manque d'espace.
 - En zone rurale, on opte généralement pour des postes sur poteaux, plus économiques et rapides à installer.
- Les contraintes d'encombrement :

La disponibilité de l'espace joue un rôle important dans la détermination du type de poste à adopter.

- Les conditions environnementales :

Des postes protégés ou surélevés sont nécessaires dans les zones humides, inondables ou soumises à des contraintes climatiques sévères.

- L'évolutivité du réseau :

Le poste doit permettre une extension ou une augmentation de puissance future sans remplacement majeur.

- Le coût global (investissement + exploitation) :

Il convient d'optimiser les coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) en tenant compte de la durée de vie du poste et de sa maintenance.

2. Correspondance entre les besoins et les types de postes

Contexte / Besoin	Type de poste recommandé
Quartiers résidentiels en zone dense	Poste compact en cabine ou sous capot
Zone rurale éloignée	Poste sur poteau
Site industriel de moyenne puissance	Poste de type enclos
Zones en développement rapide	Poste modulaire et évolutif
	Poste fermé ou poste blindé
Environnement agressif ou soumis aux intempéries.	

I.6.5. Les éléments constitutifs d'un poste de transformation

Un poste de transformation est un ensemble d'équipements permettant d'assurer la conversion, la protection, la mesure et la distribution de l'énergie électrique. Les principaux éléments qui composent un poste sont les suivants :

1. Transformateur électrique

Le transformateur est le cœur du poste de transformation. Il permet d'abaisser la tension moyenne (HTA généralement 20 kV) en basse tension (BT, typiquement 400/230 V) pour alimenter les usagers.

- Fonction principale : conversion du niveau de tension.
- Types : transformateurs immergés dans l'huile ou secs (en résine).
- Caractéristiques techniques :
 - Puissance nominale : de 25 kVA à plusieurs MVA.
 - Tension primaire : 15, 20 ou 33 kV selon le réseau.
 - Tension secondaire : 400/230 V.
 - Raccordement : à travers des cellules MT côté amont et une armoire BT côté aval.

2. Transformateurs de mesure (TI/TT)

Les transformateurs de courant (TI) et de tension (TT) sont utilisés pour la mesure et la protection.

- TI (Transformateur de courant) :
 - Fournit une image proportionnelle du courant à l'entrée du poste.
 - Permet l'alimentation des relais de protection et des compteurs.
- TT (Transformateur de tension) :
 - Fournit une image réduite de la tension pour les dispositifs de contrôle et de comptage.

Utilité : Ils assurent l'isolement galvanique entre les parties actives et les équipements de commande.

3. Jeux de barres

Les jeux de barres sont des conducteurs rigides (en cuivre ou aluminium) permettant la répartition de l'énergie entre les différentes cellules ou départs.

- Fonction : centraliser et distribuer l'énergie aux différentes charges ou départs BT/HTA.
- Configuration :
 - Jeu de barres unique (standard).
 - Double jeu de barres (pour plus de redondance et flexibilité).

I.6.6. Dispositifs de protection

Les dispositifs de protection permettent de détecter les défauts électriques et de déconnecter les parties défectueuses pour préserver l'intégrité du réseau.

- Éléments courants :
 - Disjoncteurs moyenne tension (MT).
 - Fusibles HTA (dans les postes simplifiés).
 - Relais de protection (numériques ou électromécaniques).
 - Sectionneurs (manuels ou motorisés).
- Types de défauts détectés :
 - Court-circuit.
 - Surcharge.
 - Défaut d'isolement (terre).

1. Services auxiliaires

Les services auxiliaires assurent le fonctionnement et la sécurité du poste. Ils comprennent :

- Alimentation en courant continu (batteries + chargeurs).
- Éclairage.
- Ventilation / climatisation (pour les postes intérieurs).
- Systèmes de télésurveillance et de télécommande.

Les services auxiliaires jouent un rôle essentiel dans le fonctionnement sécurisé et automatisé d'un poste de transformation. Ils comprennent l'ensemble des circuits et équipements nécessaires au bon fonctionnement des systèmes de commande, de protection, de signalisation et des équipements mécaniques.

2. Catégories des services auxiliaires

On peut regrouper les services auxiliaires en trois grandes catégories :

- Services pour les équipements de commande et de contrôle BT :
 - Alimentation des relais de protection.
 - Alimentation des automatismes et dispositifs de signalisation.
- Services pour l'appareillage MT/HT :
 - Alimentation des moteurs de disjoncteurs et de sectionneurs.
 - Circuits de chauffage pour équipements extérieurs.
 - Circuits d'alimentation pour les systèmes à air comprimé ou à huile sous pression.
- Services pour les équipements annexes :
 - Stations de compression (moteurs, commandes, signalisations).
 - Éclairage intérieur et extérieur.
 - Chauffage des locaux techniques.
 - Alimentation des systèmes de télécommande.

3. Alimentation des services auxiliaires

L'alimentation des services auxiliaires varie selon le niveau de sécurité requis. Pour garantir une continuité de service, les postes HT/MT doivent être dotés de deux sources d'alimentation indépendantes :

- a. Source alternative (220 V / 380 V)

Cette alimentation est fournie par un ou deux transformateurs auxiliaires MT/BT, assurant le fonctionnement en régime normal.

- b. Source continue (127 V et 48 V)
 - La source 48 V est dédiée aux systèmes de télécommunication ou de téléalarme.
 - Les deux tensions (127 V et 48 V) sont assurées par des batteries d'accumulateurs associées à un redresseur.
 - Ces batteries doivent permettre une autonomie suffisante en cas de perte de la source principale.

4. Installation des sources des services auxiliaires

- Les transformateurs auxiliaires sont généralement installés à proximité immédiate des transformateurs de puissance.
- Les autres équipements, tels que les batteries d'accumulateurs et les redresseurs, sont placés dans des locaux techniques spécialisés, protégés contre les intempéries et les risques d'incendie.

I.7 Conclusion :

Ce chapitre introductif a permis de mieux comprendre l'organisation des réseaux électriques ainsi que les éléments essentiels qui les composent. De la structure des réseaux moyenne tension aux différents types de postes de transformation, chaque sous-système contribue au bon fonctionnement de la chaîne d'acheminement de l'électricité. Ces connaissances sont indispensables pour appréhender les techniques de protection, en particulier les solutions numériques qui seront développées dans les chapitres suivants. La maîtrise de ces généralités constitue ainsi une étape fondamentale dans l'optimisation, la fiabilité et la modernisation des réseaux de distribution d'énergie électrique.

Chapitre II

Les différents types de protection numérique
des réseaux électriques de distribution

II.1 Introduction

Dans les réseaux électriques de distribution, la protection constitue une fonction essentielle visant à garantir la sécurité des équipements, la continuité de service et la protection des personnes. Avec l'évolution technologique et l'émergence des systèmes intelligents, les protections numériques ont progressivement remplacé les systèmes électromécaniques et analogiques traditionnels, apportant une flexibilité, une rapidité et une précision accrues dans le traitement des défauts.

Les protections numériques utilisent des dispositifs électroniques intelligents (IED - Intelligent Electronic Devices) capables de mesurer, d'analyser et d'interpréter en temps réel les paramètres électriques d'un réseau. Grâce à la digitalisation, elles permettent l'intégration de fonctionnalités multiples dans un seul appareil, facilitant ainsi la surveillance, la commande, la protection et la communication avec les systèmes de supervision (SCADA).

Ce chapitre présente les différents types de protections numériques utilisées dans les réseaux de distribution moyenne et basse tension, en mettant en évidence leurs principes de fonctionnement, leurs domaines d'application ainsi que leurs avantages technico-économiques.

II.2 Généralités sur la protection numérique des réseaux de distribution

La protection des réseaux électriques de distribution vise principalement à détecter et isoler rapidement les défauts susceptibles de compromettre la sécurité du personnel, d'endommager les équipements ou d'interrompre l'alimentation des usagers. Traditionnellement assurée par des relais électromécaniques, cette fonction a connu une transformation radicale avec l'avènement des technologies numériques.

La protection numérique repose sur l'utilisation de microprocesseurs intégrés dans des dispositifs appelés relais numériques ou IEDs (Intelligent Electronic Devices). Ces équipements sont capables de :

- Mesurer les grandeurs électriques (courants, tensions, fréquences, etc.) en temps réel,
- Analyser les signaux via des algorithmes sophistiqués,
- Prendre des décisions de déclenchement en cas de défaut,
- Enregistrer les événements (chronologie, oscillogrammes),
- Communiquer avec d'autres dispositifs ou systèmes (via IEC 61850, Modbus, DNP3...).

Par rapport aux systèmes conventionnels, les protections numériques offrent plusieurs avantages :

- Polyvalence : un seul relais peut assurer plusieurs fonctions (protection, mesure, enregistrement...),
- Précision et rapidité de détection des défauts,
- Facilité de configuration et de mise à jour logicielle,
- Capacité de communication avec les systèmes de supervision (SCADA) et d'automatisation,
- Diagnostic avancé et maintenance préventive grâce aux enregistrements d'événements.

Elles sont devenues indispensables dans les réseaux modernes où la complexité augmente avec l'intégration des énergies renouvelables, la bidirectionnalité des flux et la recherche d'une meilleure résilience.

II.3 Définition d'un système de protection

Un système de protection dans un réseau électrique est un ensemble de dispositifs, de capteurs et de fonctions logiques destinés à détecter les anomalies de fonctionnement (défauts) et à déclencher des actions appropriées pour isoler la partie défectueuse du réseau. Son objectif principal est de préserver l'intégrité des équipements, assurer la sécurité des personnes et maintenir la continuité de service autant que possible.

Un système de protection performant doit remplir plusieurs fonctions essentielles :

- Détection : identifier rapidement la présence d'un défaut (surcharge, court-circuit, défaut d'isolement, etc.).
- Sélectivité : ne couper que la partie du réseau concernée, sans affecter les autres zones.
- Rapidité : intervenir dans un délai très court pour limiter les dégâts matériels et éviter la propagation du défaut.
- Fiabilité : garantir le bon fonctionnement en toute circonstance, avec un faible taux de fausses alarmes ou de non-déclenchement.
- Simplicité de coordination : permettre une coordination logique entre les différents relais du réseau.
- Enregistrement et diagnostic : fournir des données précises post-événement pour l'analyse et la maintenance.

Un système de protection numérique comprend généralement les éléments suivants :

- Transformateurs de mesure (TC, TP) : pour convertir les grandeurs électriques.
- Relais numériques (IED) : pour analyser les signaux et prendre les décisions de déclenchement.
- Disjoncteurs ou interrupteurs : pour couper le courant si nécessaire.
- Systèmes de communication : pour échanger les informations entre relais, postes ou centres de supervision (ex. : protocole IEC 61850).
- Logiciels de supervision (SCADA) : pour la surveillance en temps réel et la gestion des événements.

Avec l'évolution vers les réseaux intelligents (smart grids), le système de protection devient de plus en plus intégré, adaptatif, et communicant, ce qui permet une gestion dynamique et optimisée de la distribution de l'électricité.

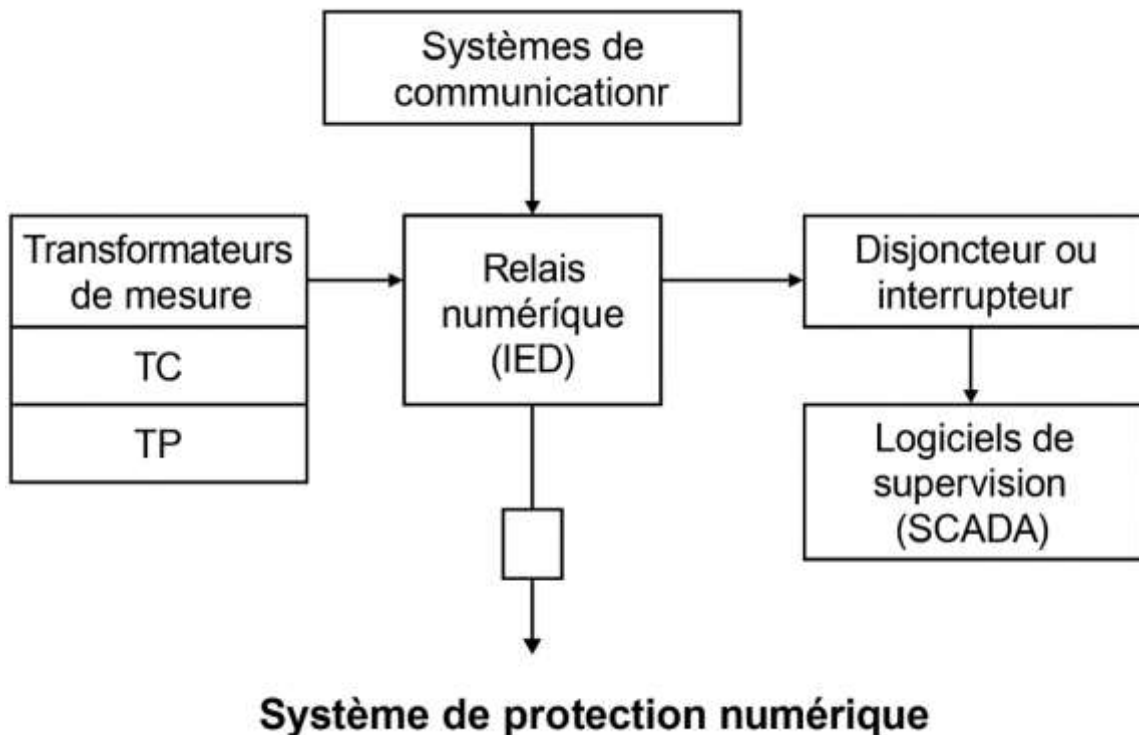


Figure 4: Schéma fonctionnel d'un système de protection numérique

II.3.1 Protection contre les surintensités (surcharge et court-circuit)

Cette protection est l'une des plus fondamentales. Elle agit lorsqu'un courant supérieur à la valeur nominale circule dans le réseau, que ce soit par surcharge prolongée ou court-circuit.

- Types : protection de surintensité temporisée (51), instantanée (50)
- Fonctionnement : mesure du courant en temps réel, comparaison avec des seuils, déclenchement si dépassement.
- Avantage numérique : réglages dynamiques, enregistrement d'événements, coordination aisée.

II.3.2 Protection différentielle (protection de défaut d'isolement)

Utilisée pour détecter les défauts internes à un équipement (transformateur, câble, jeu de barres).

- Principe : comparaison du courant entrant et sortant d'une zone protégée.
- Avantage : grande sélectivité et rapidité d'action.
- Utilisation : transformateurs de poste MT/BT, jeux de barres MT.

Référence :

- Siemens, SIPROTEC 5 – Manuel de protection différentielle, 2019.

II.3.3 Protection directionnelle de surintensité

Cette protection distingue la direction du courant de défaut (vers l'amont ou l'aval), utile dans les réseaux en anneau ou avec sources multiples.

- Principe : mesure du courant et de la tension pour déterminer le sens du flux.
- Utilité : coordination efficace dans les réseaux interconnectés.

Référence :

- GE Grid Solutions, Protection directionnelle dans les réseaux de distribution, 2021.

II.3.4 Protection de distance (ou téléprotection)

Utilisée principalement dans les réseaux HT, elle commence à apparaître dans les grands réseaux MT.

- Principe : mesure de l'impédance apparente entre le point de défaut et le relais.
- Avantage : très sélective, utile pour lignes longues.
- Fonction numérique : paramétrage précis, intégration SCADA.

II.3.5 Protection contre les défauts à la terre

Spécifique aux défauts phase-terre, très fréquents dans les réseaux de distribution.

- Méthodes : détection de courant de fuite, de tension de neutre, ou méthode directionnelle.
- Application : amélioration de la sécurité des biens et personnes.

II.3.6 Protection contre les surtensions et sous-tensions

Surveille la qualité de l'alimentation, très utile dans les réseaux avec charges sensibles.

- Détection : seuils de tension anormale (permanents ou transitoires).
- Intégration numérique : alarmes, journalisation, coordination avec autres protections.

II.3.7 Protection adaptative

Technologie émergente utilisant la communication temps réel et des algorithmes intelligents.

- Fonction : modification des réglages selon l'état du réseau (ex. flux inversés avec PV).
- Utilisation : réseaux intelligents (smart grids).

Référence :

- IEEE Power & Energy Magazine, Adaptive Protection for Modern Power Systems, 2020.

II.3.8 Protection basée sur les IED (Intelligent Electronic Devices)

Les IED assurent plusieurs fonctions de protection dans un seul appareil intelligent.

- Fonctions intégrées : protection, automatisation, mesure, communication.
- Standard de communication : IEC 61850 pour l'interopérabilité.

Référence :

- IEC, Norme IEC 61850 – Communication for Protection Equipment, 2022.

II.4.1 Qualités d'un système de protection

Pour qu'un système de protection soit efficace et adapté aux exigences des réseaux électriques de distribution modernes, il doit présenter un ensemble de qualités fondamentales. Ces qualités garantissent sa performance, sa fiabilité et sa capacité à réagir de manière optimale aux défauts et perturbations.

Voici les principales qualités attendues d'un système de protection :

1. Fiabilité (Fiabilité de fonctionnement)

Le système doit fonctionner correctement à tout moment, sans défaillance. Il doit détecter tous les défauts réels tout en évitant les déclenchements intempestifs causés par des perturbations temporaires ou des erreurs de mesure.

2. Rapidité d'intervention

La vitesse à laquelle le système identifie et élimine un défaut est cruciale. Un bon système numérique réagit en quelques millisecondes, limitant ainsi les dégâts aux équipements et réduisant la durée des coupures.

3. Sélectivité

Il est essentiel que seule la partie du réseau affectée par le défaut soit isolée. Cela évite les coupures inutiles dans des zones saines et maintient la stabilité du réseau.

4. Sensibilité

Le système doit être capable de détecter même les défauts de faible intensité, comme les défauts d'isolement à la terre dans les réseaux à neutre isolé.

5. Simplicité de coordination

Les protections doivent être facilement configurables et coordonnées entre elles, surtout dans les réseaux complexes ou en boucle. La coordination évite les conflits entre relais.

6. Souplesse et évolutivité

Les systèmes numériques permettent une grande flexibilité grâce à des réglages logiciels. Ils peuvent être adaptés à de nouveaux scénarios sans modifications matérielles.

7. Communication et intégration

Les protections modernes doivent pouvoir communiquer avec les systèmes de contrôle (SCADA) et échanger des données en temps réel avec d'autres équipements via des protocoles standards comme IEC 61850.

II.4.2 Architecture générale d'un système de protection numérique

L'architecture d'un système de protection numérique repose sur une organisation structurée de composants intelligents interconnectés, permettant la surveillance, l'analyse, la détection des défauts et la commande des équipements électriques en temps réel. Cette architecture s'appuie fortement sur les technologies de l'électronique, de l'informatique industrielle et des communications numériques.

1. Composants principaux :

- Transformateurs de mesure (TC et TP) : captent les grandeurs électriques (courant et tension) et les adaptent aux niveaux utilisables par les dispositifs de protection.
- Relais de protection numériques (IED) : analysent les signaux issus des capteurs, exécutent les algorithmes de protection et prennent les décisions de déclenchement.
- Disjoncteurs ou interrupteurs commandés : assurent l'ouverture des circuits en cas de défaut détecté.
- Interfaces de communication : permettent l'échange de données entre les différents équipements (bus de communication, fibre optique, Ethernet...).
- Systèmes de supervision (SCADA) : collectent, affichent et enregistrent les événements du réseau pour un diagnostic à distance.

2. Organisation en couches :

Une architecture moderne suit une logique hiérarchique en trois couches fonctionnelles :

- Couche de mesure et d'action (capteurs/actuateurs) : TC, TP, disjoncteurs, etc.
- Couche d'analyse et de décision (protection) : relais numériques (IED).
- Couche de supervision et de communication : SCADA, postes centraux, communication IEC 61850.

3. Avantages de cette architecture :

- Flexibilité : facilement reconfigurable en fonction des besoins du réseau.
- Interopérabilité : grâce à l'utilisation de standards de communication.
- Maintenance facilitée : grâce à l'enregistrement des défauts et au diagnostic à distance.
- Sécurité accrue : isolation des zones défectueuses avec précision.

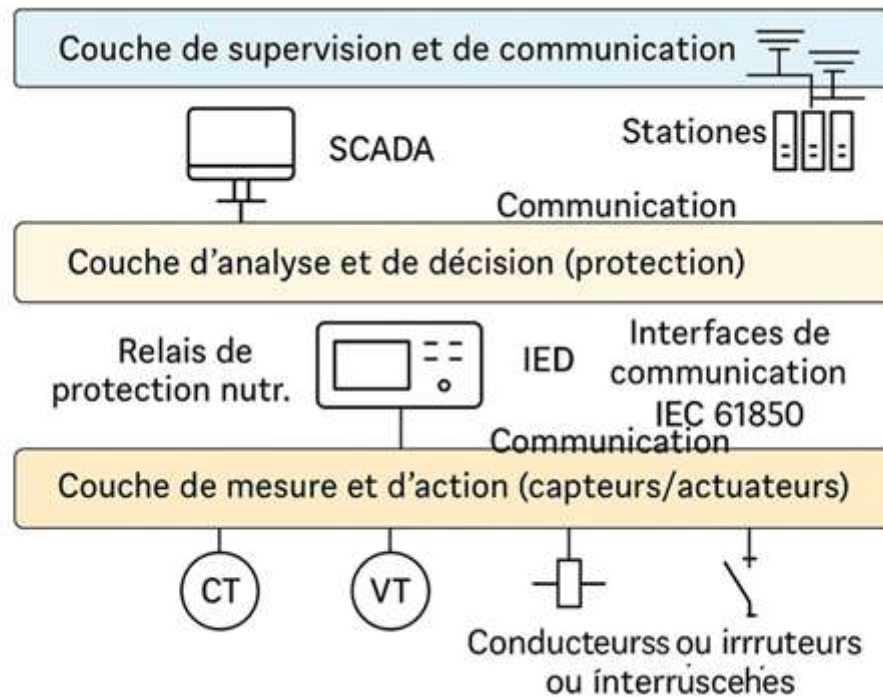


Figure 5: Architecture générale d'un système de protection numérique

II.5 Définition d'un plan de protection

Un plan de protection dans un réseau électrique de distribution est un ensemble cohérent et structuré de dispositifs, de réglages et de stratégies mis en place pour assurer la détection, l'isolement et la gestion des défauts dans le réseau. Il constitue la traduction opérationnelle des principes de protection en tenant compte des caractéristiques topologiques, électriques et fonctionnelles du réseau.

Ce plan vise à garantir :

- La sécurité des personnes et des équipements,
- La continuité de service pour les utilisateurs,
- La sélectivité et la coordination entre les dispositifs de protection,
- L'optimisation du temps d'intervention et de réparation.

- Composants d'un plan de protection :

1. Typologie du réseau (radial, en boucle, maillé) : influence la configuration des relais et leur coordination.
2. Emplacement des dispositifs de protection : relais en tête de ligne, en poste source, en postes secondaires...
3. Réglages des relais : seuils de courant, temporisations, courbes de déclenchement.
4. Coordination temporelle et logique : organisation hiérarchique des protections pour éviter les déclenchements en cascade.
5. Redondance et sélectivité : intégration de protections secondaires ou de secours en cas de défaillance.

6. Interfaces de communication : pour la transmission rapide et fiable des informations de défaut (protocole IEC 61850 par exemple).

- **Objectifs d'un bon plan de protection :**

- Intervention rapide : pour limiter les dommages.
- Isolement précis : du tronçon défectueux seulement.
- Adaptabilité : aux évolutions du réseau (injection d'énergie renouvelable, extension du réseau...).
- Maintenance facilitée : grâce à un historique des événements et des déclenchements.

II.6 Réglementation

Les textes réglementaires en vigueur dans le domaine de la distribution électrique visent principalement à protéger les personnes contre les effets dangereux du courant électrique.

Ils imposent que tout défaut électrique (comme un défaut d'isolement à la terre) soit éliminé dans un temps donné, afin de limiter les tensions dangereuses de pas et de contact.

- Tension de pas : différence de potentiel entre deux points du sol distants d'environ un mètre, pouvant provoquer un courant dans les jambes d'une personne.
- Tension de contact : tension entre une structure métallique reliée à la terre (comme un poteau) et un point du sol à proximité immédiate (1 mètre), pouvant provoquer un courant traversant le corps.

II.6.1 Structure des réseaux à protéger

La structure du réseau moyenne tension (MT) influence directement le comportement des défauts et les risques associés :

- En réseau aérien, les défauts sont fugitifs ou semi-permanents (jusqu'à 95 %).
- En réseau souterrain, les défauts sont majoritairement permanents (environ 100 %).
- Les capacités homopolaires (liées à la composante zéro du courant) sont jusqu'à 100 fois plus élevées en souterrain, rendant le comportement des défauts plus complexe.
- Le risque pour les tiers est plus élevé en cas de chute de câble en réseau aérien.

II.6.2 Choix du régime de neutre

Le régime de neutre détermine la manière dont le point neutre du réseau est relié à la terre. Il a une influence directe sur les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions transitoires.

a) Mise à la terre par résistance

- Principe : une résistance est insérée entre le neutre et la terre.
- **Avantage :**
 - Compromis acceptable entre limitation du courant et des surtensions.

- Facilite la coordination et la sélectivité des protections.
- **Inconvénients :**
 - Le défaut doit être éliminé immédiatement (pas de continuité de service).
 - Coût élevé de la résistance selon le niveau de tension.
- b) **Mise à la terre par réactance**
 - Principe : une réactance (self) est insérée entre le neutre et la terre.
 - **Avantage :**
 - Limite les courants de défaut efficacement.
 - Moins de dissipation thermique comparée à une résistance.
 - **Inconvénients :**
 - Nécessité d'élimination rapide du défaut.
 - Risques de surtensions dus à des phénomènes de résonance.
- c) **Mise à la terre par réactance de compensation (bobine de Petersen)**
 - Principe : une réactance est réglée pour compenser exactement la capacité phase-terre du réseau.
 - **Avantage :**
 - Extinction automatique des défauts fugitifs.
 - Maintien du service même en cas de défaut permanent.
 - **Inconvénients :**
 - Coût élevé.
 - Réglage complexe.
 - Présence de personnel de surveillance nécessaire.

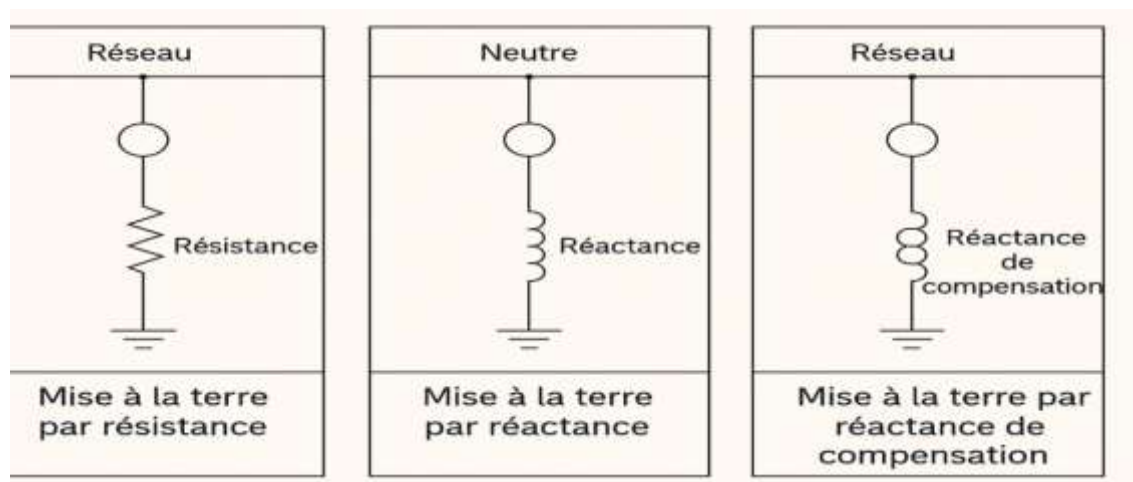


Figure 6: différent type de misse à la terre

II.7 Appareillage de protection

L'appareillage de protection désigne l'ensemble des dispositifs destinés à détecter, localiser et éliminer les défauts électriques dans les réseaux de distribution. Il s'agit d'équipements essentiels au bon fonctionnement du réseau, assurant la sécurité des personnes, la préservation des installations et la continuité de service.

1. Rôle de l'appareillage de protection

- Détection rapide des défauts (court-circuit, défaut à la terre...).
- Isolement automatique de la partie défectueuse.
- Signalisation des événements anormaux (localement ou à distance).
- Coordination avec les autres protections pour éviter les déclenchements inutiles.

2. Principaux types d'appareillages utilisés

Appareil	Fonction principale
Relais de protection numérique	Analyse les mesures électriques et prend les décisions de coupure
Disjoncteur	Interrompt le courant automatiquement en cas de défaut
Fusible HTA	Protège contre les courts-circuits en fond de réseau
Sectionneur	Assure l'isolement visuel lors des opérations de maintenance
Transformateurs de courant (TC)	Mesurent les courants pour les relais
Transformateurs de tension (TP)	Fournissent la tension aux relais de protection

3. Critères de choix des appareillages

- Nature du réseau (aérien, souterrain, mixte).
- Niveau de tension et courant nominal.
- Temps de réponse souhaité.
- Type de défauts à détecter.
- Niveau de coordination requis entre protections.

4. Intégration numérique

Les appareillages modernes sont intelligents, communicants, et intégrés dans des systèmes de supervision (SCADA). Grâce aux protocoles comme IEC 61850, les relais échangent des messages GOOSE en temps réel, rendant la protection plus rapide, coordonnée et fiable.

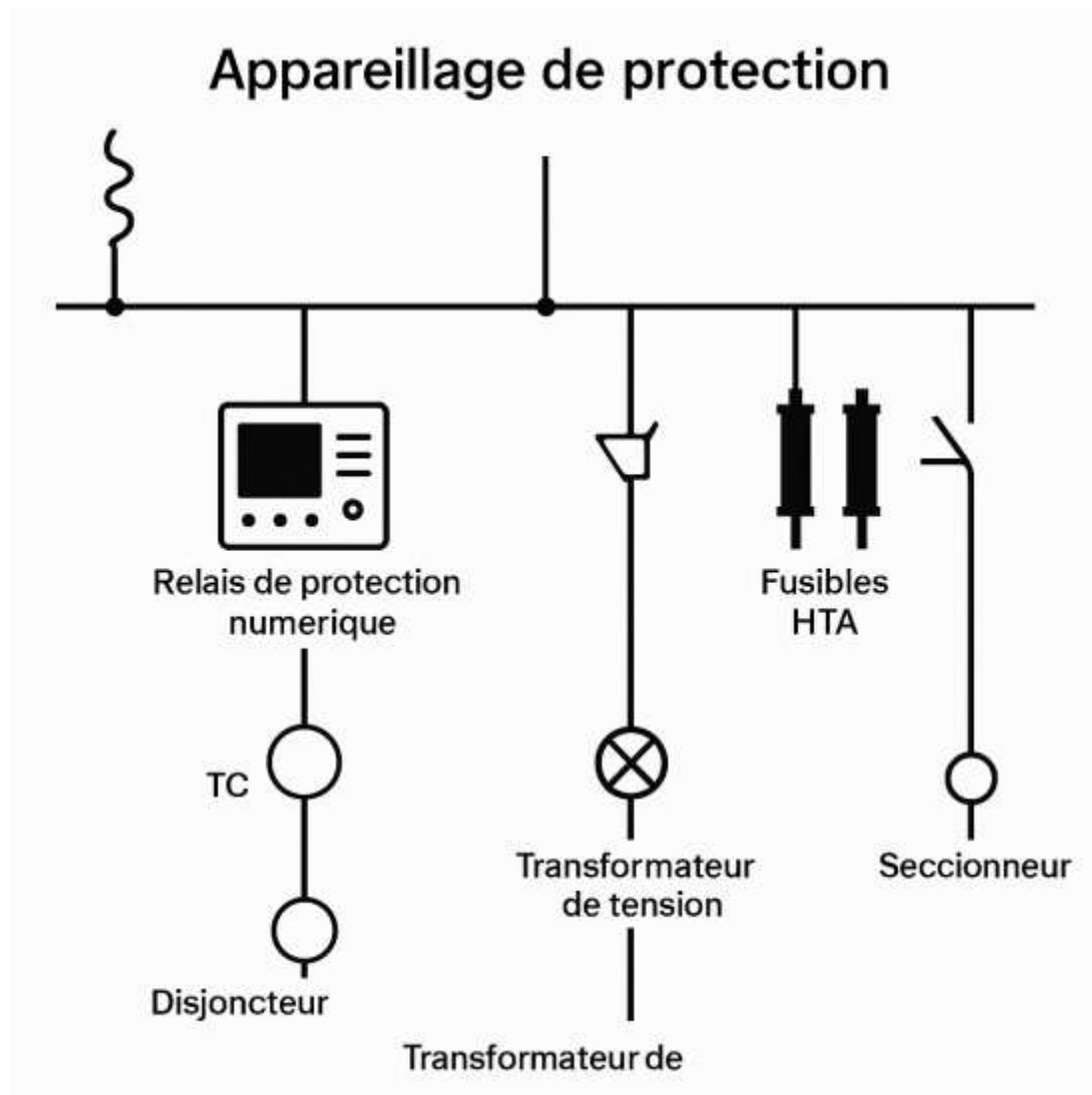


Figure 7 : Schéma d'un appareillage de protection dans un réseau de distribution

II.8 Différents types de relais

Les relais de protection sont des dispositifs essentiels dans la détection et l'élimination des défauts dans les réseaux électriques. Ils analysent les grandeurs électriques (courant, tension, fréquence...) et déclenchent des actions (coupure, signalisation) lorsque des anomalies sont détectées. Avec la numérisation croissante des réseaux, ces relais ont évolué vers des versions intelligentes et communicantes.

1. Relais électromécaniques

- Fonctionnement basé sur des principes électromagnétiques (bobine, disque tournant...).
- Avantages : robustesse, simplicité.
- Inconvénients : réglages manuels, peu précis, aucune communication.
- Utilisation actuelle : en voie de disparition, encore présents dans d'anciens postes.

2. Relais statiques

- Utilisent des composants électroniques (amplificateurs, comparateurs...).
- Plus précis et rapides que les électromécaniques.
- Faible capacité de traitement et de communication.
- Utilisation limitée aujourd'hui.

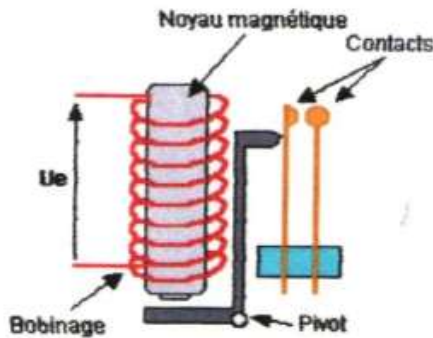


Figure 8 : Relais électromagnétique

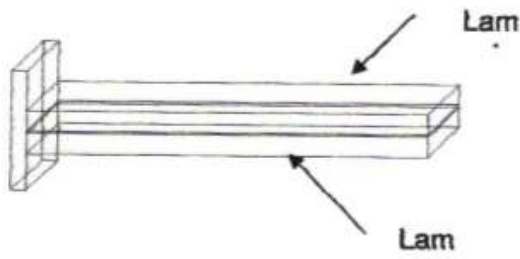


Figure 9 : Relais thermique

3. Relais numériques (ou microprocesseurs)

- Fonctionnent grâce à des microcontrôleurs ou DSP (Digital Signal Processor).
- Multifonctions : protection, mesure, communication, enregistrement d'événements.
- Réglages flexibles via logiciel.
- Interopérabilité avec les systèmes SCADA via des protocoles comme IEC 61850, Modbus, etc.
- Intègrent souvent : protection contre les surintensités, défauts terre, distance, fréquence, etc.

4. Relais de protection adaptative (ou intelligente)

- Utilisent des algorithmes avancés (IA, apprentissage, logique floue...).
- Capables de s'adapter dynamiquement aux conditions du réseau.
- Communication en temps réel avec d'autres relais (logique distribuée).
- En cours de déploiement dans les réseaux intelligents (Smart Grids).
-

II.8.1. Tableau comparatif :

Type de relais	Précision	Temps réponse	de Communication	Maintenance	Usage actuel
Électromécanique	Faible	Lent	Non	Élevée	Rare
Statique	Moyenne	Moyenne	Non	Moyenne	Limité
Numérique	Élevée	Rapide	Oui	Faible	Standard
Intelligent	Très élevée	Très rapide	Oui (IEC 61850, GOOSE)	Faible	Croissant

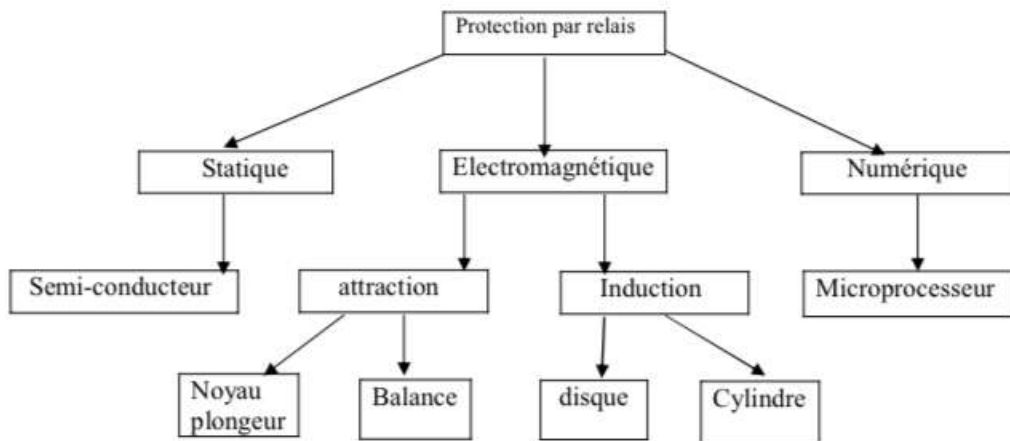


Figure 10 : Différents types des relais

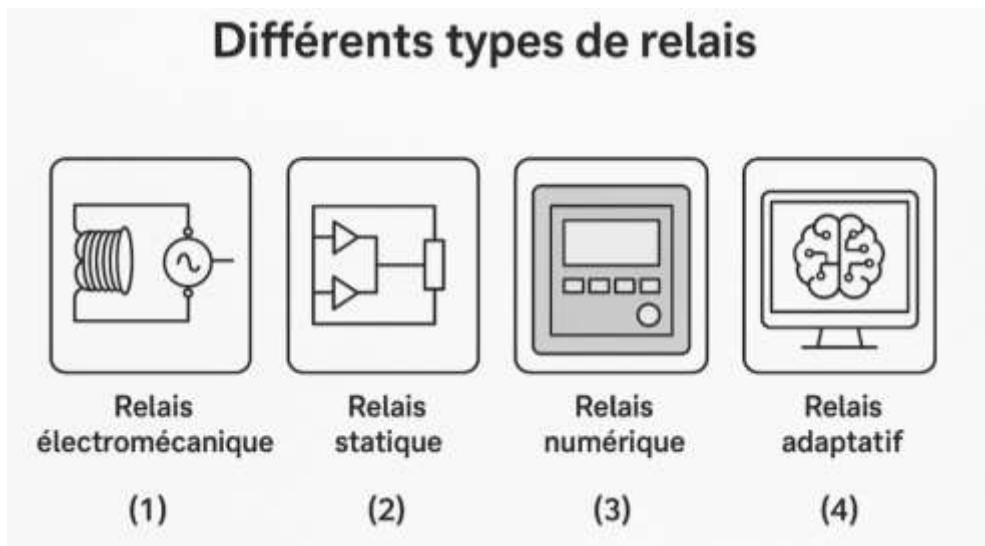


Figure 11: Différents types de relais

II.9 Protection d'un réseau MT

La protection d'un réseau Moyenne Tension (MT) vise à assurer la sécurité des personnes, la préservation des équipements, et la continuité de service. Elle repose sur des principes de détection rapide des défauts et d'isolation sélective de la portion affectée.

1. Objectifs principaux

- Détection et élimination rapide des défauts : court-circuit, défauts à la terre, surcharges.
- Sélectivité : garantir que seule la partie défectueuse soit isolée.
- Fiabilité : assurer un fonctionnement précis sans déclenchements intempestifs.
- Sécurité : protection des biens et des personnes contre les risques électriques.

2. Types de protections utilisées

- Protection contre les surintensités (51/50) : déclenche en cas de surcharge ou de court-circuit.
- Protection contre les défauts d'isolement à la terre (51N/50N ou 64REF) : essentielle dans les réseaux à neutre isolé ou impédant.
- Protection directionnelle (67/67N) : utilisée dans les réseaux bouclés ou en présence de sources multiples.
- Protection différentielle (87) : très rapide et sensible, généralement utilisée pour les transformateurs ou les départs câblés critiques.

3. Coordination des protections

Un plan de coordination est élaboré pour hiérarchiser les déclenchements. Il s'appuie sur :

- Des courbes de déclenchement paramétrables.
- La communication entre relais numériques.
- L'analyse de l'architecture du réseau : radiale, bouclée, maillée...

4. Technologies associées

- Relais numériques : fournissent des mesures, alarmes, historiques et communications en temps réel.
- Systèmes SCADA : permettent le pilotage à distance des protections et l'analyse des événements.
- Capteurs intelligents (CT/VT) : mesurent les grandeurs électriques avec précision.

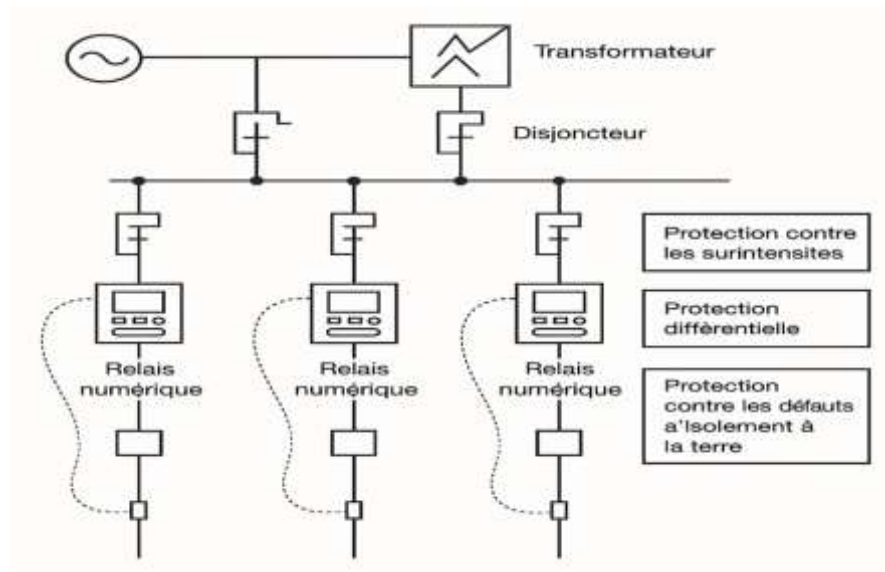


Figure 12: Schéma unifilaire de la protection d'un réseau MT à l'aide de relais numériques.

II.10 Protection des jeux de barres

Les jeux de barres (ou barres omnibus) sont des éléments stratégiques dans les postes électriques, assurant la distribution de l'énergie entre différentes lignes, transformateurs et départs. Leur protection est donc essentielle, car une défaillance à ce niveau peut entraîner une perte de plusieurs alimentations et compromettre la stabilité du réseau.

1. Enjeux de la protection des jeux de barres

- Criticité élevée : un défaut sur un jeu de barres affecte plusieurs départs en même temps.
- Risques importants : échauffements, arcs électriques, propagation du défaut.
- Nécessité de sélectivité maximale : éviter le déclenchement non justifié d'un grand nombre de départs.

2. Types de défauts courants

- Court-circuit entre phases.
- Défaut d'isolement entre jeu de barres et la terre.
- Défauts dus à des erreurs de manœuvre ou à des défaillances d'équipements de connexion.

3. Principales méthodes de protection

a. Protection différentielle de jeu de barres (87B)

- Principe : comparaison du courant entrant et sortant de la zone protégée.
- Avantages :
 - Temps de réponse très rapide (quelques millisecondes).
 - Sélectivité assurée.
 - Très fiable.
- Inconvénients :

- Nécessite des transformateurs de courant précis et bien calibrés.
- Complexité de mise en œuvre.

b. Protection par relais de surintensité temporisé directionnel

- Utilisée dans les installations simples où la protection différentielle est trop coûteuse.
- Moins sélective et moins rapide.
- Peut entraîner un déclenchement non sélectif en cas de défaut proche.

c. Protection de type busbar protection numérique (à logique centralisée ou distribuée)

- Utilise des relais numériques communicants via IEC 61850 (GOOSE).
- Permet une coordination intelligente et une reconfiguration automatique post-défaut.
- Utilisée dans les réseaux modernes ou les Smart Grids.

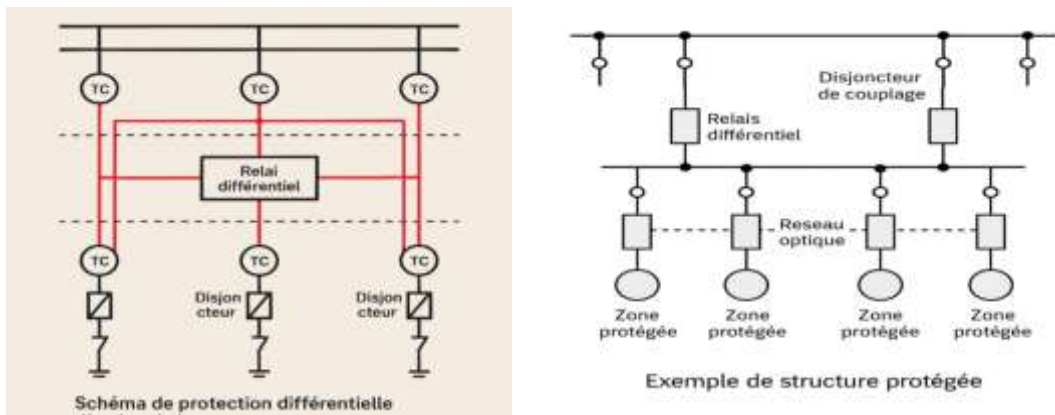


Figure13:Schéma de protection différentielle d'un jeu de barres avec relais numériques.

II.11 Protection des transformateurs

Les transformateurs sont des équipements critiques dans les réseaux de distribution. Leur protection doit assurer la détection rapide des défauts internes, des surcharges, et des anomalies de fonctionnement tout en garantissant la continuité du service.

1. Types de défauts courants dans un transformateur

- Court-circuit internes (entre spires ou entre enroulements).
- Défauts à la terre dans l'enroulement.
- Surcharges thermiques dues à un fonctionnement prolongé au-delà de la capacité nominale.
- Défauts mécaniques liés aux contraintes dynamiques (ex. : claquages d'isolants).
- Circulation de courant inverse ou défaut d'alimentation en retour.

2. Moyens de protection appliqués

- Relais différentiels (87T) : détectent les défauts internes en comparant les courants primaires et secondaires du transformateur.

- Relais de gaz (Buchholz) : détectent la formation de gaz due à une dégradation interne.
- Relais thermiques : surveillent la température des enroulements et de l'huile.
- Protection contre les surintensités : avec temporisation inverse ou instantanée (50/51).
- Protection contre les défauts à la terre : par relais de courant résiduel.
- Surveillance de la pression : pour détecter des variations anormales dans la cuve.

3. Exemple de schéma de protection numérique

Un système de protection numérique moderne intègre :

- Une mesure synchronisée des grandeurs électriques via transformateurs de courant et de tension (TC/TT).
- Un relais numérique multifonction (type IED) connecté au système SCADA.
- Des alarmes locales et à distance en cas d'anomalie thermique, gaz ou courant.
- Une communication par protocole IEC 61850 pour les échanges GOOSE/SV avec les autres IEDs.

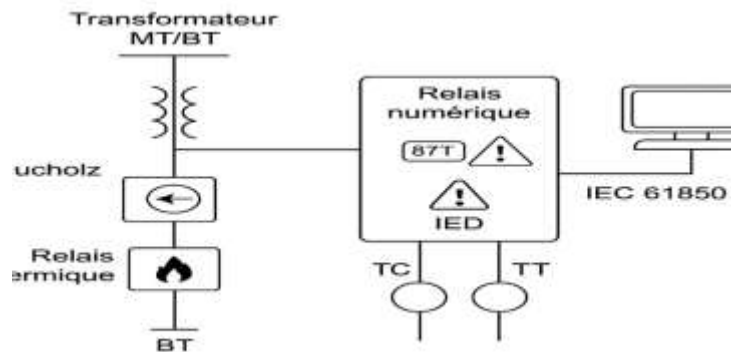


Figure 14: Schéma de protection numérique d'un transformateur MT/BT

4. Défaut à la masse

Le défaut à la masse (ou défaut de mise à la terre) est l'un des incidents les plus fréquents dans les réseaux électriques, notamment au niveau des transformateurs. Il survient lorsqu'un point du circuit, généralement une phase, entre accidentellement en contact avec la terre ou un élément conducteur relié à la terre.

- Causes possibles :

- Vieillesse ou détérioration de l'isolation.
- Accumulation d'humidité dans le bobinage.
- Dommages mécaniques internes.
- Surtensions ou transitoires dues à des manœuvres.

- Conséquences :

- Échauffement localisé pouvant provoquer un incendie.
- Détérioration de l'enroulement ou du noyau magnétique.
- Risque pour le personnel et les équipements connectés.

- **Méthodes de détection et de protection :**

- Relais de courant résiduel (51N ou 64G) : détecte un déséquilibre dans les courants des trois phases, indiquant un courant de fuite à la terre.
- Systèmes de mise à la terre du neutre (résistance, réactance ou compensation) : permettent de contrôler l'intensité du courant de défaut à la terre.
- Relais de tension homopolaire (59N) : mesure une élévation anormale de la tension du neutre ou de la tension homopolaire.
- Détection via IEDs numériques : qui analysent en temps réel les signaux mesurés et déclenchent les alarmes ou les coupures en cas de défaut.

- **Avantages de la protection numérique dans ce contexte :**

- Meilleure sensibilité et sélectivité.
- Temps de réaction plus rapide.
- Possibilité de surveillance continue et de diagnostics avancés.

II.12 Conclusion

Dans ce deuxième chapitre, nous avons entrepris une exploration approfondie des différentes méthodes et dispositifs de protection appliqués aux réseaux électriques de distribution, en particulier les réseaux moyenne tension (MT). La protection de ces réseaux est essentielle pour garantir la fiabilité, la sécurité et la continuité du service électrique, tout en minimisant les risques pour les personnes, les biens et les équipements.

Nous avons commencé par définir les principes fondamentaux d'un système de protection, en soulignant ses objectifs majeurs : détecter rapidement les défauts, isoler les éléments défectueux, et maintenir autant que possible la continuité de l'alimentation. Un bon système de protection doit satisfaire à plusieurs qualités telles que la sélectivité, la rapidité, la fiabilité, la simplicité de coordination et l'adaptabilité aux évolutions du réseau.

Ensuite, nous avons étudié en détail les différents types de protections numériques utilisées selon les parties du réseau concernées :

- Protection des lignes MT,
- Protection des transformateurs,
- Protection des jeux de barres,
- Protection contre les défauts à la terre,
- Et les relais numériques modernes intégrés dans les IEDs.

Nous avons mis en lumière l'importance de l'architecture du réseau, de la structure de mise à la terre, ainsi que des choix technologiques (régimes de neutre, types de relais, appareillages de coupure) dans l'efficacité globale de la protection. L'intégration des technologies numériques, notamment les protocoles comme IEC 61850, permet aujourd'hui une surveillance intelligente, une communication temps réel, et une automatisation avancée de la détection et de la réponse aux défauts. En conclusion, la protection des réseaux MT repose sur une combinaison cohérente de dispositifs techniques, de choix d'architecture et de technologies numériques. Cette protection est aujourd'hui plus que jamais indispensable face aux exigences croissantes de stabilité, de performance et de sécurité dans les réseaux de distribution modernes.

Chapitre III

Discussion et présentation des résultats

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons aborder une étude approfondie des réglages des relais de protection dans un réseau de distribution électrique. Plus précisément, il s'agira des relais de protection maximum de courant de phase, utilisés pour détecter les courts-circuits entre phases (phase-phase), ainsi que des relais de courant homopolaire, destinés à la détection des défauts phase-terre.

L'objectif principal de cette étude est de comprendre le fonctionnement de ces protections numériques à travers des essais pratiques réalisés sur le terrain, notamment au niveau du poste source HTB/HTA (60/30 kV) de Laghouat, qui joue un rôle stratégique dans l'alimentation du réseau de distribution de la région.

Ces essais réels permettent non seulement de valider les réglages théoriques effectués en amont, mais aussi d'observer le comportement des relais en condition réelle d'exploitation. Cette démarche s'inscrit dans une optique de fiabilité et d'optimisation du système de protection, afin de garantir une détection rapide et sélective des défauts électriques pouvant menacer la sécurité et la stabilité du réseau.

Ainsi, ce chapitre combinera des aspects théoriques et pratiques, tout en mettant en évidence l'importance des bons paramétrages pour assurer une protection efficace et coordonnée du réseau électrique.

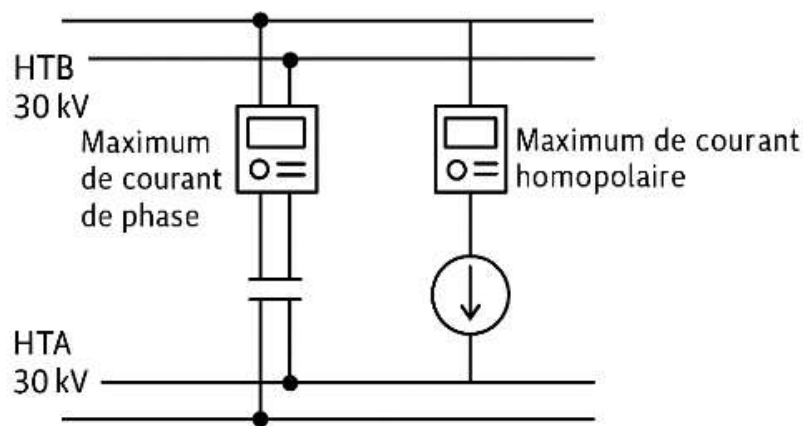


Figure 13: “Schéma de principe des protections de courant de phase et homopolaire dans un poste HTB/HTA (60/30 kV)”

III.2 Essais du relais de protection à courant homopolaire sur un départ HTA 30 kV :

L'objectif principal de cet essai est d'analyser le comportement d'un relais de protection à courant homopolaire face à un défaut permanent à la terre sur un départ aérien HTA 30 kV, raccordé à un jeu de barres moyenne tension (30 kV) situé au niveau du poste source HTB/HTA (60/30 kV) de Laghouat.

Pour ce faire, un défaut à la terre a été intentionnellement généré sur la phase 1 du départ 30 kV Ain Madhi, à une distance de 10,8 km du jeu de barres HTA, sans ajout de résistance de défaut. Le départ concerné est équipé d'un relais numérique de type REF542+ de la marque ABB, conçu spécifiquement pour la protection contre les courants homopolaire.

Dans le cadre de ce test, nous avons choisi une représentation graphique vectorielle (image de pointeur) afin de mieux visualiser le déphasage entre les différentes composantes de courant et de tension. Cette visualisation est particulièrement utile pour identifier la nature et le type du court-circuit détecté.

Le défaut simulé est un court-circuit direct entre la phase 1 et la terre, sans résistance série, ce qui permet une analyse claire du comportement du relais face à une situation réelle critique (voir Fig. 14).

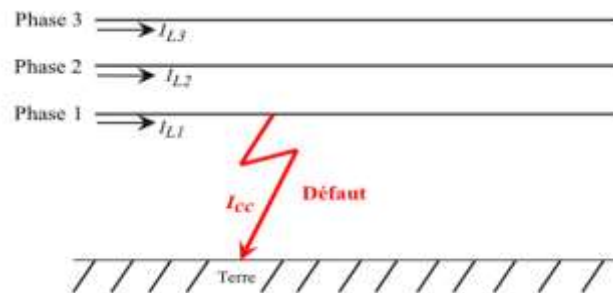


Figure 14: court-circuit phase à la terre sans résistance

II.2.1 Caractéristiques techniques et architecture du départ 30 kV [35] :

Le départ 30 kV est issu du poste source de Laghouat 60/30/10 kV. Il présente un ensemble de caractéristiques techniques et structurelles notables qui définissent son comportement en régime normal et en régime de secours. Ces caractéristiques sont les suivantes :

- Tension nominale composée : $U = 30 \text{ kV}$
- Section du conducteur : $S = 93,3 \text{ mm}^2$,

Matériau : Almelec (alliage aluminium renforcé)

- Résistance linéique : $R = 0,357 \text{ } \Omega/\text{km}$
- Réactance linéique : $X = 0,35 \text{ } \Omega/\text{km}$
- Nombre total de postes de distribution :

- Postes MT/BT pour distribution publique : 73

- Postes MT/BT pour abonnés privés/industriels : 26
- Courant maximal en régime normal : $I = 88 \text{ A}$
- Courant maximal en régime de secours : $I_{\text{sec}} = 152 \text{ A}$
- Longueurs des lignes (en km) :
 - Régime normal :
 - Longueur souterraine : $L_s = 7,485 \text{ km}$
 - Longueur aérienne : $L_a = 207,542 \text{ km}$
 - Régime de secours :
 - Longueur souterraine : $L_{s_sec} = 10,326 \text{ km}$
 - Longueur aérienne : $L_{a_sec} = 254,496 \text{ km}$
- Puissance installée sur l'ensemble du départ : 16 550 kVA
- Puissance maximale demandée : 4 840 kVA

Ce départ constitue l'un des plus importants de la région en termes de couverture géographique et de charge alimentée, ce qui en fait un élément critique pour la continuité de service du réseau de distribution électrique de Laghouat.

III.2.2 Réglages de protection proposés :

Le seuil de déclenchement du relais de protection à courant homopolaire a été déterminé sur la base des caractéristiques du départ et des niveaux de courant de défaut observés. Ainsi, le courant de réglage a été fixé à :

- Iréglage = 87,5 A

Pour garantir la sélectivité chronométrique entre les différents niveaux de protection, une temporisation fixe (temps indépendant) a été appliquée :

- Temporisation pour le départ protégé : 0,8 seconde
- Temporisation pour la protection de l'arrivée du transformateur : 1,2 seconde

Cette différenciation temporelle permet d'assurer que seul l'équipement en défaut est isolé, tout en maintenant la continuité de service sur le reste du réseau. Ce principe est illustré dans la figure 15.

III.2.3 Résultats pratiques :

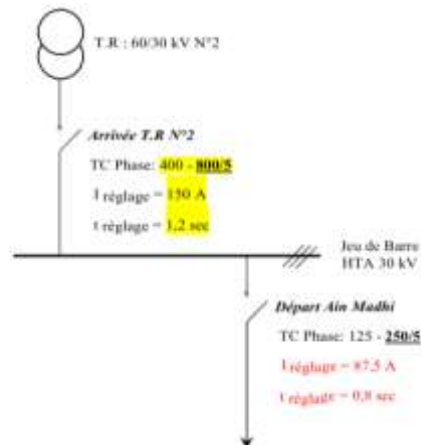


Figure 15: Schéma unifilaire des réglages protections proposé au départ Ain Madhi.

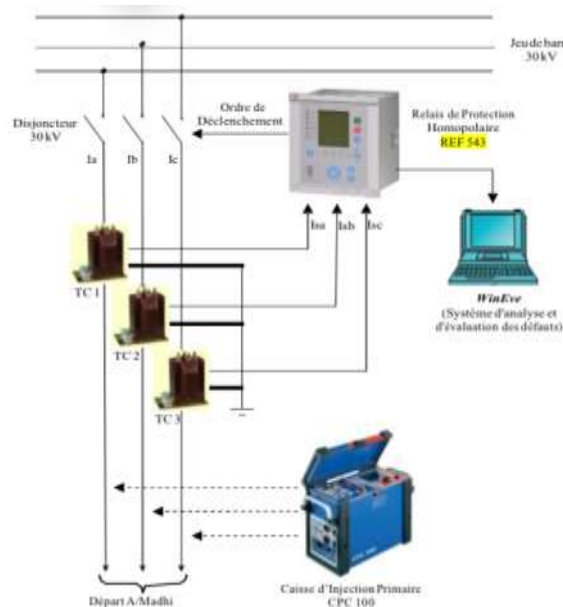


Figure 16: Schéma global de test protection maximum de homopolaire.

III.2.3.1 Schéma global de test :

III.2.3.2 Équipements utilisés pour les essais :

A) - Caisse d'injection primaire OMICRON :

La caisse d'injection de la marque OMICRON, modèle CP100, est un dispositif de test largement utilisé par les ingénieurs et techniciens intervenant dans les phases de mise en service, de maintenance et de diagnostic des installations électriques haute et moyenne tension.

Elle est spécifiquement conçue pour réaliser des essais sur les équipements suivants :

- Transformateurs de courant (TC) et de tension (TT)

- Transformateurs de puissance
- Câbles d'alimentation
- Disjoncteurs moyenne tension (HTA)
- Machines tournantes électriques
- Équipements industriels et des compagnies d'électricité

La caisse CP100 est également capable d'effectuer des mesures automatisées de résistances telles que :

- Résistances de contact
- Résistances d'enroulements
- Résistances de mise à la terre
- Impédances des câbles électriques

En outre, elle permet de réaliser des essais monophasés sur les relais de protection primaires et secondaires, qu'il s'agisse de relais de courant ($I>$), de tension ($V>$) ou de fréquence. Ce système polyvalent, unique dans sa catégorie, permet l'exécution automatique des tests sur :

- Transformateurs de puissance
- Transformateurs de mesure (TC et TT)
- Équipements de mise à la terre
- Résistances diverses
- Capteurs non conventionnels comme les bobines de Rogowski ou les capteurs de courant intelligents

- Caractéristiques techniques principales :

- Courant de sortie : jusqu'à 800 A (extensible à 2000 A avec amplificateur externe)
- Tension de sortie : jusqu'à 2000 V
- Poids : 29 kg, facilitant le transport
- Intégration PC : système complet avec interface logicielle intégrée
- Logiciels spécialisés : pour tests variés, génération automatique de rapports personnalisés
- Précision de mesure : très élevée, aussi bien pour les tensions que pour les courants analogiques
- Mode ohmmètre : avec changement automatique d'échelle (de quelques $\mu\Omega$ à $k\Omega$)

Grâce à sa mobilité, ses performances de test avancées et ses capacités logicielles intelligentes, l'OMICRON CP100 constitue un outil essentiel pour le diagnostic et la validation des équipements des postes électriques modernes.



Figure 17: Vue avant de la caisse d'injection Omicron.

A.1 - Essai du rapport du transformateur de courant (TC) en phase :

L'essai du rapport de transformation du TC illustré a été réalisé afin de vérifier la précision du rapport, la polarité et la charge du transformateur de courant. Pour cela, un courant est injecté directement au primaire du TC, tandis que la mesure est effectuée au secondaire.

Après saisie des valeurs suivantes dans le module de test :

- Courant primaire injecté
- Courant secondaire mesuré
- Courant de test défini

Et déclenchement de l'essai via le bouton de démarrage, le système effectue automatiquement les mesures et fournit les résultats suivants :

- Amplitude et angle de phase du courant secondaire, permettant d'évaluer l'erreur angulaire du TC
- Rapport de transformation réel, avec calcul de l'erreur en pourcentage par rapport au rapport nominal
- Détection automatique de la polarité des bornes du TC
- Mesure de la charge connectée exprimée en VA, ainsi que le facteur de puissance ($\cos \varphi$)
- Durée totale du test : environ 8 secondes, incluant la génération automatique du rapport de test
- Capacité de sortie en courant alternatif (AC) : jusqu'à 800 A (extensible à 2000 A)
- Plages d'entrée :
 - Courant : jusqu'à 10 A AC
 - Tension : 3 V ou 300 V via sonde de mesure

Cet essai est essentiel pour garantir la conformité des TC aux normes de précision requises, et pour valider leur comportement en conditions réelles d'exploitation.

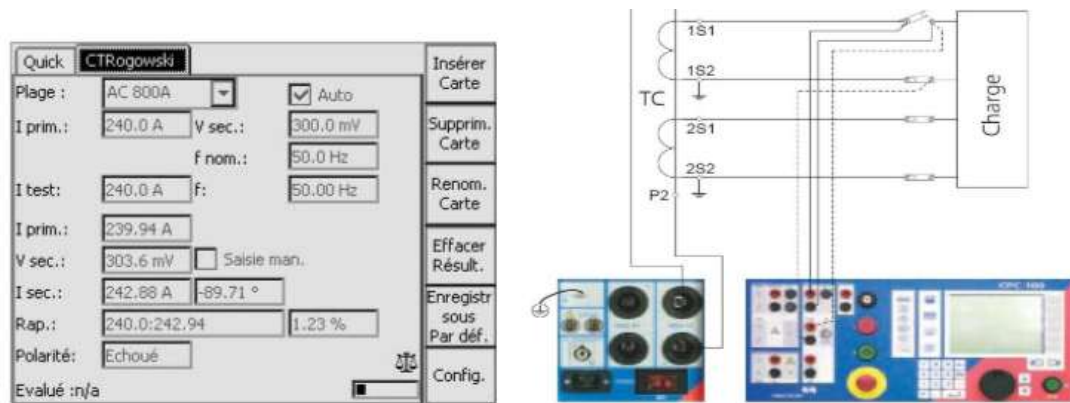


Figure 20 : Schéma de test d'un TC phase

A.2 - Essai du rapport de transformation d'un TC torique à faible puissance :

L'essai du transformateur de courant torique (TC tore), illustré à la figure 18, repose sur le principe de fonctionnement de la bobine de Rogowski. Ce principe consiste à générer une tension de sortie proportionnelle à la dérivée temporelle du courant traversant le conducteur.

Pour réaliser ce test, il suffit de saisir les paramètres suivants dans le module de commande :

- Courant primaire injecté
- Tension secondaire mesurée
- Courant de test défini

Une fois ces données renseignées et le test démarré, le système effectue automatiquement les opérations suivantes :

- Mesure précise de l'amplitude du courant injecté
- Analyse de l'angle de phase ainsi que de la tension de sortie délivrée par la bobine de Rogowski
- Calcul du rapport de transformation réel
- Détermination de l'erreur entre le rapport mesuré et le rapport nominal
- Durée de l'essai : environ 5 secondes, avec génération automatique d'un rapport de test
- Capacité de sortie en courant : jusqu'à 800 A, extensible à 2000 A à l'aide d'un amplificateur externe (CP CB2)
- Plage d'entrée en tension : jusqu'à 3 V AC

Ce type de test est particulièrement adapté aux TC à faible puissance, souvent utilisés dans des applications de mesure ou de protection non conventionnelles. Il permet de valider leur précision et leur conformité aux spécifications techniques.

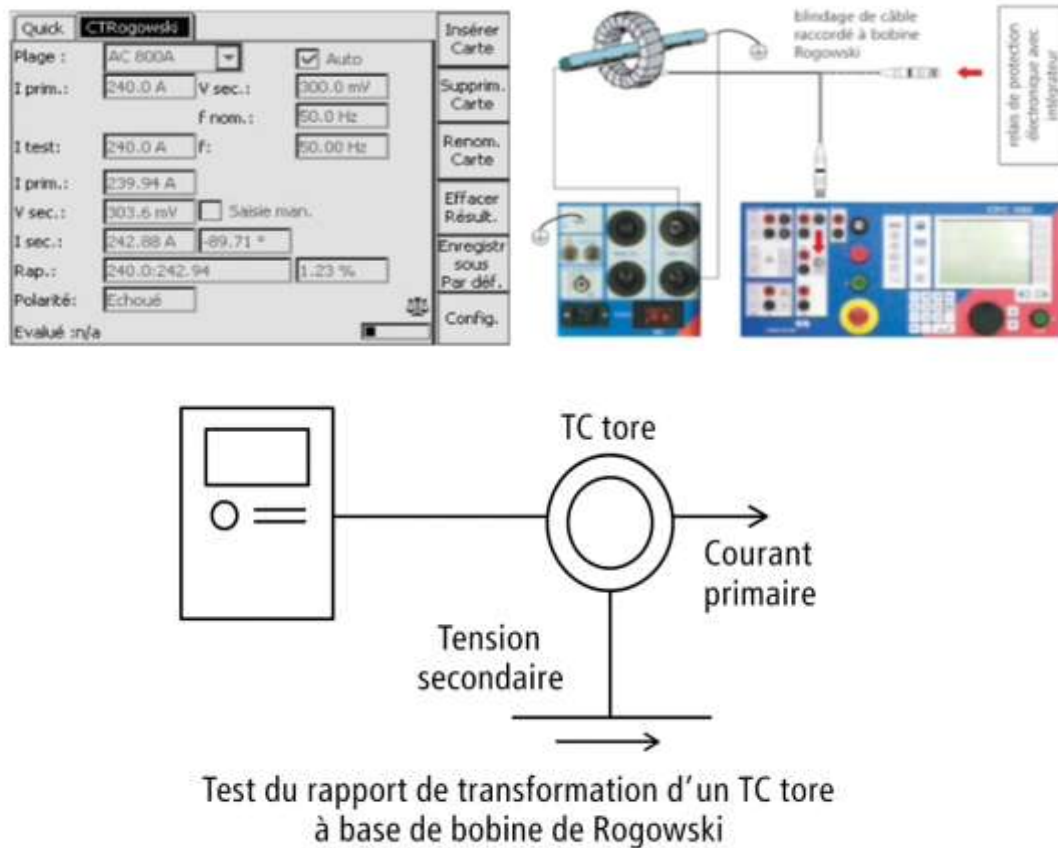


Figure 21 : Schéma de test d'un tore

B) - Transformateur de courant de phase « BALTEAU » :

Le transformateur de courant de phase utilisé dans le cadre des essais présente les caractéristiques techniques suivantes :

- Marque : BALTEAU
- Type : SC 30
- Tension nominale de service : 30 kV
- Rapport de transformation (calibre et couplage) : 125 - 250 / 5 A
- Classe de précision : 5P10 (selon la norme CEI, indiquant une précision adaptée aux protections)
- Puissance assignée de précision : 10 VA.

C) - Disjoncteur moyenne tension 30 kV de marque Merlin Gerin :

Le disjoncteur utilisé dans cette application est un modèle Fluarc FB4 de la marque Merlin Gerin (voir figure III.9), conçu pour une utilisation sur les réseaux moyenne tension (MT). Ce type d'équipement est couramment déployé dans divers environnements tels que :

- Les réseaux d'alimentation de sites industriels (ex. : raffineries, SNCF, SONATRACH, etc.)
- Les réseaux de distribution publique (postes abonnés, zones urbaines et semi-urbaines)

III.1 Caractéristiques électriques principales :

- Tension assignée : (en kV) — valeur nominale de fonctionnement
- Niveau d'isolement :
 - Tenue à la fréquence industrielle (en kV efficace)
 - Tenue aux chocs de foudre (en kV crête)
- Courant assigné : (en A) — courant nominal permanent
- Pouvoir de coupure : courant de courte durée admissible (en kA)
- Tenue à l'arc interne : résistance à un arc interne sans défaillance (en kA)

III.2 Fonctions et composants :

La mission principale de ce disjoncteur est d'assurer la coupure et la mise en service du réseau électrique sur commande, en toute sécurité et selon des conditions techniques précises. Il est constitué des éléments suivants :

- Châssis métallique (dimensions : hauteur 1,55 m, largeur 0,80 m, profondeur 0,90 m)
- Broches de connexion au réseau électrique
- Trois pôles fixes et trois pôles mobiles
- Mécanismes d'actionnement (actionneurs)
- Transmission mécanique pour la manœuvre des contacts
- Capteurs de position pour retour d'information
- Système de câblage interne
- Commande manuelle de secours
- Mécanisme de verrouillage de sécurité
- Compteur d'énergie intégré

III.3 Technologie d'interruption :

L'ouverture et la fermeture des contacts s'effectuent par le déplacement des pôles mobiles, qui viennent établir ou interrompre le circuit entre les broches de connexion. Ces contacts sont enfermés dans des ampoules pressurisées contenant du gaz SF₆ (hexafluorure de soufre), garantissant une extinction rapide et fiable de l'arc électrique, même en cas de défauts majeurs.

- Logiciel d'analyse et de diagnostic des défauts : WinEve

Les réseaux électriques de distribution et de transport à haute tension représentent l'ossature des systèmes de production et d'acheminement de l'énergie électrique. Ainsi, tout défaut survenant dans ces infrastructures peut engendrer des perturbations économiques majeures. Il devient donc crucial de disposer d'un outil permettant une détection rapide, précise et localisée des incidents, afin de faciliter la maintenance et de réduire au minimum les temps d'indisponibilité du réseau.

Le logiciel WinEve répond parfaitement à cet enjeu. Il s'agit d'un outil performant d'évaluation et d'analyse des défauts, utilisé dans les réseaux de transport, de distribution et dans les centrales électriques. Il permet une prise de décision rapide grâce à une analyse automatisée des données issues des perturbographes (appareils d'enregistrement des défauts) ou des dispositifs de protection.

A. Fonctionnalités clés de WinEve :

- Analyse instantanée des incidents avec édition automatique ou manuelle de rapports concis
- Identification précise du type de défaut et de sa localisation (distance par rapport au poste)
- Réduction du temps d'intervention, en permettant aux équipes de maintenance de se rendre directement sur le site du défaut
- Minimisation de l'impact économique lié aux coupures de courant grâce à un rétablissement plus rapide du service
- Interface intuitive avec des icônes conviviales, simplifiant l'analyse même pour les utilisateurs non experts
- Analyse statistique des défauts, mettant en évidence les pannes récurrentes et favorisant une action préventive ciblée
- Réduction des coûts d'exploitation et de maintenance
- Analyse combinée de plusieurs fichiers de perturbographie, avec calculs de performance avancés.

b. Compatibilité et domaines d'application :

Le logiciel WinEve est compatible avec les systèmes d'exploitation Microsoft Windows NT, 95 et 98, et peut être utilisé pour :

- L'analyse des réseaux de distribution, de transmission et de transport électrique
- Le diagnostic des centrales électriques industrielles, y compris les services auxiliaires
- L'évaluation des systèmes de protection des alternateurs et transformateurs, ainsi que les protections dans les réseaux haute tension

Grâce à ses capacités d'analyse rapide, sa précision et ses fonctions avancées, WinEve s'impose comme un outil incontournable pour tout gestionnaire de réseau soucieux de la continuité et de la fiabilité de l'alimentation électrique.

Interface du logiciel WinEve pour l'analyse et la localisation des défauts électriques.

- Résultats et commentaires :

Les courbes présentées ont été générées suite à la simulation d'un défaut de type phase-terre, à l'aide du logiciel d'analyse WinEve développé par ABB. Ces courbes illustrent l'évolution temporelle des tensions des trois phases au moment de l'apparition du court-circuit. L'analyse de ces variations permet de mieux comprendre le comportement du réseau durant la

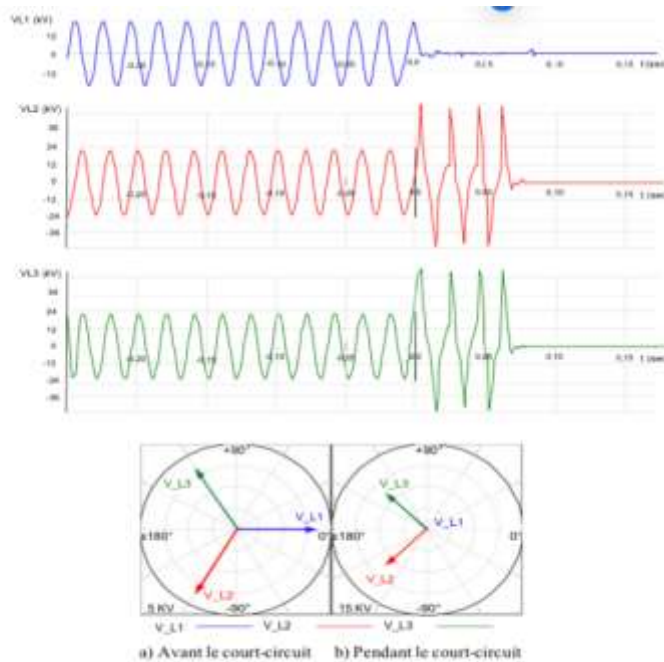


Figure 18: Trois tensions simples dans la ligne

Perturbation, et d'évaluer avec précision l'impact du défaut sur chacune des phases, facilitant ainsi le diagnostic et la prise de décision en matière de protection et de rétablissement du service.

Avant l'apparition du défaut, les tensions simples des trois phases sont équilibrées en amplitude, avec une valeur de 17,341 kV, et déphasées entre elles de 120° , comme illustré dans la figure 20.

Lors de la survenue du court-circuit phase-terre, la tension VL1 (correspondant à la phase en défaut) devient nulle, tandis que les tensions VL2 et VL3 conservent des valeurs identiques en amplitude, mais présentent un écart de phase entre elles. Ce comportement est parfaitement cohérent avec les prévisions de la théorie des composantes symétriques, comme le confirme la figure 20.

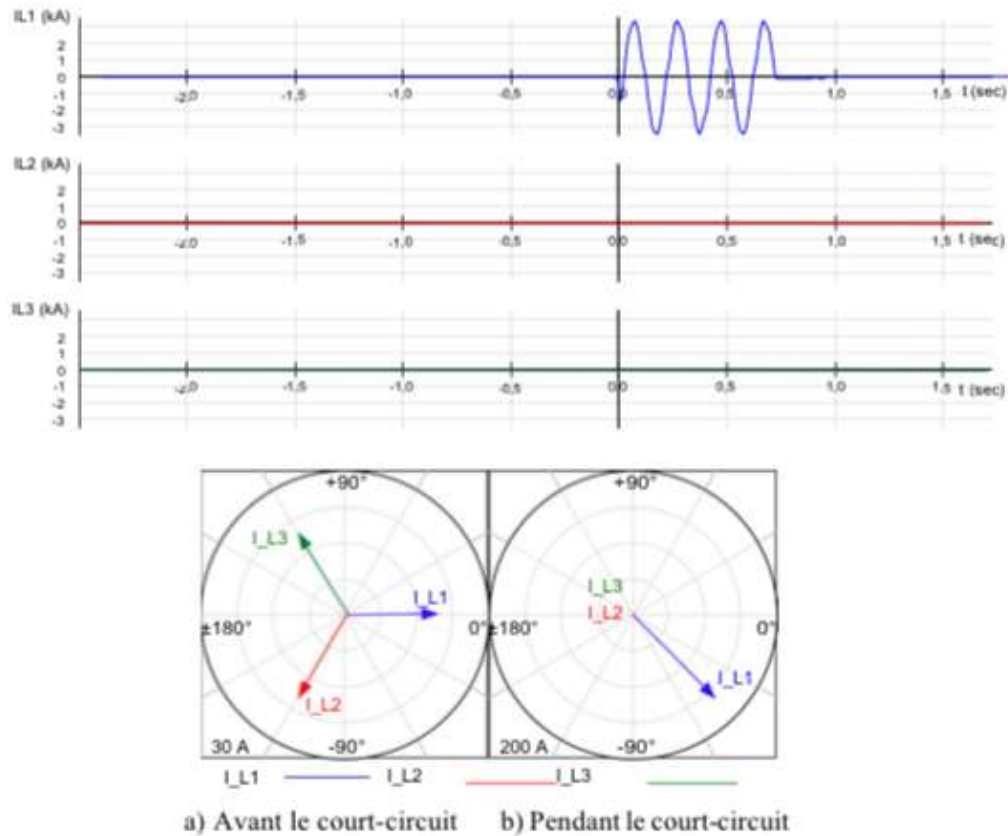


Figure 23 : Trois courants dans la ligne

Avant le déclenchement du défaut, les courants de ligne présentent un système triphasé équilibré, avec une amplitude uniforme de 70 A et un déphasage de 120° entre chaque phase, comme illustré dans la figure 21.

Au moment du court-circuit phase-terre, on observe que les courants dans les phases saines (IL2 et IL3) deviennent quasi identiques et nettement inférieurs en amplitude par rapport au courant de défaut élevé circulant dans la phase 1 (ligne en défaut), comme le montre la figure 21.

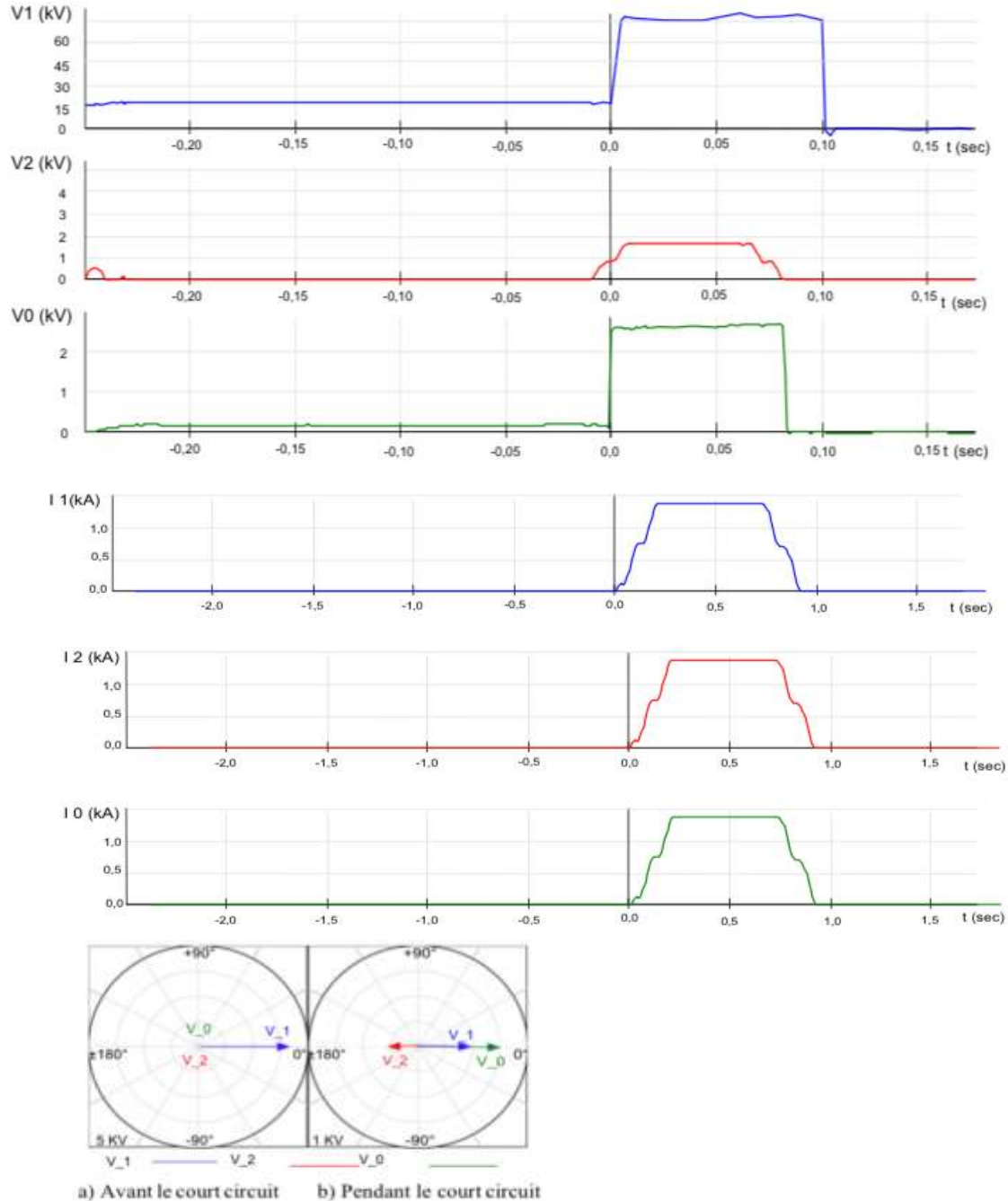


Figure 24: Les tensions symétriques : directes inverses et homopolaires dans la ligne

Les courbes présentées ci-après illustrent l'évolution des composantes symétriques de la tension, à savoir la composante directe, la composante inverse et la composante homopolaire.

Avant l'apparition du défaut, le système étant parfaitement équilibré, seule la composante directe est présente, comme le montre la figure 22. En revanche, dès la survenue du court-circuit, des déséquilibres apparaissent, ce qui entraîne l'émergence des composantes inverse et homopolaire, clairement visibles dans la figure 22.

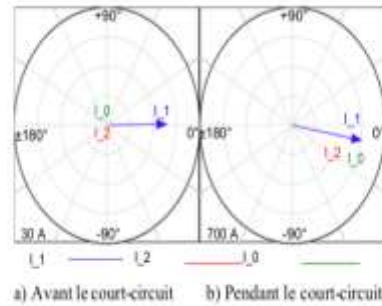


Figure 25: Les courants symétriques : directs, inverses et homopolaires dans la ligne

La figure 23 illustre un système de courants triphasés équilibré avant l'apparition du court-circuit. On y observe que les composantes directe (I_2) et homopolaire (I_0) sont nulles, ce qui indique la présence exclusive de la composante directe (I_1). En revanche, la figure 23 représente un système déséquilibré après la survenue du défaut. On y constate que les courants I_1 (directe), I_2 (inverse) et I_0 (homopolaire) présentent des valeurs similaires en amplitude et en déphasage, ce qui est en parfaite conformité avec les résultats attendus selon la théorie des composantes symétriques.

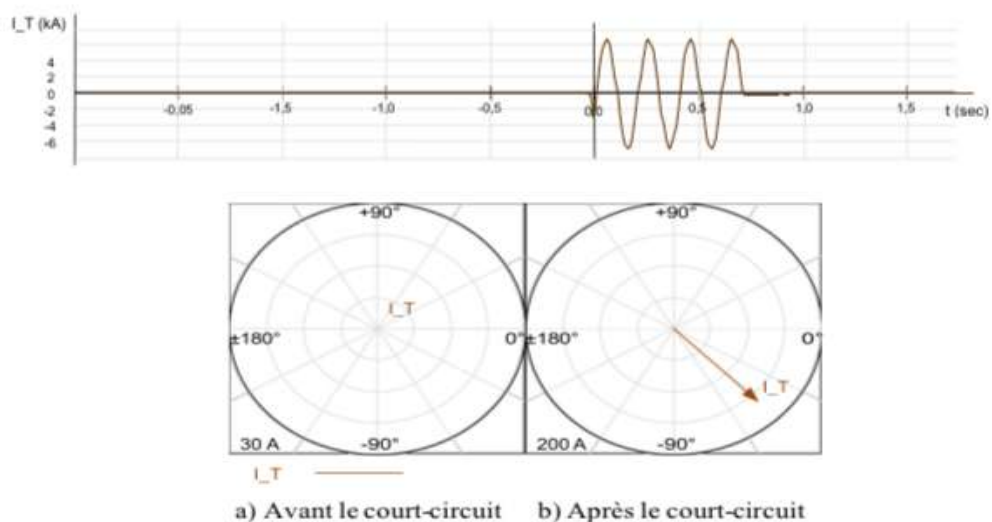


Figure 19: Le courant de terre

Enfin, la courbe suivante met en évidence l'évolution temporelle du courant de terre, permettant d'analyser la dynamique du défaut à la terre et la réponse du système de protection.

La figure 24 illustre la situation en régime normal, c'est-à-dire en l'absence de défaut. Dans ce cas, le courant de terre I_t est nul, car le système est équilibré et la somme vectorielle des courants des trois phases est égale à zéro.

Cependant, en présence d'un court-circuit à la terre affectant la phase n°1, le courant de terre I_t devient égal au courant de ligne I_{L1} , ce qui traduit le passage du courant de défaut exclusivement par cette phase.

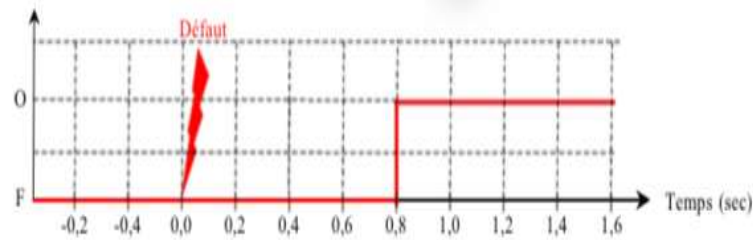


Figure 20: Etat de position de disjoncteur HTA en fonction du temps

La figure 25 illustre l'évolution de l'état du disjoncteur associé à ce départ HTA, où « F » indique l'état fermé et « O » l'état ouvert. On observe que le disjoncteur est initialement fermé avant l'apparition du défaut.

Un court-circuit à la terre a été intentionnellement provoqué à l'instant $t = 0$, générant un courant de défaut supérieur à 87,5 A, soit au-delà du seuil de déclenchement paramétré. En réponse, le relais active une temporisation de 0,8 seconde avant d'envoyer l'ordre de coupure. Une fois ce délai écoulé, le disjoncteur s'ouvre, et comme aucune fonction de réenclenchement automatique n'est prévue, l'ouverture est définitive.

- Essais du relais de protection à maximum de courant de phase sur un départ HTA 30 kV

L'objectif de cet essai est d'évaluer le comportement du relais de protection paramétré en maximum de courant de phase, face à un court-circuit triphasé (entre phases), appliqué sur un départ moyenne tension 30 kV alimentant le site de l'Université, et issu du poste de répartition de Laghouat.

Pour les besoins du test, un court-circuit permanent a été délibérément provoqué entre deux phases du départ concerné, comme illustré dans la figure 25. L'essai permet d'analyser la réactivité et la sélectivité du relais face à ce type de défaut.



Figure 21: Court-circuit triphasés symétriques isolé

III.3.1 - Caractéristiques techniques et configuration du départ Université 30 kV :

Le départ Université 30 kV, raccordé au poste source 60/30 kV de Laghouat, se distingue par les caractéristiques suivantes :

- Tension composée nominale : 30 kV
- Section du conducteur : 185 mm²
- Matériau du conducteur : Aluminium

- Résistance linéique : $0,164 \Omega/\text{km}$
- Réactance linéique : $0,10 \Omega/\text{km}$
- Nombre total de postes alimentés :
 - Postes de distribution publique : 26
 - Postes abonnés : 17
- Courant maximal en régime normal : 158 A
- Courant maximal en régime de secours : 176 A
- Longueurs de câbles (en km) :
 - Souterrain (régime normal) : 13,806 km
 - Aérien (régime normal) : 0,00 km
 - Souterrain (régime de secours) : 12,374 km
 - Aérien (régime de secours) : 0,00 km
- Puissance installée : 8 770 kVA
- Puissance appelée : 5 650 kVA

III.3.2 - Paramètres de réglage de la protection :

Pour assurer la protection du départ Université 30 kV contre les surintensités de phase, un seuil de déclenchement a été fixé à 300 A (voir figure 27).

La sélectivité chronométrique est assurée par une temporisation fixe de 0,6 seconde, choisie de manière à garantir une coordination efficace avec la protection de l'arrivée 1 du poste répartition 30 kV Laghouat, qui est quant à elle réglée avec une temporisation de 0,8 seconde et un seuil de déclenchement supérieur de 375 A (voir figure 27).

Ce réglage différentiel en courant et en temps permet de respecter le principe de coordination amont-aval, assurant ainsi une sélectivité optimale en cas de défaut sur le réseau

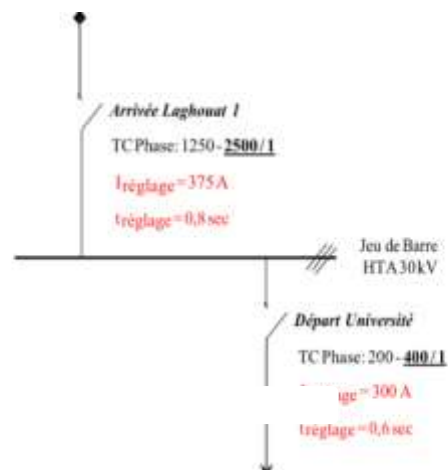


Figure 22: Schéma unifilaire des réglages protections de maximum de courant phase

III.3.3 Résultats pratiques

Cette section présente les résultats obtenus suite aux différents essais réalisés sur les relais de protection courant (homopolaire et de phase), dans des conditions de défaut simulées au niveau des départs HTA du poste source de Laghouat. Les observations visent à vérifier la cohérence entre les comportements réels des équipements et les valeurs théoriques prévues par les réglages.

III.3.3.1 Schéma global de test

Le schéma global de test représente l'ensemble des connexions et dispositifs utilisés lors des essais pratiques. Il inclut :

- Les éléments de puissance : départ HTA concerné, transformateurs de courant (TC), disjoncteurs MT...
- Les équipements de mesure et de test : caisse d'injection primaire OMICRON, capteurs, modules de contrôle, relais numériques.
- Les connexions de test : câblage entre les sources d'injection, les entrées/sorties du relais et les équipements de protection.
- L'environnement de supervision : logiciels de mesure, interface homme-machine et analyse de défauts (par exemple : WinEve).

Ce schéma permet de visualiser l'architecture complète du montage expérimental, garantissant la traçabilité des essais et l'interprétation correcte des résultats obtenus.

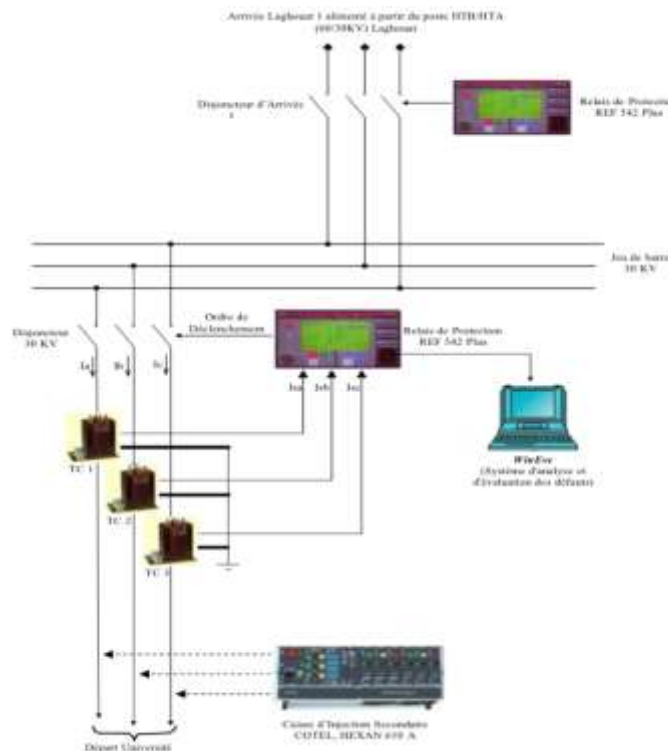


Figure 23: Schéma global de test protection maximum de courant phase

III.3.3.2 Logiciel d'analyse et d'évaluation des défauts : WinEve

Pour cette phase de test, le logiciel WinEve de ABB est à nouveau utilisé, comme dans le test n°1. Ce logiciel permet une analyse détaillée des perturbations électriques, en fournissant une visualisation claire et précise des grandeurs mesurées lors des essais de court-circuit.

III.3.3.3 Résultats et commentaires

Les courbes suivantes ont été générées suite à un court-circuit triphasé isolé, appliqué sur le réseau. Grâce au logiciel WinEve, l'évolution des tensions des trois phases a pu être observée en temps réel.

Ces enregistrements mettent en évidence le comportement dynamique des tensions pendant le défaut, et permettent d'évaluer la réactivité du système de protection face à ce type d'anomalie.

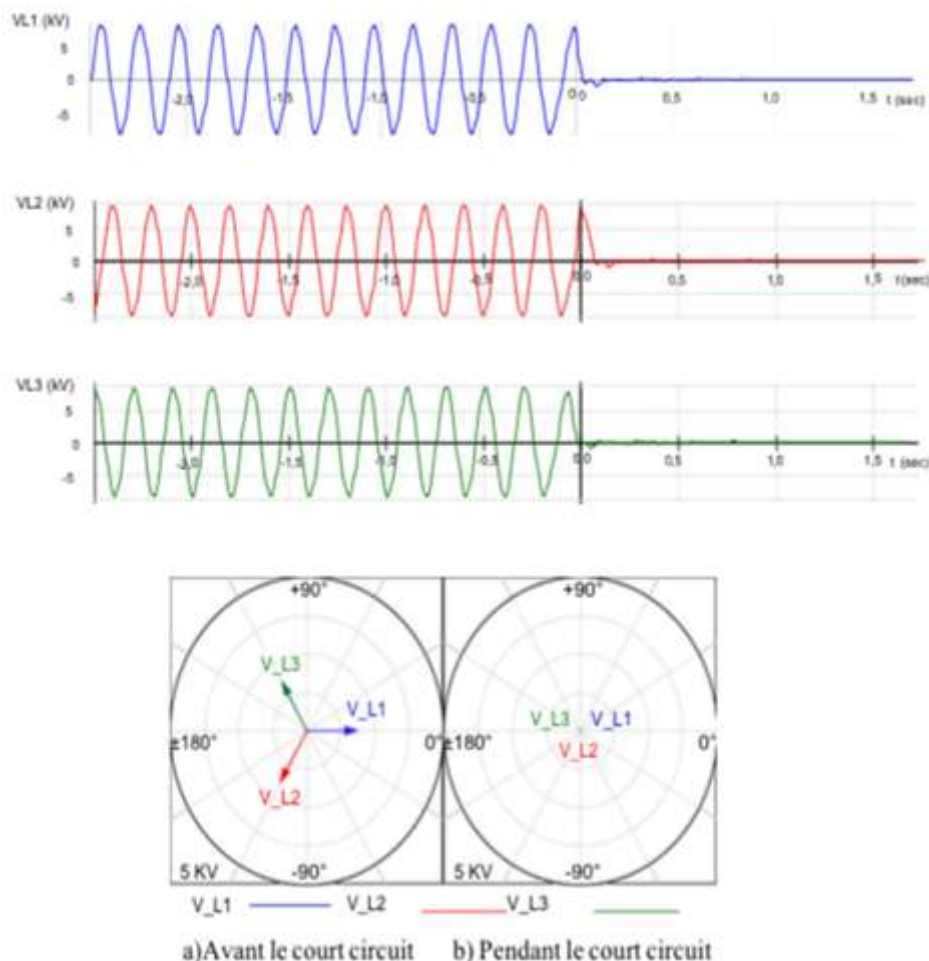


Figure 24: Trois tensions simples dans le câble

Avant l'apparition du défaut, les tensions simples des trois phases sont équilibrées, avec une valeur en module de 5,7803 kV, et présentent un déphasage de 120° entre elles, comme illustré dans la figure 29.

En revanche, durant le court-circuit triphasé, les tensions VL1, VL2 et VL3 deviennent identiques à la fois en amplitude et en angle, ce qui traduit un effondrement symétrique des tensions.

Les courbes suivantes présentent l'évolution temporelle des courants de ligne dans chacune des trois phases au moment du défaut.

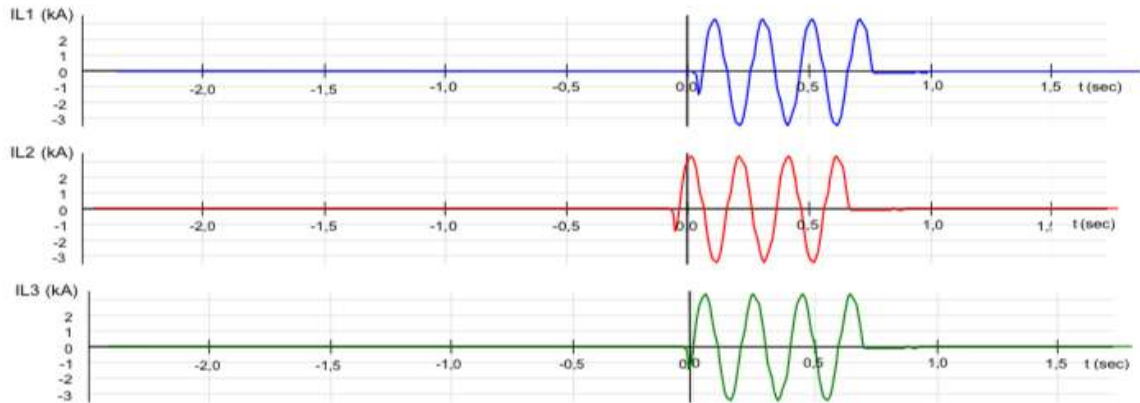


Figure 25: évolution des trois courants dans le câble

Avant le déclenchement du défaut, les courants de ligne forment un système triphasé équilibré, caractérisé par des amplitudes identiques et un déphasage de 120° entre phases, comme illustré dans la figure 30.

En revanche, au moment du court-circuit, les courants des trois phases deviennent égaux en amplitude, mais présentent des angles de phase différents, ce qui reflète un déséquilibre introduit par le défaut (voir figure 31).

Les courbes suivantes montrent l'évolution des composantes symétriques des tensions : directe, inverse et homopolaire, permettant une analyse approfondie de la nature du défaut.

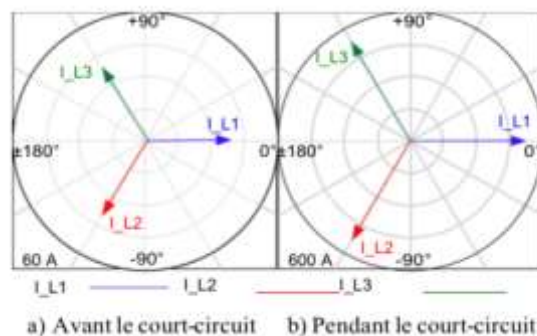
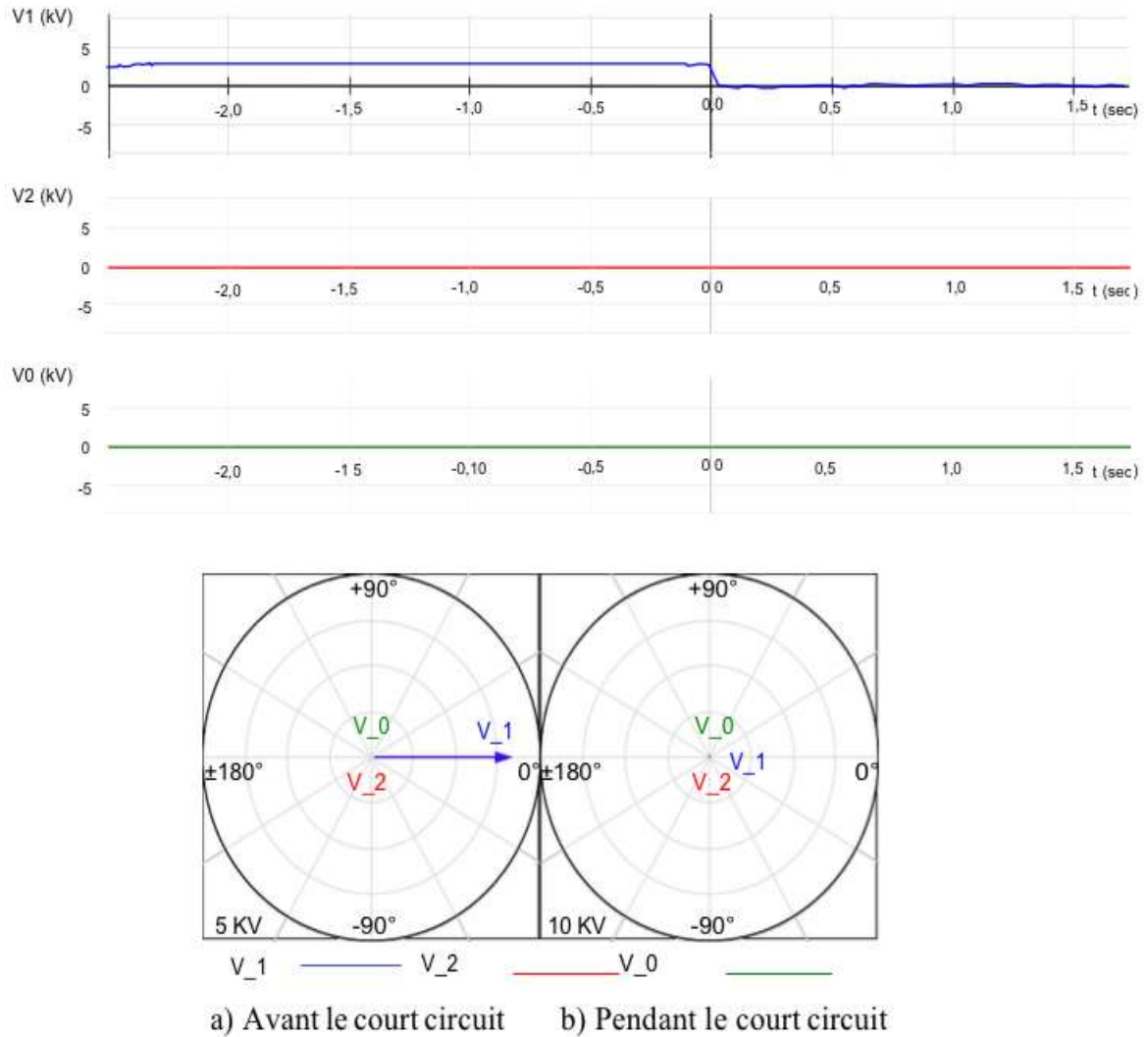


Figure 26: La tension symétrique : directe, inverse et homopolaire dans le câble



Avant l'apparition du défaut, le système étant parfaitement équilibré, seule la composante directe est présente (Fig. 31).

Lors du court-circuit triphasé, les composantes inverse et homopolaire restent nulles, de sorte que seule la composante directe V_1 subsiste (Fig. 31).

Les graphiques qui suivent présentent l'évolution temporelle des courants symétriques : direct (I_1), inverse (I_2) et homopolaire (I_0).

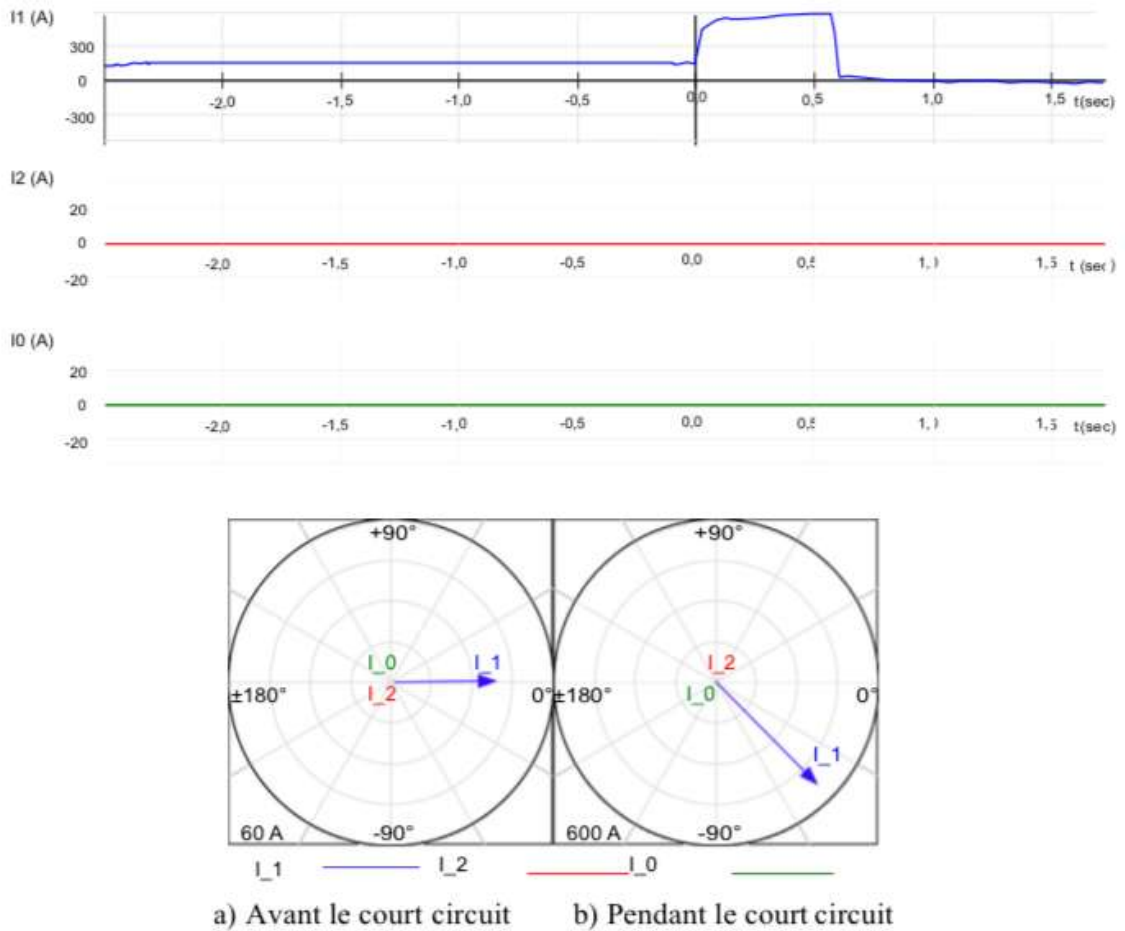


Figure 27: La tension symétrique : directe, inverse et homopolaire dans le câble

La figure 32 illustre un système de courants équilibré avant l'apparition du court-circuit. Dans cette configuration, seules les composantes directes (I_1) sont présentes, tandis que les composantes inverse (I_2) et homopolaire (I_0) sont nulles.

En revanche, la figure 32 montre un système de courants déséquilibré. Cependant, dans ce cas spécifique de court-circuit triphasé symétrique, on constate également que les composantes I_0 et I_2 restent nulles, tandis que seule la composante directe I_1 demeure active.

La courbe suivante illustre l'évolution du courant de terre durant la séquence de défaut.

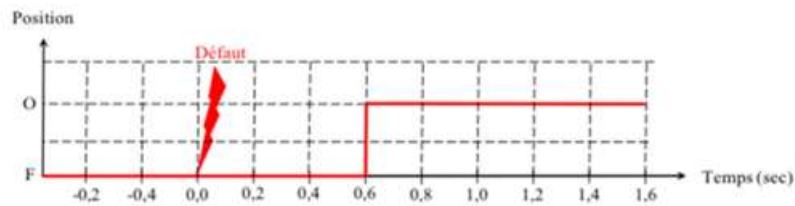
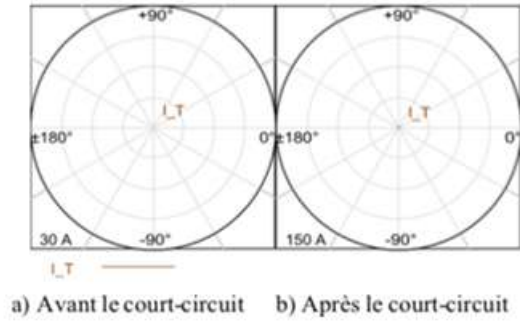


Figure 28: Etat de position de disjoncteur HTA en fonction du temps.

La figure 33 illustre l'état de position du disjoncteur au cours de l'essai. On observe que le disjoncteur est initialement fermé avant l'apparition du défaut.

Un court-circuit à la terre a été déclenché à l'instant $t = 0$, générant un courant supérieur au seuil de déclenchement configuré. Conformément au réglage de la protection, une temporisation de 0,6 seconde est respectée avant l'envoi de l'ordre d'ouverture.

À l'issue de ce délai, le disjoncteur s'ouvre et le déclenchement est définitif, sans tentative de réenclenchement automatique.

CONCLUSION

III.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons analysé en détail les résultats expérimentaux issus des essais de réglage et de déclenchement des relais de protection moyenne tension (MT), plus précisément

- La protection maximale de courant homopolaire appliquée sur un départ aérien 30 kV.
- La protection maximale de courant de phase appliquée sur un départ souterrain 30 kV.

Ces essais ont permis de vérifier le comportement réel des relais numériques face à différents types de défauts (défauts phase-terre et triphasés), en mettant en œuvre des conditions de court-circuit simulées, des équipements de test spécialisés (comme OMICRON), et des outils d'analyse performants tels que WinEve. L'objectif global d'un système de protection électrique dans un réseau de distribution est de :

- Réduire la fréquence des perturbations,
- Limiter leur durée,
- Assurer une reprise rapide et sûre de l'alimentation.

Pour ce faire, les relais de protection jouent un rôle essentiel en détectant toute anomalie électrique, notamment les défauts d'isolement, et en déclenchant rapidement l'isolement du tronçon défectueux afin de protéger le reste du réseau. Les défauts d'isolement se manifestent généralement par :

- Une élévation importante du courant (surintensité),
- Une chute brutale de la tension,
- Et en cas de défauts déséquilibrés, par l'apparition de composantes inverse et homopolaire dans les tensions et courants.

Ces grandeurs caractéristiques sont exploitées par les relais comme signaux d'influence pour déclencher la protection. Leurs valeurs varient selon la nature du défaut rencontré :

- Monophasé à la terre,
- Biphase,
- Biphase à la terre,
- Triphasé, etc.

En particulier, le courant homopolaire peut varier considérablement, passant de quelques ampères dans les défauts résistants à plusieurs milliers d'ampères dans les courts-circuits francs. D'où l'importance de le surveiller attentivement. Par ailleurs, dans les réseaux où le sens du courant de défaut peut s'inverser selon la position de la protection, il devient indispensable d'intégrer une fonction directionnelle dans le relais. Cette fonctionnalité permet d'éviter les déclenchements simultanés non sélectifs sur plusieurs départs, en garantissant une coordination optimale entre les protections amont et aval. Ainsi, les essais réalisés confirment l'importance d'un réglage précis et sélectif des relais numériques, permettant une détection fiable, une discrimination correcte des défauts et un rétablissement rapide de l'alimentation électrique, éléments essentiels pour la sécurité, la stabilité et la disponibilité des réseaux de distribution modernes.

Références

- Flocard, H. (2015). Les réseaux électriques. Dunod.
- CIGRÉ, Electric Power System Planning, 2020.
- ADEME – Guide de l'électricité (2021).
- G. Bergeron, Électrotechnique – Réseaux et installations, Editions Casteilla.
- RTE France – Documentation technique sur les topologies des réseaux, 2021.

- IEEE Std. 141-1993 (Red Book), Electric Power Distribution. EDF – Conception des postes de transformation HTA/BT au sol, Document technique interne, 2018.
- Schneider Electric – Postes de transformation au sol : capotés ou enclos, Catalogue technique, 2021.

- ENEDIS – Guide d'installation des transformateurs de distribution MT/BT, 2020.
- ENEDIS – Cahier des charges pour les postes HTA/BT, édition 2020.
- Schneider Electric – Guide pratique pour la conception des postes de transformation, édition 2021.
- CIGRÉ Technical Brochure 765 – Best practices in MV/LV substations design, 2019.
- Schneider Electric – Manuel des installations électriques, 2020.
- RTE – Guide des postes électriques HTA/BT, édition technique, 2022.
- CIGRÉ – Services auxiliaires dans les postes de transformation, 2019.
- Schneider Electric – Distribution électrique moyenne tension : guide des postes compacts, Édition technique 2020.
- Enedis – Cahier technique des postes de transformation HTA/BT, Version 2021.
- ABB, Relais de protection numérique REF615 – Manuel d'application, 2021.
- Schneider Electric, Protection des réseaux MT – Guide technique, 2020.
- SEL (Schweitzer Engineering Laboratories), Distance Protection in Distribution Systems, 2020.
- Schneider Electric, Power Quality and Protection Devices Handbook, 2019.
- IEC 61850, Communication networks and systems for power utility automation, Édition 2022.
- SEL, Introduction to Digital Protection Systems, Technical Paper, 2020.
- Schneider Electric, Architecture des systèmes de protection numériques – Livre blanc, 2021.
- ABB, Distribution Protection System Architecture Guide, 2020.
- EDF R&D, Conception des plans de protection des réseaux de distribution, Rapport technique, 2020.
- Schneider Electric, Protection Coordination in Medium Voltage Networks, Technical Guide, 2021.
- IEEE Power & Energy Society, Design of Protection Systems for Distribution Networks, 2019.
- ABB, Principes de conception des plans de protection dans les réseaux de distribution, Guide technique, 2022.
- Schneider Electric, Protection des réseaux MT – Guide technique, 2022.
- ABB, Medium Voltage Distribution and Protection, Technical Handbook, 2021.
- IEC 62271-200 : Équipements MT – Appareillage de protection et de commande, 2020.
- RTE, Normes de coordination de protections sur les réseaux MT, Document interne, 2021.

- Siemens, Busbar Protection with SIPROTEC Relays, Guide technique, 2022.
- ABB, Protection des jeux de barres – Relais numériques 87BB, Brochure, 2021.
- IEC 61850, Communication networks and systems for power utility automation, Edition 2.
- Schneider Electric, Protection des installations MT et HTA, Manuel technique, 2023