



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique

MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies
Electrotechnique
Réseaux électriques

Réf. :2019

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

MASTER

Thème

**Optimisation de la coordination des relais
a maximum de courant directionnels**

Présenté par :

Bousnane Merouane

Soutenu le : 06 Juillet 2019

Devant le jury compose de :

Dr.Becha Habiba

Pr.Mahdad Belkacem

Dr.Amrani Ishaq

Président

Encadreur

Examineur

Année universitaire : 2018 / 2019

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



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

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

MASTER

Thème

**Optimisation de la coordination des relais a
maximum de courant directionnels**

Présenté par : Bousnane Merouane
Avis favorable de l'encadreur : Pr. Mahdad Belkacem

Avis favorable du Président du Jury : Dr. Becha Habiba

Cachet et signature

Remerciement

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je nécessitais pour l'accomplissement de ce mémoire.

Également, je remercie le directeur de thèse monsieur MAHDAD Belkacem, professeur à l'université Mohamed khider Biskra pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité. Aussi, je le remercie pour ses encouragements, son indulgence, et sa sympathie tout au long de cette année de travail.

Je remercie également tous les enseignants de département d'électrotechnique de l'université Mohamed khider Biskra qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle universitaire.

Je remercie aussi TOBBECHE Abdelhak et TOUHAMI Mohamed Pour vos efforts.

Je remercie toutes les personnes qui ont contribué à l'aide psychologique et pratique nécessaire pour compléter le projet de fin d'études.

Dédicace

Je dédie ce modeste mémoire de Master à :

A l'âme de ma mère Allah yarhamha

Ma cher grand-mère Allah yahfedha

À mon père

À mon Sœur et mes frères

À toute mes familles : Suidi et Bousnane

À tous mes amis et collègues

Résumé

Ce projet de fin d'étude traite le problème de coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels installés dans un réseau bouclé. La coordination optimale consiste à minimiser le temps de déclenchement des relais primaires pour protéger les équipements et assurer une continuité de service efficace.

Ce mémoire de fin d'étude se compose en deux parties :

La première partie est consacré à démontrer les différentes caractéristiques des relais à maximum de courant, selon les normes techniques IEEE et ICE. Les démonstrations ont été effectuées avec le logiciel Omicron. Les résultats obtenus ont été comparés avec les caractéristiques théoriques connus à savoir la caractéristique inverse, très inverse et extrêmement inverse.

La deuxième partie proposée est consacré à appliquer l'algorithme d'essaim de particule pour minimiser le temps de déclenchement des relais primaires tout en considérant les différentes caractéristiques et les différentes valeurs de courants de court-circuit.

المخلص

يهدف مشروع نهاية الدراسة الى الربط الجيد بين المرحلات و تقليل مدة القطع للمرحلات ذات التيار العالي لأنها تضمن استمرارية الشبكة في العمل و تضمن عدم حصول اي عطب في عناصر الشبكة, ان الشبكة الكهربائية تتكون من عناصر كل عنصر مهم وله عمله في النظام و هناك مخاطر خارجية وداخلية تهدد الشبكة الكهربائية. تتكون مذكرة التخرج من جزئين الجزء الأول يتمثل في استعمال نظام محاكاة ببرنامج OMICRON Test Universe لتوضيح ورؤية مختلف انواع المرحلات ذات التيار العالي و طريقة عملها, اما الجزء الثاني فهو يهدف الى دراسة الشبكة و تطبيق الخوارزمية PSO لتحسين مدة فتح المرحلات ويكون هناك ربط بين مختلف المرحلات لضمان السير الحسن للشبكة الكهربائية.

Table des Matières

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Introduction générale.....1

Chapitre I Généralités les défauts et éléments d'un système de protection

I.1 Introduction.....4

I.2 Définition du système de protection.....4

I.3 Eléments constitutifs d'un système de protection5

I.3.1 Réducteurs de mesure.....5

I.3.1.1 Transformateur de courant.....6

I.3.1.2 Transformateur de tension.....10

I.3.1.3 Relais de protection.....11

I.3.1.4 Principes de fonctionnement des relais de protection16

I.4 Les appareils de coupure.....20

I.4.1 Le disjoncteur à ré enclenchement automatique (recloser)20

I.4.2 Interrupteur.....20

I.4.3 Sectionneurs.....20

I.4.3.1 Sectionneurs de mise à la terre21

I.5 Les anomalies dans un réseau électrique.....21

I.5.1 Les courts-circuits.....21

I.5.1.1 Effets des courants de court-circuit22

I.5.2 Les surtensions.....22

I.5.3 Les surcharge.....22

I.5.4 Les oscillations.....23

I.5.5 Les déséquilibres.....23

I.6 Caractéristiques de court-circuit.....23

I.6.1 Origines.....23

I.7 Forme ou types de court-circuit24

I.7.1 Types.....24

I.8 Nature.....25

• Courts-circuits fugitifs25

• Courts-circuits permanents25

Table des Matières

III.4 CLASSIFICATION DES METHODES META-HEURISTIQUES	52
III.5 DEFINITION D'UNE METHODE D'OPTIMISATION	53
III.5.1 Algorithmes génétiques.....	54
III.5.1.1 Codage et population initiale	55
III.5.1.2 Codage binaire.....	56
III.5.1.3 Codage réel.....	56
III.5.2 Principe de fonctionnement de PSO.....	57
III.5.3 Algorithm Firefly.....	60
III.6 Conclusion.....	63
Chapitre IV	Etudes de Cas : Résultats et Analyse
IV.1 Introduction.....	65
IV.2 Stratégie de coordination des relais directionnels.....	65
IV.2.1 Courant de court-circuit.....	65
IV.2.2 Identification des relais primaires et secondaire	65
IV.3 Partie I : Caractéristiques des relais à maximum de courant.....	68
IV.3.1 Test 1 simulation avec le logiciel Universe 3.01.....	68
IV.3.1.1 Aperçu avec logiciel omicron test universe 3.01.....	68
IV.3.1.2 Test 1.....	74
IV.3.1.2.1 Cas d'étude 1.....	74
IV.3.1.2.2 Cas d'étude 2	75
IV.3.1.2.3 Cas d'étude 3.....	75
IV.3.1.2.4 Cas d'étude 4.....	76
IV.3.1.2.5 Cas d'étude 5.....	77
IV.4 Partie II : Optimisation du temps de déclenchements des relais à maximum de courant directionnels.....	78
IV.4.1 Réseau de test de 3 jeux de barres	78
IV.4.2 Optimisation par utilisation de l'algorithme PSO	80
IV.4.2.1 Cas d'étude 1.....	81
IV.4.2.2 Cas d'étude 2.....	83
IV.4.2.3 Cas d'étude 3.....	85
IV.4.2.4 Scénario 2.....	86
IV.4.2.4.1 Cas 1.....	86
IV.4.2.4.2 Cas 2.....	88

Table des Matières

IV.4.2.5 Scenario 3 : Variation du courant de court-circuit.....	90
IV.4.3 Optimisation par utilisation de l’algorithme génétique.....	93
IV.5 Conclusion.....	93
Conclusion Générale.....	93
Bibliographe.....	94

Liste des Figures

Liste des Figures

Fig.I.1 : chaîne de protection.....	5
Fig.I.2. Transformateur de courant type tore.....	6
Fig.I.3 Transformateur de courant de Poste GRTE 220KV/60KV et 30KV Biskra.....	7
Fig.I.4 : Représenter saturation de transformateur de courant.....	8
Fig.I.5 Représente le teste de saturation dans poste GRTE 220KV/60KV/30KV Biskra.....	9
Fig. I.6. Transformateur de tension à double secondaire.....	10
Fig.I.7 Transformateur de tension, de tension nominale Poste GRTE 220KV/60KV et 30KV Biskra.....	10
Fig.I.8. Type des relais.....	11
Fig.I.9. Relais électromécanique Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra.....	12
Fig.I.10. Relais statique à Maximum courant Phase Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra.....	13
Fig.I.11 relais numérique Maximum courant Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra.....	14
Fig.I.12 relais numérique Maximum courant Phase et Terre Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra.....	17
Fig.I.13 relais numérique minimum d'impédance Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra.....	18
Fig.I.14 relais numérique Protection différentiel transformateur Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra.....	19
Fig.I.15. Compartiment disjoncteur.....	20
Fig.I.16. Composantes du courant de court-circuit.....	21
Fig.I.17. Schéma illustratif qui montre les différents types des courts-circuits.....	24
Fig.I.18. Schéma unifilaire du réseau.....	27
Fig.I.19. Schéma des impédances des éléments du réseau.....	27
Fig.I.20. Schéma équivalente.....	28
Fig.I.21. Construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire.....	28
Fig. I.22 : Circuit équivalent des séquences.....	30
Fig. II.1 - Principe de la sélectivité chronométrique.....	33
Fig.II.2 : réseau en antenne avec sélectivité chronométrique.....	34
Fig.II.3 : sélectivité chronométrique avec relais à temps indépendant.....	34

Liste des Figures

Fig. II.4 : sélectivité chronométrique avec relais à temps dépendant.....	35
Fig II.5 Deux sections de lignes séparées par un transformateur.....	36
Fig. II.6 : principe de la sélectivité logique.....	37
Fig. II.7. Principe de la protection différentielle.....	39
Fig. II.8. Exemple de deux arrivées en parallèle.....	40
Fig. II.9 : sélectivités ampèremétrique + chronométrique.....	42
Fig. II.10: sélectivités logiques + secours chronométrique.....	42
Fig. II.11 : comparaison des temps de déclenchement entre sélectivité mixte et sélectivité chronométrique.....	43
Fig. II.12: sélectivité chronométrique + directionnelle.....	44
Fig. II.13 : sélectivité logique + directionnelle.....	44
Fig. II.14 : sélectivité logique + directionnelle.....	45
Fig. II.15 : sélectivité différentielle + chronométrique.....	45
Fig.II.16 transformateurs de puissance.....	46
Fig.II.17 linge coordonné avec sectionnaire.....	47
Fig.II.18 Schéma de sélectivité chronométrique.....	48
Fig.III.1 Classification des méta-heuristiques selon phénomène d'inspiration.....	52
Fig.III.2. Schémasimplifierlemécanismedefonctionnementd'unproblèmed'optimisation...	53
Fig.III.3. Organigrammes de l'algorithme évolutionnaire simple.....	53
Fig.III.4. Représentation de l'opération de croisement.....	54
Fig.III.5 les quatre niveaux d'organisation des AG	55
Fig.III.6 Illustration du codage des variables.....	55
Fig.III.7. Le codage réel et le codage binaire.....	56
Fig.III.8 : Déplacement d'une particule.....	57
Fig.III.9 : Organigramme d'un (PSO).....	58
Fig.III.10 : Organigramme de l'algorithme FFA.....	60
Fig.IV.1 : Principe de détermination des relais primaire et secondaire.....	65
Fig.IV.2 : modèle d'un relais à maximum de courant.....	66
Fig.IV.3 Interface générale du programme.....	67
Fig.IV.4 : Interface indiquant l'injection de défaut.....	68
Fig.IV.5 : Interface pour le choix du relais.....	68
Fig.IV.6 Interface des paramètres de TC et TT et nature de réseau.....	69
Fig.IV.7 Fenêtre des paramètre nature de relai maximum de courant.....	69

Liste des Figures

Fig.IV.8 : Fenêtre indiquant le choix des différents tests.....	70
Fig.IV.9 Caractéristique indépendante du relais.....	70
Fig.IV.10 Caractéristique inverse selon la norme IEC.....	71
Fig.IV.11 Caractéristique très inverse selon la norme IEC.....	71
Fig.IV.12 Caractéristique extrêmement inverse selon la norme IEC.....	72
Fig.IV.13 Caractéristiques des différentes normes : exemple norme IEEE.....	72
Fig.IV.14 détections de défaut : caractéristique indépendante.....	73
Fig.IV.15 détection de défauts : caractéristique inverse.....	74
Fig.IV.16 détections de défaut : caractéristique très inverse.....	75
Fig.IV.17 détection de défauts : caractéristique extrêmement inverse.....	76
Fig.IV.18 détection de défauts : caractéristique extrêmement inverse : Norme IEEE.....	77
Fig.IV.19 : Schéma unifilaire du réseau 3 Jeux de barres.....	78
Fig.IV.20 Interaction entre facteur social et cognitif dans l'algorithme PSO.....	79
Fig.IV.21 : stratégie d'optimisation par utilisation de l'algorithme PSO.....	80
Fig.IV.22 caractéristiques des relais primaires et secondaires.....	81
Fig.IV.23 Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO.....	82
Fig.IV.24 caractéristiques des relais primaires et secondaires.....	83
Fig.IV.25 Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO.....	84
Fig.IV.26 Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO.....	84
Fig.IV.27 Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO:Population 30.....	85
Fig.IV.28 Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO : Population 20.....	86
Fig.IV.29 Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO : Population 10.....	86
Fig.IV.30 Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO : Génération50.....	87
Fig.IV.31 Caractéristique de convergence de PSO : Génération 100.....	87
Fig.IV.32 Caractéristique de convergence de PSO : Génération 150.....	88
Fig.IV.33 Caractéristique de convergence de PSO : Génération 200.....	88
Fig.IV.34 : Schéma unifilaire du réseau 3 Jeux de barres modifié : intégration d'un système FACTS séries ou et source renouvelable.....	89

Liste des Tableaux

Liste des Tableaux

Tableau.I.1 Pourcentage des défauts.....	25
Tableau.II.1 différents types de sélectivité et application.....	46
Tableau.IV.1 : Paire de relais primaire/secondaire.....	65
Tableau. IV.2 : résultat de déclenchement : caractéristique indépendante.....	73
Tableau.IV.3 : résultat de déclenchement : caractéristique inverse.....	74
Tableau.IV.4 : résultat de déclenchement : caractéristique très inverse.....	75
Tableau.IV.5: résultat de déclenchement : caractéristique extrêmement invers.....	76
Tableau.IV.6 : résultat de déclenchement : caractéristique extrêmement inverse : Norme IEEE.....	77
Tableau.IV.7: Caractéristique technique des transformateurs de courant.....	78
Tableau.IV.8: courant de court-circuit aux niveaux du réseau test 3 jeux de barres.....	78
Tableau.IV.9: Paramètres des algorithmes utilisés.....	80
Tableau.IV.10 : Paramètres optimaux de variables de décision caractéristique inverse....	81
Tableau.IV.11 : Variables de décision optimales caractéristique très inverse.....	82
Tableau.IV.12: Temps de déclenchement optimisés des relais primaires et secondaires : Caractéristique très inverse.....	83
Tableau.IV.13 : Temps de déclenchement optimisés des relais primaires et secondaires pour des paramètres de PSO optimales.....	89
Tableau.IV.14 : Temps de déclenchement optimisés des relais primaires et secondaires...	90
Tableau.IV.15 : Temps de déclenchement optimisés des relais primaires et secondaires...	90
Tableau.IV.16 Paramètres de l’algorithme génétique.....	91
Tableau.IV.17 Temps de déclenchement des relais primaire et secondaire.....	91
Tableau.IV.18 Comparaison des résultats optimisés obtenus par GA et PSO.....	92

Introduction générale

L'électricité est devenue une partie intégrante de la vie humaine, où les coupures de courant constituent un problème pour la société. Le monde entier saline par électricité.

Le réseau électrique se compose de plusieurs modules à savoir, les générateurs, les transformateurs de puissance, les lignes, le système de protection et le système de contrôle et de commande. Ces éléments fonctionnent en coordination pour assurer la livraison de l'énergie aux consommateurs avec une qualité conforme aux normes techniques et économique.

Les réseaux électriques sont souvent confrontés à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendre des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs. Pour cela, le système de protection doit être équipé d'un ensemble d'appareils de surveillance et de coupure assurant la protection du réseau électrique contre les courts-circuits et les surtensions.

Le réseau électrique se complique jour après jour due à l'augmentation de nombre de sources et lignes qui fonctionnent en parallèle, ce qui entraîne un transit des puissances dans toutes les directions. La tâche des experts chargés de la protection des réseaux électriques devient vitale, et le problème de coordination intervient intensivement pour garantir une continuité de service et une fiabilité du système énergétique. Le problème de coordination des relais de protection est une tâche très importante dans les réseaux modernes. En pratique plusieurs relais numériques ont été installés pour assurer la coordination et l'efficacité du système de protection, parmi ces relais nous citons, les relais à maximum de courant directionnels. Ces relais directionnels permettent de détecter le sens de l'écoulement de puissance ce qui permet de distinguer les courants de défauts dans les différentes zones.

Afin de garantir un plan de protection efficace il est indispensable de connaître les valeurs de courant de court-circuit dans les différentes zones à surveiller et avoir des paramètres de réglage optimales caractéristiques des relais installés. Ce projet de fin d'étude dénommée 'Optimisation de la coordination des relais directionnels dans les réseaux électriques' est dédié à minimiser le temps total de déclenchement des relais de protection à maximum de courant directionnels implantés dans des locations bien déterminés du réseau électrique afin d'imposer une meilleure coordination entre eux.

Ce mémoire est organisé en quatre chapitres qui sont structurés selon la manière suivante:

Dans la première partie du premier chapitre on a exposé les principaux éléments qui constituent le système de protection à savoir, les réducteurs de mesure, la technologie de relais,

Introduction générale

les principaux relais existant dans le système de protection désignés pour la protection contre les surintensités. Dans la deuxième partie on a présenté un aperçu sur les principaux défauts affectant les réseaux électriques à savoir les défauts symétriques et les défauts asymétriques.

Le deuxième chapitre traite le concept sélectivité des protections et les grands critères de coordination des relais en particulier relais à maximum de courant. Ce chapitre se termine par donner un exemple sur l'application de la sélectivité chronométrique dans le poste GRTE travée d'une ligne 60 kV. Vue la difficulté techniques rencontré par les experts spécialisés dans le domaine de protection des réseaux électriques en termes de coordination entre les relais pour réduire le temps de déclenchement des relais primaires et la nécessité d'élaborer des outils de calculs.

Le troisième chapitre est consacré entièrement à présentés des connaissances de base sur l'optimisation d'une façon générale à savoir, la notion de la fonction objective, les différentes catégories des méthodes d'optimisation, et les contraintes. Par la suite, on a exposé en détail le mécanisme de recherche de trois méthodes d'optimisation a savoir, les algorithmes génétiques (AG), l'essaim de particules (PSO) et l'algorithme Firefly (FFA).

Dans le quatrième chapitre nous avons adapté et appliqué l'algorithme PSO pour minimiser le temps de déclenchement des relais à maximum de courant directionnels installés dans un réseau maillé. L'importante et l'efficacité des algorithmes proposés en termes de qualité de solution et le temps d'exécution ont été validées sur un réseau électrique pratique (3 jeux de barres). D'autre part, les résultats obtenus confirment l'importance de minimiser le temps de déclenchements des relais primaires pour différents caractéristiques pour assurer une continuité de service conforme aux normes d'exploitation.

Chapitre I

**Généralités les défauts et éléments d'un
système de protection**

I.1 Introduction

Les buts visés par les dispositifs de protection sont multiples :

- Participer à la protection des personnes contre les dangers électriques,
- Éviter les détériorations de matériel (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres moyenne tension peut faire fondre jusqu'à 50 kg de cuivre en 1 seconde ; la température de l'arc peut dépasser en son centre 10000 °C),
- Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels,
- Préserver la stabilité et la continuité de service du réseau,
- Protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites dans les circuits proches).

Pour atteindre ces objectifs, un système de protection doit avoir des qualités de rapidité, sélectivité et fiabilité. Cependant, il faut être conscient des limites de la protection : les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse. La protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique.[1]

I.2 Définition du système de protection

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations. [2]

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau. Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants [1] :

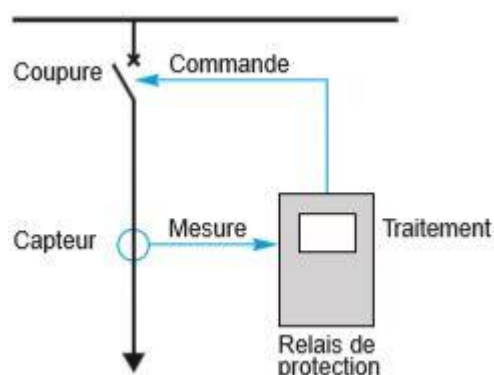


Fig.I.1 : chaîne de protection

- Capteurs de mesure – courant et tension – fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts,
- Relais de protection, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement,
- Organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles.

Le plan de protection définit les dispositifs de protection contre les principaux défauts affectant les réseaux et les machines [1] :

- Les courts-circuits, entre phases et phase-terre,
- Les surcharges,
- Les défauts propres aux machines tournantes.

Pour établir un plan de protection, les paramètres suivants sont à prendre en compte [1] :

- L'architecture et la taille du réseau et ses différents modes d'exploitation,
- Les schémas de liaison à la terre,
- Les caractéristiques des sources de courant et leurs contributions en cas de défaut,
- Les types de charges,
- Le besoin de continuité de service.

I.3 Eléments constitutifs d'un système de protection

I.3.1 Réducteurs de mesure

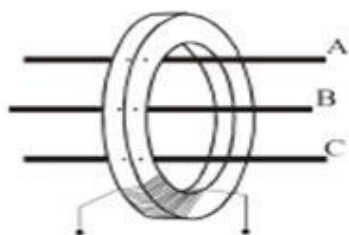
Pour des raisons de dimensionnement et de coût, les relais de protection sont prévus pour des courants et des tensions de valeurs réduites. De plus, pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut

interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT). Afin d'assurer une bonne protection contre les défauts, la caractéristique essentielle d'un réducteur de mesure est sa précision.[3]

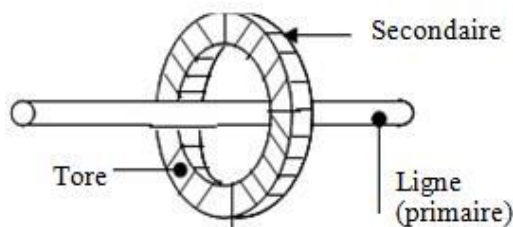
I.3.1.1 Transformateur de courant

Du point de vue électrique, les TC (Figure I.2) ont plusieurs rôles [4] :

- ✓ Délivrer à leur secondaire une image fidèle de l'intensité qui circule dans la ligne concernée.
- ✓ Assurer l'isolement galvanique entre la ligne et les circuits de mesure et de protection.
- ✓ Protéger les circuits de mesure et de protection de toute détérioration lorsqu'un défaut survient sur la ligne.



Mesure courant homopolaire.



Mesure courant phase.

Fig.I.2. Transformateur de courant type tore.

Les transformateurs de courant utilisés permettent de réduire le niveau des courant de milliers d'Ampères vers des sorties standards de 5A ou 1A. Durant le défaut, le niveau du courant du transformateur augmente qui rendre leur choix critique pour un fonctionnement correct du relais. Avec cette image de l'intensité, le relais élabore à son tour un ordre de déclenchement en fonction du type de protection qu'il réalise et des valeurs auxquelles il a été pré-réglé (seuil, temporisation). Cet ordre est transmis à un ou plusieurs appareils de coupure (disjoncteur, contacteur, interrupteur). Suivant le type de protection à réaliser, les TC sont associés et utilisés selon des schémas différents, ils peuvent être isolés ou intégrées dans le disjoncteur [4].



Fig.I.3 Transformateur de courant de Poste GRTE 220KV/60KV et 30KV Biskra

Caractéristiques du TC :

- Enroulement de protection 5P20 - erreur 5%
- saturation $20 \cdot I_n$
- Enroulement de mesure 0,5 - erreur 0,5%
- Rapport de transformation de TC est $(300 - 600) / 1$

- **Mesurer les cts**

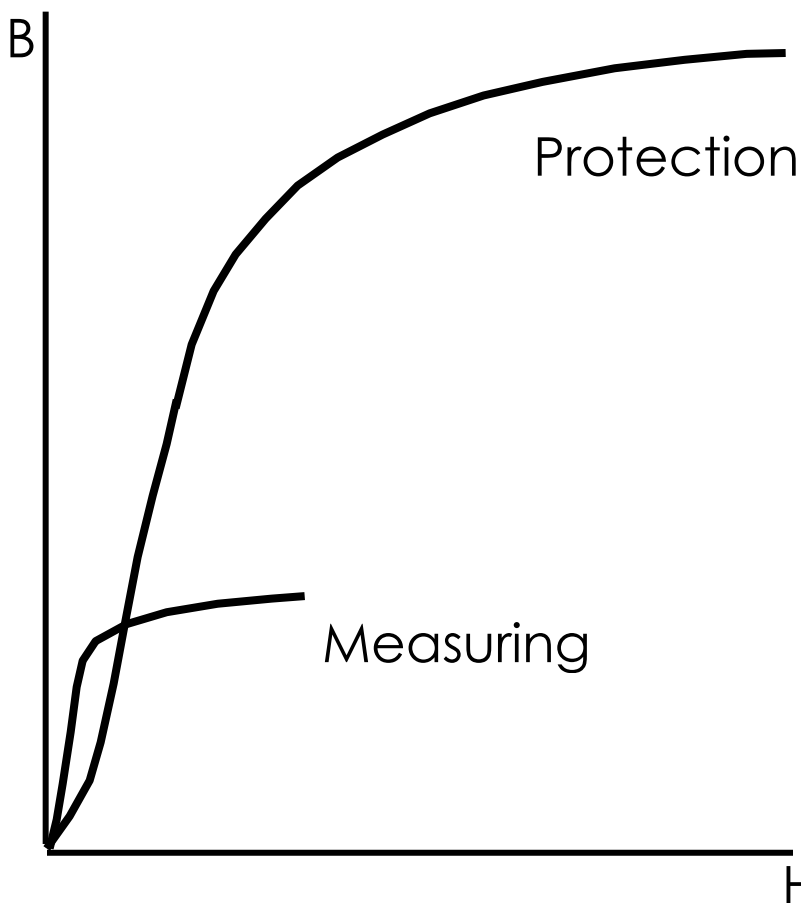
Nécessite une bonne précision jusqu'à environ 120% du courant nominal.

Exigez un faible niveau de saturation pour protéger les instruments. Utilisez donc un noyau en alliage nickel-fer avec un faible courant d'excitation et un coude à la densité de flux faible.

Protection C.T.s

La précision n'est pas aussi importante que ci-dessus.

Exigez une précision allant jusqu'à plusieurs fois le courant nominal, utilisez donc un acier au silicium à grain orienté avec une densité de flux élevée.



FigI.4 : Représentation de la saturation du transformateur de courant

- Exemple de test de la zone saturation dans pote GRTE :

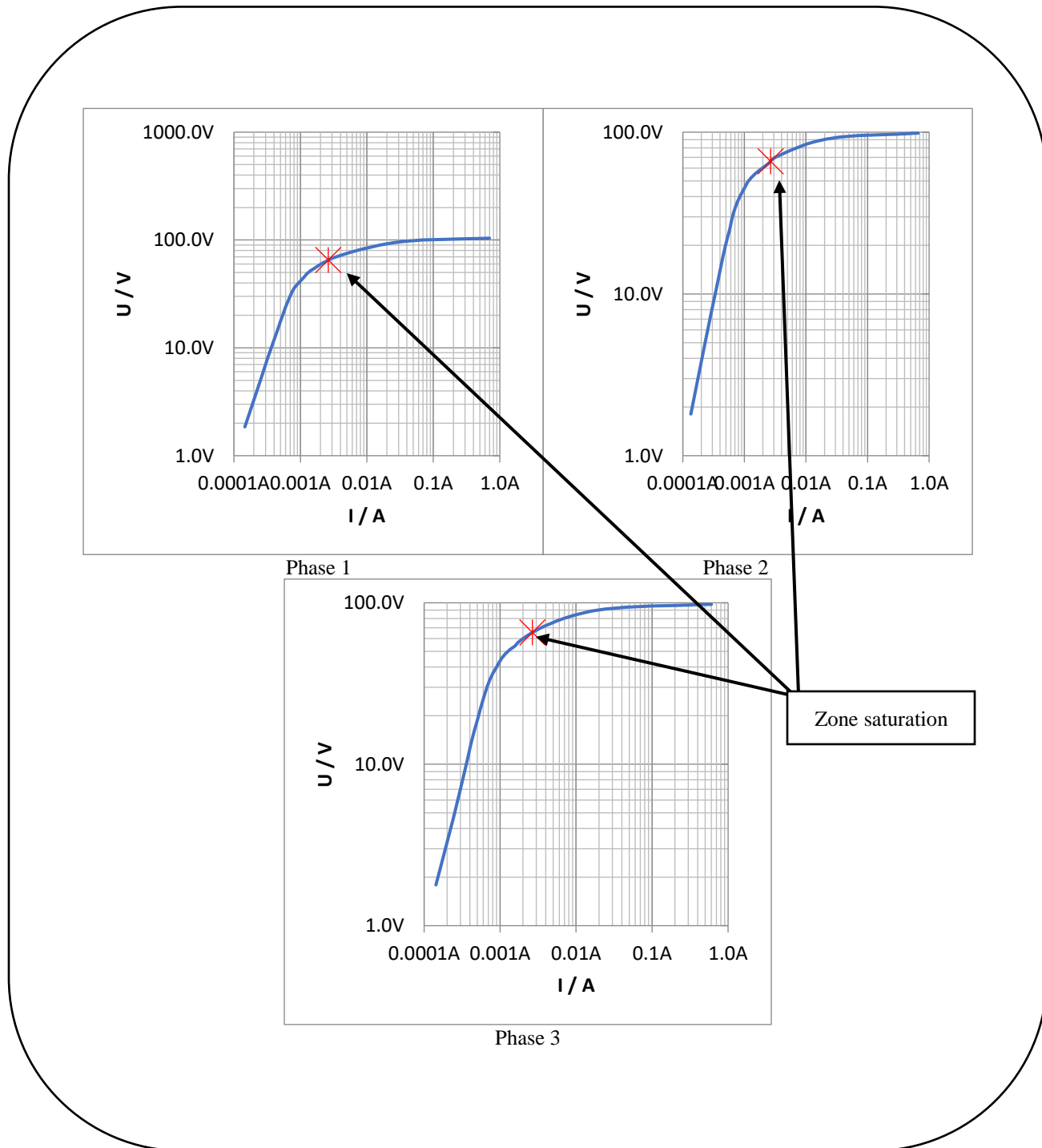


Fig.I.5 Représente le teste de saturation dans poste GRTE 220KV/60KV/30KV Biskra

I.3.1.2 Transformateur de tension

Le réducteur de tension TT est un véritable transformateur, dont le primaire reçoit la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image (Figure I.4). Puisque les niveaux de tension dans le réseau sont de l'ordre de kilovolts, les transformateurs de tension sont utilisés pour abaisser les tensions à des niveaux acceptables par les relais. Ils sont fournis sous forme standard dont la tension du secondaire est 100V ou 10V (tension entre phases). [4]

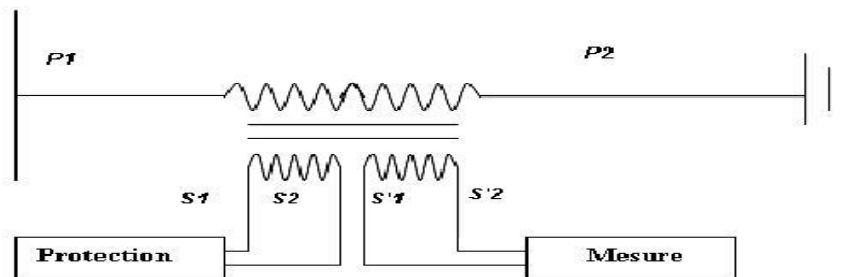


Fig. I.6. Transformateur de tension à double secondaire.



Fig.I.7 Transformateur de tension, de tension nominale Poste GRTE 220KV/60KV et 30KV

Biskra

Caractéristiques de chaque enroulement du TT :

Rapport de transformation de TT est $(220 \text{ kV} / \sqrt{3}) / (100\text{V} / \sqrt{3})$

I.3.1.3 Relais de protection

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations à caractère analogique (courant, tension, puissance, etc.) et le transmettent à un ordre de fermeture ou ouverture d'un circuit de commande lorsque ces informations reçues atteignent des valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées d'avance. En effet, le rôle des relais de protection consiste à détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que les défauts de court-circuit. Les relais peuvent être classés en trois familles (Figure I.6). [4]

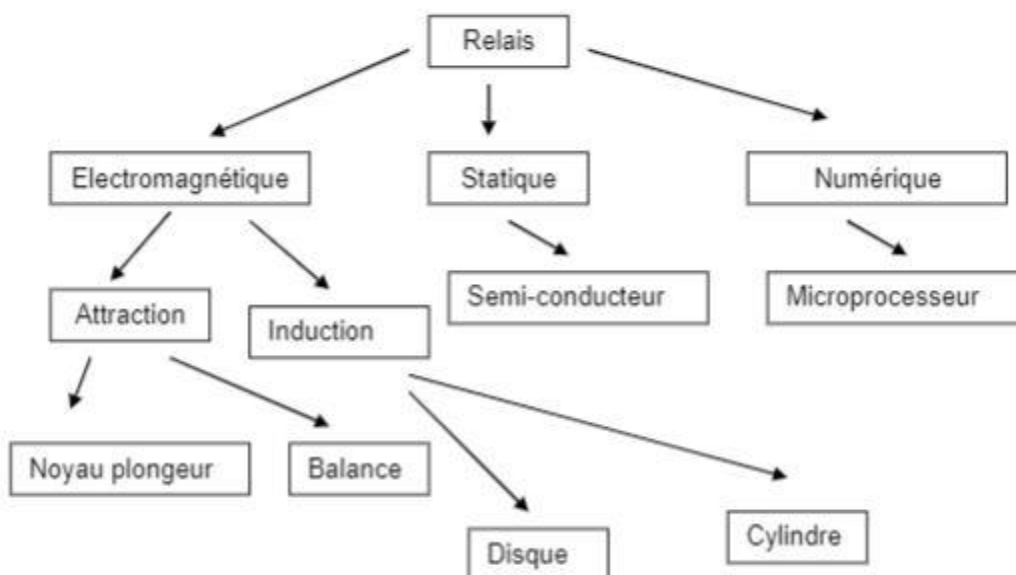


Fig.I.8. Type des relais.

I.3.1.3.1 Relais électromécaniques

Sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par les transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur. Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats. [4]

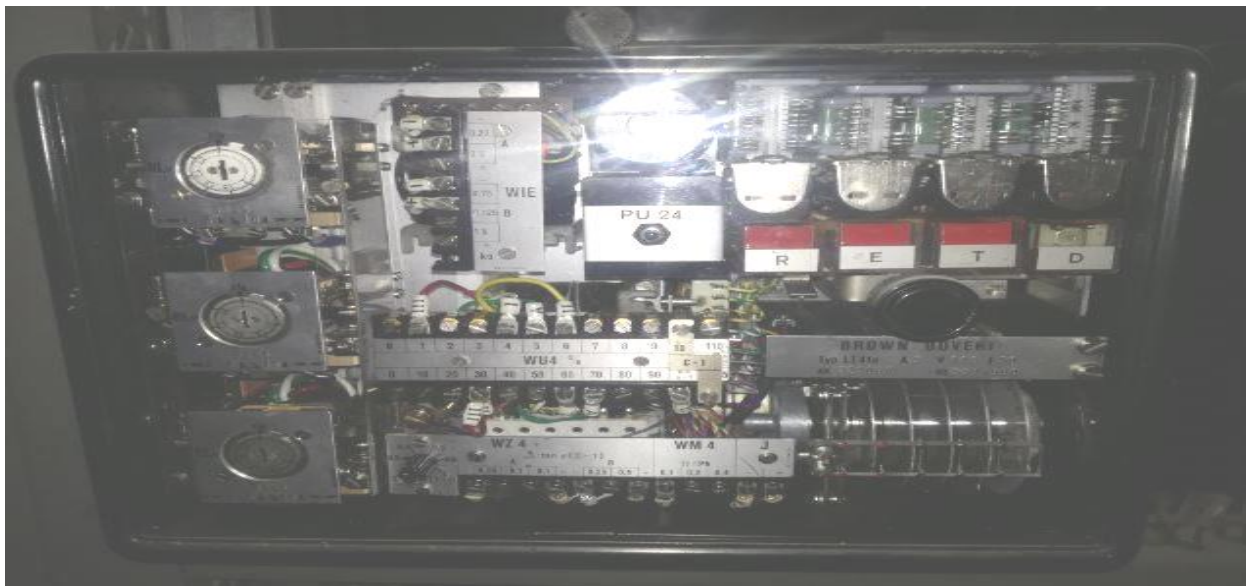


Fig.I.9. Relais électromécanique Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra

I.3.1.3.2 Relais statiques

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui sont composés grossièrement de trois blocs [4] :

- Un bloc d'adaptation et de filtrage, constitué de petits transformateurs, d'impédances et de filtres passe-bas destinés à éliminer les composantes transitoires rapides ;
- Un bloc de traitement et de détection, composé d'un circuit analogique adapté, transformant la grandeur surveillée en une tension ou un courant continu proportionnel, et d'une bascule servant à détecter le passage d'un seuil ;
- Un bloc de sortie, comprenant un temporisateur, par exemple un circuit RC, et un relais de sortie électromécanique.

Les principaux avantages des relais analogiques sur les relais électromagnétiques sont leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement (quelques VA), et permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant. Par contre, ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire et leurs circuits analogiques sont affectés par les interférences électromagnétiques [4].



Fig.I.10. Relais statique à Maximum courant Phase Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra

I.3.1.3.3 Relais numériques

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Relais numériques : La protection des systèmes électriques a changé beaucoup depuis l'évolution des microprocesseurs. Leur intégration à très grande échelle a permis de réunir de nombreux composants dans une simple puce. La technologie numérique a fait sa place dans le domaine de la protection des systèmes électriques. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques. Les techniques fondamentalement numériques emploient les mêmes principes qui ont été employés par les relais électromécaniques et statiques. Les relais numériques ont beaucoup d'avantages telle que :[3]

- **Économique** : La raison principale de l'acceptation des relais numériques est qu'ils présentent beaucoup de dispositifs au prix raisonnable.
- **Rapide** : Il y a deux raisons du fonctionnement rapide des relais numériques ; premièrement, les relais numériques n'emploient aucune partie mécanique, deuxièmement, l'utilisation des processeurs à grande vitesse ont fait de ces relais très rapides.
- **Autocontrôle** : les relais numériques contrôlent eux-mêmes sans interruption. Par contre les relais électromécaniques doivent être examinés par le personnel à intervalles réguliers. D'autre part, Le dispositif à autocontrôle épargne le temps aussi bien que l'argent.

- **Fonctions multiples** : Les relais, les compteurs, les commutateurs de commande, les indicateurs, et les appareils de communication peuvent être intégrés dans un relais protecteur simple à microprocesseur. Les schémas de sous-station/système et les diagrammes de câblage sont facilement produits en raison du nombre réduit de dispositifs et de câblage relatif.
- **Temps mise en marche réduit** : la mise en marche est un processus de vérification des performances d'un équipement avant qu'il ne soit mis en service. Les relais numériques ont des dispositifs de mesure et les compatibilités à distance, qui font la mise en marche simple et moins longue.
- **Economie de temps et d'effort** : la localisation rapide de l'endroit du défaut par les relais numériques dans les lignes de transport réduit le temps de coupure électrique considérablement.
- **Flexibilité** : les relais numériques peuvent être conçus et construits en prenant compte l'usage universel du matériel. Un relais peut être employé pour protéger différents composants de système d'énergie en chargeant différents logiciels.
- **Petite taille** : Les relais numériques sont plus légers dans le poids et ont besoin de moins d'espace que les relais électromécaniques et à semi-conducteur. Pour cette raison, il est facile de transporter ces dispositifs.
- **Remplacement facile** : si un relais numérique tombe en panne, peut être remplacé complètement. Ceci économise le temps et le travail nécessaire pour des réparations .



Fig.I.11 relais numérique Maximum courant Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra

- **Avantages des relais numériques :** [3]
 - ✓ Intégration de plusieurs fonctions de protection dans un boîtier compact.
 - ✓ Haute précision de mesure par le procédé numérique réglage numérique.
 - ✓ Sécurité de fonctionnement par l'auto surveillance permanente De la même manière, vous trouverez disponible chez SEG, la gamme Professional line qui est une version simplifiée, avec des fonctions plus limitées.
 - ✓ Une large gamme de modèles permet une adaptation précise à chaque application. L'interrogation à distance évite les déplacements trop fréquents sur le site.
 - ✓ La localisation précise des défauts, même sur les lignes en parallèle, avec les autres renseignements sur les défauts, permet de réduire la durée d'indisponibilité.
 - ✓ Les renseignements précis sur les défauts permettent leur analyse approfondie.
 - ✓ Une simple commande permet de passer d'un groupe de réglage à un autre.
 - ✓ La fonction d'autodiagnostic réduit les coûts de maintenance.
 - ✓ Le relais peut être interfacé avec des protections existantes.
 - ✓ Le relais remplit également le rôle de base d'un SCADA, sans coût supplémentaire.

➤ **Problèmes posés par les protections numériques :**

✓ **Fiabilité du logiciel :**

Si la fiabilité des composants est à l'heure actuelle assez bien maîtrisée, en ce sens que l'on sait mettre en œuvre les moyens nécessaires pour arriver à un niveau de fiabilité spécifié, il est par contre impossible pour le moment de chiffrer la fiabilité d'un logiciel ; il est tout au plus possible de l'apprécier qualitativement au moyen de métriques. Cependant, on connaît bien maintenant les méthodes à mettre en œuvre pour étudier et réaliser un logiciel de bonne qualité. [3]

✓ **Dialogue homme machine :**

Dans sa version la plus dépouillée, la protection numérique n'a besoin que d'un connecteur de liaison série pour dialoguer avec l'extérieur au moyen d'une console de visualisation. Ce moyen de communication est souvent jugé insuffisant par l'exploitant qui souhaite connaître l'état de la protection localement sans l'aide d'une console ou d'un calculateur portable. Les constructeurs ont été ainsi amenés à équiper les protections numériques d'un terminal face avant composé d'un écran simplifié permettant d'afficher 1 ou 2 lignes de 16 à 40 caractères

alphanumériques et de quelques touches pour pouvoir faire défiler sur l'écran un menu déroulant, un dialogue plus complet restant toujours possible à l'aide d'une console ou d'un calculateur portable. Par ailleurs, une sortie liaison série permet le raccordement à l'aide d'un modem de la protection numérique à une voie téléphonique standard. La protection peut être ainsi interrogée et même programmée à distance. [3]

De plus, certaines protections disposent de connecteurs optiques pour se raccorder à un réseau local de terrain sur fibre optique ou à d'autres équipements numériques en vue d'échange d'informations numériques à grand débit. [3]

I.3.1.4 Principes de fonctionnement des relais de protection

Tous les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Il s'agit le plus souvent de mesure du courant et de la tension du réseau. En général, quand un défaut de court-circuit se produit le courant augmente et la tension baisse. A travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes [4] :

- Déphasage par comparaison des phases.
- Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension.
- Puissances active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage.
- Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant.
- Composante homopolaire par addition et composante inverse par des circuits déphaseurs.

Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent. La majorité des relais de protection utilisés dans les réseaux électriques sont décrit ci-dessous [4].

I.3.1.4.1 Relais de mesure de courant

Un équipement de protection est généralement composé de plusieurs fonctions élémentaires de mesure, souvent appelées relais de mesure. Ces relais doivent effectuer une mesure correcte avec une précision suffisante malgré la présence des régimes transitoires perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du court-circuit. [4]



Fig.I.12 relais numérique Maximum courant Phase et Terre Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV
Biskra

Les relais de courant mesurent un courant ou une combinaison de courants (courant direct, inverse, homopolaire). Il en existe une grande variété qui se différencie par la définition de la grandeur mesurée et du mode de temporisation [4] :

- Valeur instantanée, valeur de crête, valeur moyenne ou valeur efficace ;
- Valeur mesurée sur une demi-alternance, sur deux demi-alternances successives, sur la valeur moyenne de plusieurs demi-alternances, à pourcentage, etc. ;
- Valeur instantanée ou temporisée.

I.3.1.4.2 Relais de mesure de tension

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne. Ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires. Dans certains cas, pour rendre ces relais insensibles au niveau général de tension du réseau, la mesure est réalisée en comparant la valeur de la tension entre phase et neutre et la valeur de la tension composée entre phases en quadrature (par exemple, comparaison de la tension simple V avec la tension composée U en repérant par A, B, C les phases et par N le neutre). [4]

I.3.1.4.3 Relais de mesure d'impédance

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs d'une même phase pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trois phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tensions et courants directs, inverses ou homopolaires.

Pour étudier ce type de relais, il est intéressant d'utiliser le diagramme des impédances (R, X) qui permet de représenter directement la grandeur mesurée par le relais. [4]



Fig.I.13 relais numérique minimum d'impédance Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra

I.3.1.4.4 Relais de mesure de puissance

La mesure de la puissance dans un réseau triphasé peut être effectuée par différentes manières

- Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée.
- Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle θ affectant la mesure est obtenue par un raccordement particulier des grandeurs V et I (alimentation par exemple du relais par le courant de la phase A et la tension entre les deux phases A et B). [4]

I.3.1.4.5 Relais directionnel

Ce type de relais apparaît aujourd'hui comme une excellente opportunité pour améliorer à la fois la puissance transitée sur un réseau et la qualité de service. Le concept direction est très important dans plusieurs applications des relais de protection. Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Il agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction prédéfinie. Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court-circuit entre phases et/ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé). Les protections directionnelles sont un moyen complémentaire aux protections à maximum de courant, permettant d'assurer une bonne isolation de la portion du réseau en défaut. [4]

I.3.1.4.6 Relais différentiel

La protection différentielle est un principe commun de protection pour les transformateurs, moteurs, et générateurs. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie. Elle est basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différence cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut. [4]



Fig.I.14 relais numérique Protection différentiel transformateur Poste GRTE 220KV/60 et 30 KV Biskra

I.3.1.4.7 Disjoncture

L'auxiliaire basse tension et l'unité de contrôle sont dans un compartiment séparé de la partie HTA. Le disjoncteur, dont la fonction principale est la protection, assure également la fonction commande, et suivant son type d'installation le sectionnement (déblocable). Les disjoncteurs HTA sont presque toujours montés dans une cellule HTA, et selon la définition de la Commission électrotechnique internationale (C.E.I), un disjoncteur à HTA est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois : [5]

* Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique.

* Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit.



Fig.I.15. Compartiment disjoncteur. [12]

➤ **Les différents types de disjoncteur :** [6]

- ✓ Le disjoncteur de haute tension
- ✓ Disjoncteur en utilisant l'huile
- ✓ Disjoncteur en utilisant l'air
- ✓ Disjoncteurs avec ampoules à vide
- ✓ Disjoncteur gaz SF₆

I.4 Les appareils de coupure

I.4.1 Le disjoncteur à réenclenchement automatique (recloser) :[5]

Ce dispositif ouvre le circuit lors de l'apparition d'un défaut et le referme après un délai compris entre une fraction de seconde et quelques secondes, deux ou trois fois selon l'ajustement des dispositifs de commande interne. Si le défaut ne disparaît pas après ces tentatives, le disjoncteur ouvre le circuit en permanence et une équipe de réparation doit aller sur les lieux pour le réarmer.

I.4.2 Interrupteur :

Appareils qui peuvent couper les faibles courants capacitifs des lignes de transport ou les courants d'excitation des transformateurs, mais qui ne peuvent pas interrompre les courants de charges normaux. [5]

I.4.3 Sectionneurs :

Appareils qui n'ont aucun pouvoir de coupure, ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant. Ils sont utilisés pour isoler un ensemble de circuit, un appareil, une machine, une

section de ligne aérienne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger. [5]

I.4.3.1 Sectionneurs de mise à la terre :

Interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui, grâce à leur mise à la terre, empêche l'apparition de toute tension sur une ligne pendant les réparations. [5]

I.5 Les anomalies dans un réseau électrique

I.5.1 Les courts-circuits

Les courants de court-circuit prennent naissance dans les lignes d'un système de transmission d'énergie électrique, lorsqu'un défaut d'isolation apparaît entre deux ou plusieurs conducteurs. Le courant qui passe dans le défaut d'isolation est en général la somme vectorielle des courants de court-circuit provenant des alternateurs, et des courants de court-circuit provenant des consommateurs, notamment les moteurs qui se comportent en génératrice au moment du court-circuit. [7]

Le courant de court-circuit comporte en général une composante apériodique dont l'amplitude s'annule avec le temps et une composante sinusoïdale dont l'amplitude décroît avec le temps et se stabilise à sa valeur permanente. On distingue les valeurs subtransitoires, transitoires, et permanents. [7]

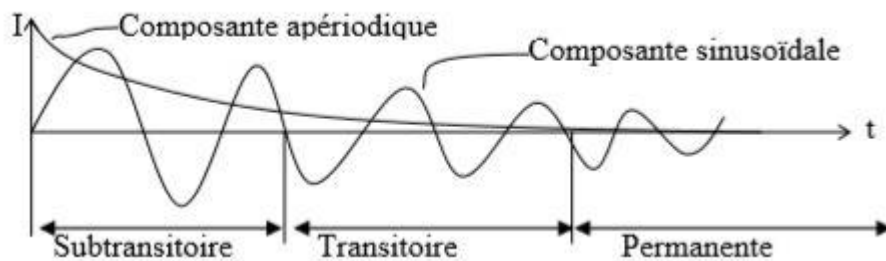


Fig.I.16. Composantes du courant de court-circuit

Les effets dynamiques et thermiques peuvent être destructifs. Il convient de supprimer aussi rapidement que possible les courants de court-circuit en mettant hors service une partie aussi petite que possible du système. [7]

Un court-circuit franc est tel que la tension entre deux conducteurs à l'endroit de défaut est nulle ou pratiquement nulle. Dans le cas contraire il faut tenir compte de l'éventuelle impédance de défaut, qui peut être assimilée à une résistance de défaut (branche mouillée entre deux conducteurs ou entre un conducteur et la terre). [7]

Il arrive également que la nature du court-circuit change rapidement à cause des mouvements désordonnés des conducteurs provoqués par les forces électrodynamiques dues au courant de court-circuit. On parle alors de défauts évolutifs. C'est ainsi que dans l'espace de quelques secondes, le défaut évolue de PT à PPT, PPPT et finalement à PP. une évaluation correcte des phénomènes successifs lors d'un défaut évolutif est difficile. [7]

I.5.1.1 Effets des courants de court-circuit :[7]

On distingue les effets suivants :

- Effets électrodynamiques
- Mouvements violents des conducteurs
- Echauffement excessif des conducteurs
- Ramollissement ou carbonisation de matière isolante
- Recuit du métal conducteur initialement dur
- Allongement et déformation des conducteurs
- Perturbations électromagnétiques gênantes
- Tensions et courants dangereux dans le sol.

I.5.2 Les surtensions [8]

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- Les surtensions lentes.

Conséquences : Claquage et Vieillissement de l'isolation.

I.5.3 Les surcharge [8]

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharges sont :

- Le court-circuit.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau

I.5.4 Les oscillations

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques [8].

I.5.5 Les déséquilibres

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements.

Contre toutes les anomalies précédemment citées, il a lieu d'élaborer une Philosophie de protection de tout le système électrique [8].

I.6 Caractéristiques de court-circuit

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant. Les ingénieurs en réseaux électriques utilisent souvent le terme « défaut » [8].

I.6.1 Origines : [2]

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

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

Les câbles souterrains : sont exposés aux agressions extérieures (d'engins mécaniques de terrassement par exemple) qui entraînent systématiquement des courts-circuits permanents.

Les matériels de réseaux et des postes électriques : comportent des isolants (solides, liquides ou gaz) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre parties sous tension et masse.

Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isolements.

I.7 Forme ou types de court-circuit

I.7.1 Types

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être (Figure I.13) :

Les défauts triphasés : ce sont les courts-circuits entre les trois phases avec ou sans mise à la terre. [9]

- **Les défauts biphasés** : ce sont les courts-circuits entre deux phases avec ou sans mise à la terre.
- **Les défauts monophasés** : ce sont les défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre. Ils génèrent la circulation d'un courant homopolaire.
- **Les défauts doubles** : ce sont deux défauts d'isolement phase-terre simultanés entre deux phases différentes d'un même réseau alimenté par un même transformateur sur des terres différentes éloignées géographiquement. Les défauts doubles font circuler dans les terres, à l'endroit des deux défauts, des courants élevés provoquant, par la même des montées en potentiel importantes.
- **Les défauts évolutifs** : c'est un défaut d'un type donné qui évolue vers un nouveau type dans un temps variable de quelques millisecondes à plusieurs centaines de millisecondes les plus fréquents sont :
 - ✓ Un défaut monophasé qui évolue en défaut polyphasé.
 - ✓ Un défaut monophasé qui évolue en défaut double.

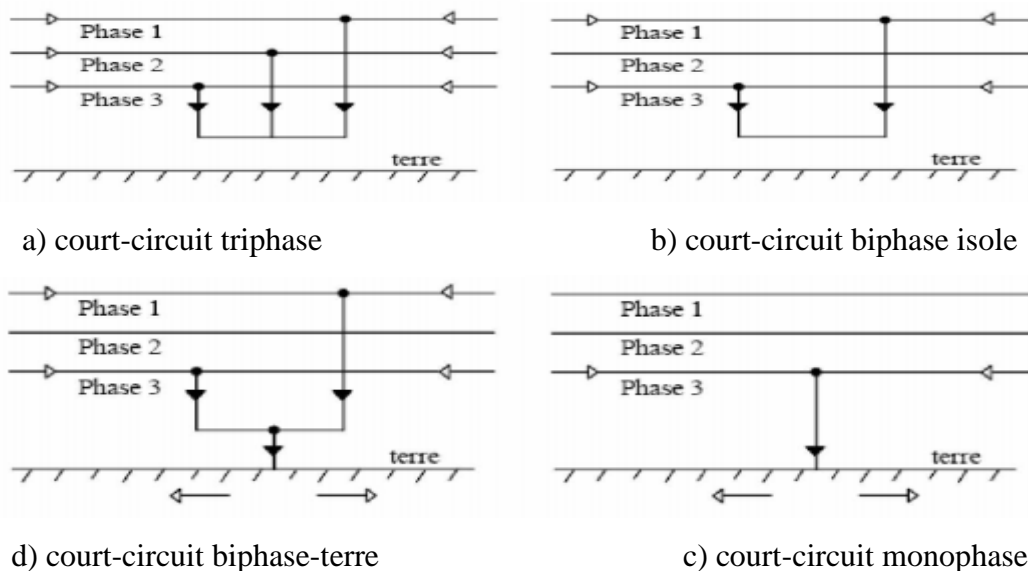


Fig.I.17. Schéma illustratif qui montre les différents types des courts-circuits

I.8 Nature

- **Courts-circuits fugitifs** : les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde). [8]
- **Courts-circuits permanents** : Ces courts-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine. [8]
- **Courts-circuits auto-extincteurs** : C'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique. [8]
- **Courts-circuits semi permanents** : Ces court-circuit exigent de disparaître une ou plusieurs coupures relativement à longueur du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation [8].

I.9 Durée des courts-circuits

Un défaut est toujours le résultat d'un manque d'isolement ; Si ce manque d'isolement est durable, le court-circuit est dit permanent dans le cas contraire est appelé fugitif [8].

I.10 Intensité du courant de court- circuit

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres [8].

I.11 Statistiques Sur Les Défauts :

La majorité des défauts sont des défauts monophasés à la terre dont beaucoup ont un caractère fugitif, c'est-à-dire qu'ils permettent de réenclencher le circuit avec succès. Le tableau ci-dessous donne une analyse statistique des défauts. [9]

Type de défaut	Pourcentage du total (%)
Phase-terre	83 %
Biphasé isolé	9 %
Biphasé-terre	5 %
triphasé isolé	1.5 %
triphasé -terre	1.5 %

Tableau.I.1 Pourcentage des défauts

Les causes principales des défauts sont :

- Foudre (50%) ;
- Verglas, vent (20%) ;
- Défaillance de l'équipement (10%) ;
- Divers : accident, vandalisme, etc. (20%).

I.12 Calcul du courant de court-circuit :

Le calcul des courants de court-circuit, permet de déterminer les niveaux et la répartition des courants de défaut sur les lignes et les nœuds, Ces valeurs permettent de dimensionner les éléments du réseau et de régler les seuils des protections. [10]

I.12.1 Méthode des impédances

La méthode des impédances permet de calculer avec une bonne précision tous les courants de court-circuit triphasés. La méthodologie de calcul basé sur trouver l'impédance équivalente au point de défaut.[10]

❖ Impédance de transformateur Z_T

En général l'impédance équivalente d'un transformateur de puissance est calculée par les formules suivantes :[10]

$$Z_T = \sqrt{(R_T)^2 + (X_T)^2} \quad (I.1)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_{cc} \times U_n^2}{1000 \times S_n^2} \quad (I.2)$$

$$X_T = \frac{\Delta U_{cc\%} \times U_n^2}{100 \times S_n} \quad (I.3)$$

R_T : résistance de transformateur en Ω

X_T : réactance de transformateur en Ω .

ΔP_{cc} : les pertes de court-circuit.

❖ Impédance d'alternateur Z_G

En général l'impédance équivalente d'un alternateur est calculée par les formules suivantes :[10]

$$R_G = 0$$

$$Z_G = X_G = \frac{\Delta U(\%) \times U_{nG}^2}{100 \times S_{nG}} \quad (I.4)$$

R_G : résistance d'alternateur en Ω

X_G : réactance d'alternateur en Ω

❖ Impédance d'une liaison électrique (ligne aérienne, câble)

En général l'impédance équivalente d'un système énergétique est calculée par les formules suivantes :[10]

$$Z_R = \sqrt{R_R^2 + X_R^2} \text{ (I.5)}$$

$$R_R = R_0 \times L \text{ (I.6)}$$

$$X_R = X_0 \times L \text{ (I.7)}$$

R_R : Résistance de réseau en Ω .

X_R : Réactance de réseau en Ω .

R_0 : Résistance linéique en Ω / Km .

X_0 : Réactance linéique en Ω / Km .

L : Longueur de la ligne en Km.

❖ Impédance d'un système énergétique

$$Z_{SY} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \text{ (I.8)}$$

S_{cc} : puissance de court-circuit à l'étage spécifié .

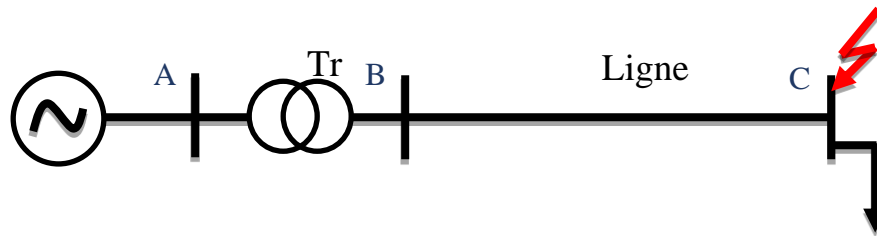


Fig.I.18. Schéma unifilaire du réseau

Représentation des impédances des éléments du réseau

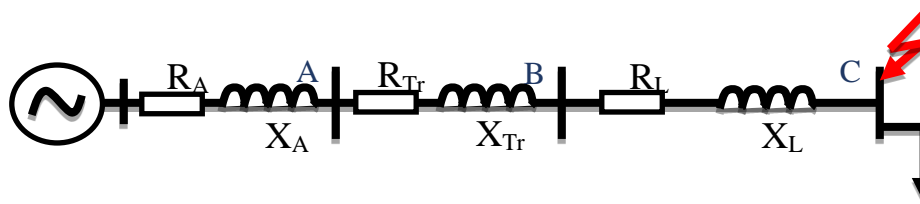


Fig.I.19. Schéma des impédances des éléments du réseau.

$$R_{eq} = R_A + R_T + R_L \text{ (I.9)}$$

$$X_{eq} = X_A + X_T + X_L \text{ (I.10)}$$

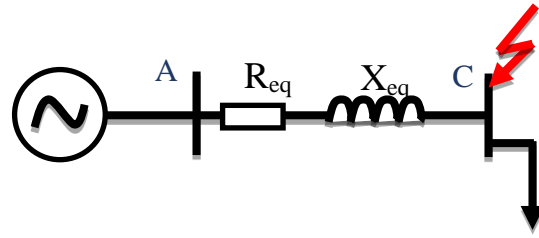


Fig.I.20. Schéma équivalente

Le courant de court-circuit au point de défaut est calculé par la relation suivante

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_{eq}} \quad (I. 11)$$

I.12.2 Théorie des composantes symétriques [19]

La définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire Figure.1.21.

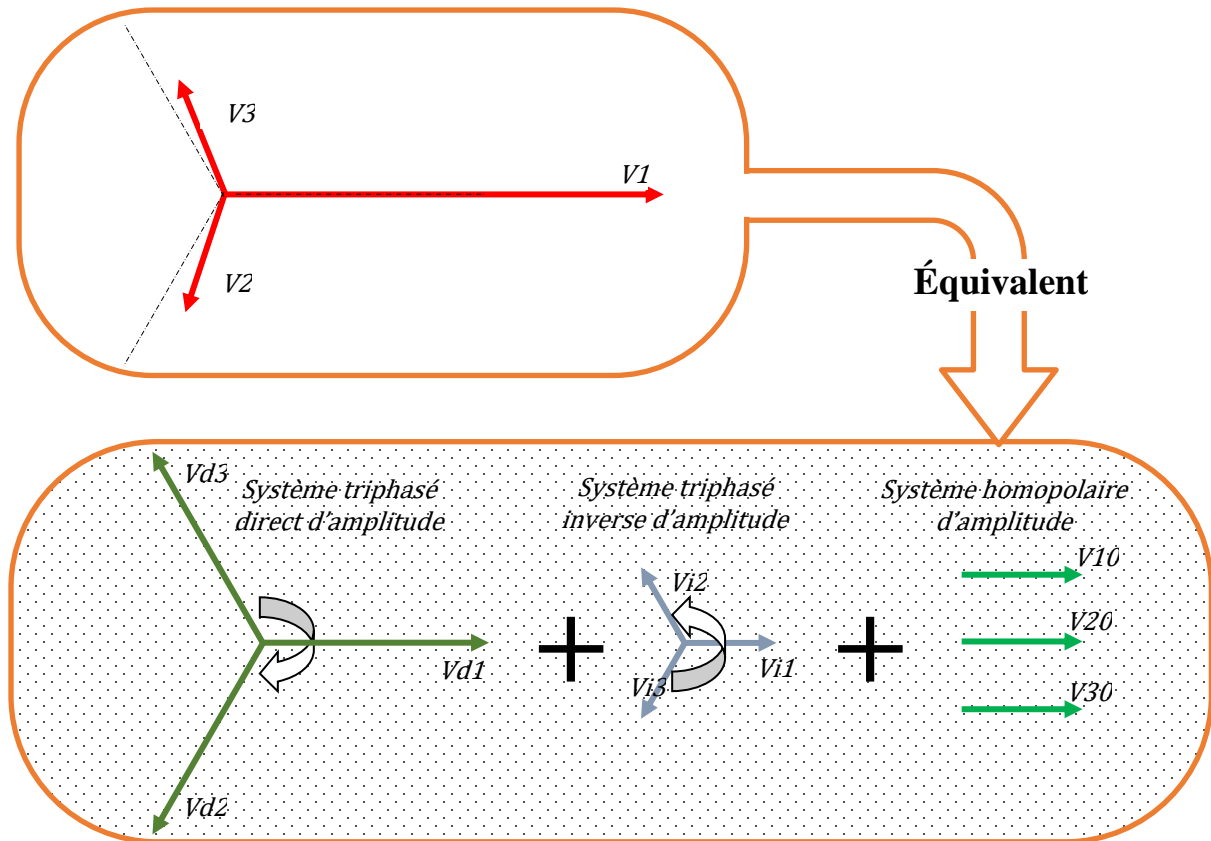


Fig.I.21. Construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire

Soit les trois composantes des trois phases V_1, V_2, V_3 , il exprimer comme suit :

$$\begin{cases} V_1 = V_1d + V_1i + V_10 \\ V_2 = V_2d + V_2i + V_20 \\ V_3 = V_3d + V_3i + V_30 \end{cases} \quad (\text{I.12})$$

Telle que :

V_d : composant direct, V_i : composant inverse, V_0 : composant homopolaire.

Il existe plusieurs méthodes pour décomposer ces trois tensions V_1, V_2, V_3 . On utilise un opérateur complexe définie par :

$$a = e^{j120} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (\text{I.13})$$

Le système Direct (Positif) : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° et ayant la même séquence que le système d'origine.[10]

En prenant le vecteur V_1 comme référence et sachant que l'opérateur (**a**)

Il vient alors :

$$\begin{cases} V_1d = V_d \\ V_2d = a^2 \times V_1d \\ V_3d = a \times V_1d \end{cases} \quad (\text{I.14})$$

Le système Inverse (Négatif) : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de 120° mais de séquence opposée au système d'origine.[10]

$$\begin{cases} V_1i = V_i \\ V_2i = a \times V_1i \\ V_3i = a^2 \times V_1i \end{cases} \quad (\text{I.15})$$

Le système homopolaire : ce système est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de phase, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original.[10]

$$V_10 = V_20 = V_30 = V_0 \quad (\text{I.16})$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs, peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon :[10]

$$\begin{cases} V_1 = V_1d + V_1i + V_10 \\ V_2 = a^2 \times V_1d + a \times V_1i + V_10 \\ V_3 = a \times V_1d + a^2 \times V_1i + V_10 \end{cases} \quad (\text{I.17})$$

Cette relation peut encore s'exprimer en matrice :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_d \\ V_i \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (I.18)$$

Et

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \quad (I.19)$$

Pour déterminer V_d, V_i et V_0 en fonction de V_1, V_2 et V_3 on a utilisé la matrice inverse $[T]^{-1}$

On aura : [7]

$$\begin{cases} V_d = \frac{1}{3}(V_1 + a \times V_2 + a^2 \times V_3) \\ V_b = \frac{1}{3}(V_1 + a^2 \times V_2 + a \times V_3) \\ V_c = \frac{1}{3}(V_1 + V_2 + V_3) \end{cases} \quad (I.20)$$

On peut de ce qui a précédé dire que le schéma équivalent monophasé pour les trois séquences et comme suit :

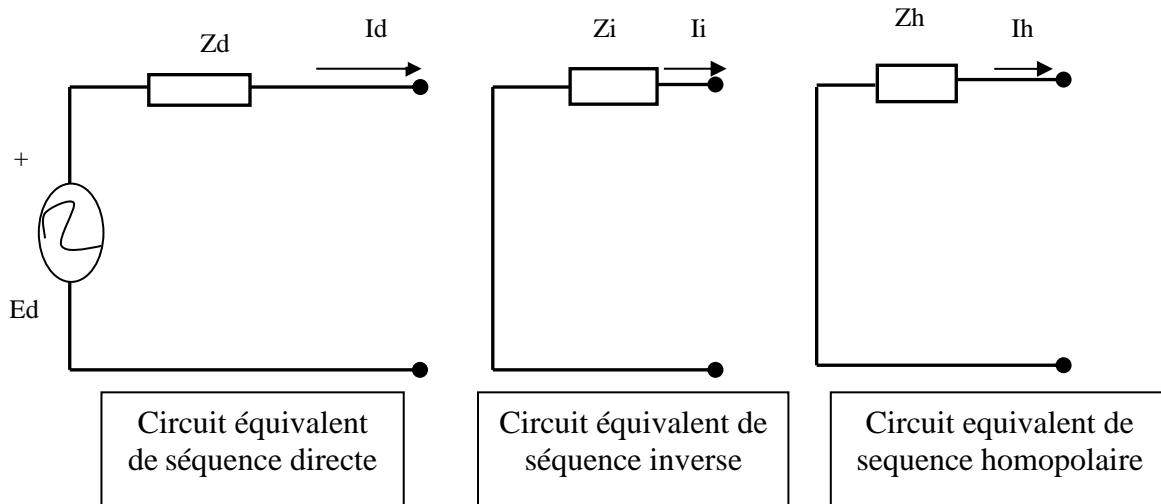


Fig. I.22 : Circuit équivalent des séquences.

$$\begin{cases} V_d = E_d - Z_d \times I_d \\ V_i = 0 - Z_i \times I_i \\ V_h = 0 - Z_h \times I_h \end{cases} \quad (I.21)$$

- Z_d, Z_i, Z_h les impédances équivalentes au réseau dans les trois systèmes.

I.13 Conclusion :

Dans la première partie de ce chapitre on a exposé les principaux éléments qui constituent le système de protection à savoir, les réducteurs de mesure, la technologie de relais, les principaux relais existant dans le système de protection désignés pour la protection contre les surintensités. Dans la deuxième partie on a présenté un aperçu sur les principaux défauts affectant les réseaux électriques à savoir les défauts symétriques et les défauts asymétriques. Le prochain chapitre sera consacré à présentés les principales sélectivités du système de protection.

Chapitre 2

Les Sélectivité d'un système de protection

II.1 Introduction

L'exploitation optimale de réseau électrique nécessite l'établissement d'un plan de protection efficace permettant d'assurer l'acheminement de l'Energie de centre de production vers les centres de consommation avec une qualité d'Energie conforme aux normes technique.

Cette tâche nécessite la coordination entre la protection de différents éléments ce qui permet d'assurer une continuité de service et protège les équipements

Dans ce chapitre on va voir les différentes méthodes de coordination et communication pour les différents relais électriques

II.2 Les critères technologiques :

La protection doit répondre à des critères normatifs très sévères tels que :[11]

- **Sélectivité** : Éliminer du réseau l'élément ou défaut et seulement celui-ci (la protection ne doit pas agir si le défaut est en dehors de sa zone de surveillance).
- **Rapidité** : Limiter les effets des perturbations, éviter les dégâts au niveau du matériel, sauvegarder la continuité du service.
- **Fiabilité** : Remplir son rôle sans défaillance à tout instant (probabilité de fonctionner au moment du défaut).
- **Autonomie** : Indépendant de son environnement du point de vue fonctionnement.
- **Insensibilité/précision** : Stable et ne réagit pas aux anomalies de fonctionnement du réseau autres que celles pour laquelle il doit agir.
- **Sensibilité** : Doit réagir aux défauts résistants affectant le réseau dans les limites des réglages affichés.
- **Consommation faible** : Prélevée sur les réducteurs de mesures

II.3 Sélectivité :

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité : il consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau. Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique [1] :

- Sélectivité chronométrique par le temps,
- Sélectivité ampèremétrique par les courants,

- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique,
- Sélectivité par utilisation de protections directionnelles,
- Sélectivité par utilisation de protections différentielles,
- Sélectivités combinées afin d'assurer une meilleure performance globale (technique et économique), ou un niveau de secours (back-up).

II.3.1 Sélectivité chronométrique par le temps

- **Principe**

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue. Ainsi, sur le schéma (Fig. II.1), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B. Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.[12]

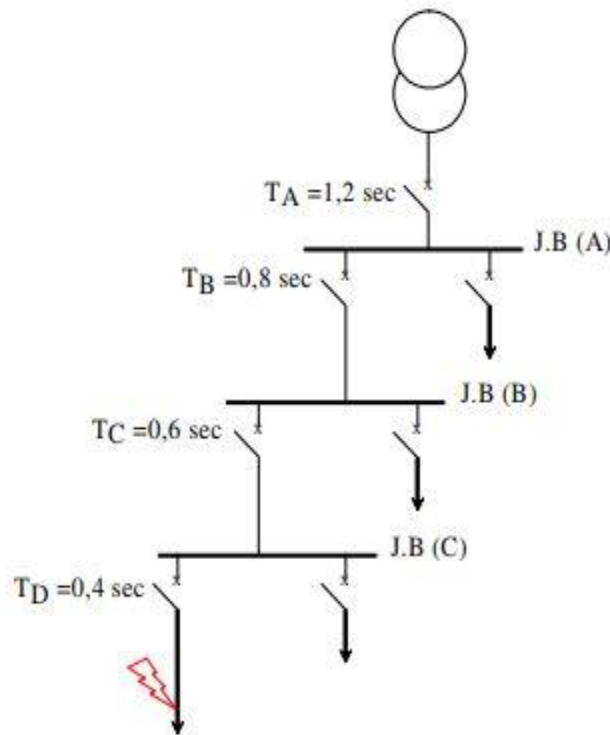


Fig. II.1 - Principe de la sélectivité chronométrique.

✓ *Avantages*

Ce système de sélectivité a deux avantages :

- Il assure son propre secours ; par exemple si la protection D est défailante, la protection C est activée ΔT plus tard,
- Il est simple.

✓ *Inconvénients*

- Lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont a la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit.

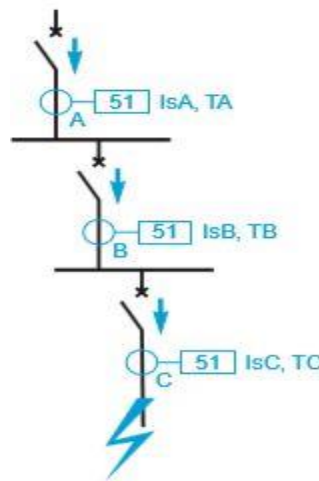


Fig.II.2 : réseau en antenne avec sélectivité chronométrique

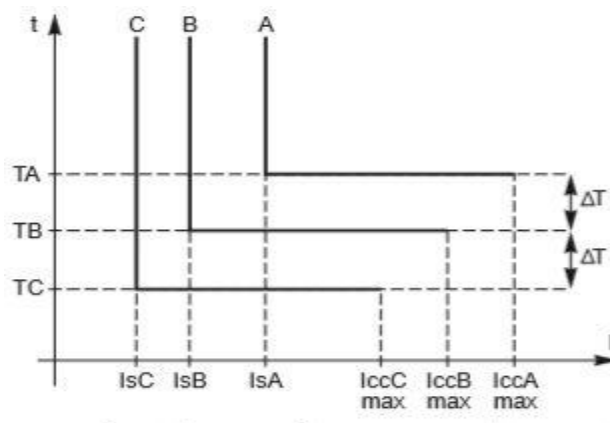


Fig.II.3 : sélectivité chronométrique avec relais à temps indépendant

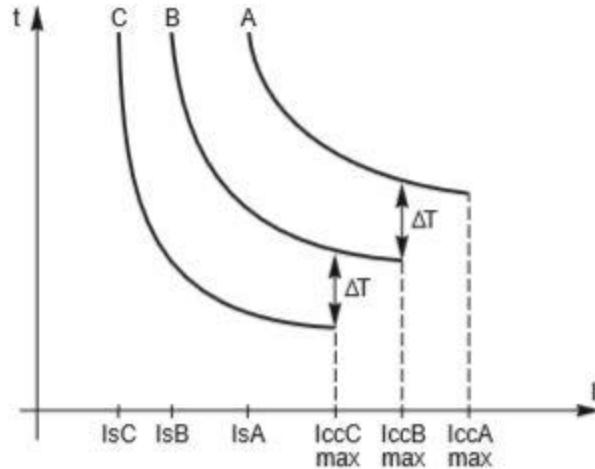


Fig. II.4 : sélectivité chronométrique avec relais à temps dépendant

II.3.2 Sélectivité ampèremétrique par les courants

Pour assurer une sélectivité de type ampèremétrique, la grandeur à contrôler est le courant. Un courant de circuit est d'autant plus faible sur un réseau que le point de défaut est éloigné de la source. Théoriquement, la sélectivité peut être obtenue par l'ajustement du seuil des dispositifs de protection au courant de court-circuit prévisible, selon leur emplacement dans la distribution (Figure II.5). [13]

Il n'y a pas de délai de fonctionnement (instantané) pour ce type de sélectivité, chaque protection étant indépendante des autres. Ce type est fréquemment utilisé en BTA terminale. En revanche, il est plus absent en HTA du fait que les variations d'un courant de court-circuit entre deux points sont trop peu significatives (les impédances de liaison étant négligeables) et la sélectivité alors seulement partielle.[13]

Il est à noter toutefois que, généralement en HT, un défaut d'impédance évolue très rapidement en défaut franc.[13]

L'inconvénient majeur de cette sélectivité est qu'il n'existe pas de secours de l'aval par l'amont (pas de redondance). Le handicap essentiel de la sélectivité ampèremétrique est que le seuil de protection est d'autant plus élevé que cette dernière est proche de la source, d'où des risques de dégâts plus significatifs. Elle ne permet donc pas de souvent atteindre l'objectif sûreté du fait qu'elle privilégie la sécurité. L'exemple d'application le plus intéressant est le cas de deux sections de lignes séparées par un transformateur [13]:

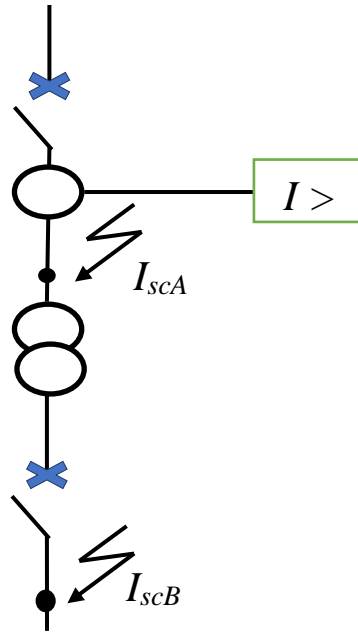


Fig II.5 Deux sections de lignes séparées par un transformateur

La protection des surintensités est fixée à un seuil I_{set} tel que :

$$I_{sc,max,B} < I_{set} < 0.8 I_{sc2,min,A}$$

$I_{sc,max,B}$: maximum de courant de court-circuit au point B (généralement court-circuit triphasé symétrique) recalculé pour le niveau de tension en amont.

$I_{sc2,min,A}$: minimum de courant de court-circuit au point A (généralement le court-circuit entre phase).

II.3.3 Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique

- **Principe** [14]

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique. Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut (Fig. II.6).

L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source.

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

Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :

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

Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

L'avantage majeur de cette protection c'est que Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protections en cascade. Par contre, Ce dispositif nécessite la transmission des signaux logiques entre les différents étages de protection, donc l'installation de filerie supplémentaire, cette contrainte est forte lorsque les protections sont éloignées, par exemple dans le cas de liaisons longues (plusieurs centaines de mètres).

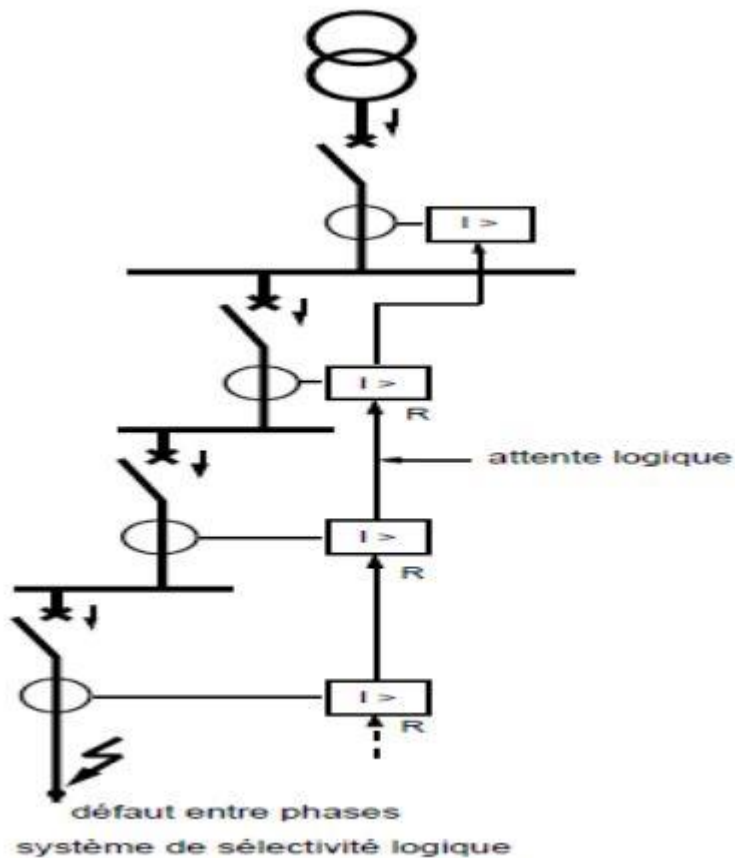


Fig. II.6 : principe de la sélectivité logique.

✓ Avantages

Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de Sélectivité, et du nombre de protections en cascade. Ainsi est-il possible d'obtenir la sélectivité entre une protection amont de temporisation faible et une protection aval de temporisation élevée ; on peut par exemple prévoir une temporisation plus réduite à la source que près des récepteurs. De plus, ce système intègre par conception un secours.

✓ Inconvénients

Ce dispositif nécessite la transmission des signaux logiques entre les différents étages de protection, donc l'installation de filerie supplémentaire ; cette contrainte est forte lorsque les protections sont éloignées, par exemple dans le cas de liaisons longues (plusieurs centaines de mètres).

Aussi peut-on tourner la difficulté en faisant de la combinaison de fonctions : sélectivité logique au niveau de tableaux proches, et sélectivité chronométrique entre zone éloignées (se reporter au chapitre sélectivités combinées logique + chronométrique).

II.3.4 Sélectivité par utilisation de protections différentielle

En l'absence de défaut, en principe, les courants entrant dans chaque élément d'une installation de distribution électrique sont égaux, phase à phase, à ceux qui en sortent. Le rôle de la protection différentielle est de contrôler ces égalités, de mesurer la différence éventuelle entre deux courants (due à un défaut) et, pour un seuil prédéterminé, de donner un ordre de déclenchement. [10]

• Principe :

Ces protections comparent les courants aux deux extrémités du tronçon de réseau surveillé voire la figure II.7.

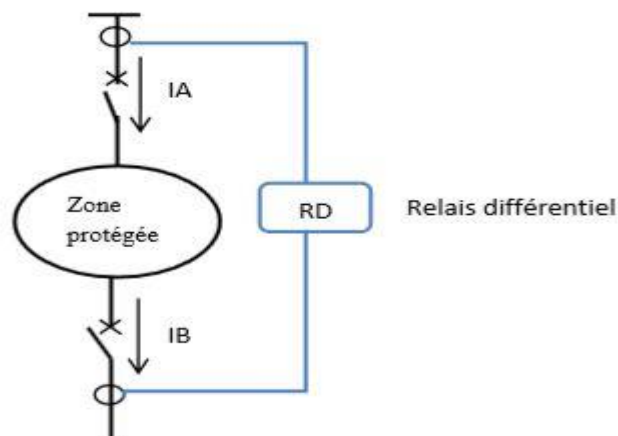


Fig. II.7. Principe de la protection différentielle.

- **Mode de fonctionnement :**[10]

Toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut : la protection ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe. Elle est donc sélective par nature.

Le fonctionnement est possible à condition d'utiliser des transformateurs de courant spécifiquement dimensionnés, rendant insensible la protection aux autres phénomènes. La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté :

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

- ✓ **Avantage**

- Protection sensible à des valeurs de courants de défaut inférieures au courant nominal de l'élément protégé.
- Protection de zone qui peut déclencher instantanément.

- ✓ **Inconvénients**

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

II.3.5 Sélectivité par protection directionnelle

- **Principe :**

Dans un réseau bouclé, ou un défaut est alimenté par les deux extrémités, il faut utiliser des protections sensibles au sens de circulation du courant de défaut, pour pouvoir le localiser et l'éliminer de façon sélective. On utilise pour cela des protections à maximum de courant directionnel. Nous allons étudier un exemple de sélectivité directionnelle pour les défauts entre phases d'un réseau à deux arrivées en parallèle. [10]

Exemple d'utilisation de protections directionnelles :

La figure II.8. Est représenté un exemple de l'application de protection directionnelle à deux arrivées.

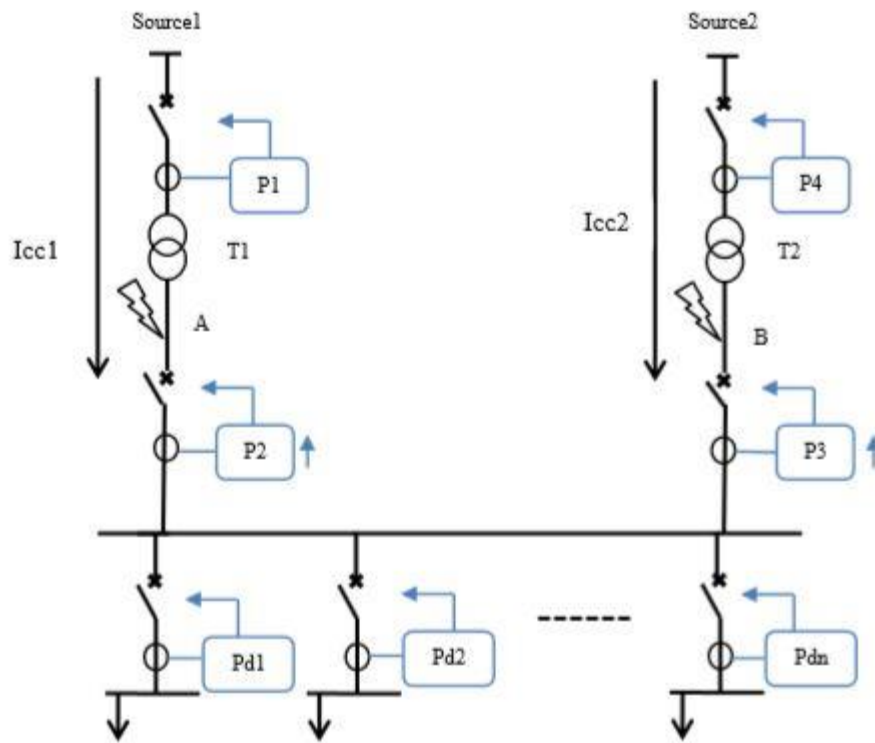


Fig. II.8. Exemple de deux arrivées en parallèle.

P1, P4 : protection à maximum de courant phase.

P2, P3 : protection à maximum de courant directionnel.

Pd1, Pd2, ..., Pdn : protection à maximum de courant phase.

↑ : Sens de détection du courant de défaut pour la protection directionnel.

Objectif : [7] assurer la continuité de service lors d'un défaut au niveau de transformateurs 1 ou 2.

- Pour un défaut ou point A, les deux courants de court-circuit I_{cc1} et I_{cc2} s'établissent simultanément.
- Les quatre protections P1, P2, P3, P4 sont traversées pour les courants de court-circuit.
- La protection P3 n'est pas activée car elle est traversée par un courant circulant dans le sens opposé à son sens de détection P3.
- La protection P2 est activée car elle est traversée par un courant circulant dans le sens de sa détection elle provoque le déclenchement de disjoncteur associée.
- Le déclenchement de ce disjoncteur provoque la coupure du courant de court-circuit I_{cc2} .

- La protection P1 provoque le déclenchement de disjoncteur associée car la temporisation bien déterminer ($tdP1 < tdP4$), donc le courant de court-circuit I_{cc1} est coupée.
 - La protection P4 n'est pas activée car les courant de court-circuit I_{cc1} et I_{cc2} est coupée.
 - Les mêmes étapes pour le défaut ou point B.
- ✓ **Avantage :**
- La solution employée est simple et utilisable dans de nombreux cas.
- ✓ **Inconvénient**
- Le dispositif nécessite l'utilisation de transformateurs de tension qui serviront de référence de phase pour la détermination du sens du courant.

II.3.6 Sélectivités combinées :

Une sélectivité mixte est une combinaison de fonctions élémentaires de sélectivité procurant des avantages complémentaires aux sélectivités simples : [1]

- ✓ Sélectivité totale,
- ✓ Redondance ou secours.

Plusieurs exemples pratiques d'application par association de sélectivités sont explicités :

- ✓ Ampèremétrique + chronométrique,
- ✓ Logique + chronométrique,
- ✓ Chronométrique + directionnelle,
- ✓ Logique + directionnelle,
- ✓ Différentielle + chronométrique.

II.3.6.1 Sélectivités ampèremétrique + chronométrique :

L'exemple montre que l'on définit à la fois :

- ✓ Une sélectivité ampèremétrique entre A1 et B,
- ✓ Une sélectivité chronométrique entre A2 et B.

On obtient alors une sélectivité totale, et la protection en A assuré le secours de la protection B.

[1]

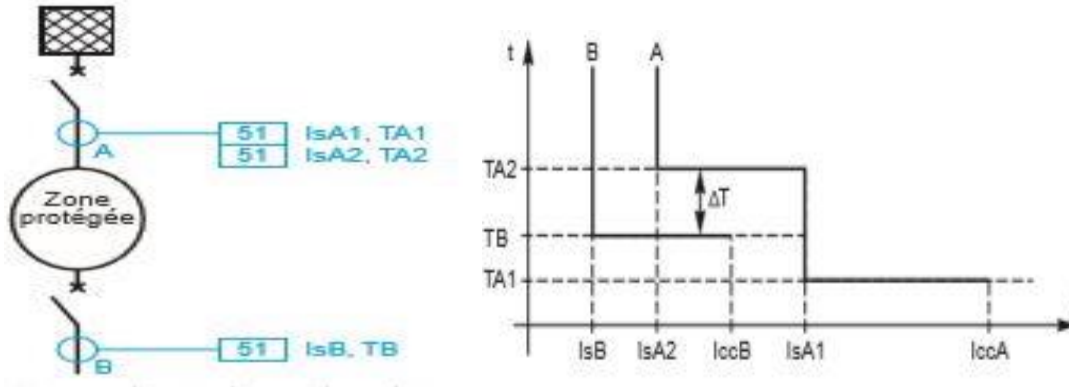


Fig. II.9 : sélectivités ampèremétrique + chronométrique

II.3.6.2 Sélectivités logiques + secours chronométrique :

L'exemple montre que l'on définit à la fois : [1]

- ✓ Une sélectivité logique entre A1 et B,
- ✓ Une sélectivité chronométrique entre A2 et B.

La protection A2 assure alors un secours de la protection A1, si celle-ci est défaillante du fait d'un défaut d'attente logique (ordre d'attente permanent).

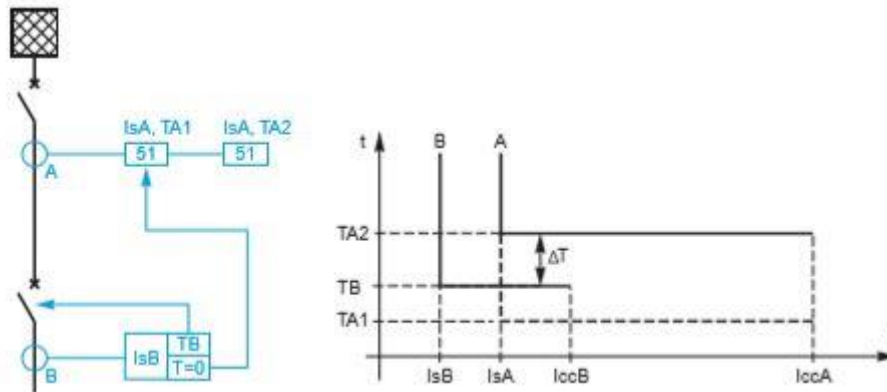


Fig. II.10: sélectivités logiques + secours chronométrique

II.3.6.3 Sélectivité mixte, logique + chronométrique :

L'exemple montre que l'on définit à la fois : [1]

- ✓ Une sélectivité logique à l'intérieur d'un tableau (A et B d'une part, C et D d'autre part),
- ✓ Une sélectivité chronométrique entre les deux tableaux B et D, avec $TB = TD + \Delta T$.

Il n'est pas nécessaire d'installer une liaison de transmission de signaux logiques entre deux tableaux éloignés.

Les temporisations des déclenchements sont réduites par comparaison à une simple sélectivité chronométrique.

- ✓ De plus, il faut prévoir un secours chronométrique en A et C (se reporter au paragraphe ci-dessus).

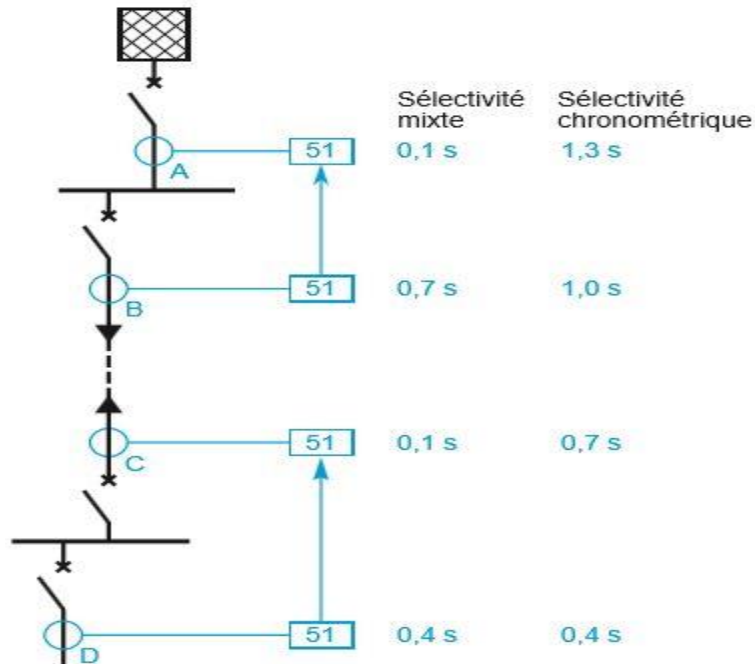


Fig. II.11 : comparaison des temps de déclenchement entre sélectivité mixte et sélectivité chronométrique

II.3.6.4 Sélectivités chronométriques + directionnelle :

D1 et D2 sont équipés de protections directionnelles faiblement temporisées, H1 et H2 sont équipés de protections à maximum de courant temporisées. En cas de défaut au point 1, seules les protections de D1 (directionnelle), H1 et H2 voient le défaut. La protection sur D2 ne le voit pas, en raison de son sens de détection. D1 s'ouvre. La protection de H2 se désexcite, H1 s'ouvre et ainsi le tronçon en défaut H1-D1 est isolé. [1]

$$TH1 = TH2$$

$$TD1 = TD2$$

$$TH = TD + \Delta T$$

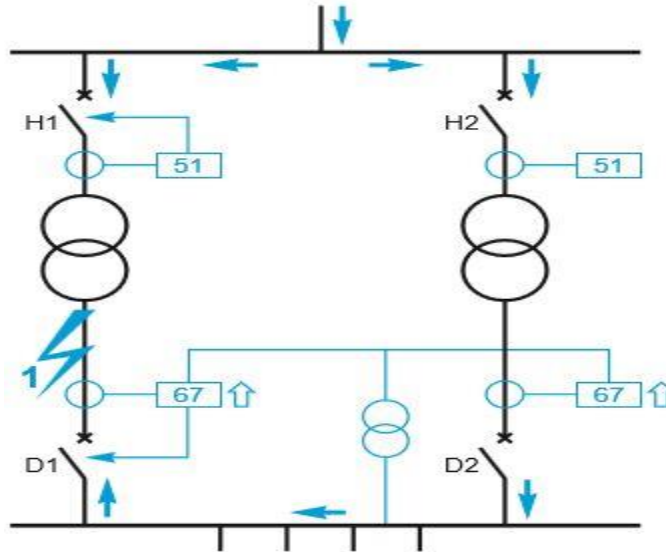


Fig. II.12: sélectivité chronométrique + directionnelle

II.3.6.5 Sélectivités logiques + directionnelle :

L'exemple montre que l'orientation des ordres d'attente logique est dépendante du sens d'écoulement du courant. Ce principe est utilisé pour le couplage de deux jeux de barres et pour les boucles fermées. [1]

Défaut côté D2 :

- ✓ Ouverture en D2 et B,
- ✓ D1 est bloqué par B (AL : attente logique).

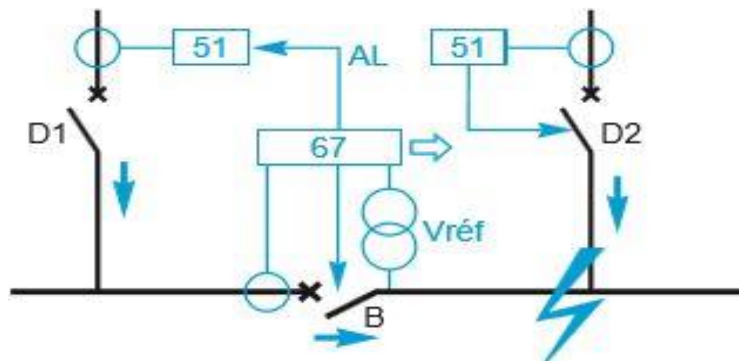


Fig. II.13 : sélectivité logique + directionnelle

Défaut côté D1 :

- ✓ Ouverture en D1 et B,
- ✓ D2 est bloqué par B (AL : attente logique).

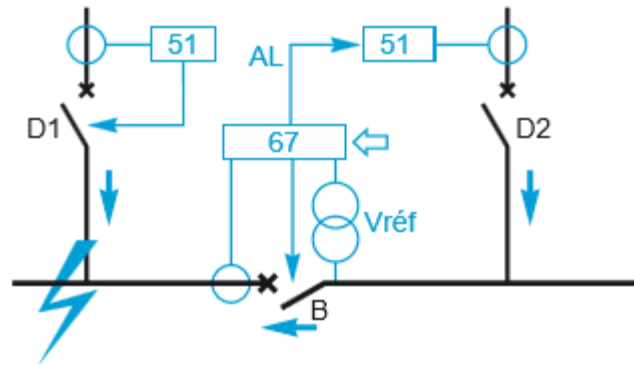


Fig. II.14 : sélectivité logique + directionnelle

II.3.6.6 Sélectivité différentielle + chronométrique

L'exemple montre que l'on définit à la fois :

- ✓ Une protection différentielle instantanée,
- ✓ Une protection de courant de phase ou de terre en A en secours de la protection différentielle,
- ✓ Une protection de courant en B pour protéger la zone située en aval,
- ✓ Une sélectivité chronométrique entre les protections en A et B, avec $T_A = T_B + \Delta T$.

De la sorte, on assure un secours de la protection différentielle, mais des transformateurs de courant à deux enroulements sont parfois nécessaires.

Remarque : la sélectivité chronométrique peut être remplacée par la sélectivité logique.

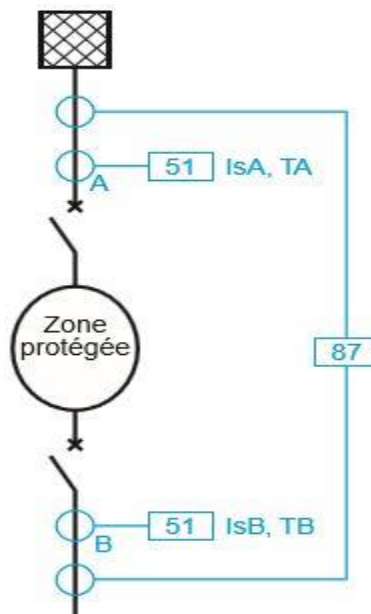


Fig. II.15 : sélectivité différentielle + chronométrique

II.4 Synthèse d'emploi des différents types de protections :[5]

Type	Applications principales
Ampèremétrique	<ul style="list-style-type: none"> • Entre amont et aval d'un transformateur
Chronométrique	<ul style="list-style-type: none"> • Entre deux sous stations
Logique	<ul style="list-style-type: none"> • Entre arrivées et départs d'un même tableau • Entre amont et aval d'un transformateur • Entre deux sous stations lorsque la liaison logique peut être installée
Différentielle	<ul style="list-style-type: none"> • Sur tout élément pour lequel la sécurité doit être maximale (câble, machine,)
Directionnelle	<ul style="list-style-type: none"> • Sur liaisons, alternateurs, transformateurs fonctionnant en parallèle • Sur départs à fort courant capacitif • Sur réseaux ayant plusieurs points neutres • Sur réseaux à neutre compensé
Mini d'impédance (de distance)	<ul style="list-style-type: none"> • Pour les réseaux maillés (transport d'énergie)

Tableau.II.1 différents types de sélectivité et application

II.5 Exemple dans le poste Sonelgaz en cas défaut



Fig.II.16 transformateurs de puissance



Fig.II.17 ligne coordonné avec sectionnaire

II.6 Exemple de sélectivité dans poste GRTE Biskra 220KV/60KV/30KV :

Dans le poste GRTE, travée ligne 60 KV protéger par deux protections configurer par sélectivité chronométrique :

- La première protection : protection distance
- La deuxième protection(secoure) : protection maximum de courant

En cas défaillance la première protection, la deuxième protection fonctionnée à l'ouverture de disjoncteur

Programmation de protection :

La protection maximum de courant programmer avec plus de temps de protection distance par la zone quatrième (2.5 s dans le poste GRTE).

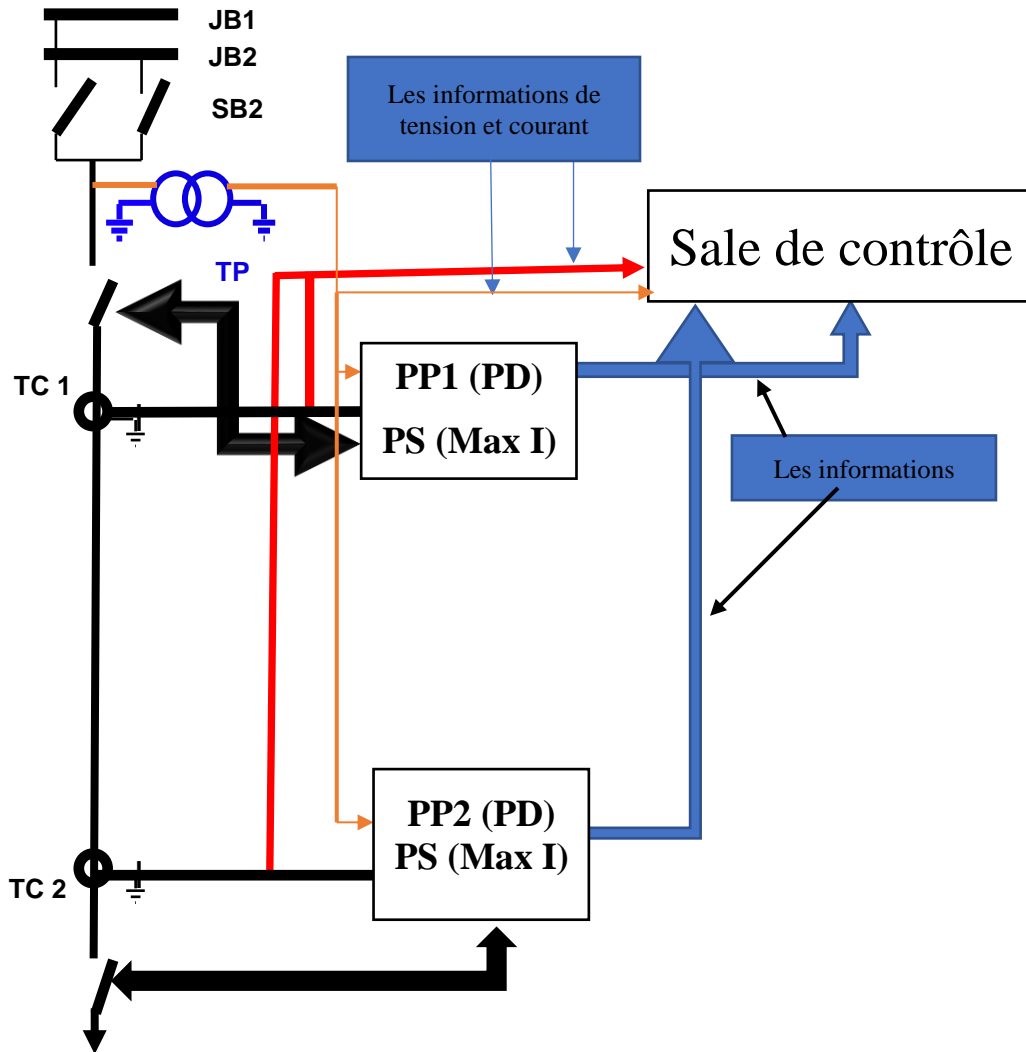


Fig.II.18 Schéma de sélectivité chronométrique

II.7 Conclusion

Le concept sélectivité des protections a été introduit et les grands critères de coordination des relais en particulier relais à maximum de courant ont été aussi présentés. Ce chapitre se termine par donner un exemple sur l'application de la sélectivité chronométrique dans le poste GRTE travée d'une ligne 60 kV. Vue la difficulté techniques rencontré par les experts spécialisés dans le domaine de protection des réseaux électriques en termes de coordination entre les relais pour réduire le temps de déclenchement des relais primaires et la nécessité d'élaborer des outils de calculs, le prochain chapitre sera consacré à exposé en bref quelques méthodes d'optimisation permettant l'optimisation des relais à maximum de courant directionnels installés dans un réseau bouclé.

Chapitre 3

Méthodes d'Optimisation Métaheuristiques

III.1 Introduction

Dans la nature, plusieurs espèces sont caractérisées par le comportement social. Les bancs de poissons, les nuées d'oiseaux, et les troupeaux d'animaux terrestres, sont le résultat du besoin biologique qui leur pousse à vivre en groupe.

Ce comportement est également une des principales caractéristiques des insectes sociaux (abeilles, termites, fourmis...). De ces principes-là, les chercheurs se sont inspirés pour développer des méthodes basées sur les comportements de ces animaux, et ont donné naissance à ce que l'on appelle par Métaheuristique.

Ce mot concerne toutes les méthodes qui modélisent l'interaction des agents (animaux) qui sont en mesure de s'autoorganiser. Elles représentent des méthodes de résolution de problème combinatoires qui consistent à répéter certains processus jusqu'à obtenir la solution optimale. Les chercheurs se heurtent quotidiennement à des problèmes de complexité grandissante, qui surgissent dans des secteurs très divers, comme l'écoulement de puissance optimale, la conception de systèmes de commande et le problème de l'optimisation de réglage de relais de protection etc. [15]

Le problème à résoudre peut souvent être considéré comme un problème d'optimisation dans lequel on définit une ou plusieurs fonctions objectives, ou fonctions de coût, que l'on cherche à minimiser (ou maximiser) par rapport à l'ensemble des paramètres concernés. [15]

Les méthodes classiques ou encore déterministes sont basées sur les caractéristiques mathématiques de la fonction à optimiser à savoir la dérivée, le gradient, le hessien... etc ; la résolution d'un tel problème a conduit les chercheurs à proposer des méthodes de résolution de plus en plus performantes notamment pour les problèmes d'optimisation à grande complexité, parmi lesquelles on peut citer les métaheuristiques. [15]

Ces dernières qui comprennent notamment, les algorithmes d'optimisation par essaim de particules, les algorithmes génétiques la méthode du recuit simulé (Kirkpatrick et al., 1983), la méthode de recherche Tabou (Glover, 1989), réseau de neurone, présentent des caractéristiques communes, qui sont : [15]

Raisonnement par analogie avec les systèmes réels physique, biologie, éthologie, . . . etc.

Stochastiques.

Et partagent aussi les mêmes inconvénients :

Difficulté de réglage des paramètres de la méthode.

Temps de calcul élevé.

III.2 Définition de la méthode heuristique

L'heuristique est une méthode, conçue pour un problème d'optimisation donné, qui produit une solution non nécessairement optimale lorsqu'on lui fournit une instance de ce problème.[16]

III.3 Définition de la méta-heuristique

La méta-heuristique, c'est un verbalisme se compose de deux mots grecs méta « au-delà », heuristique « Trouver ». Les méta-heuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent vers un optimum global, c'est-à-dire l'extremum global d'une fonction, par échantillonnage d'une fonction objectif. Elles se comportent comme des algorithmes de recherche, tentant d'apprendre les caractéristiques d'un problème afin d'en trouver une approximation de la meilleure solution (d'une manière proche des algorithmes d'approximation) ce verbalisme utilisé pour exprimer une méthode d'optimisation dit global, ces méthode inspiré par la théorie d'évolution darwinien, ces méthodes simule les comportements des animaux ou des insectes, les premières méta-heuristiques datent des années 1980. Elles sont utilisées généralement quand les méthodes classiques (mathématiques) ont échoué de trouver la solution souhaitée, leur efficacité n'est pas toujours garantie. Une méta-heuristique est un algorithme d'optimisation visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficile (souvent issus des domaines de la recherche opérationnelle, de l'ingénierie ou de l'intelligence artificielle) pour lesquels on ne connaît pas de méthode classique plus efficace.[16]

III.4 CLASSIFICATION DES METHODES META-HEURISTIQUES

Les méthodes méta-heuristiques pouvant classés selon plusieurs types :[16]

- Selon qu'elles s'inspirent de phénomènes naturels ou non
- Selon qu'elles sont travaillent avec une population de solution ou qui ne manipulent qu'une seule solution à la fois
- Dynamique vs une fonction objectif statique
- Utilisation de mémoire à long terme vs mémoire à court terme
- Selon leur manière d'utilisation la fonction objective.

Le figure (III.1) donne une classification de la méthode d'optimisation selon leurs phénomènes d'inspiration :

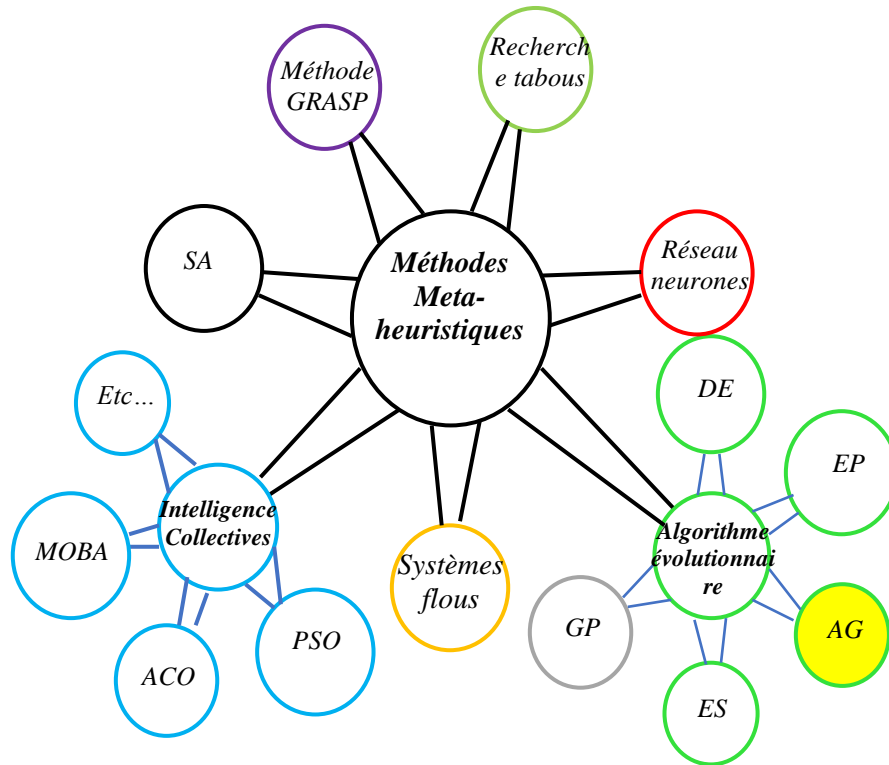


Fig.III.1 Classification des méta-heuristiques selon phénomène d'inspiration.

III.5 DEFINITION D'UNE METHODE D'OPTIMISATION

L'optimisation est un processus pour mettre quelque chose mieux, un problème d'optimisation est défini par un ensemble de variables, une fonction objective et un ensemble de contraintes. L'espace de recherche est l'ensemble des solutions possibles du problème. Résoudre un problème d'optimisation consiste à trouver la ou les meilleures solutions (en minimisant et/ou maximisant la/les fonctions objectifs du problème posé), tout en satisfaisant un ensemble de contraintes définies par l'utilisateur. En général le problème d'optimisation peut être formalisé sous la forme suivante :[16]

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Type d'optimisation } \{f(x), x \in \Omega\} \\ \text{avec(sous)} \\ g(x) = 0 \\ \text{et} \\ h(x) \leq 0 \end{array} \right. \quad (\text{III.1})$$

Type de d'optimisation : min ou max ;

f : La fonction objective ;

Ω : L'espace de recherche ;

g : Fonction des contraintes d'égalité

h : Fonction des contraintes d'inégalité.

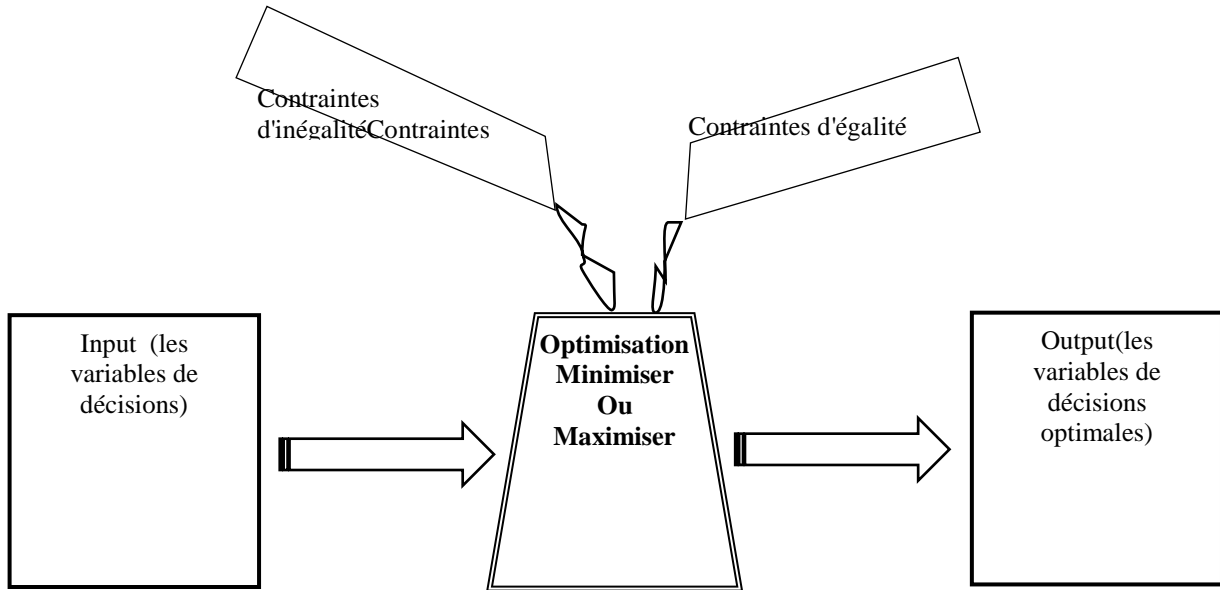


Fig.III.2. Schéma simplifié du mécanisme de fonctionnement d'un problème d'optimisation.

III.5.1 Algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques (GA : Genetic Algorithms) sont, sans conteste, la technique la plus populaire et la plus largement utilisée des EAs. Les origines de ces algorithmes remontent au début des années 1970, avec les travaux de John Holland et ses élèves à l'Université du Michigan sur les systèmes adaptatifs [Holland, 1975]. L'ouvrage de référence de David E. Goldberg [Goldberg, 1989] a fortement participé à leur essor. Ces algorithmes se détachent en grande partie par la représentation des données du génotype, initialement sous forme d'un vecteur binaire et plus généralement sous forme d'une chaîne de caractères.[15]

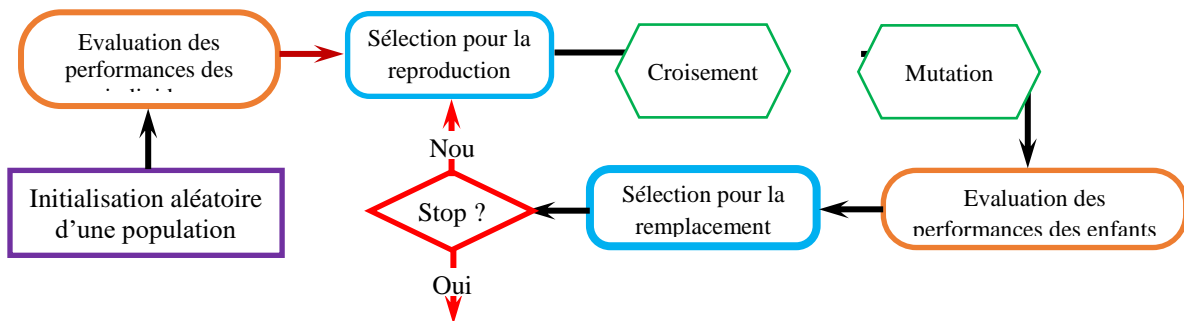


Fig.III.3. Organigramme de l'algorithme évolutionnaire simple

Chaque étape de algorithmes génétiques GA est associée à un opérateur décrivant la façon de manipuler les individus :[15]

– **Sélection** : Pour déterminer quels individus sont plus enclins à se reproduire, une sélection est opérée. Il existe plusieurs techniques de sélection, les principales utilisées sont la sélection par tirage à la roulette (roulette-wheel selection), la sélection par tournoi (tournament selection), la sélection par rang (ranking selection), etc [Goldberg & Deb, 1991;Blickle&Thiele, 1995].

– **Croisement** : L'opérateur de croisement combine les caractéristiques d'un ensemble d'individus parents (généralement deux) préalablement sélectionnés, et génère de nouveaux individus enfants. Là encore, il existe de nombreux opérateurs de croisement, par exemple le croisement en un point, le croisement en n-points ($n \geq 2$) et le croisement uniforme (Le croisement uniforme peut être vu comme un croisement multi-points dont le nombre de coupures est déterminé aléatoirement au cours de l'opération) .

– **Mutation** : Les descendants sont mutés, c'est-à-dire que l'on modifie aléatoirement une partie de leur génotype, selon l'opérateur de mutation.

– **Remplacement** : Le remplacement (ou sélection des survivants), comme son nom l'indique, remplace certains des parents par certains des descendants. Le plus simple est de prendre les meilleurs individus de la population, en fonction de leurs performances respectives, afin de former une nouvelle population (typiquement de la même taille qu'au début de l'itération).

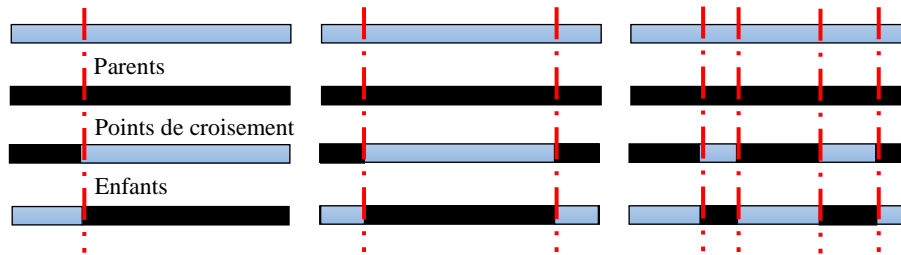


Fig.III.4. Représentation de l'opération de croisement

Exemples de croisement : (a) croisement simple en un point, (b) croisement en deux points, (c) croisement uniforme

III.5.1.1 Codage et population initiale

Premièrement, il faut représenter les différents états possibles de la variable dont on cherche la valeur optimale sous forme utilisable pour un (AG): c'est le codage. Cela permet d'établir une connexion entre la valeur de la variable et les individus de la population de manière à imiter la

transcription génotype-phénotype qui existe dans le monde vivant. Il existe principalement trois types de codage : le codage binaire, le codage réel et le codage en base n.

III.5.1.2 Codage binaire

Ce codage a été le premier à être utilisé dans le domaine des (AG). Il présente plusieurs avantages : alphabet minimum $\{0,1\}$, facilité de mise en point d'opérateurs génétiques. Néanmoins ce type de codage présente quelques inconvénients parmi lesquels on cite :

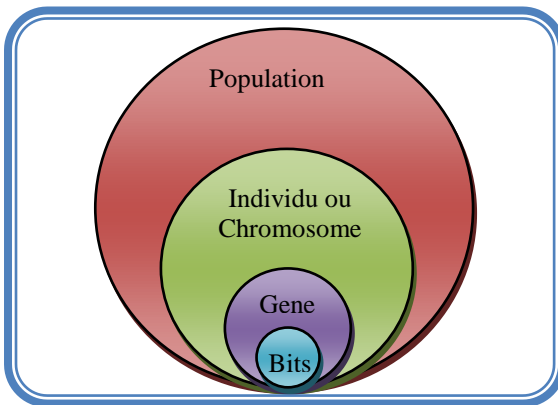


Fig.III.5 les quatre niveaux d'organisation des AG

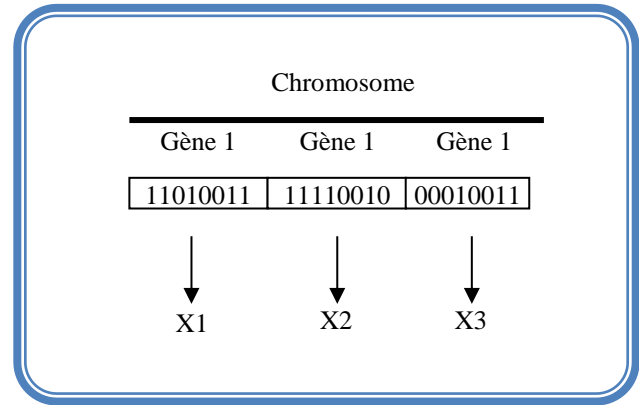


Fig.III.6 Illustration du codage des variables

Les performances de l'algorithme sont dégradées devant les problèmes d'optimisation de grande dimension à haute précision numérique. Pour de tels problèmes, les (AG) basés sur les chaînes binaires ont de faibles performances.

La distance de Hamming entre deux nombres voisins (nombre de bits différents) peut être assez grande dans le codage binaire : l'entier 7 correspond à la chaîne 0111 et la chaîne 1000 correspond à l'entier 8. Or la distance de hamming entre ces deux chaînes est de 4, ce qui crée bien souvent une convergence, et non pas l'obtention de la valeur optimale.

III.5.1.3 Codage réel

Il a le mérite d'être simple. Chaque chromosome est en fait un vecteur dont les composantes sont les paramètres du processus d'optimisation. Par exemple, si on recherche l'optimum d'une fonction de n variables $f(x_1, x_1, \dots, x_{n-1},)$ on peut utiliser tout simplement un chromosome contenant les n variables :

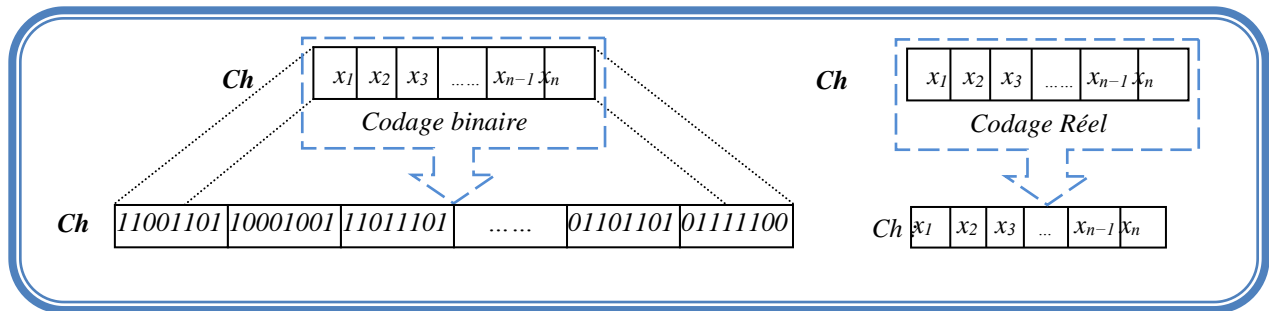


Fig.III.7. Le codage réel et le codage binaire

Avec ce type de codage la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcoding (du binaire vers le réel). Les résultats donnés par Michalewicz (Michalewicz, 1992) montrent que la représentation réelle aboutit souvent à une meilleure précision et un gain important en termes de temps d'exécution.

III.5.2 Principe de fonctionnement de PSO

L'Optimisation par Essaim de Particule (PSO) a été proposée pour la première fois par Kennedy et Eberhart en 1995[15] et est inspirée du comportement social des animaux évoluant en essaim tels que les oiseaux, les poissons et les groupes d'insectes de telle sorte l'algorithme (PSO) inspire sa stratégie de la cohésion chez ces groupes, en effet l'expérience de l'individu s'ajoute à l'expérience de groupe afin d'arriver à la source de nourriture.

On peut observer que chaque particule de l'essaim a une intelligence limitée et une connaissance seulement locale de sa situation dans l'essaim en plus chaque particule n'a pour connaissance que la position et la vitesse de ses plus proches voisins.

Chaque individu utilise donc, non seulement, sa propre mémoire, mais aussi l'information locale sur ses plus proches voisins pour décider de son propre déplacement, des règles simples telles qu'aller à la même vitesse que les autres, se déplacer dans la même direction ou encore rester proche de ses voisins sont des exemples de comportements qui suffisent à maintenir la cohésion de l'essaim et qui permettent la mise en œuvre de comportements collectifs complexes et adaptatifs.[17]

L'interaction entre les différentes particules conduit le processus algorithmique d'aboutir à la solution finale qui est globale.

Le déplacement d'une particule est dirigé par les trois composantes suivantes :

Une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement ;

Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée ;

Une composante sociale : la particule tend à se réfère à l'expérience de ses congénères et se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins.

On peut simuler le comportement de la stratégie de déplacement d'une particule par la figure suivante :

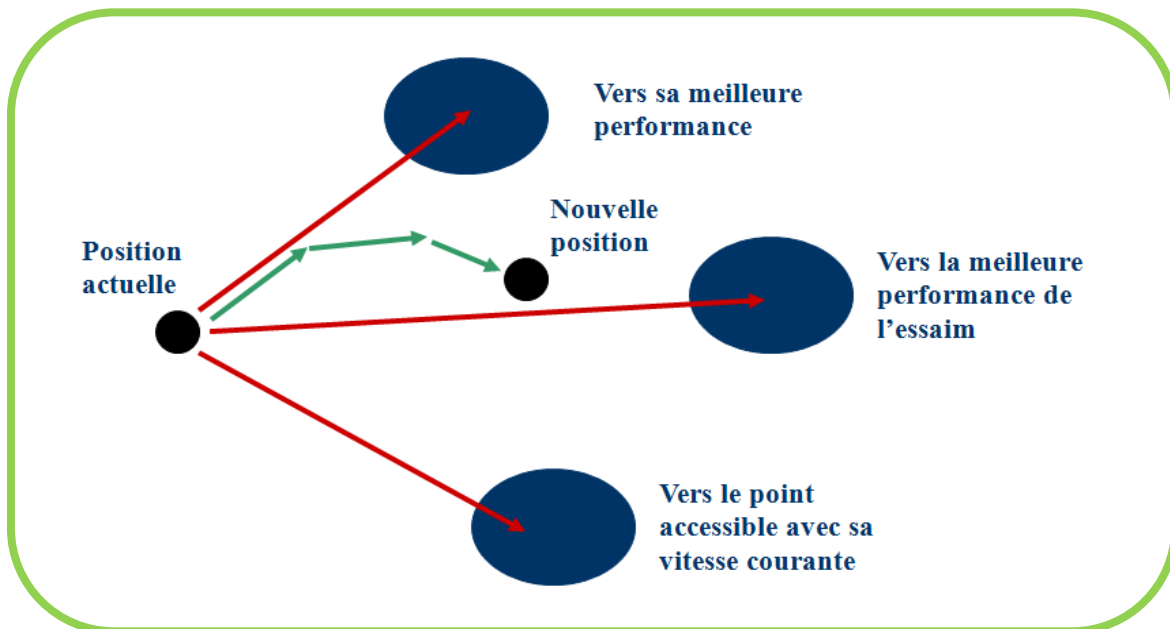


Fig.III.8 : Déplacement d'une particule

La position de chaque particule de l'essaim est déterminée par le système d'équation suivant :

$$\begin{aligned} V(t+1) &= w * V(t) + C1 * rand_1 * (Pbest(t) - X(t)) + C2 * rand_2 * (Gbest(t) - X(t)) \\ x(t+1) &= x(t) + V(t+1) \end{aligned} \quad (III.2)$$

Tel que :

$X(t)$: Position de la particule $P(t)$.

$V(t)$: Vitesse de la particule $P(t)$.

$Pbest(t)$: Meilleure fitness obtenue pour la particule $P(t)$.

$Gbest(t)$: Position de la particule $P(t)$ pour le meilleur fitness

où w est en général une constante appelée, coefficient d'inertie, $C1$ et $C2$ sont deux constantes, appelées coefficients d'accélération, $rand_1, rand_2$ sont deux nombres aléatoires tirés uniformément de l'intervalle $[0,1]$ à chaque itération et pour chaque dimension.

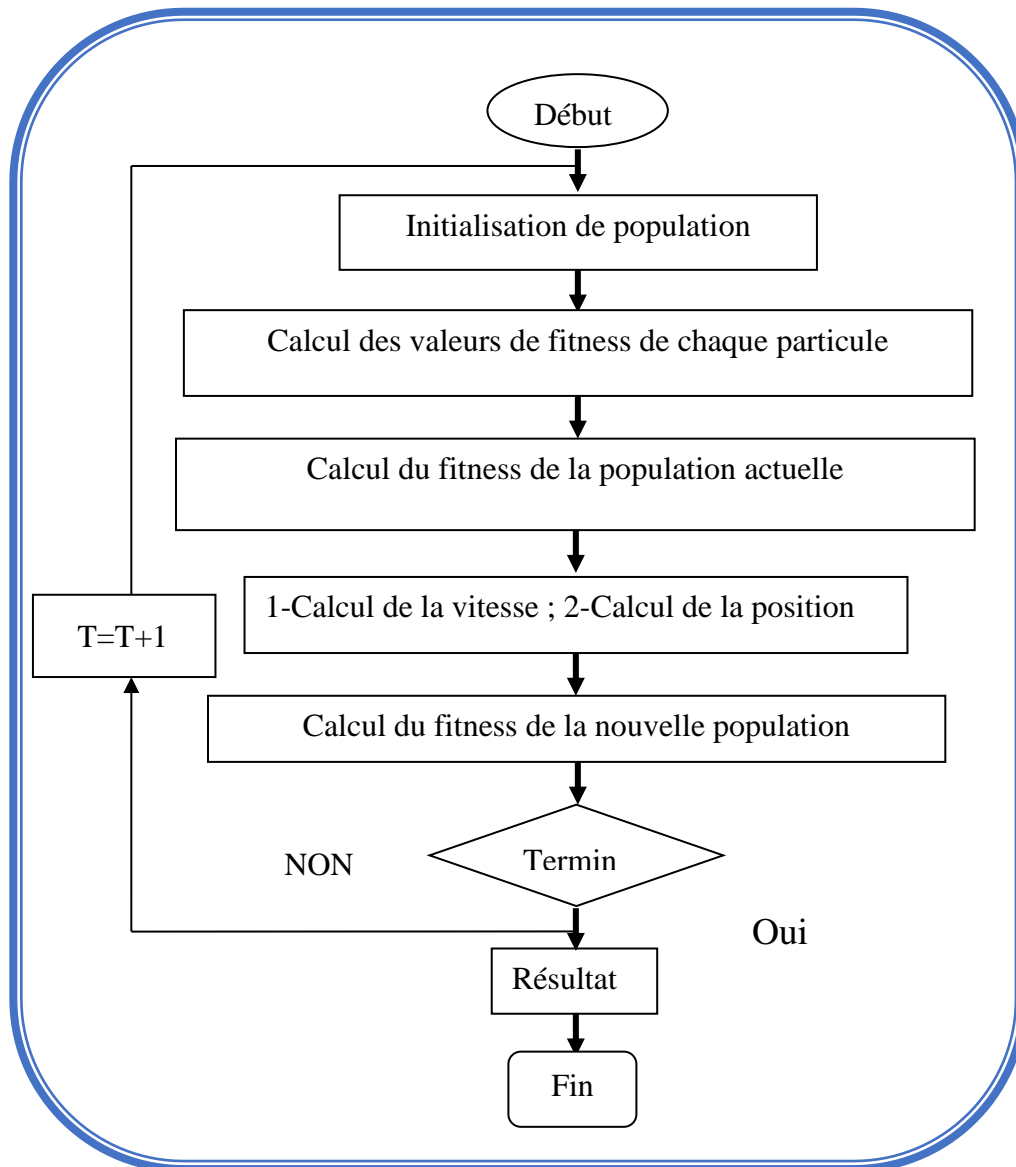


Fig.III.9 : Organigramme d'un (PSO).

III.5.3 Algorithm Firefly

L'algorithme Firefly est une méta-heuristique, bio-inspirée, introduite par Dr Xin-She Yan à l'université Cambridge en 2007. L'algorithme est basé sur le principe d'attraction entre les lucioles et simule le comportement d'un essaim de lucioles dans la nature, ce qui lui donne beaucoup de similarités avec d'autres méta heuristiques basées sur l'intelligence collective du groupe, tel que l'algorithme PSO (Particle Swarm Optimisation), l'algorithme d'optimisation par colonies d'abeilles (ABC), et l'algorithme des bactéries de fourrages (BFA) . Selon des bibliographies récentes, les performances de l'algorithme Firefly dans la résolution des problèmes d'optimisation dépassent celles des autres algorithmes, tel que les algorithmes génétiques. Ceci a été justifié par des recherches récentes, où les performances de cet algorithme ont été comparées avec celles de quelques algorithmes connus. [18]

L'algorithme prend en consideration les trois points suivant [18]:

- Toutes les lucioles sont unisexes, ce qui fait l'attraction entre celles-ci n'est pas en fonction de leur sexe.
- L'attraction est proportionnelle à leurs luminosités, donc pour deux lucioles, la moins lumineuse se déplacera vers la plus lumineuse. Si aucune luciole n'est lumineuse qu'une luciole particulière, cette dernière se déplacera aléatoirement.
- La luminosité des lucioles est déterminée en fonction d'une fonction objective (à optimiser)

En se basant sur ces trois règles, l'algorithme Firefly se présente comme suit :

```

Définir une fonction objective  $f(x)$ ,  $x = (x_1, \dots, x_d) \in T$ 
Générer une population de lucioles  $x_i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ )
Définir l'intensité de lumière  $I$  à un point  $x_i$  par la fonction objective  $f(x_i)$ 
Déterminer le coefficient d'absorption  $\gamma$ 
Tant que ( $t < \text{Max Génération}$ )
  Pour  $i = 1$  jusqu'à  $n$ 
    Pour  $j = 1$  jusqu'à  $n$ 
      Si ( $I_i < I_j$ )
        Déplacer la luciole  $j$  vers la luciole  $i$ 
      Fin Si
    Varier l'attraction en fonction de la distance  $r$  via  $\exp[-\gamma r]$ 
    Evaluation des nouvelles solutions et mettre à jour l'intensité de lumière
  Fin Pour  $j$ 
Fin Pour  $i$ 
Classer les lucioles et trouver la meilleure solution
Fin Tant que
Visualiser les résultats

```

L'algorithme Firefly peut être illustré davantage dans l'organigramme suivant [18]:

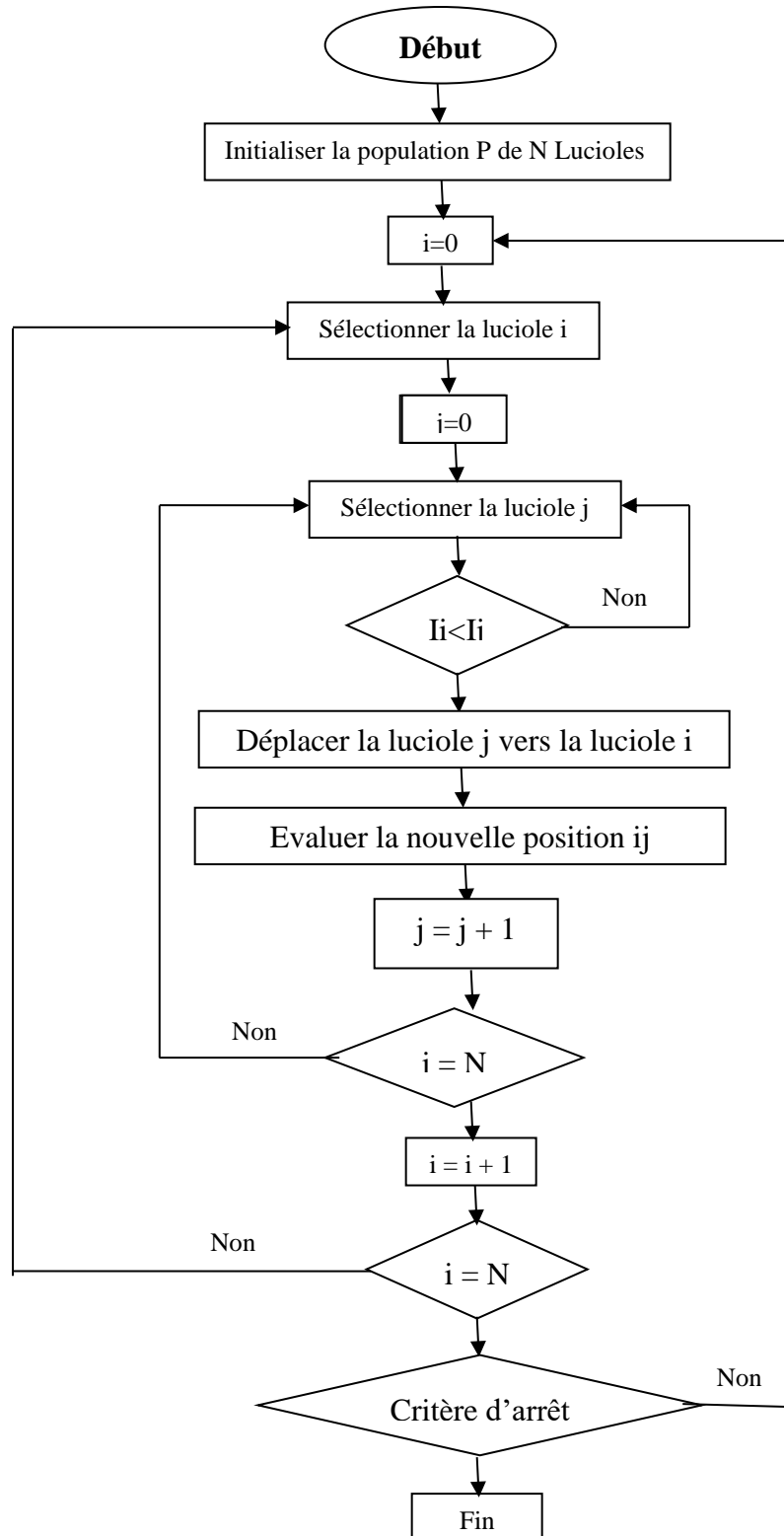


Fig.III.10 : Organigramme de l'algorithme FFA.

L'algorithme Firefly est formulé avec deux choses importantes : La variation de l'intensité de la lumière et la formulation de l'attraction. Pour simplifier, l'attraction des lucioles est déterminée en fonction de la luminosité, où la luminosité est déterminée avec la fonction objective.

Dans le cas d'un problème de minimisation, la luminosité I d'une luciole à une position x peut être définie comme $I(x) \propto f(x)-1$. Cependant, l'attraction β est relative à la position des autres lucioles. Par conséquent, elle varie en fonction de la distance r_{ij} entre la luciole i et la luciole j . D'un autre côté, l'intensité de la lumière diminue avec la croissance de la distance par rapport à la source. Ce qui fait que l'attraction peut varier selon le degré d'absorption. Pour simplifier, l'intensité de la lumière $I(r)$ varie en fonction de la loi $I(r) = I_s / r^2$ où I_s est l'intensité à la source. Pour une valeur constante de γ , l'intensité varie en fonction de la distance r , ce qui donne $I = I_0 e^{-\gamma r}$, où I_0 est l'intensité de la lumière de la source. La combine des deux effets de la loi carrée inverse et l'absorption peut être approximer avec la formule Gaussienne suivante [18]:

$$I(r) = I_0 e^{-\gamma r^2} \quad (\text{III.3})$$

Parfois il est nécessaire d'utiliser une fonction mono tonique décroissante. Dans ce cas, nous pouvons utiliser l'approximation :

$$I(r) = \frac{I_0}{1+\gamma r^2} \quad (\text{III.4})$$

Sachant que l'attraction d'une luciole est proportionnelle à l'intensité des lucioles Adjacentes, La formule de cette attractivité β d'une luciole peut être définie comme :

$$\beta(r) = \beta_0 e^{-\gamma r^2} \quad (\text{III.5})$$

Où β_0 est l'attraction à $r = 0$. Pour généraliser, le calcul de $\beta(r)$ est défini par :

$$\beta(r) = \beta_0 e^{-\gamma r^m} \quad m \geq 1 \quad (\text{III.6})$$

D'autre part, la distance entre deux lucioles i et j à des positions x_i et x_j est définie par la distance Cartésienne suivante :

$$r_{ij} = \left\| x_i - x_j \right\| = \sqrt{\sum_{k=1}^d (x_{i,k} - x_{j,k})^2} \quad (\text{III.7})$$

Où $x_{i,k}$ représente le $k^{\text{ème}}$ composant spatiale de la coordonné x_i de la luciole i . Dans un repaire 2-D, la formule r_{ij} devient :

$$r_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (\text{III.8})$$

Le mouvement d'une luciole i attirée par une autre lucioles j (plus lumineuse que i) est déterminé par :

$$x_i = x_i + \beta_0 e^{-\gamma r_{ij}^2} (x_j - x_i) + \alpha (\text{rand} - \frac{1}{2}) \quad (\text{III.9})$$

Le second terme dans l'équation est dû à l'attraction. Tant dis que le troisième terme rajoute de l'aléatoire à l'équation, où α est aléatoire, rand une fonction de génération de nombre aléatoire uniforme dans l'intervalle $[0, 1]$. Le paramètre γ caractérise la variation de l'attractivité, sa valeur est cruciale dans la détermination de la vitesse de convergence et le comportement de l'algorithme [18].

III.6 Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre des connaissances de base sur l'optimisation d'une façon générale à savoir, la notion de la fonction objective, les différentes catégories des méthodes d'optimisation, et les contraintes. Par la suite, on a exposé en détail le mécanisme de recherche de trois méthodes d'optimisation à savoir, les algorithmes génétiques (AG), l'essaim de particules (PSO) et l'algorithme Firefly (FFA). Dans le chapitre suivant, nous allons adaptés et appliqués ces méthodes pour résoudre le problème de coordination des relais à maximum de courant directionnels installés dans les réseaux maillés.

Chapitre IV

**Etudes de Cas : Résultats et
Analyse**

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre pratique nous allons appliquer l'algorithme d'optimisation par essaim de particules améliorée et l'algorithme génétique pour résoudre le problème de coordination des relais directionnels. L'efficacité des algorithmes proposés ont été validés sur des réseaux test standard : 3 jeux de barres. Des comparaisons et interprétations des résultats trouvées par ces approches sont largement discutées afin de prouver le rôle de l'optimisation d'une part et la nécessité de minimiser le temps le temps de déclenchement des relais directionnels primaires installés dans les réseaux bouclés.

IV.2 Stratégie de coordination des relais directionnels

Les étapes de calculs de la stratégie d'optimisation basée sur la méthode PSO. Ces étapes sont résumées comme suit :

IV.2.1 Courant de court-circuit

La première phase consiste à calculer le courant de court-circuit dans tous les jeux de barres. Cette étape permettra par la suite d'identifier les relais primaires ainsi que les relais secondaires.

IV.2.2 Identification des relais primaires et secondaire

Nous fixons la direction privilégiée pour chaque relais directionnel selon le principe suivant : Chaque ligne est protégée par deux relais de protection situés aux deux extrémités de la ligne. La direction privilégiée est orientée vers la zone protégée. Ensuite, nous déterminons pour chaque relais une série de relais backup. En fait, la détermination des relais primaire / secondaire est essentielle dans la formulation des contraintes de la coordination. L'algorithme proposé génère toutes les paires de relais à l'aide de théorie des graphes. Pour déterminer les relais secondaire, associés à un relais, on identifie toutes les lignes connectées au même bus. Les relais secondaires sont traversés par un courant de défaut dans la même direction que la direction privilégiée du relais. Ex : dans le réseau de la Figure IV.1, pour un défaut situé dans la zone de protection du relais, nous montrons, dans le Tableau.IV.1, tous les relais secondaires pour ce relais primaire.

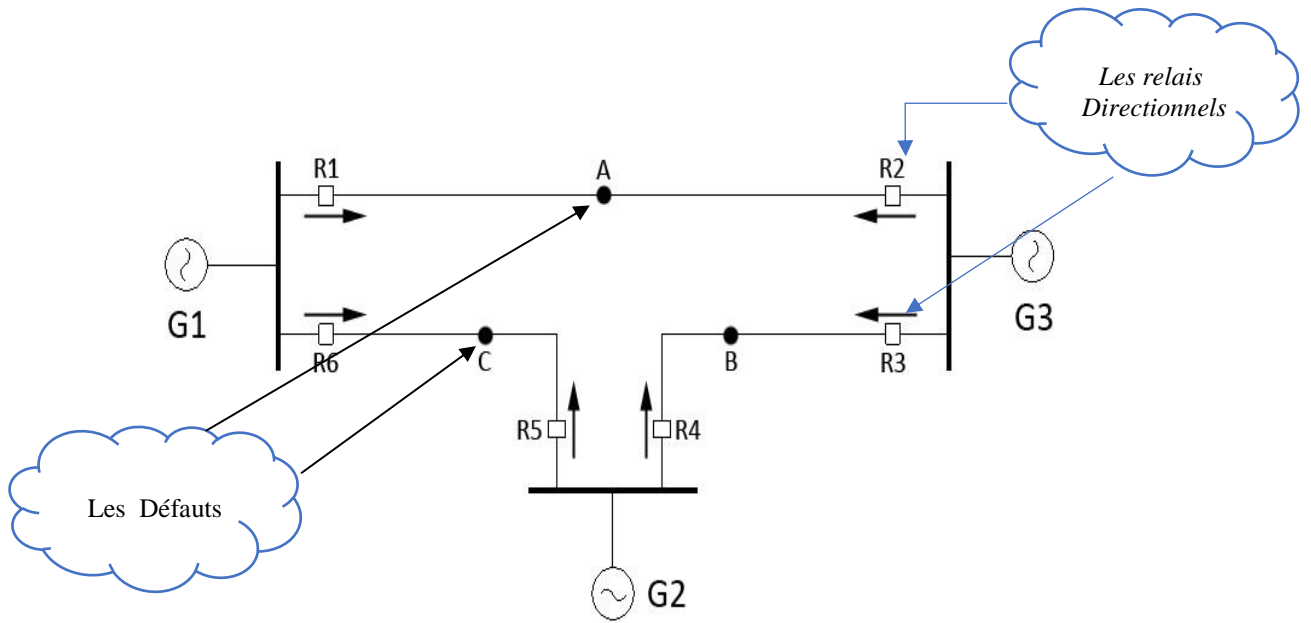


Fig.IV.1 : Principe de détermination des relais primaire et secondaire.

Relais primaire	Relais secondaire
1	5
2	4
3	1
4	6
5	3
6	2

Tableau.IV.1 : Paire de relais primaire/secondaire

- Identification des paramètres des transformateurs de courant.

Formuler la fonction objective : cette étape est très importante pour assurer une minimisation efficace du temps de déclenchements des relais primaires. Selon les travaux de recherche déjà réalisé, la fonction objective la plus utilisée est exprimée mathématiquement comme suit :

$$Tdp_i = TDS_i * \frac{a}{[\frac{I_c - c_i}{I_{p_i}}]^b - 1} \tag{IV.1}$$

Avec :

Tdpi : est le temps de déclenchement pour le relais (i).

a, b des paramètres qui déterminent le type de caractéristiques du relais. Pour la caractéristique inverse selon la norme CEI, a=0.14, b=0.02.

I_{c-c} : Courant de court-circuit qui est indispensable pour déterminer les paramètres de réglage des relais

$$I_{p_i} = RC_i * PTS_i \quad (IV.2)$$

TDS : temps de retard ou encore le facteur de temporisation qui a une valeur généralement variée entre 0.1 à 1.1.

PTS_i : c'est le courant minimal pour lequel le relais va être sensible, qui varie entre 0.5 à 5.

RC_i : est le rapport du transformateur de courant.

$$Tds_j = Tdp_i + \Delta t \quad (IV.3)$$

Tds_j : est le temps de déclenchement pour les relais secondaire.

Δt : représente la marge de sélectivité, selon le type de relais, Δt peut avoir 0.3 s ou 0.2 s.

Formuler les contraintes :

$$TDS_{imin} \leq TDS_i \leq TDS_{imax} \quad (IV.4)$$

$$PTS_{imin} \leq PTS_i \leq PTS_{imax} \quad (IV.5)$$

Avec TDS_{imin} , TDS_{imax} , PTS_{imin} , PTS_{imax} : présentent les limites des variables de décisions associés aux relais à maximum de courant directionnels. Ces contraintes reflètent le fonctionnement efficace des relais lors d'un défaut et doivent être maintenu dans leurs limites admissibles.

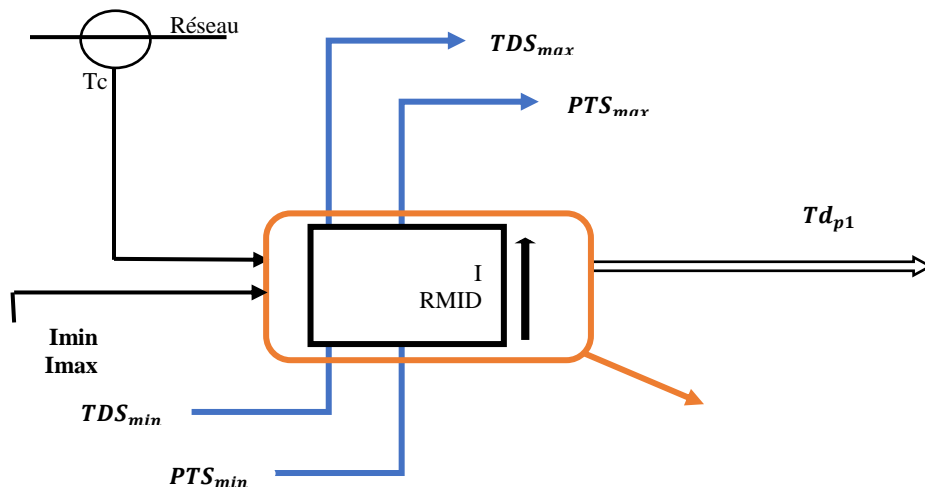


Fig.IV.2 : modèle d'un relais à maximum de courant.

IV.3 Partie I : Caractéristiques des relais à maximum de courant

Cette première partie est dédiée à déterminer les différentes caractéristiques des relais à maximum de courant pour différentes normes. Le bon choix de la caractéristique des relais est une phase très importante pour garantir une meilleure coordination des relais de protection.

IV.3.1 Test 1 simulation avec le logiciel Universe 3.01 :

Ce logiciel est incorporé avec la caisse d'injection OMICRON qui a pour rôle de simuler les défauts affectant les différents éléments du réseau électriques à savoir, les lignes électriques, le transformateur de puissance ce et les réducteurs de mesures. Ce logiciel est basé sur une interface graphique interactive permettant à l'opérateur d'effectuer les différentes opérations de paramétrage et d'action.

IV.3.1.1 Aperçu avec logiciel omicron test universe 3.01

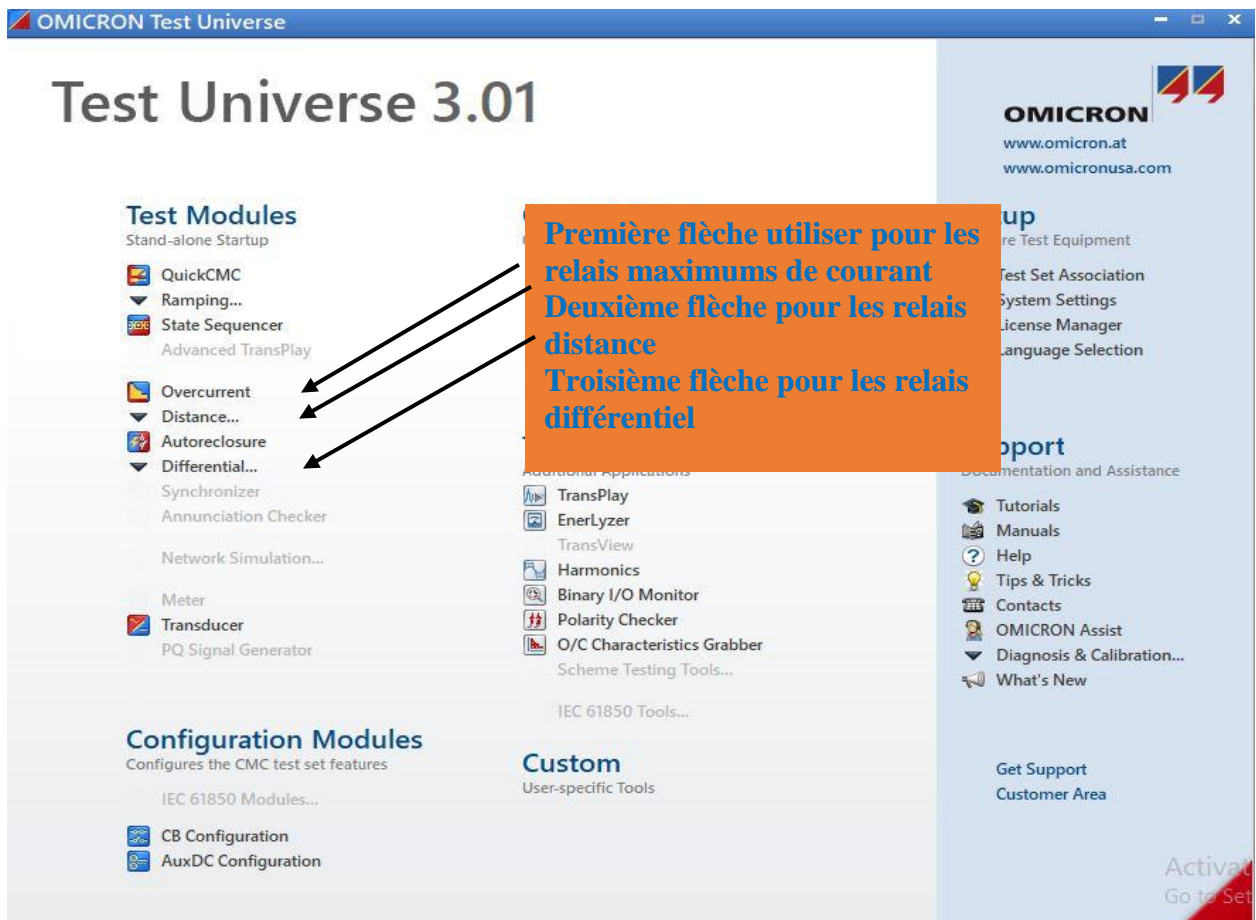


Fig.IV.3 Interface générale du programme.

La méthodologie d'utilisation de logiciel 'Omicron Test Universe ' pour faire différents test est résumée comme suit :

1- Ouverture l'interface de logiciel 'Omicron Test Universe' choisir la fonction Test Object

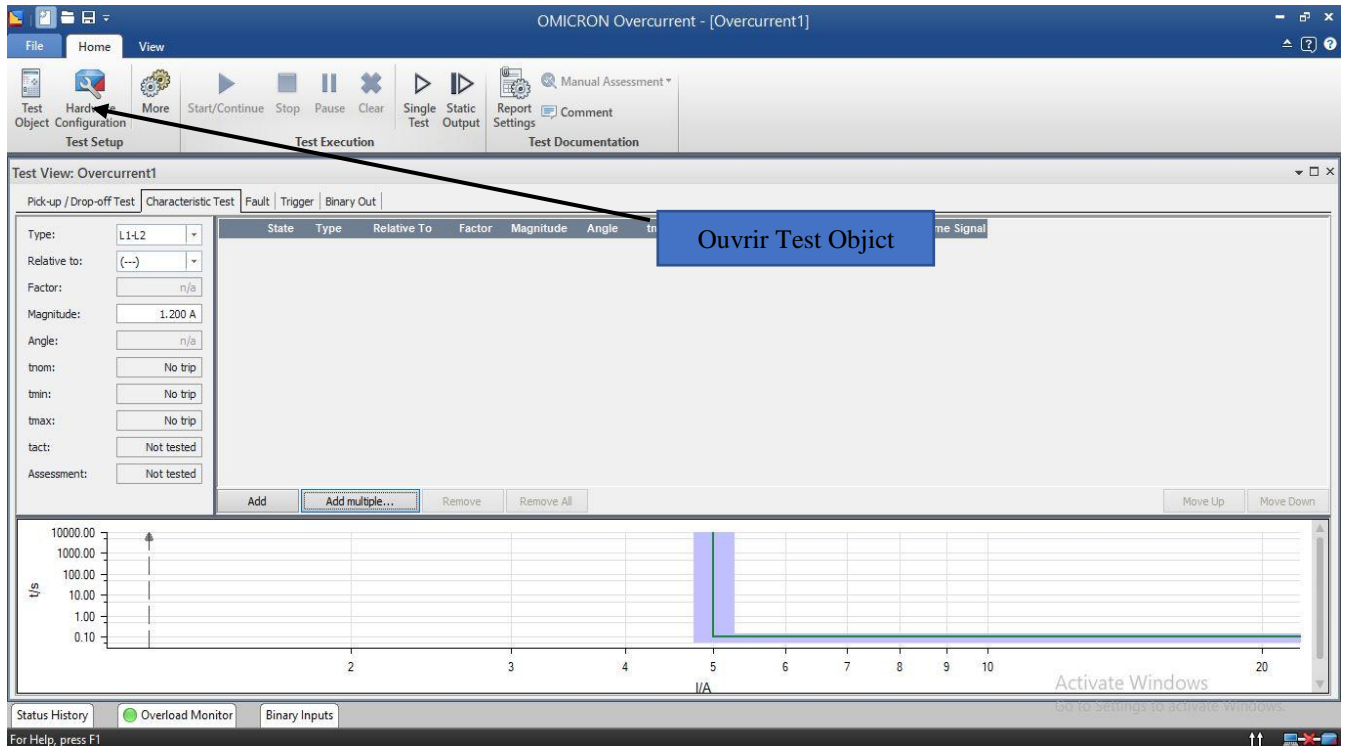


Fig.IV.4 : Interface indiquant l'injection de défaut.

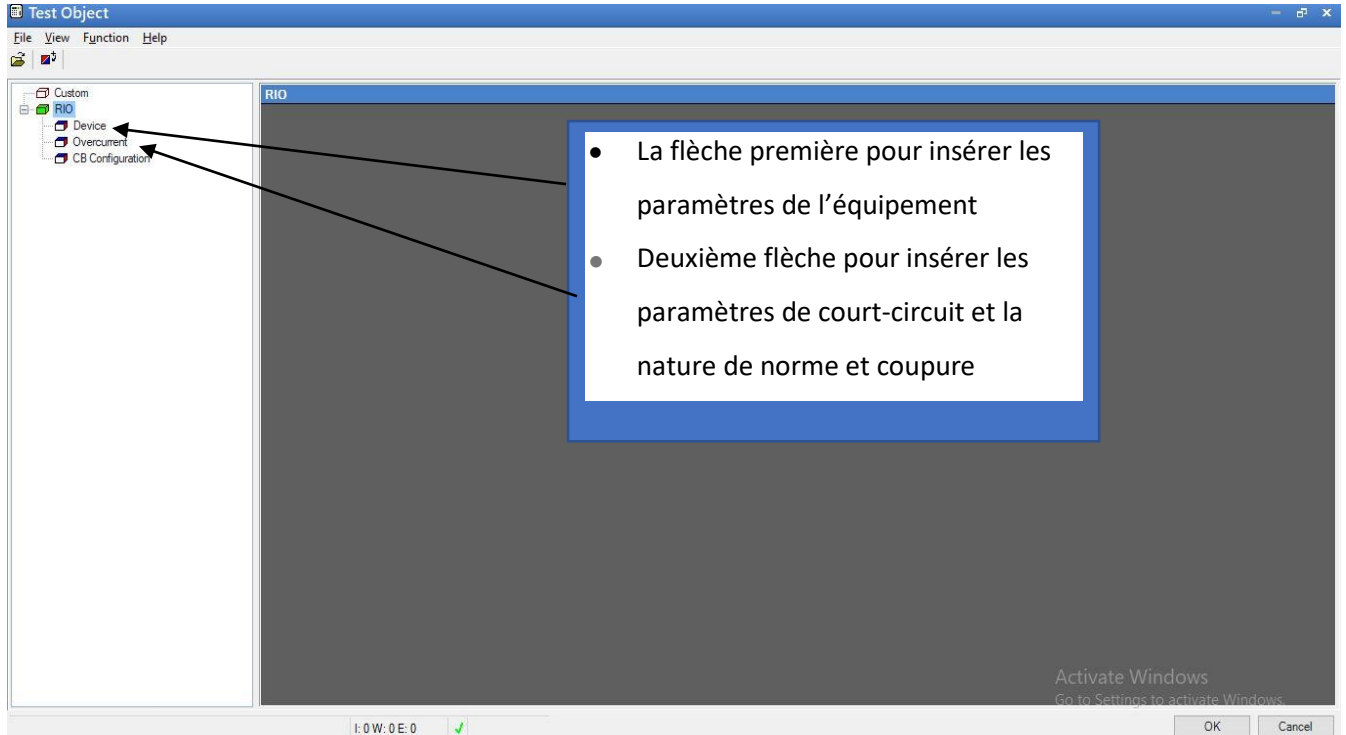


Fig.IV.5 : Interface pour le choix du relais

Fig.IV.6 Interface des paramètres de TC et TT et nature de réseau.

Fig.IV.7 Fenêtre des paramètre nature de relai maximum de courant

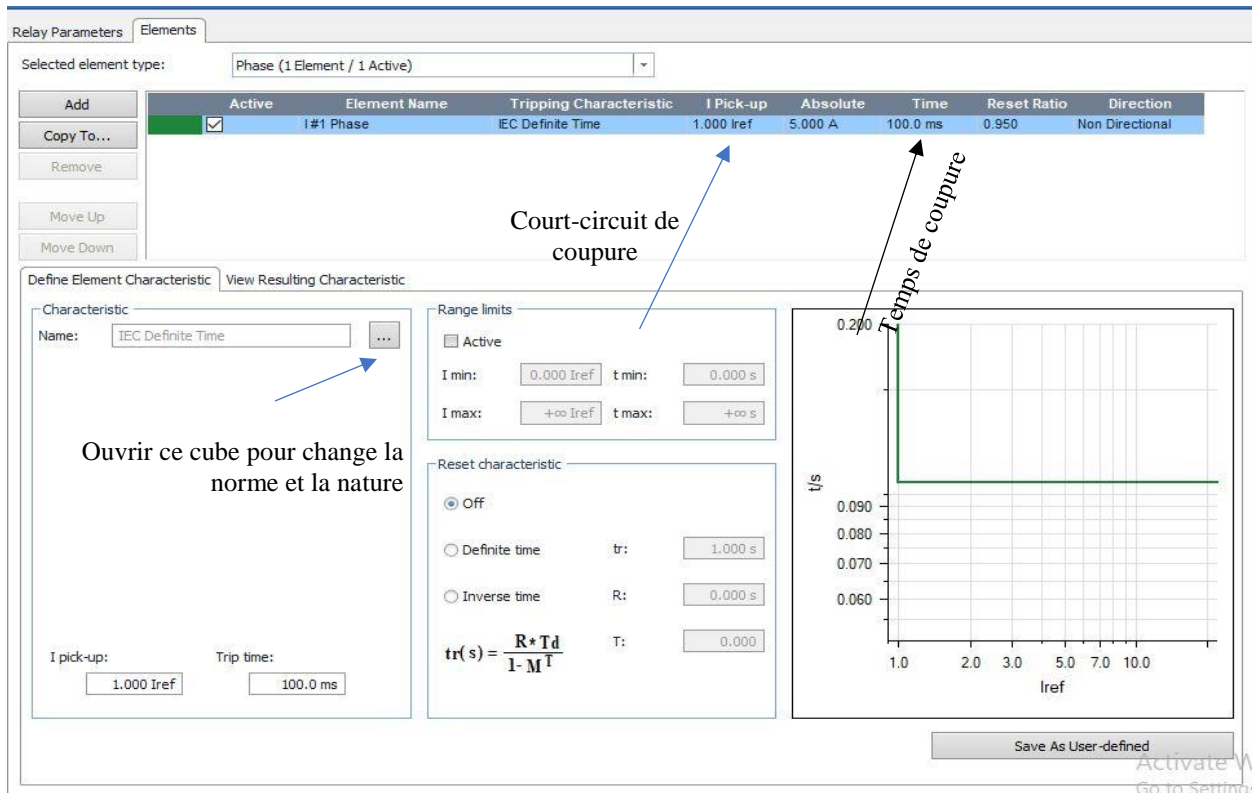


Fig.IV.8 : Fenêtre indiquant le choix des différents tests.

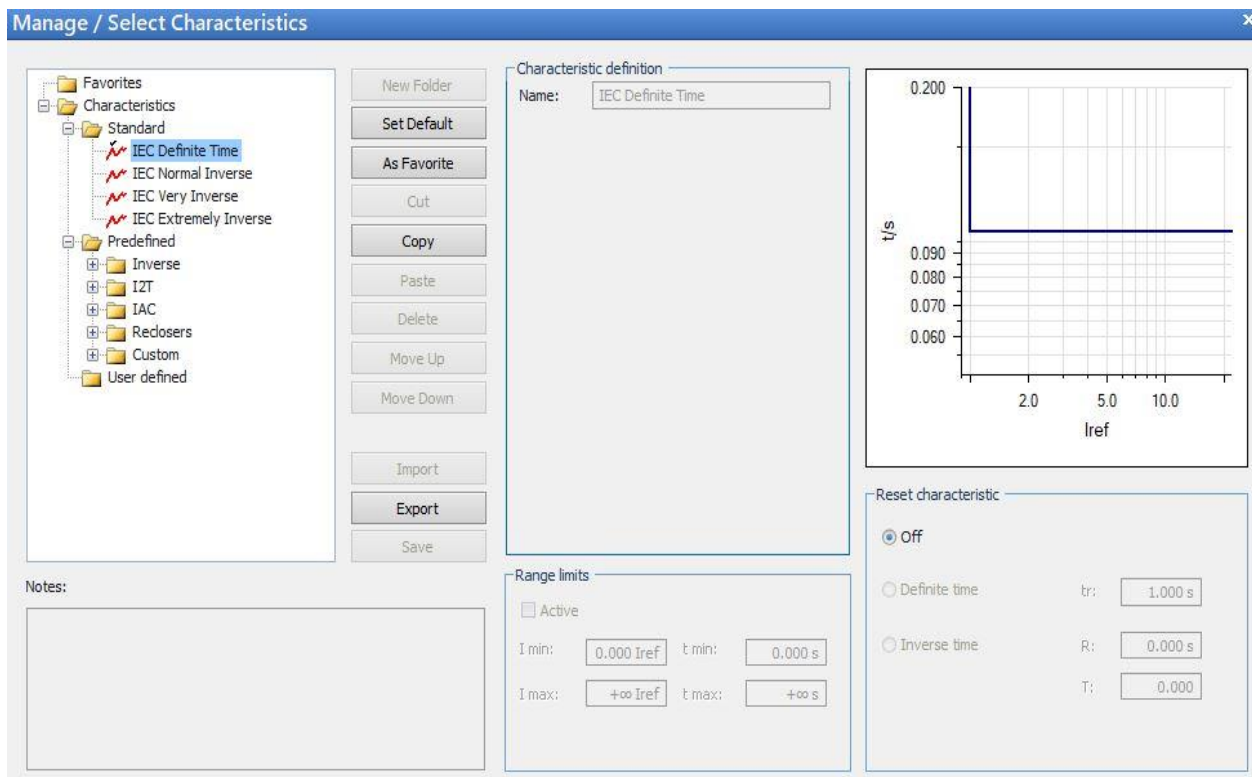


Fig.IV.9 Caractéristique indépendante du relais.

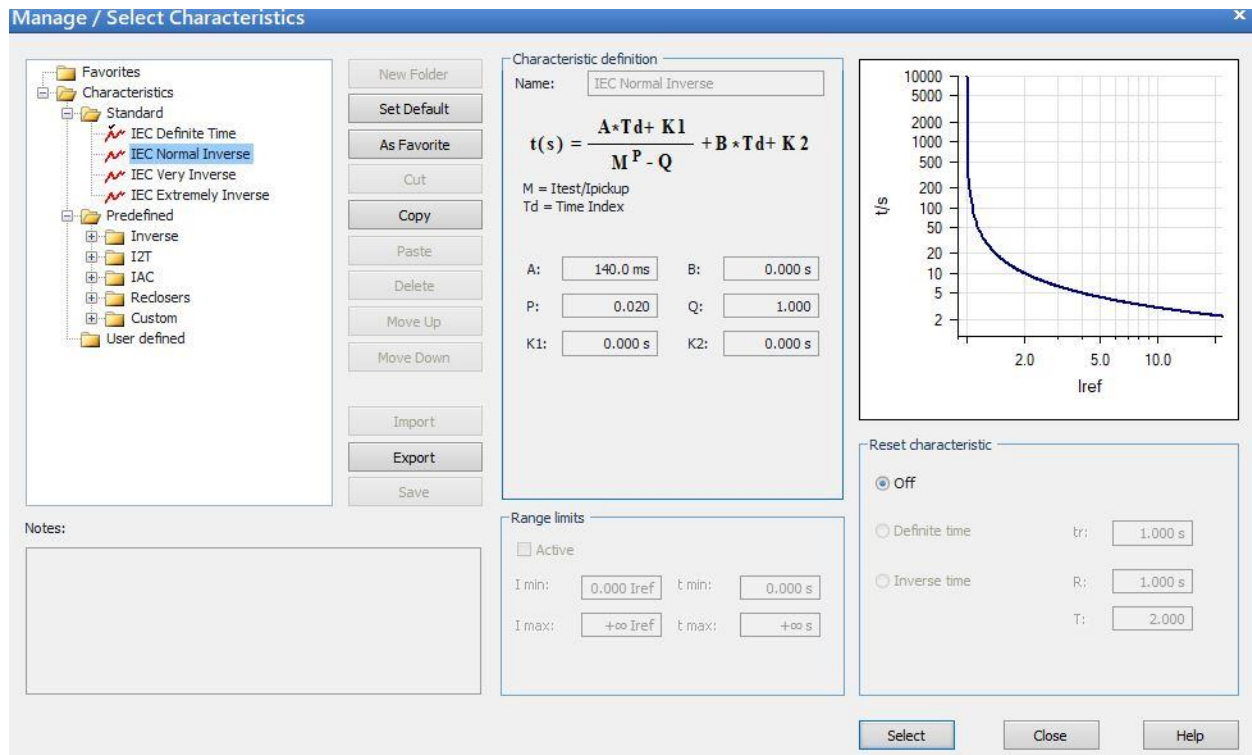


Fig.IV.10 Caractéristique inverse selon la norme IEC.

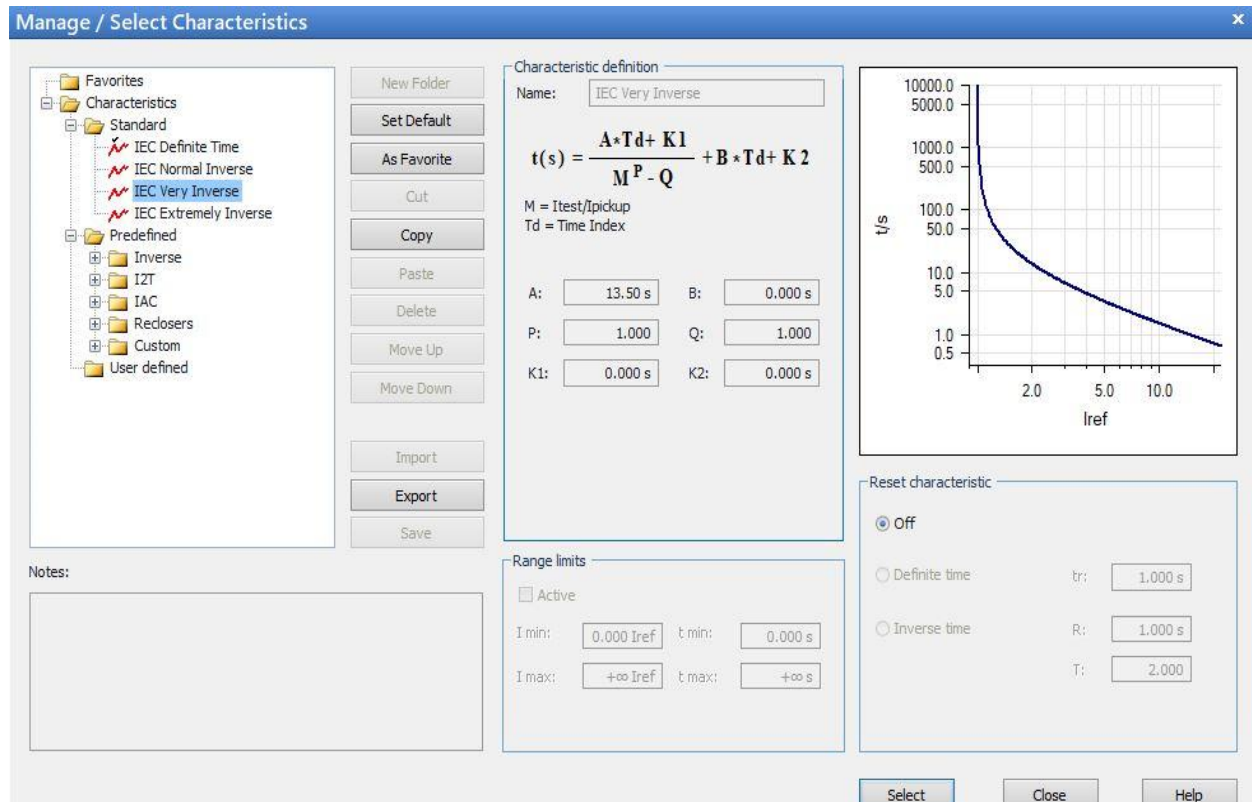


Fig.IV.11 Caractéristique très inverse selon la norme IEC

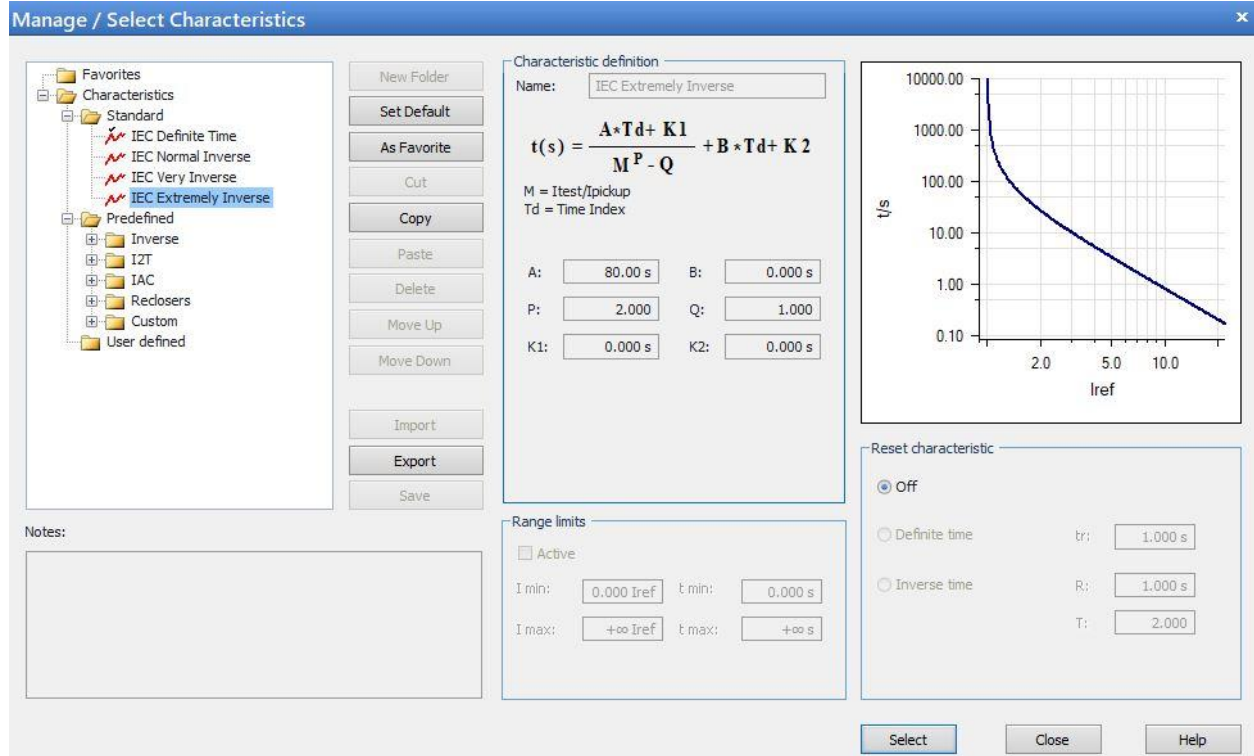


Fig.IV.12 Caractéristique extrêmement inverse selon la norme IEC.

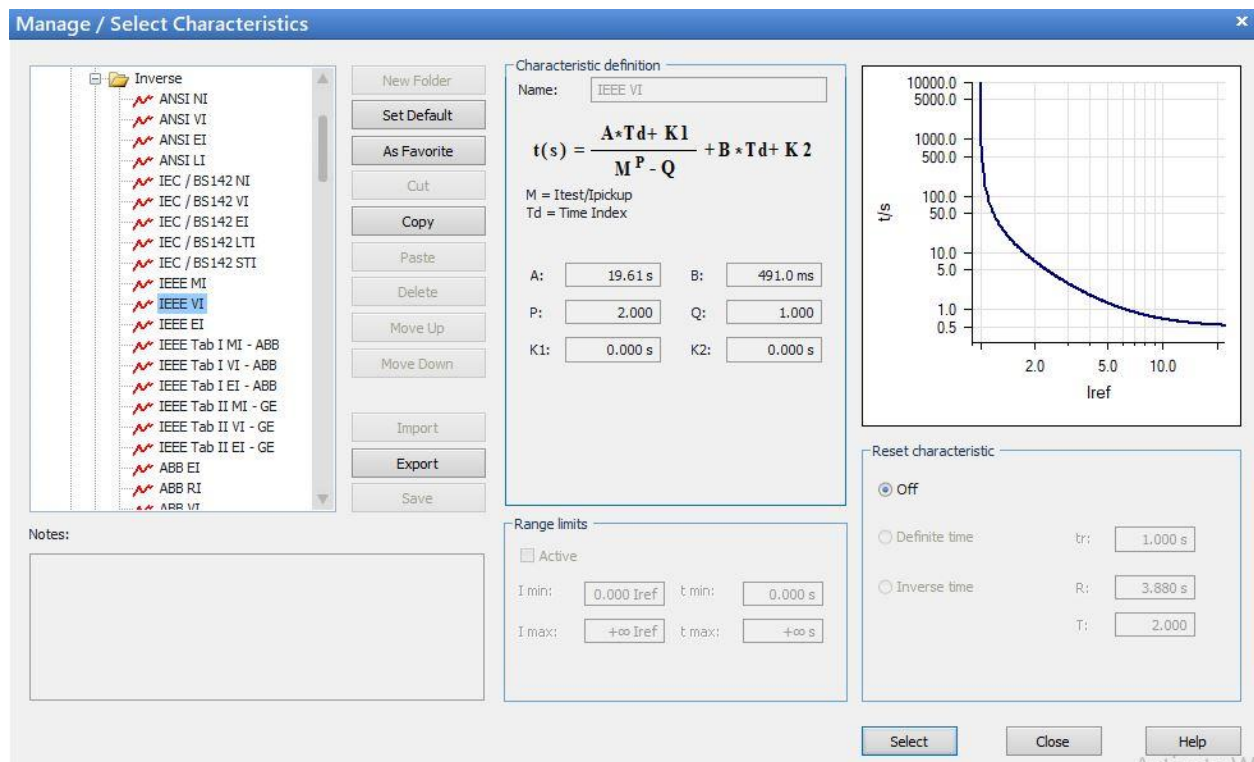


Fig.IV.13 Caractéristiques des différentes normes : exemple norme IEEE.

IV.3.1.2 Test 1

Ce premier test est dédié à tester les caractéristiques des relais à maximum de courant pour un court-circuit phase terre.

IV.3.1.2.1 Cas d'étude 1:

Pour un courant de défaut et avec une caractéristique indépendante, le relais détecte le défaut et déclenche à $t=2.02$ s. Si, le courant de défaut augmente à 2 A, le relais détecte le défaut est déclenche pour la même temporisation. Ce test démontre la particularité de la caractéristique indépendante associé au relais à maximum de courant.

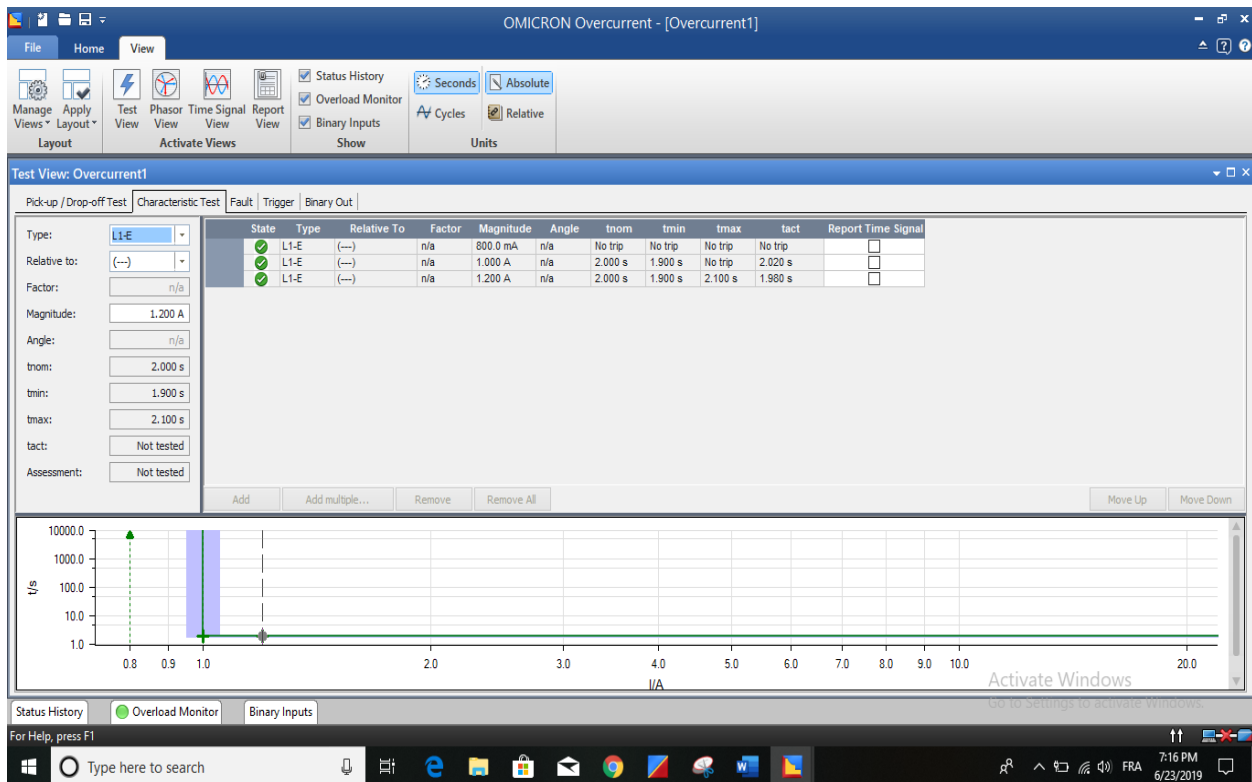


Fig.IV.14 détections de défaut : caractéristique indépendante.

Défaut	Court-circuit	Temps de coupure
L1-E	500 mA	Pas de déclenchement
L1-E	1 A	2.02
L1-E	2 A	2.02

Tableau. IV.2 : résultat de déclenchement : caractéristique indépendante.

IV.3.1.2.2 Cas d'étude 2 :

Pour ce deuxième cas, et pour un courant de défaut de 10 A, le relais détecte le défaut et déclenche à $t=2.991$ s. Si, le courant de défaut augmente à 20 A, le relais détecte le défaut est déclenche pour une temporisation de 2.247 s. on remarque que le relais agit d'une manière rapide. Ce test démontre la particularité de la caractéristique inverse associé au relais à maximum de courant.

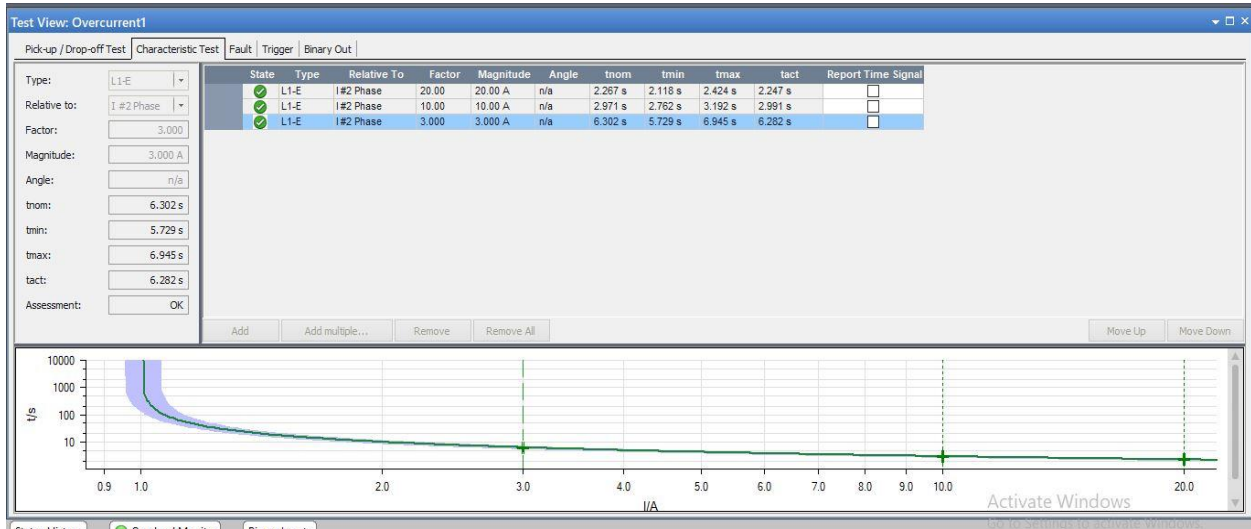


Fig.IV.15 détection de défauts : caractéristique inverse.

Défaut	Court-circuit	Temp de coupure
L1-E	10 A	2.991 s
L1-E	20A	2.247 s

Tableau.IV.3 : résultat de déclenchement : caractéristique inverse.

IV.3.1.2.3 Cas d'étude 3

Ce troisième cas est dédié à tester les performances de la caractéristique très inverse. Pour un courant de défaut de 10 A, le relais détecte le défaut et déclenche à $t=1.52$ s. Si, le courant de défaut augmente à 20 A, le relais détecte le défaut est déclenche pour une temporisation de 690.5 ms. On remarque que le relais agit d'une manière très rapide. Ce test démontre la particularité de la caractéristique très inverse associé au relais à maximum de courant. Il faut noter que pour le même courant de défaut, le relais possédant une caractéristique très inverse déclenche dans un temps minimal.

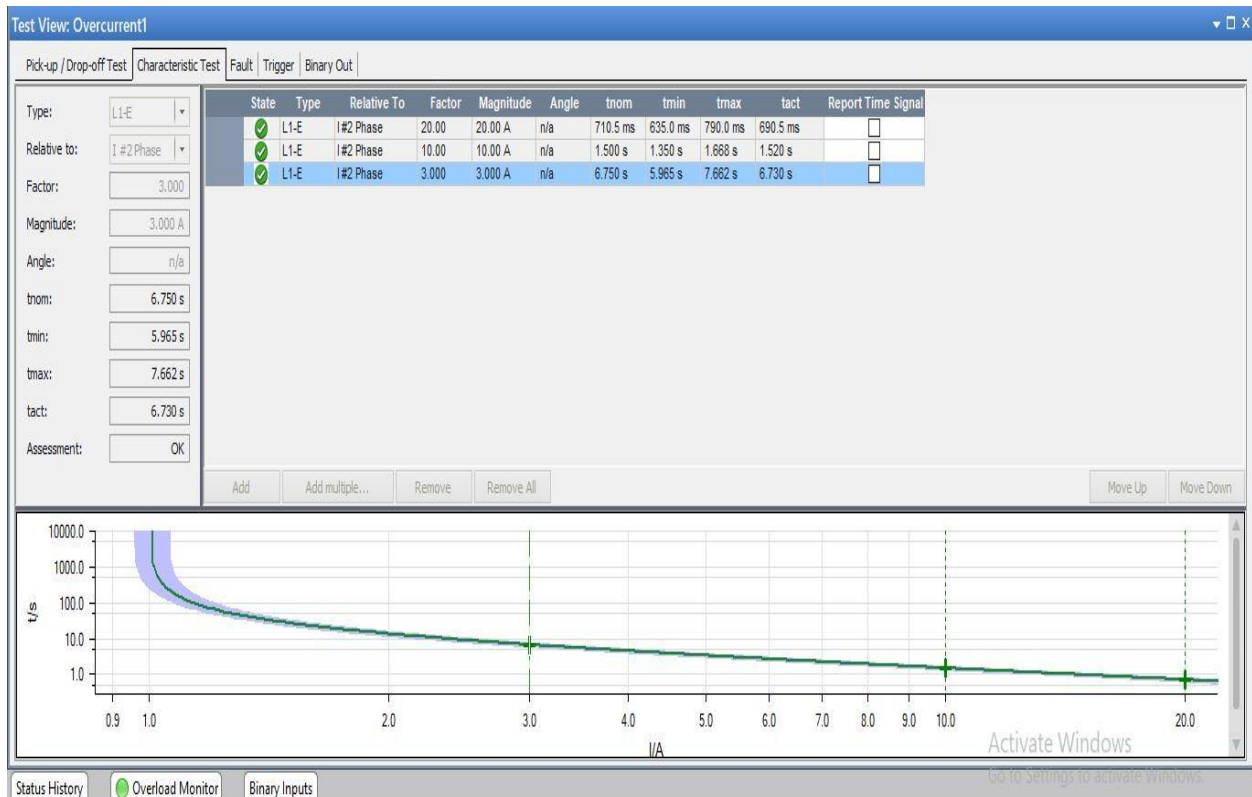


Fig.IV.16 détections de défaut : caractéristique très inverse.

Défaut	Court-circuit	Temps de coupure
L1-E	10 A	1.52 s
L1-E	20A	690.5 ms

Tableau.IV.4 : résultat de déclenchement : caractéristique très inverse.

IV.3.1.2.4 Cas d'étude 4

Ce quatrième cas est dédié à tester les performances de la caractéristique extrêmement inverse. Pour un courant de défaut de 10 A, le relais détecte le défaut et déclenche à t=828.1 ms. Si, le courant de défaut augmente à 20 A, le relais détecte le défaut est déclenche pour une temporisation de 180.5 ms. On remarque que le relais agit d'une manière très rapide. Ce test démontre la particularité de la caractéristique extrêmement inverse associé au relais à maximum de courant.

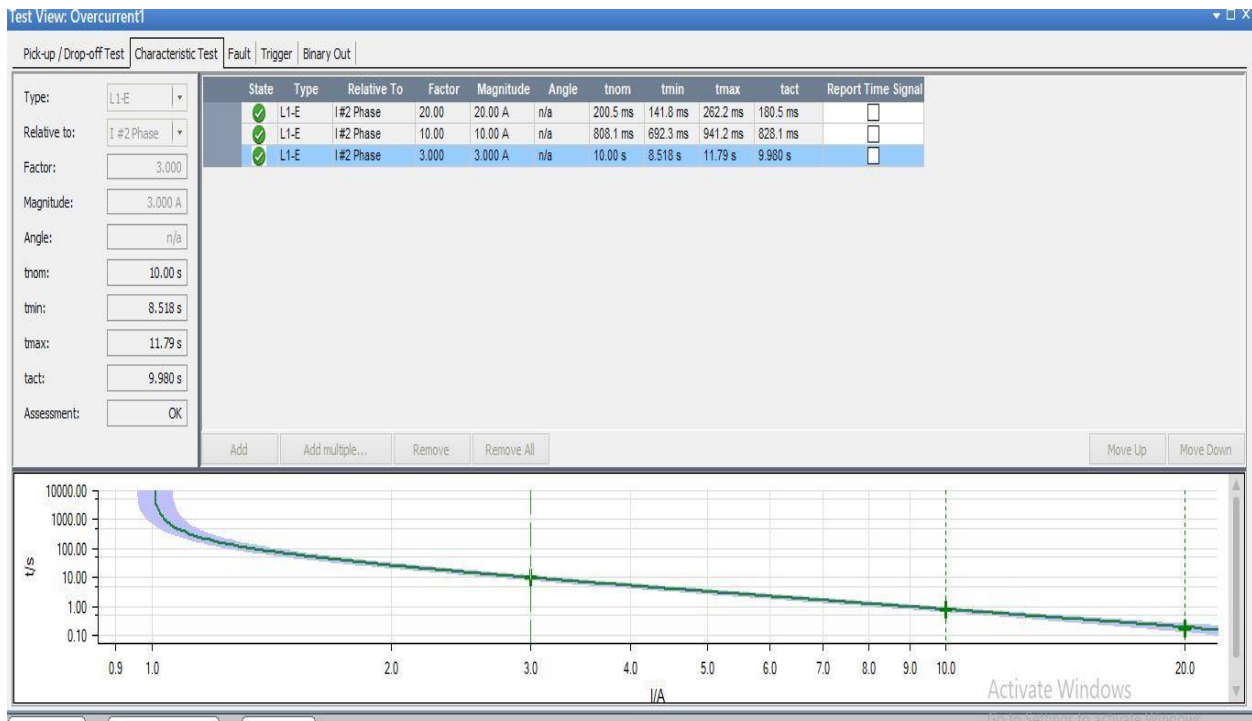


Fig.IV.17 Détections de défauts : caractéristique extrêmement inverse.

Défaut	Court-circuit	Temps de coupure
L1-E	10 A	828.1 ms
L1-E	20A	180.5 ms

Tableau.IV.5: Résultat de déclenchement : caractéristique extrêmement inverse.

IV.3.1.2.5 Cas d'étude 5

Ce test est dédié à démontrer l'importance de la norme technique, pour le choix des relais. En effet deux relais possédant la même caractéristique n'ont pas forcément le même temps de déclenchement pour la même valeur du courant de défaut. Pour ce cas, on a choisi un relais possédant la caractéristique extrêmement inverse. Pour un courant de défaut de 10 A, le relais détecte le défaut et déclenche à $t=426.5$ ms. Si, le courant de défaut augmente à 20 A, le relais détecte le défaut est déclenche pour une temporisation de 172.4 ms. On remarque que le relais agit d'une manière assez rapide par rapport au relais possédant la même caractéristique qui appartient à la norme ICE.

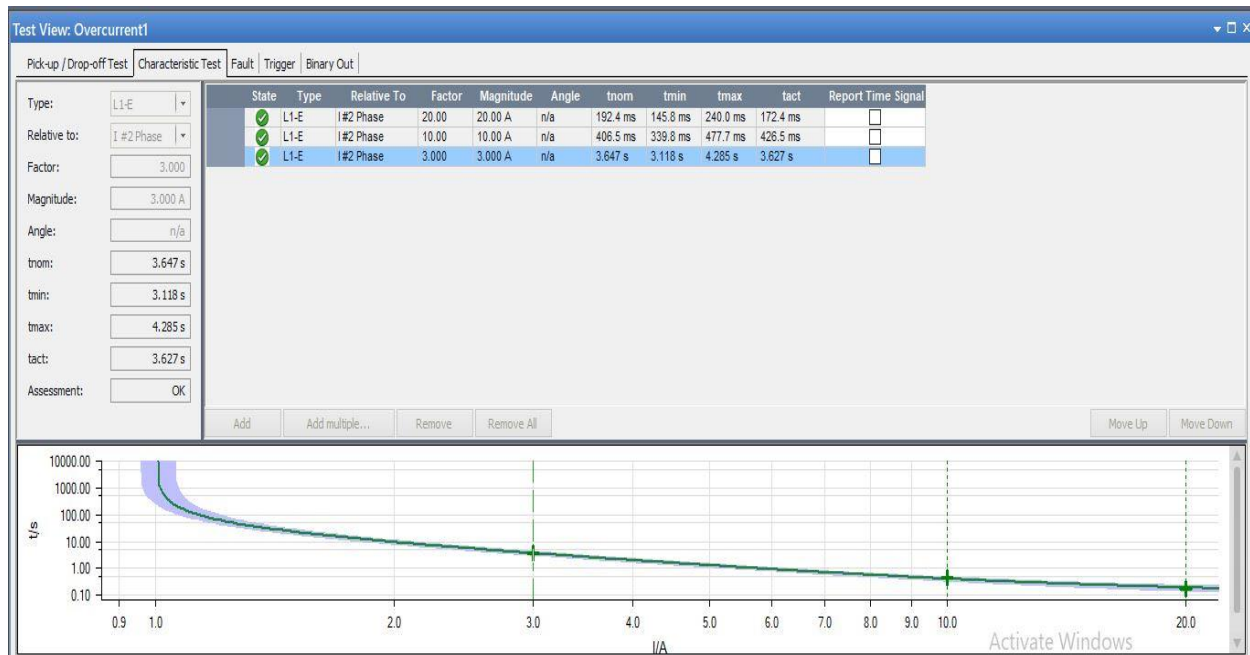


Fig.IV.18 Détection de défauts : caractéristique extrêmement inverse : Norme IEEE.

Défaut	Court-circuit	Temps de coupure
L1-E	10 A	426.5 ms
L1-E	20A	172.4 ms

Tableau.IV.6 : Résultat de déclenchement : caractéristique extrêmement inverse : Norme IEEE

IV.4 Partie II : Optimisation du temps de déclenchements des relais à maximum de courant directionnels.

IV.4.1 Réseau de test de 3 jeux de barres

Ce premier cas d’analyse est consacré à minimiser le temps de déclenchement des relais directionnels primaire sur un réseau test 3 jeux de barres par utilisation de l’algorithme de l’essaim de particules et l’algorithme. La figure.IV.19 représente le schéma unifilaire du réseau test. Les caractéristiques techniques des transformateurs de courant (TC) sont récapitulées dans le tableau.IV.7, les valeurs des courants de court-circuit calculés aux niveaux des 3 jeux de barres sont présentés dans le tableau.IV.7. Les limites minimales et maximales des valeurs de TDS et PTS sont (0.1 -1.1) et (0.5-5) respectivement, la marge de sélectivité à considérer est de 0.2s.

Nombre de relais	Rapport de transformateur CT
1	300/5
2	200/5
3	200/5
4	300/5
5	200/5
6	400/5

Tableau.IV.7: Caractéristique technique des transformateurs de courant.

Relais primaire	Courant de défaut (A)	Relais secondaire	Courant de défaut (A)
1	1978.90	5	175.00
2	1525.70	4	545.00
3	1683.90	1	617.22
4	1815.40	6	466.17
5	1499.66	3	384.00
6	1766.30	2	145.34

Tableau.IV.8: Courant de court-circuit aux niveaux du réseau test 3 jeux de barres.

Relais directionnel

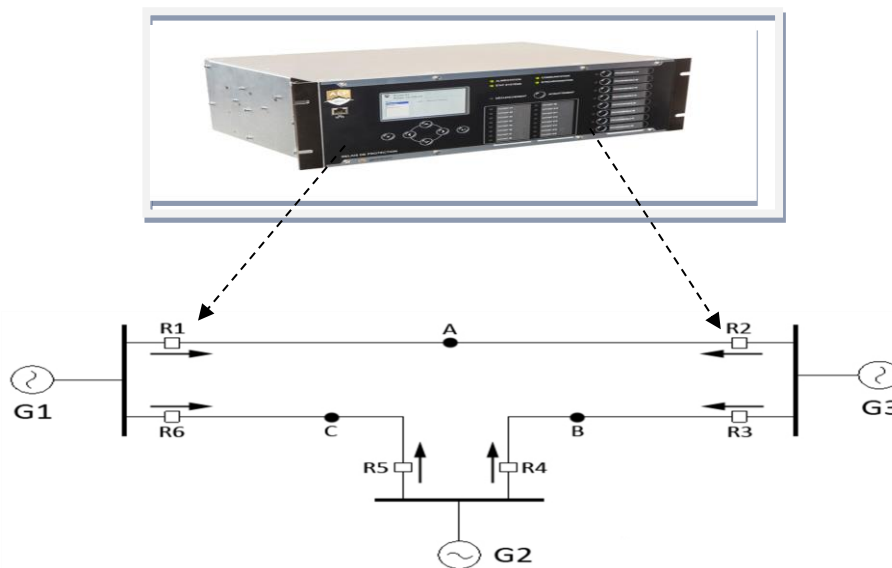


Fig.IV.19 : Schéma unifilaire du réseau 3 Jeux de barres

IV.4.2 Optimisation par utilisation de l'algorithme PSO

L'algorithme PSO modifié caractérisé par l'adaptation dynamique des paramètres tels que le coefficient de poids et les facteurs cognitif et social est appliqué pour résoudre le problème d'optimisation des relais directionnels installés dans un réseau bouclé. L'objectif est de minimiser le temps de déclenchement des relais primaires tout en maintenant la continuité de service.

Afin d'assurer l'équilibre entre l'exploration et l'exploitation, le facteur de poids varie au cours d'itération selon la formule suivante.

$$W = (W_{\max} - W_{\min}) * \frac{\text{iter}_{\max} - \text{iter}}{\text{iter}_{\max}} + W_{\min} \quad (\text{IV.7})$$

Aussi, les deux facteurs cognitif et social varient au cours de génération selon les équations suivantes

$$\begin{cases} C_1 = (C_{1f} - C_{1i}) \frac{\text{iter}}{\text{iter}_{\max}} + C_{1i} \\ C_2 = (C_{2f} - C_{2i}) \frac{\text{iter}}{\text{iter}_{\max}} + C_{2i} \end{cases} \quad (\text{IV.8})$$

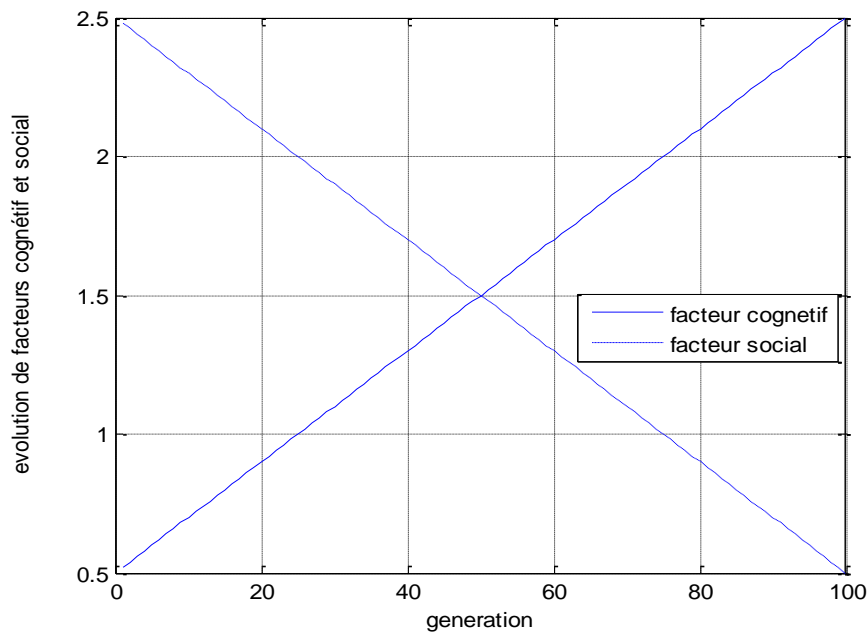


Fig.IV.20 Interaction entre facteur social et cognitif dans l'algorithme PSO.

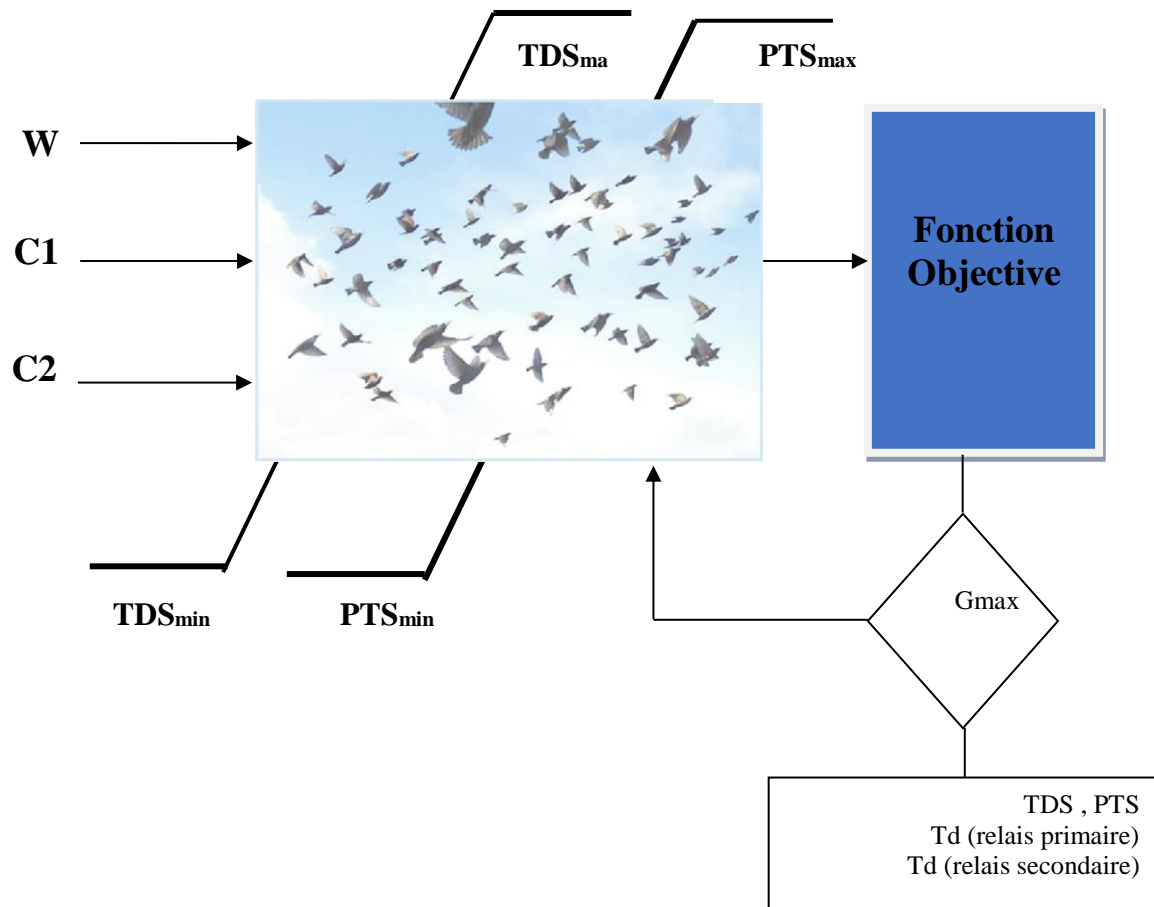


Fig.IV.21 : stratégie d'optimisation par utilisation de l'algorithme PSO

Les paramètres de l'algorithme standard de PSO sont récapitulés dans le tableau.IV.9. Il faut noter que les coefficients d'accélération sont maintenus constants, le facteur de poids nommé W varie de 0.9 à 0.4 au cours d'itérations. Cela permet de maintenir relativement un équilibre entre l'exploration et l'exploitation.

PSO algorithme
Taille de la Population : 30
Génération maximale : 100
$C1=2, C2=2, W_{max}=0.9, W_{min}=0.4$

Tableau.IV.9: Paramètres des algorithmes utilisés.

IV.4.2.1 Cas d'étude 1

Relais type1 : ce premier cas à pour objectif de déterminer d'une manière optimal le temps de déclenchements des relais primaires et secondaires tout en considérant la topologie originale du réseau. Pour ce cas, la marge de sécurité est fixée à 0.2 s. Les relais considérés possèdent une

caractéristique inverse avec $\alpha=0.14$ et $b=0.02$. Les variables de décisions optimisées sont récapitulées dans le tableau.IV.10, la caractéristique de convergence de l'algorithme est présentée dans la figure.IV.22.

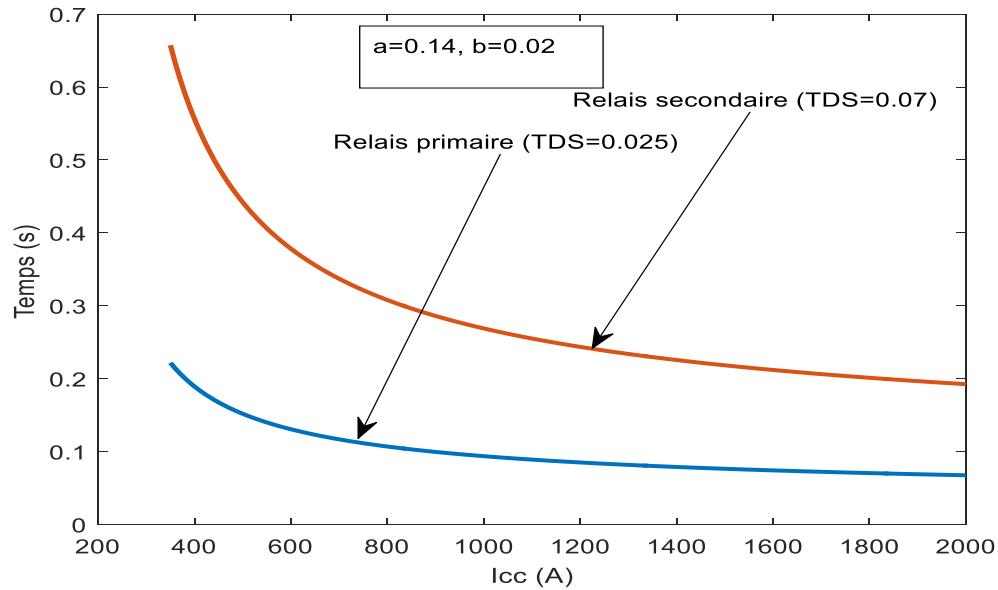


Fig.IV.22caractéristiques des relais primaires et secondaires

Relais	TDS	PTS
1	0.1000	2.8081
2	0.1000	2.2104
3	0.1000	2.9791
4	0.1000	2.4315
5	0.1000	2.3597

Tableau.IV.10 : Paramètres optimaux de variables de décision caractéristique inverse

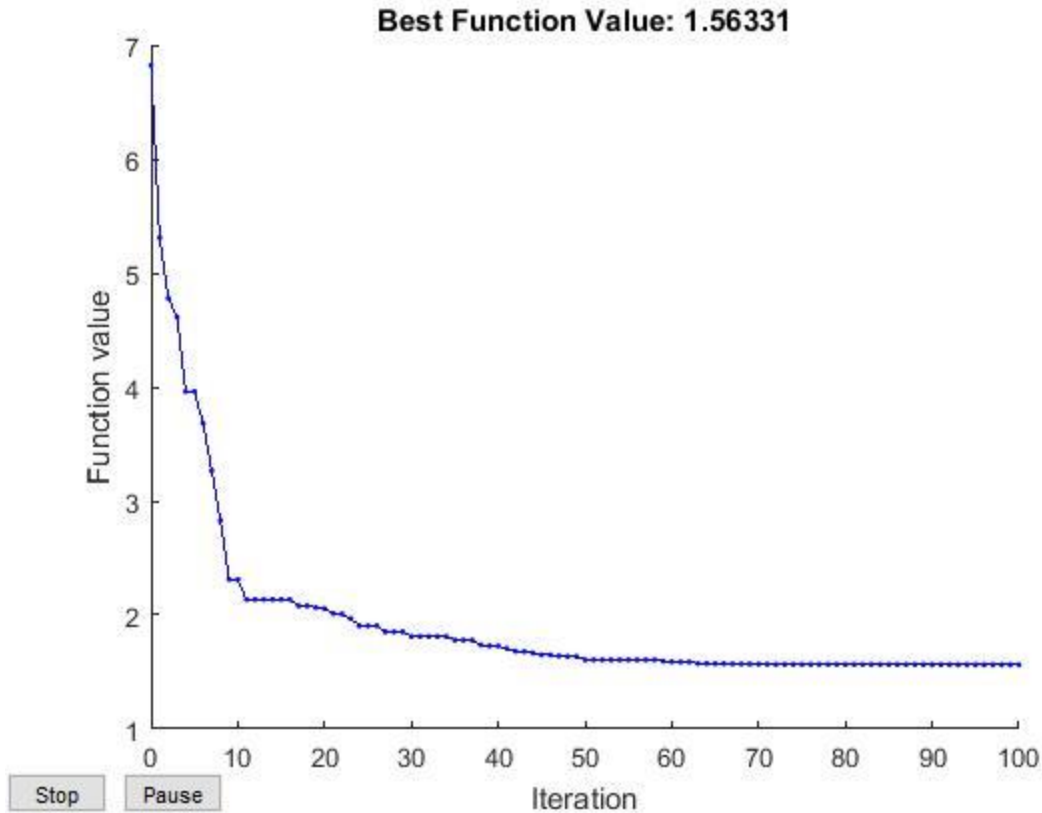


Fig.IV.23 Caractéristique de convergence de l’algorithme PSO.

IV.4.2.2 Cas d’étude 2 :

Relais type2 : pour ce cas les relais considérés possèdent une caractéristiques très inverses type 2 avec $\alpha=13.5$ et $b=1$. Pour ce cas, la marge de sécurité est fixée à 0.2 s. Les variables de décisions optimisées sont récapitulées dans le tableau.IV.11, la caractéristique de convergence de l’algorithme est présentée dans la figure.IV.24.

Relais	TDS	PTS
1	0.5247	0.5002
2	0.1003	1.7084
3	0.5388	0.5185
4	0.2807	0.7710
5	0.4121	0.5301
6	0.1001	1.4276

Tableau.IV.11 : Variables de décision optimales pour caractéristique très inverse

Relais primaire	Temp de déclenchement	Relais secondaire	Temp de déclenchement
1	0.1091	5	0.3109
2	0.0635	4	0.2679
3	0.0907	1	0.2911
4	0.0991	6	0.3037
5	0.0798	3	0.2807
6	0.0935	2	0.2962

Tableau.IV.12 : Temps de déclenchement optimisés des relais primaires et secondaires :
Caractéristique très inverse.

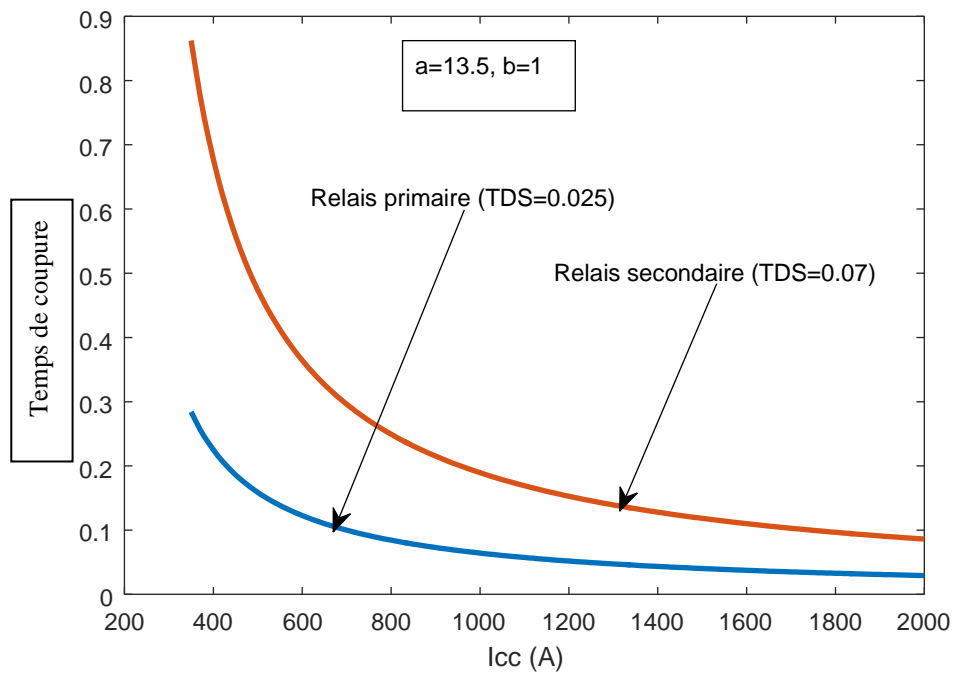


Fig.IV.24 caractéristiques des relais primaires et secondaires

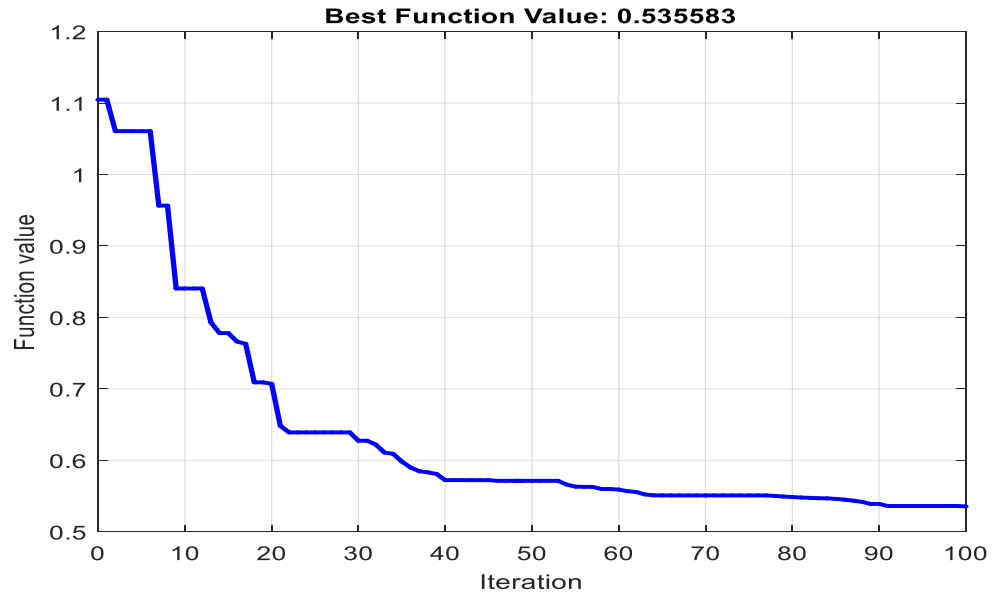


Fig.IV.25 Caractéristique de convergence de l’algorithme PSO.

IV.4.2.3 Cas d’étude 3 :

Ce troisième cas est dédié à démontrer le rôle de la marge de sélectivité aux réglages des relais de protection. Pour ce cas, la marge de sécurité est fixée à 0.3s. La caractéristique de convergence de l’algorithme est présentée dans la figure. IV.26.

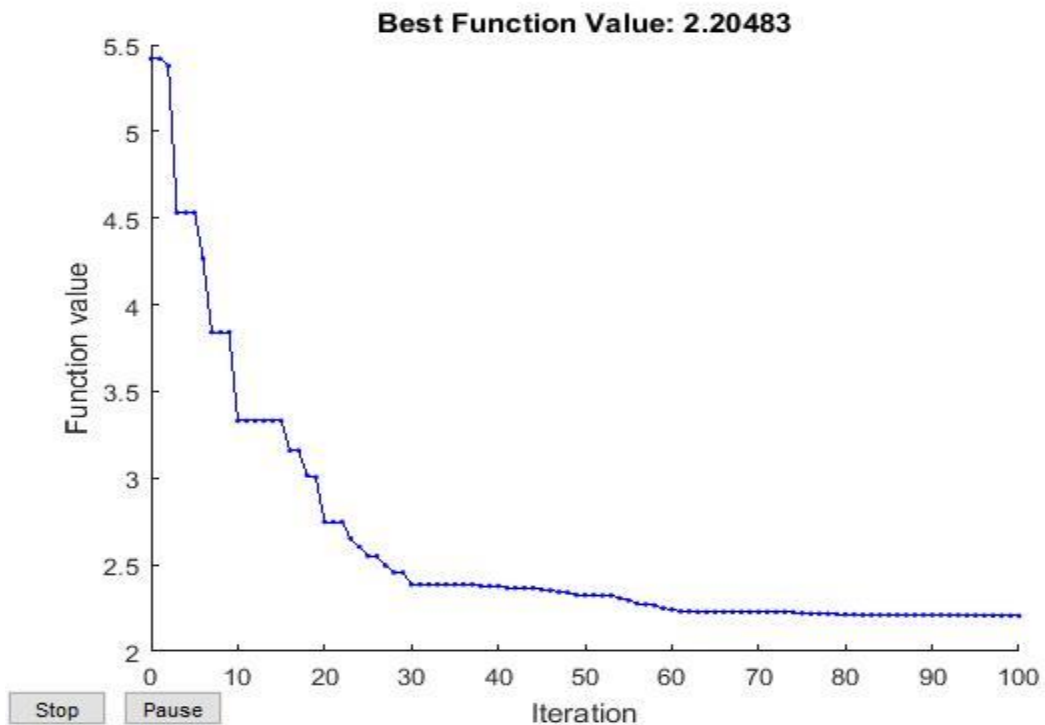


Fig.IV.26Caractéristique de convergence de l’algorithme PSO.

Interprétation des résultats

1. Le temps de déclenchement des relais primaire est de 1.56s lorsqu'on a considéré la caractéristique inverse pour tous les relais. Le temps de déclenchement des relais primaires est réduit à 0.53s lorsque la caractéristique des relais est de type très inverse.
2. la marge de sélectivité influe sur les paramètres de réglage des relais, le choix entre 0.2s et 0.3s dépend de la technologie des relais utilisée.
3. La marge de sécurité est bien respectée :

IV.4.2.4 Scénario 2

Identification des paramètres de l'algorithme PSO

Ce scénario est dédié à identifier et vérifier les paramètres de l'algorithme PSO permettant ainsi de localiser la meilleure solution. Deux cas à considérer, le premier cas consiste à fixer le nombre de génération maximal est faire varier la population (nombre de particules), alors que le deuxième cas consiste à fixer la population est faire varier le nombre d'itération maximal.

IV.4.2.4.1 Cas 1

Fixer la génération a 100, faire varier la population dans la marge [10 20 30], et les coefficients d'accélération varient au cours de génération.

- Cas 1.1 : Pour population égale 30:

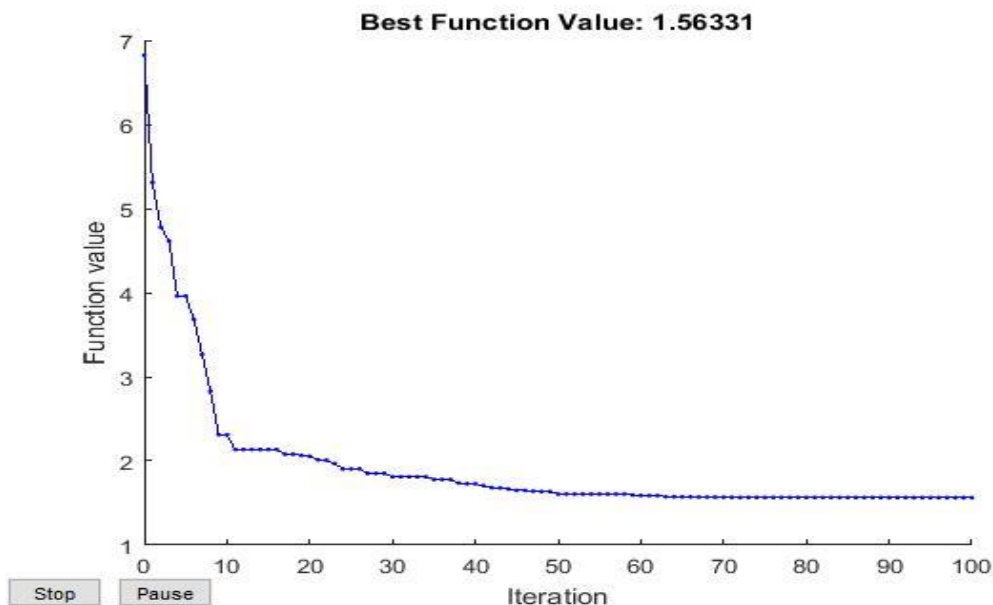


Fig.IV.27Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO:Population 30.

- Cas 1.2 : Pour population égale 20 :

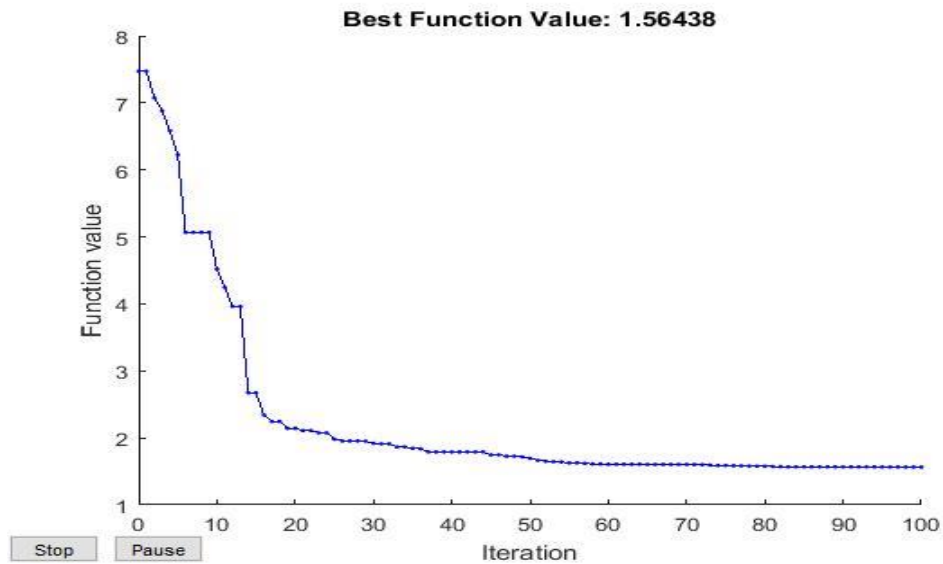


Fig.IV.28 Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO : Population 20

- Cas 1.3 : Pour population égale 10 :

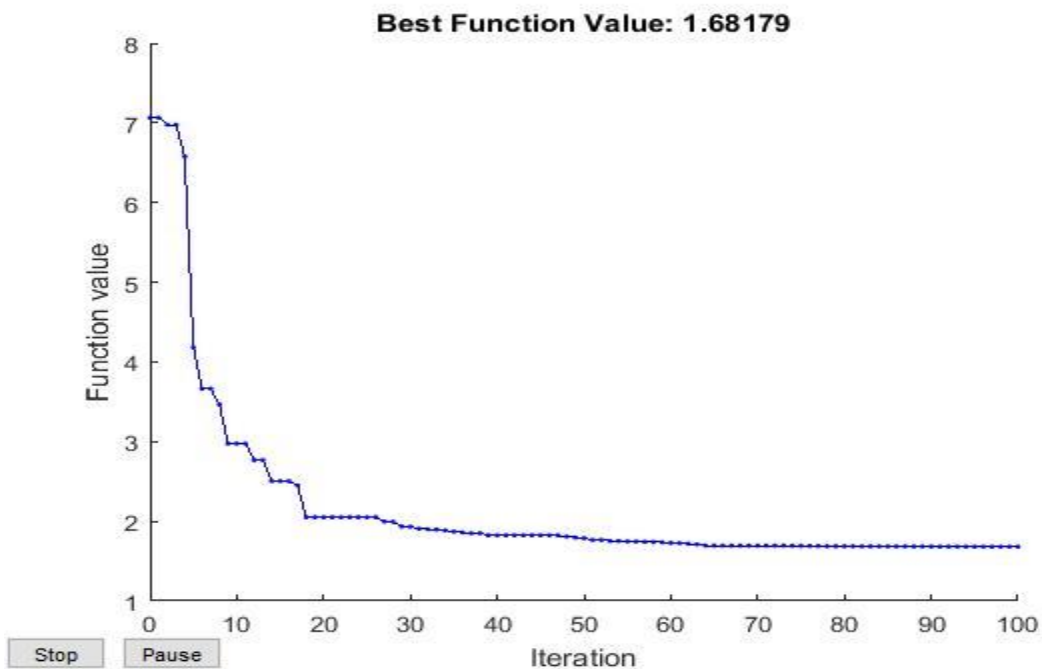


Fig.IV.29 Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO : Population 10

Interprétation :

D'après les tests effectués, on remarque que si les paramètres de l'algorithme PSO à savoir le facteur de poids et les coefficients d'accélération varient d'une manière dynamique, le temps de déclenchement minimal est obtenu pour une population égale à 30.

IV.4.2.4.2 Cas 2 :

Fixer la population à 30 et changer la génération dans l'intervalle [50 100 150 200]

- **Case 2.1:** Pour generation 50:

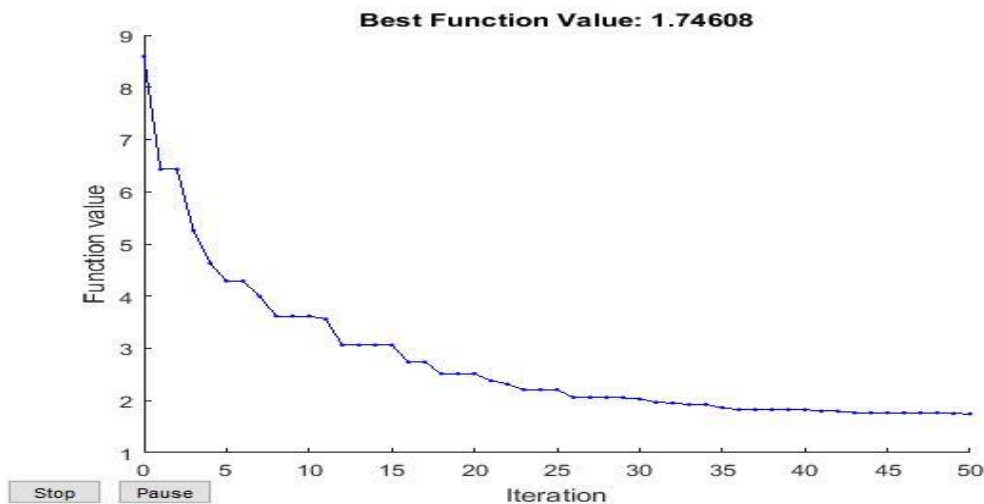


Fig.IV.30Caractéristique de convergence de l'algorithme PSO : Génération 50.

- **Case 2.2:** Pour génération 100:

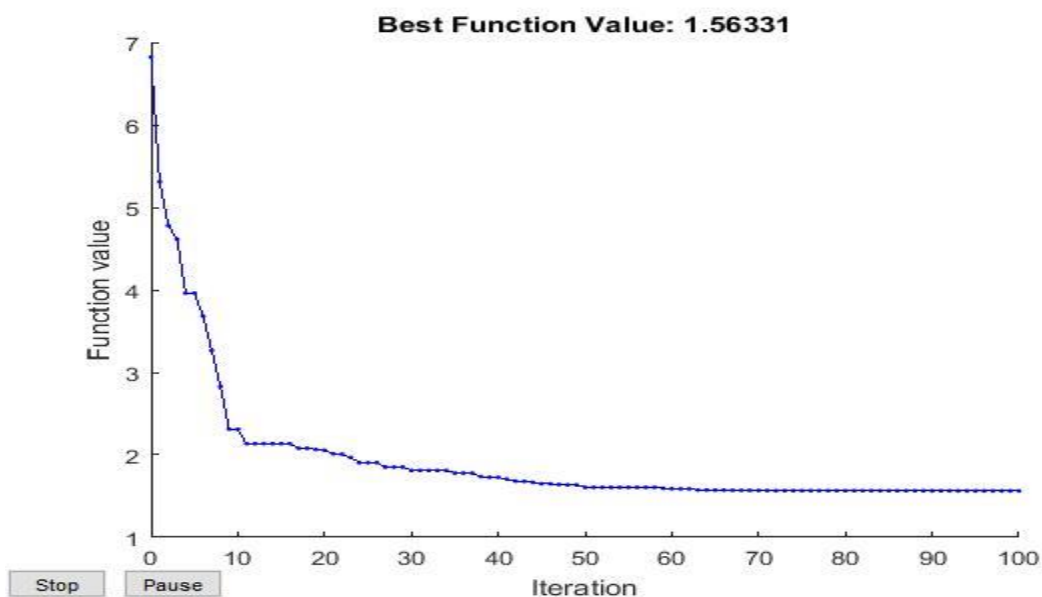


Fig.IV.31Caractéristique de convergence de PSO : Génération 100

- **Case 2.3:** Pour génération 150:

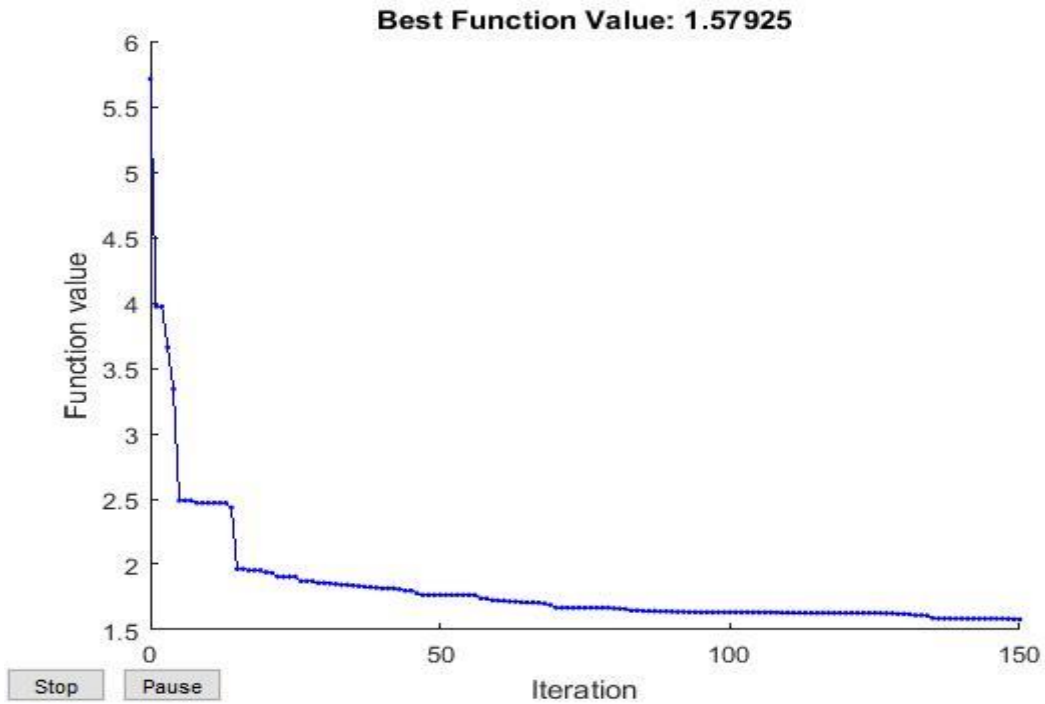


Fig.IV.32 Caractéristique de convergence de PSO : Génération 150

- **Case 2.4:** Pour generation 200:

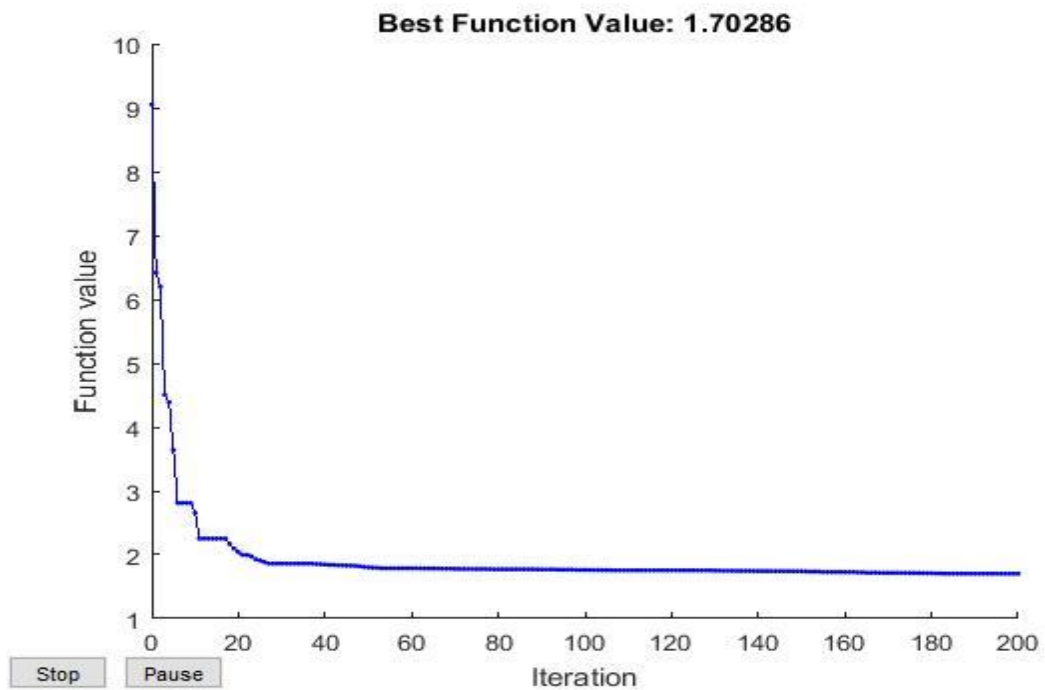


Fig.IV.33 Caractéristique de convergence de PSO : Génération 200.

- **Cas 1 :** Augmentation du courant de court-circuit de 10%

Pour ce cas, on a effectué une augmentation des courants de court-circuit de 10 %. Les temps de déclenchement optimisés des relais primaire et secondaires sont récapitulés dans le tableau. IV.14 :

Relais primaire	Temps de déclenchement	Relais Secondaire	Temps de déclenchement	TDS	PTS
1	0.4649	5	0.6649	0.1000	3.0861
2	0.6552	4	0.8552	0.1000	2.4299
3	0.5474	1	0.7474	0.1000	3.2748
4	0.6092	6	0.8092	0.1000	2.6711
5	0.5005	3	0.7005	0.1000	2.5958
6	0.3259	2	0.5259	0.1000	1.9771

Tableau.IV.14 : Temps de déclenchement optimisés des relais primaires et secondaires.

- **Cas 2 :** Réduction du courant de court-circuit de 10%

Pour ce cas, on a effectué une réduction des courants de court-circuit de 10 %. Les temps de déclenchement optimisés des relais primaire et secondaires sont récapitulés dans le tableau.IV.15 :

Relais primaire	Temp de declenchemant	Relais secondaire	Temp de déclenchement	TDS	PTS
1	0.4652	5	0.6652	0.1000	2.5273
2	0.6552	4	0.8552	0.1000	1.9877
3	0.5483	1	0.7483	0.1001	2.6823
4	0.6088	6	0.8088	0.1001	2.1811
5	0.5028	3	0.7028	0.1001	2.1351
6	0.3261	2	0.5261	0.1000	1.6184

Tableau.IV.15 : Temps de déclenchement optimisés des relais primaires et secondaires.

Interprétation :

- On remarque que la variation des courants de court-circuit suite à l'intégration d'un compensateur série ou 'l'installation d'une nouvelle source de production entraine une

variation des réglages des variables de contrôle associés aux relais à maximum de courant directionnels.

- Afin d'éviter d'avoir des déclenchements intempestifs, la vérification des paramètres de réglages des relais est une tâche primordiale.

IV.4.3 Optimisation par utilisation de l'algorithme génétique

L'algorithme génétique standard incorporé avec le Toolbox Matlab est adapté pour résoudre le problème d'optimisation de la coordination des relais directionnels. Les paramètres de l'algorithme génétique sont présentés dans le Tableau.IV.16. Les temps de déclenchements des relais primaires et secondaires sont récapitulés dans le tableau.IV.17.

Le Tableau.IV.18 représente une comparaison des résultats optimisés obtenus par GA et PSO.

PSO algorithme
Taille de la Population : 30
Génération maximale :400
Croisement : 0.85
Mutation : 0.015

Tableau.IV.16 Paramètres de l'algorithme génétique.

Relais primaire	Temps de déclenchement	Relais secondaire	Temps de déclenchement
1	0.3340	5	0.5344
2	0.2531	4	0.4548
3	0.3123	1	0.5120
4	0.2941	6	0.5087
5	0.2899	3	0.4900
6	0.2848	2	0.4851

Tableau.IV.17 Temps de déclenchement des relais primaire et secondaire

Relais	AG		PSO	
	TDS	PTS	TDS	PTS
1	0.1376	1.9986	0.1014	2.7548
2	0.1098	2.0000	0.1028	2.1363
3	0.1429	1.8870	0.1001	2.9920
4	0.1185	1.9469	0.1001	2.4664
5	0.1250	1.9999	0.1000	2.4067
6	0.1001	2.0000	0.1000	1.8203
td (s)	1.7681		1.5736	

Tableau.IV.18 Comparaison des résultats optimisés obtenus par GA et PSO.

Interprétations

1. Le temps de déclenchement des relais primaire optimisés par GA et de 1.7681 s.
2. Les variables de décision (TDS et PTS) sont optimisées dans leurs limites admissibles.
3. La marge de sélectivité est vérifiée.
4. L'algorithme PSO permet d'achever des résultats meilleurs par rapport à l'algorithme GA.
5. L'algorithme PSO nécessite un nombre de génération inférieur par rapport à l'algorithme GA, ce qui est favorable à l'algorithme PSO pour résoudre le problème d'optimisation des systèmes Large.

IV.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons adapté et appliqué l'algorithme PSO améliorée et l'algorithme génétique pour minimiser le temps de déclenchement des relais à maximum de courant directionnels installés dans un réseau bouclé. L'importance et l'efficacité des algorithmes proposés en termes de qualité de solution et temps d'exécution ont été validées sur un réseau électrique pratique (3 jeux de barres). D'autre part, les résultats obtenus confirment l'importance de minimiser le temps de déclenchements des relais primaires pour différents caractéristiques pour assurer une continuité de service conforme aux normes d'exploitation.

Conclusion Générale

La protection est un élément essentiel dans le réseau électrique et considérée comme une tâche indispensable afin d'assurer une bonne stabilité et une continuité de service adéquate. Il existe plusieurs types de protection et chaque type à une tâche bien déterminé. Mais dans un réseau électrique, toutes les protections doivent fonctionner en coordination. La protection à maximum de courant directionnelle est l'une des protections indispensables dans un réseau possédant au moins deux sources.

Pour cela le but général de ce mémoire de fin d'étude et la minimisation du temps de déclenchement des relais primaires installés dans de locations bien déterminées. Dans ce mémoire on a appliqué les algorithmes génétiques (GA) et l'algorithme d'optimisation par essaim de particule (PSO) à la dite optimisation pour optimisées les variables de décision associées aux relais à maximum de courant directionnels afin de réduire le temps de déclenchement des relais primaires.

L'importance et l'efficacité des algorithmes proposés en termes de qualité de solution et temps d'exécution ont été validées sur un réseau électrique pratique (3 jeux de barres). D'autre part, les résultats obtenus confirment l'importance de minimiser le temps de déclenchements des relais primaires pour différents caractéristiques et avec considération la variation des courants de courts circuits pour assurer une continuité de service conforme aux normes d'exploitation.

En perspective nous proposons d'élargir cette étude à l'application d'autres méthodes métaheuristiques pour l'optimisation de la coordination des relais à maximum de courant directionnels avec considération l'intégration des sources renouvelables.

Bibliographe

- [1] Protection des réseaux électriques 2003 Guide de Schneider
- [2] Zellagui Mohamed, étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 KV), université Mentouri Constantine, année 2010
- [3] Ethman Brahim et Levdhal Elhadj, détection et localisation des défauts de court-circuit dans une ligne HT, centre universitaire Belhadj Bouchaib d'Ain-Temouchent, Année universitaire 2016/2017
- [4] Boughezala, Mohammed, étude et simulation d'un coupleur de signaux HF pour réseaux d'énergie électrique Application : sélectivité logique des protections., université Mohamed Khider Biskra, année 2013
- [5] Miloud Lamine, étude et modélisation des courants de court-circuit dans les réseaux MT/BT, université de M'sila, année 2015/2016
- [6] Nouioua Mabrouk et Adoui Merwan, protection des réseaux électrique HTB en utilisant de relai de distance, université Mohamed Boudiaf - M'sila, année 2016 /2017
- [7] Ladjeroud Rafik, protection adaptative par relais à minimum d'impédance, université M'hamed Bougara faculté des hydrocarbures et de la chimie, année 2005
- [8] Nouioua Mabrouk et Adoui Merwan, protection des réseaux électrique HTB en utilisant de relai de distance, université Mohamed Boudiaf - M'sila, année 2016 /2017
- [9] Kadri Yamina, classification des défauts électriques dans les lignes de transport d'énergie par la logique floue, université des sciences et de technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, année 2010
- [10] Gahmousse Youcef, planification optimale de la protection des réseaux de transport a base des relais à maximum de courant directionnel, université Mohamed Khider de Biskra, année 2017/2018
- [11] Projet d'un nouveau plan de protections Réseaux 400, 220 et 60 KV de GRTE
- [12] Zaaboubi Khaled, pilotage sous LabView d'un système de protection à max de courant, université Mohamed Khider Biskra, année 2013/ 2014
- [13] Bouchahdane Mohamed, coordination de système de protection appliquée au réseau national, universite Constantine, année 2013
- [14] Necira Abdelwaheb, simulation et réalisation pratique d'une protection directionnelle, université Mohamed Khider Biskra, année 2015/2016

[15] Mancer Nabil, contribution a l'amélioration de l'efficacité de Sélectivité du Système de Protection des Réseaux Électriques par les Méthodes Méta-heuristiques, université Mohamed Khider de Biskra, année 2017.

[16] Slimani Linda, contribution à l'application de l'optimisation par des méthodes métaheuristiques à l'écoulement de puissance optimal dans un environnement de l'électricité dérégulé, université de Sétif, année 2009.

[17] Hamed Mostefa, dispatching économique dynamique par utilisation de méthodes d'optimisation globales, université Mohamed Khider de Biskra, année 2012/2013

[18] Beghoura Mohamed Amine, segmentation multi sources des Images Satellitaires par l'algorithme Firefly, université des sciences et de technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, année 2011/2012

[19] Mahdad Belkacem, Cours de Protection des réseaux électriques, université Mohamed Khider de Biskra, année 2019.