

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 électriques

Réf:.....

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

MASTER

Thème

**Optimisation de la coordination des
relais de protection dans les réseaux
électrique**

Présenté par :
MESSAOUDI Hassan
Soutenu le : 01 Juin 2015

Devant le jury composé de :

Mr ROUINA Abdelhafid
Mr MAHDAD Belkacem
Me KHLILI Fatiha

MCB
MCB
MAA

Président
Encadreur
Examineur

Année universitaire : 2014 / 2015

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 électriques

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

MASTER

Thème

Optimisation de la coordination des relais de protection dans les réseaux
électrique

Présenté par :

MESSAOUDI Hassan

Avis favorable de l'encadreur :

Dr. MAHDAD Belkacem

Avis favorable du Président du Jury

Dr. ROUINA Abdelhafid

Cachet et signature



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

Thème :

Optimisation de la coordination des relais de protection dans les réseaux électrique

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

RESUMES (Français et Arabe)

La fonction principale d'un système de protection et de mettre rapidement hors service tout partie du réseau affecté par le défaut. Assurer une bonne continuité de service, nécessite l'établissement d'un système de protection efficace par la coordination entre les différents relais de protection. Notre travail vise comme objectif principal l'optimisation de la coordination des relais à maximum de courant directionnels par application de l'algorithme génétique. L'algorithme proposé a été validé sur un réseau test IEEE 6-bus. Les résultats obtenus confirment l'efficacité de l'algorithme proposé et aussi l'importance de la coordination des relais par la minimisation du temps total de déclenchement des relais afin d'assurer une continuité de service.

إن المهمة الأساسية لنظام الحماية هي العزل الفعال والسريع للخطأ ضمن موضع معين من الشبكة. لأجل ضمان تغذية طاوية مستمرة للشبكة يتطلب وضع نظام حماية فعال وذلك بالتنسيق المرن بين مختلف المرحلات المدرجة ضمن نظام الحماية. يتعلق موضوع هذا البحث أساساً بالتنسيق الأمثل بين مختلف مرحلات التيار الأعظمي ذو الاتجاه مع مراعاة قيود التشغيل المثلى وذلك بتطبيق الخوارزمية الجينية. المنهجية المقترحة تم تطبيقها على شبكة اختبار IEEE 6-bus، النتائج المتحصلة عليها تؤكد فعالية الخوارزمية المقترحة وأهمية إيجاد زمن التشغيل الأمثل لمرحلات المنظومة لضمان استمرارية الخدمة العمومية للشبكات العروية.

Dédicace

Je Dédie Ce Modeste Travail A :

Mes Parent, Ma Mère Et Mon père

Mes Frères Et Ma Sœurs

Tout Ma Famille

Et Je Dédie Egalement Ce Travail à

tous Mes Amis Et Spécialement A

Abdelbari Bennacer

Remerciements

Nous remercions en premier lieu notre « DIEU » tout puissant de nous avoir donné la santé et le pouvoir de terminer ce modeste travail

Et Nous tenons vraiment à remercier

Notre promoteur, Dr Mahdad Belgacem qui nous a apporté une aide précieuse. Nous lui

Je remercie également Mr. Mancer Nabil, pour ses aides.

Nous tenons également à remercier le président et les membres de jury pour nous avoir fait l'honneur d'évaluer notre travail.

Enfin une pensée pleine de reconnaissance à tous les enseignants du département Génie électrique pour leurs efforts et leur collaboration lors de notre cursus à l'université de Mohamed Khider, BISKRA.

Sommaire

Sommaire

<i>Sommaire</i>	I
<i>Liste des figures</i>	II
<i>Liste des tableaux</i>	III
<i>Symbole</i>	IV
<i>Abréviations</i>	V
Introduction Générale	1
Chapitre I : Généralités Sur Les Défaits Dans Les Réseaux Electriques	
<i>I. 1 Introduction</i>	3
<i>I. 2 Origines des défauts</i>	3
<i>I. 3 Causes principales de ces défauts</i>	3
<i>I. 4 Caractéristiques des défauts</i>	3
<i>I. 4. 1 En fonction du nombre de conducteurs affectés</i>	4
<i>I. 4. 2 En fonction de la durée</i>	4
<i>I. 4. 2. 1 Défaits auto-extincteurs</i>	4
<i>I. 4. 2. 2 Défaits fugitifs</i>	4
<i>I. 4. 2. 3 Défaits semi-permanents</i>	4
<i>I. 4. 2. 4 Défaits permanents</i>	4
<i>I. 4. 2. 5 Défaits évolutifs</i>	4
<i>I. 4. 2. 6 Défaits intermittents</i>	5
<i>I. 5 Les perturbations</i>	5
<i>I. 5. 1 Les variations de tensions</i>	5
<i>I. 5. 2 Creux de tension et coupure brèves</i>	5
<i>I. 5. 3 Déséquilibres</i>	6
<i>I. 5. 4 Surtension</i>	7
A) Causes.....	7
B) Conséquences.....	7
<i>I. 5. 4. 1 Surtension demanoeuver</i>	7
<i>I. 5. 4. 2 Surtension atmospherique</i>	8
<i>I. 4. 1 Surcharges</i>	8
A) Cause	8

B) Conséquences :	8
I. 4. 2 Harmoniques.....	9
I. 4. 3 Courts circuits.....	9
A) Cause	9
B) Conséquences	10
I. 6 L'élimination des défauts	10
I. 7 Conclusion.....	10

Chapitre II : Analyse Des Défaits Symétriques

II. 1 Introduction.....	11
II. 2 Courant de court-circuit.....	11
II. 3 Origine des défauts.....	11
II. 4 Caractéristiques des courts-circuits.....	12
II. 4. 1 Nature	12
II. 4. 2 Types de court-circuit.....	12
A) <u>Les courts circuits symétriques</u>	12
B) <u>Les courts circuits dissymétriques</u>	12
II. 5 Tenue de matériels.....	15
II. 6 Fonctionnement des réseaux électriques.....	15
II. 7 Qualité de fourniture.....	15
II. 8 L'effet de court-circuit	15
II. 9 Conséquences des courts-circuits.....	16
II. 10 Détermination des diverses impédances de court-circuit	17
II. 11 Méthode matricielle	20
II. 11. 1 Calcul des courants de court-circuit symétriques : approche systématique.....	20
II. 12 Conclusion.....	25

Chapitre III : Généralités Sur Les Eléments D'un Système De Protection

III. 1 Introduction.....	26
III. 2 Définition sur la protection de réseaux.....	26
III. 3 Nécessite d'un système de protection.....	26
III. 4 Type de protection.....	26

III. 4. 1	Protections directionnelles de courant.....	26
III. 4. 1. 1.	Rôle des protections directionnelles.....	26
III. 4. 2	Protection différentielle.....	27
III. 5	Protection de différents types de matériels.....	28
III. 5. 1	Protection du moteur.....	28
III. 5. 2	Protection des alternateurs.....	29
III. 5. 3	Protection des jeux de barre.....	29
III. 5. 4	Protection du transformateur.....	30
III. 5. 5	Protection différentielle à fil pilote de câble.....	31
III. 6	Les relais de protection.....	31
III. 6. 1	Définition sur Relais de la protection.....	31
III. 6. 2	Raccordement des relais à la chaîne de protection.....	32
III. 6. 3	Différent type des relais.....	33
III. 6. 3. 1	Relais électromagnétiques.....	33
III. 6. 3. 2	Relais statique.....	34
III. 6. 3. 3	Relais numériques.....	36
III. 6. 3. 3. 1	Application de la sélectivité logique au Sepam.....	37
III. 6. 3. 3. 2	Fonctionnement.....	37
III. 6. 4	Critères de choix.....	38
III. 6. 5	Qualités d'un relais de protection.....	38
III. 6. 6	Les relais de protection contre les défauts.....	38
III.6.6.1	Relais à maximum de courant.....	40
III. 6. 6. 1. 1	Relais directionnels de courant.....	40
III. 6. 6. 1. 2	Relais différentiels de courant.....	40
III. 6. 6. 1. 3	Relais de surveillance de la fréquence.....	41
III. 6. 6. 1. 4	Les relais d'exploitation ou de surveillance.....	41
III. 7	Disjoncteurs.....	42
III. 8	Les Rédacteur de mesures.....	42
III. 8. 1	Transformateurs de courant (TC).....	42
III. 8. 2	Transformateurs de tension (TT).....	44

III. 9	Conclusion.....	45
--------	-----------------	----

Chapitre IV : Problèmes De Coordination De La Protection

IV. 1.	Introduction.....	46
IV. 2.	Plan de protection	46
IV. 3.	Les qualités d'un plan de protection.....	46
IV. 3. 1	La rapidité.....	46
IV. 3. 2	La fiabilité.....	47
IV. 3. 3	La simplicité.....	47
IV. 3. 4	La sélectivité.....	47
IV. 3. 4. 1.	Sélectivité ampérométrique.....	47
A)	Avantages.....	48
B)	Inconvénients.....	48
IV. 3. 4. 2.	Sélectivité chronométrique.....	49
A)	Avantages.....	49
B)	Inconvénients.....	50
IV. 3. 4. 3.	Sélectivité logique.....	50
A)	Avantages.....	51
B)	Inconvénients.....	52
IV. 3. 4. 4.	Sélectivité par protection directionnelle.....	52
A)	Avantage.....	52
B)	Inconvénient.....	52
IV. 3. 4. 5.	Sélectivité par protection différentielle.....	53
A)	Avantages.....	53
B)	Inconvénients	53
IV. 3. 4. 6.	Sélectivités combinées.....	53
IV. 3. 4. 7.	La sélectivité optimale	54
IV. 4.	Zone de Protection.....	54
IV. 5.	La coordination.....	55
IV. 5. 1.	Protection des réseaux bouclés.....	56

<i>IV. 5. 2. Coordination des relais pour la protection des réseaux.....</i>	<i>56</i>
<i>IV. 5. 3. Problème de coordination des relais.....</i>	<i>56</i>
<i>IV. 5. 4. Caractéristiques des relais.....</i>	<i>57</i>
<i>V. 5. 4. 1. Relais à maximums de courants.....</i>	<i>57</i>
<i>IV. 5. 5. Protection primaire et protection de secours.....</i>	<i>62</i>
<i>IV. 5. 6. Formulation du problème.....</i>	<i>64</i>
<i>IV. 5. 6. 1 Fonction objectif.....</i>	<i>64</i>
<i>IV. 5. 6. 2 Contraintes.....</i>	<i>65</i>
<i>IV. 5. 7. Problème d'optimisation.....</i>	<i>67</i>
<i>IV. 5. 7. 1. Les méta-heuristiques.....</i>	<i>57</i>
<i>IV. 5. 7. 2. Historique.....</i>	<i>68</i>
<i>IV. 5. 7. 3. Définition de l'AG.....</i>	<i>68</i>
<i>IV. 5. 7. 4. Comparaison avec d'autres méthodes.....</i>	<i>69</i>
<i>IV. 5. 7. 5. Mécanisme de fonctionnement des AG.....</i>	<i>69</i>
<i>IV. 5. 7. 5. 1. Codage des variables.....</i>	<i>70</i>
<i>A. Codage binaire.....</i>	<i>70</i>
<i>B. Codage réelles.....</i>	<i>70</i>
<i>IV. 5. 7. 5. 2. La sélection.....</i>	<i>71</i>
<i>A. Sélection par roulette (wheel selection).....</i>	<i>71</i>
<i>B. Sélection par rang.....</i>	<i>71</i>
<i>C. Sélections de De Jong.....</i>	<i>71</i>
<i>C. 1. Elitisme.....</i>	<i>71</i>
<i>C. 2. Méthode de l'espérance mathématique.....</i>	<i>71</i>
<i>D. Sélection de Brindle.....</i>	<i>72</i>
<i>IV. 5. 7. 5. 3. Reproduction (Croisement).....</i>	<i>72</i>
<i>IV. 5. 7. 5. 4. La mutation.....</i>	<i>72</i>
<i>A. La mutation uniforme.....</i>	<i>73</i>
<i>B. La mutation non uniforme.....</i>	<i>73</i>
<i>IV. 5. 7. 5. 5. Critères d'arrêt.....</i>	<i>73</i>
<i>IV. 5. 7. 6. Réglage des paramètres d'un L'AG.....</i>	<i>73</i>

IV. 5. 7. 7. <i>Caractéristiques</i>	74
IV. 6. <i>Conclusion</i>	74
Chapitre V : Résultats De Simulation	
V. 1 <i>Introduction</i>	75
V. 2 <i>Application de la technique d'optimisation par l'AG</i>	75
V. 3 <i>Réseau test</i>	76
V. 4 <i>Méthode d'identification des relais primaire et secondaire</i>	79
V. 5 <i>Résultats de simulations</i>	80
V. 5. 1 <i>Test 1</i>	81
V. 5. 1. 1 <i>Convergence des variables des controles</i>	84
V. 5. 1. 2 <i>Performances de l'algorithme génétique</i>	87
V. 5. 1. 2. 1 <i>Effet du nombre de générations</i>	87
V. 5. 1. 2. 2 <i>Effet de la Population</i>	88
V. 5. 1. 2. 3 <i>Effet des paramètres de l'algorithme génétique</i>	89
V. 5. 2 <i>Test 2</i>	90
V. 5. 2. 1 <i>Performances de l'algorithme génétique</i>	94
V. 5. 2. 1. 1 <i>Effet du nombre de générations</i>	74
V. 5. 2. 1. 2 <i>Effet de la Population</i>	74
V. 5. 2. 1. 3 <i>Effet des paramètres de l'algorithme génétique</i>	95
V. 6 <i>Comparaison des résultats</i>	96
V. 7 <i>Conclusion</i>	97
Conclusion Générale	98
Bibliographiques	

Listes des Figures

LISTE DE FIGURE

<i>Figure (I.1)</i> : Coupure brève et creux de tention	6
<i>Figure (I.2)</i> : Déséquilibres des tensions triphasées	6
<i>Figure (I.3)</i> : Onde de tension au déclenchement d'un transformateur MT/BT	7
<i>Figure (I.4)</i> : Onde de tension au déclenchement d'une batterie de condamateur MT	8
<i>Figure (II.1)</i> : Court-circuit monophasé (phase-terre)	13
<i>Figure (II.2)</i> : Court-circuit monophasé à travers une impédance	13
<i>Figure (II.3)</i> : Court-circuit biphasé isolé	13
<i>Figure (II.4)</i> : Court-circuit biphasé terre	13
<i>Figure (II.5)</i> : Court-circuit biphasé terre à travers une impédance	14
<i>Figure (II.6)</i> : Court-circuit triphasé terre	14
<i>Figure (II.7)</i> : Court-circuit triphasé	14
<i>Figure (II.8)</i> : Court-circuit triphasé à travers une impédance	14
<i>Figure (II.9)</i> : Méthodologie d'analyse	17
<i>Figure (II. 10)</i> : Schéma unifilaire du réseau	19
<i>Figure (II. 11)</i> : Schéma des impédances des éléments du réseau	19
<i>Figure (II. 12)</i> : Schéma équivalente réelle	19
<i>Figure (II. 13)</i> : réseau matrice de transfert \bar{Z}_{Bus}	21
<i>Figure (II. 14)</i> : Impédance de Thévenin dans Z_{bus}	23
<i>Figure (II. 15)</i> : Organigramme de calcul par la méthode matricielle : défauts symétriques	24
<i>Figure (III. 1)</i> : Illustration du rôle des protections directionnelles	27
<i>Figure (III. 2)</i> : Synoptique d'une fonction différentielle	28
<i>Figure (III. 3)</i> : Schéma d'une protection différentielle moteur	29
<i>Figure (III. 4)</i> : Schéma du montage d'une protection différentielle jeu de barre	30
<i>Figure (III. 5)</i> : Schéma d'une protection différentielle transformateur	30
<i>Figure (III. 6)</i> : Schéma d'une Protection différentielle à fil pilote de câble	31
<i>Figure (III. 7)</i> : Raccordement d'un Relais de protection	32
<i>Figure (III. 8)</i> : schéma bloc de défirrent type des Relais	33
<i>Figure (III. 9)</i> : Relais électromagnétique à induction par disque simple	34
<i>Figure (III. 10)</i> : Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique	34
<i>Figure (III. 11)</i> : Relais statique Vigirck (Merlin Gerin)	35

Figure (III. 12) : Relais statique	35
Figure (III. 13) : Relais numérique (sepam)	36
Figure (III. 14) : Sélectivité chronométrique avec relais à temps indépendant	39
Figure (III. 15) : Sélectivité chronométrique avec relais à temps dépendant	40
Figure (III. 16) : les réducteurs de mesure	43
Figure (III. 17) : TC type bobiné	43
Figure (III. 18) : TC type tore	43
Figure (III. 19) : Schéma électrique simplifié du transformateur de tensions	44
Figure (III. 20) : Retardement de (TT) entre phase et terre	44
Figure (III. 21) : Raccordement de (TT) entre phase	44
Figure (IV. 1) : Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique	48
Figure (IV. 2) : Principe de sélectivité chronométrique	49
Figure (IV. 3) : Distribution en antenne avec utilisation sélectivité logique	51
Figure (IV. 4) : Principe de la protection directionnelle	52
Figure (IV. 5) : Principe de la protection différentielle	53
Figure (IV. 6) : Les zones de protection d'un réseau électrique	55
Figure (IV. 7) : Caractéristique à temps inverse	58
Figure (IV. 8) : Caractéristique à temps inverse	58
Figure (IV. 9) : Caractéristiques standard IDMT des relais	60
Figure (IV. 10) : Protection primaire, doublée de secours	62
Figure (IV. 11) : Un réseau électrique avec des relais directionnels	64
Figure (IV. 12) : Relais à max de courant primaire et secours	65
Figure (IV. 13) : Représentation de CTI	66
Figure (IV. 14) : Principe de base d'une méthodologie d'optimisation	67
Figure (IV. 15) : Structure présentée les quatre niveaux d'organisation des paramètres d'un AG	68
Figure (IV. 16) : Organigramme d'AG	69
Figure (IV. 17) : Codage binaire des données	70
Figure (IV. 18) : Codage par valeurs réelles	70
Figure (IV. 19) : Croisement en un point	72
Figure (IV. 20) : Croisement en deux points	72
Figure (IV. 21) : Représentation schématique d'une mutation dans un chromosome	73
Figure (V. 1) : Organigramme d'optimisation de la coordination des relais de protection	75
Figure (V. 2) : Schéma unifilaire du réseau test 6-Bus	76
Figure (V. 3) : Exemple d'identification des relais secondaires	79

Figure (V. 4) : Caractéristiques de convergence de l'algorithme pour 10 exécutions	82
Figure (V. 5) : Caractéristiques de convergence de l'algorithme pour la meilleure solution	83
Figure (V. 6) : meilleur individuelle	83
Figure (V. 7) : Convergence de la variable TDS de relais 1 primaires	84
Figure (V. 8) : Convergence de la variable PTS de relais 1 primaires	84
Figure (V. 9) : Convergence de la variable TDS des de relais 2 primaires	85
Figure (V. 10) : Convergence de la variable PTS de relais 2 primaires	85
Figure (V. 11) : Vérification de l'intervalle de coordination : relais primaire/secondaire	87
Figure (V. 12) : Caractéristiques de convergence de l'algorithme pour 10 exécutions	92
Figure (V. 13) : Caractéristiques de convergence de l'algorithme pour la meilleure solution	92

Liste des Tableaux

Liste Des Tableaux

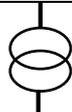
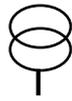
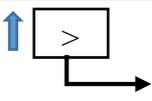
<i>Tableau (V. 1)</i> : Rapports de transformation des TC	77
<i>Tableau (V. 2)</i> : Représentation des courants de courts circuits associés aux relais primaires et secondaires	78
<i>Tableau (V. 3)</i> : Relais primaires et secondaires du réseau tes 6-Bus	80
<i>Tableau (V. 4)</i> : Variables de contrôles (TDS, PTS) optimisés	81
<i>Tableau (V. 5)</i> : Indices d'efficacité de l'algorithme	85
<i>Tableau (V. 6)</i> : Vérification de violation des contraintes	86
<i>Tableau (V. 7)</i> : Effet du nombre de génération sur la solution optimale	88
<i>Tableau (V. 8)</i> : Effet de la population sur la solution optimale	89
<i>Tableau (V. 9)</i> : L'effet du nombre de génération et la population sur le temps d'exécution	89
<i>Tableau (V. 10)</i> : Variables de contrôles (TDS, PTS) optimisés	91
<i>Tableau (V. 11)</i> : Vérification de violation des contraintes	93
<i>Tableau (V. 12)</i> : Effet du nombre de génération sur la solution optimale	94
<i>Tableau (V. 13)</i> : Effet de la population sur la solution optimale	94
<i>Tableau (V. 14)</i> : Effet de la génération et de la population sur le temps d'exécution	95
<i>Tableau (V. 15)</i> : Comparaison des résultats obtenus	96
<i>Tableau (V. 16)</i> : Comparaison des résultats obtenus pour les deux intervalles de coordination	97

Abréviations

Et

Symboles

Symboles Graphiques

Symbole	Mot Clet
	Transformateur
	Transformateur de tension
	Alternateur
	Transformateur de courant
	Départ HTA ou BT
	La terre
	Relias de protection
	Relais de protection directionnel
	disjoncteur
	Résistance de la ligne
	Inductance de la ligne
	Court -circuit

Abréviations

TT	Transformateur de tension
TC	Transformateur de courant
JB	Jeu de Barre
C	Capacité de la ligne
R	Résistance
L	Inductance de la ligne
I	Courant
I _{cc}	Courant de court-circuit
T _d	Temporisation de relais
V	Tension
D	Disjoncteur
T	Temporisation
HTB ou HT	Haut tension
HTA ou MT	Moyenne tension
BT	Basse tension
Z	Impédance de la ligne
R _f	Résistance de défaut
I _n	Courant nominale
U _n	Tension nominale

Ip	Courant de déclenchement
TDS	le temps de retard
PTS	Facteur de temporisation
CTI	Intervalle de temps de coordination
CTR	Rapports de transformation de courant
Top	Temps opération primaire
Relais P/S	Relais primaire et Secondaire

Introduction Générale



Introduction Générale

La tâche principale des experts chargés de la planification des réseaux électriques est de réaliser le meilleur compromis entre coût de production et le risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défaut viennent perturber le fonctionnement du réseau et affecter la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs. Les conséquences des défauts de court-circuit sont importantes et dépendent fortement de l'intensité du courant de défaut, qui dépend alternativement du type de défaut, du point du défaut, de la mise à la terre du système, de l'impédance de source, et de l'impédance du défaut. La durée de défaut est également très importante dans l'estimation des conséquences d'un défaut.

La fonction principale d'un système de protection est de mettre rapidement hors service toute partie du réseau affecté par un défaut. Le but est d'assurer la sécurité aux personnels et de minimiser les dommages pour l'équipement après le maintien de la stabilité du reste du réseau. Localiser et isoler le défaut à la zone affectée sans perturbé les autres consommateurs appartenant aux autres zones est une tâche délicate qui nécessite d'établir une coordination entre les différentes zones à protégés. Cette propriété du système de protection est connue sous le nom de sélectivité, dont le résultat est une continuité de service maximale avec le minimum de déconnexions du réseau.

Les protections sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique a permis de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et même des appareils multifonctions. Assurer une bonne continuité de service nécessite l'établissement d'un système de protection bien coordonné. La coordination des relais de protection est une tâche très importante, et cette tache devient de plus en plus complexe en fonction de la topologie du réseau électrique. L'idée originale de l'optimisation du temps de déclenchement des relais directionnels a été établie par [1], dans la littérature plusieurs méthodes d'optimisation ont été proposés pour résoudre ce type de problème, à savoir : les algorithmes génétique (GA) [2], l'essaim de particule (PSO) [3], et d'autres méthodes [4-5].

Notre travail vise comme objectif principal l'optimisation de la coordination des relais directionnels installés dans un réseau maillé par utilisation de l'algorithme génétique afin d'assurer une continuité de service.



Plan de mémoire

Le présent mémoire de fin d'étude est structuré autour de cinq chapitres à savoir :

Le premier chapitre est consacré à donner des généralités sur les perturbations qui affectent les réseaux électriques.

Le deuxième chapitre vise à donner une méthodologie d'analyse des différents courts-circuits, en effet deux méthodes ont été proposées, la méthode des impédances et la méthode matricielle. Ce chapitre a pour objectif principal de confirmer l'importance de calculer les courants de court-circuit pour entamer la phase de réglage des relais de protection.

Le troisième chapitre expose les différents types de relais existant dans le système de protection, ainsi que leurs caractéristiques et principe de fonctionnement.

Le quatrième chapitre se compose de deux parties bien coordonnées, la première partie est consacré à traiter le problème de coordination ou la sélectivité d'un système de protection, dans la deuxième partie, une description des méthodes métaheuristiques en particulier les algorithmes génétique est donnée.

Le cinquième chapitre est consacré à analyser et discutés les résultats trouvés par l'application de l'algorithme génétique.

Chapitre I

Généralités Sur Les Défauts Dans Les Réseaux Electriques.



I. 1. Introduction

Ce chapitre, va être consacré à exposer en bref les différents types des perturbations et défauts qui affectent les réseaux électriques, leurs pourcentages réels, leurs causes ainsi que leurs conséquences.

I. 2. Origines des défauts

Les défauts dans un réseau électrique peuvent avoir différentes origines :

- mécanique (une rupture de conducteurs ou une liaison électrique accidentelle entre deux condensateurs par un corps étranger) ;
- électrique (une dégradation de l'isolement entre phases ou entre une phase et la masse ou la terre, ou suite à des surtensions à cause de manœuvres ou coups de foudre) ;
- humaine, par exemple la mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes ou la fermeture par erreur d'un appareil de coupure. [25]

I. 3. Causes principales de ces défauts

- les agressions atmosphériques, (foudre, tempête) – 45%
- les chutes d'arbres -18%
- les défaillances des matériels – 13% [25].

I. 4. Caractéristiques des défauts

Les défauts peuvent être caractérisés par leur nombre de conducteurs, leur durée et l'intensité du courant [25].

I. 3. 1. En fonction du nombre de conducteurs affectés

Triphasé : Il s'agit d'un défaut entre trois phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

Biphasés : entre deux phases du réseau.



Biphasé : Il s'agit d'un défaut entre deux phases par l'intermédiaire de la terre.

Monophasé : Il s'agit d'un défaut entre une phase et la terre [25].

1. 3. 2. En fonction de la durée

On effectue généralement le classement des défauts en fonction de leur durée. Cette dernière a un impact sur le comportement des protections. On distingue les défauts :

1. 3. 2. 1. Défauts auto-extincteurs

Ils disparaissent naturellement avant le fonctionnement des protections, en une durée inférieure à environ 100 ms [25].

1. 3. 2. 2. Défauts fugitifs

Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service après une ouverture d'environ 0,3 s ou par le disjoncteur shunt.

1. 3. 2. 3. Défauts semi-permanents

Ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service à l'issue du 1^{er} ou du 2^{ème} renclenchement lent.

1. 3. 2. 4. Défauts permanents

Ils mettent le réseau hors tension et nécessitent l'intervention du personnel d'exploitation d'abord pour isoler l'équipement en défaillance, rétablir l'équipement en défaut.

1. 3. 2. 5. Défauts évolutifs

Défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé (accompagné d'un creux de tension perceptible par les clients).



I. 3. 2. 6. Défauts intermittents

Ce sont des défauts monophasés de durée de 10 à 20 ms qui se réamorcent selon une périodicité généralement comprise entre 100 et 200 ms. On les trouve actuellement sur les réseaux souterrains (1 % des défauts) et surtout sur les réseaux compensés.

Ces défauts ne se produisent pas à la même fréquence, car les statistiques donnent la répartition suivante :

- Auto-extincteurs : 5 % ;
- Fugitifs : 70 % à 80 % ;
- Semi-permanents : 05 % à 15% ;
- Permanents : 05% à 15 %.

Ces chiffres justifient l'utilisation d'appareils automatiques qui coupent les départs affectés le temps nécessaire à l'élimination des défauts non permanents [25].

I. 5. Les perturbations

I. 4. 1. Les variations de tensions

La variation de la tension autour de la valeur nominale est en fonction de la structure et de la charge du réseau (longueur des conducteurs et variation de la charge) et des systèmes régulateurs du réseau public (prise).

En Europe, la norme indique qu'en exploitation normale, pour chaque période d'une semaine 95% des valeurs efficaces moyennées sur 10 minutes doivent se situer dans une plage de tension $U_n \pm 10\%$.

Dans les pays en voie de développement, il est possible d'observer fréquemment des variations plus fortes que $\pm 20\%$ [21].

I. 4. 2. Creux de tension et coupure brèves

Les creux de tension sont généralement définis comme une baisse de 10% à près de 100% de la valeur nominale de la tension pendant un temps compris entre 10ms et quelques secondes.

Lorsque la tension est absente (baisse de tension de 100%) pendant 1 s on parle de « coupure brève » et entre 10 ms et 1 s de « coupure très brève ».

Lorsque la durée est $\leq 10\text{ ms}$, la coupure est généralement due à des phénomènes transitoires ou volontaires, par exemple l'emploi de gradateur, les défauts de courts circuits [21].

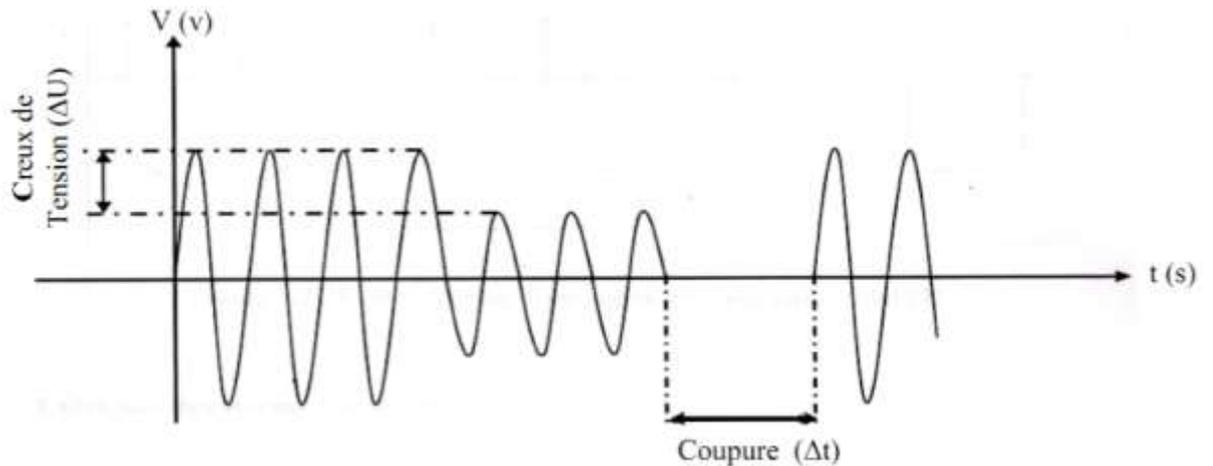


Figure (I.1) : Coupure brève et creux de tension.

I. 4. 3. Déséquilibres

On appelle déséquilibre sur une ligne ou dans une installation triphasée la différence entre les trois courants des phases. Généralement, il est limité au réseau BT à cause des clients alimentés en deux fils. Le taux de déséquilibre ne doit pas dépasser 15%.

Ce déséquilibre crée un champ inverse au champ tournant au niveau de l'alternateur, ce qui nécessite de surveiller le déséquilibre à cause du couple freinant qu'il peut engendrer [25].

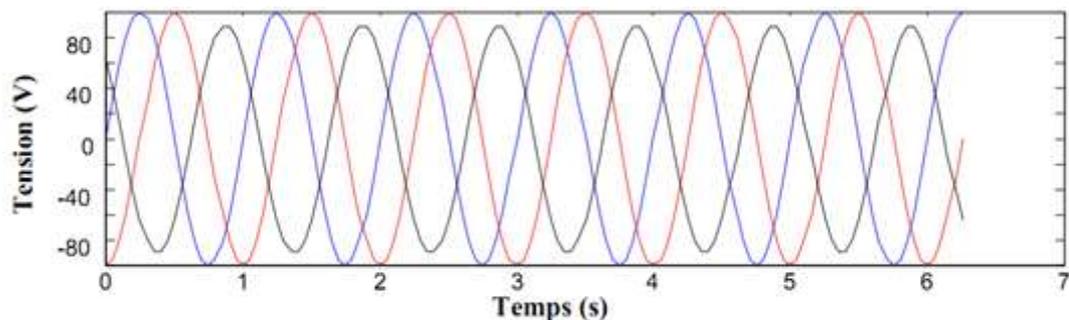


Figure (I.2) : Déséquilibres des tensions triphasées

I. 4. 4. Surtention

On appelle surtension toute tension entre un conducteur de phase et terre ou entre deux conducteurs de phases, dont la valeur maximale dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel. L'importance de la contrainte à laquelle elle soumet les isolants dépend grandement de sa valeur maximale et surtout de la vitesse avec laquelle elle s'établit [25].

Causes

- A cause de mauvais réglage (centrale ou transformateur d'alimentation) au réseau à vide trop long
- Coup de foudre indirect
- Coupure brutale du courant en ligne (self-induction -manœuvre de disjoncteur).

Conséquences :

- Contraintes sur les isolants ; et sur les circuits ; et sur les récepteurs.
- Risque accru de claquage des isolants dans l'air et /ou dans le transformateur [25].

I. 4. 4. 1 Surtention demanoeuver

Ce sont des surtentions dues aux manoeuvres effectuées sur le réseau MT comme le déclenchement d'un transformateur *figure (I. 3)* ou l'enclenchement d'un batterie de condensateur *figure (I. 4)* [21].

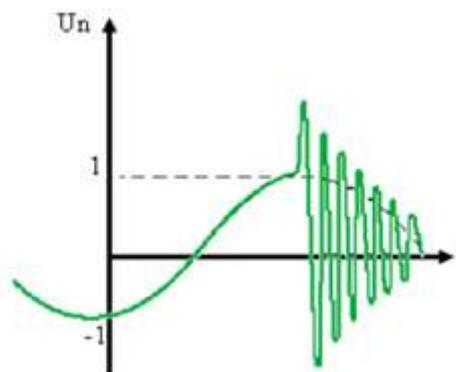


Figure (I.3) : Onde de tension au déclenchement d'un transformateur MT/BT.

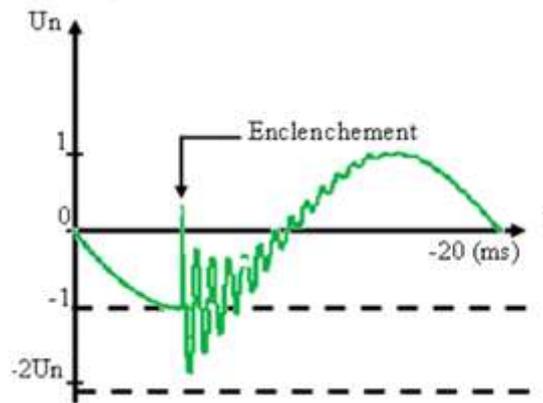


Figure (I.4) : Onde de tension au déclenchement d'une batterie de condensateur MT.

I. 4. 4. 2 *Surtention atmospherique*

Elles dues aux coups de foudre (qui tombent sur une ligne ou une structure) et indirectes (qui tombent sur la terre et augmentent son potentiel) [21].

I. 4. 5. *Surcharges*

Elles se produisent lorsque les appareils installés sont trop puissants pour les lignes d'alimentation ou quand le travail demandé aux machines est exagéré, ce qui conduit à un courant de surcharge maintenu et ce dernier peut provoquer un échauffement anormal pouvant entraîner la détérioration des installations.

Cause :

- Court-circuit ;
- Couplages difficiles (fermeture de longues boucles d'interconnexion) ;
- Pointes de consommation ou de transit d'énergie ;
- Report de charge suite à la coupure d'une liaison en parallèle.

Conséquences :

- Surcharges violentes mais brèves ;
- Surcharges faibles mais durables [25].



I. 4. 6. Harmoniques

Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont la fréquence est un multiple entier de la fréquence fondamentale du réseau.

En général, les harmoniques pairs sont négligeables et seuls les harmoniques impaires existent. Les principaux harmoniques présents sont le troisième, le cinquième, le septième et le neuvième.

Ils sont produits dans de faibles proportions par les appareils de production et de distribution d'électricité. La grande majorité des sources d'harmoniques sont constituées :

> De charges industrielles :

- Equipements d'électronique de puissance : redresseurs, onduleurs ;
- Charges utilisant l'arc électrique : machine à souder, éclairage (tube fluorescents), four A arc.

> De charges domestiques :

- Munie de convertisseurs ou d'alimentation à découpage : four à microonde, ordinateur, imprimante, téléviseur, plaque à induction [21].

I. 4. 7. Courts circuits

Le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne. tous les matériels et liaisons (câbles, lignes) traversés par le court-circuit subissent une forte contrainte mécanique qui peut entraîner des ruptures,

Cause :

- Contact entre conducteurs (direct ou par objet interposé),
- Claquage des isolants solides,
- Amorçage par arc dans l'air ou un liquide isolant (surtension ou réduction d'isolement).

**Conséquences :**

- Chute de tension : forte baisse ou disparition de tension chez les usagers,
- Surintensité : échauffements locaux surtout à l'endroit de défaut,
- Efforts électrodynamiques (barres, transformateur) [25].

I. 6. L'élimination des défauts

La surveillance permanente des grandeurs électriques du réseau, par des capteurs fiables et bien dimensionnés alimentant des relais de protection, permet un isolement rapide de la zone en défaut. Ces relais doivent ignorer une perturbation fugitive et normale et agir sans défaillance quand il s'agit d'un défaut destructif à éliminer [10].

I. 7. Conclusion

La présentation des différents type de perturbations et défauts est une phase importante afin d'éviter d'éventuels dysfonctionnements ou dégradation des équipements, il est nécessaire de les dimensionner en conséquence. Dans tous les cas le choix efficace du matériel d'une nouvelle installation passe obligatoirement par la connaissance a priori des courant de court-circuit.

Chapitre II

Analyse Des Défauts Symétriques.



II. 1 Introduction

Le courant de court-circuit sont un cas particuliers des conditions anormale de fonctionnement des réseaux électrique, la condition anormale peuvent être dues soit défaut d'isolement ou exploitation, le calcul analytique pour déterminer les courant de court-circuit est possible cause de leur importance et leur utilité, ce chapitre on va présenter les calculs des courant de court-circuit symétrique et présenter la méthodologie de calcul dans des réseaux électrique.

II. 2 Courant de court-circuit.

Un court-circuit est le contact accidentel entre deux conducteurs de polarité différente. Il entraîne une décharge de courant nettement supérieure à la normale appelée courant de court-circuit.

Un court-circuit peut avoir différentes causes : Origine mécanique, Origine climatique et Origine interne [15].

II. 3 Origine des défauts

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.

- Les **lignes aériennes** sont soumises aux perturbations atmosphériques (foudre, tempêtes, etc.). Certaines régions, régions montagneuses par exemple, sont beaucoup plus exposées que d'autres à la foudre ; selon les niveaux de tension, celle-ci est responsable de 60 à plus de 80% des défauts.
- Les **câbles souterrains** sont exposés aux agressions extérieures (d'engins mécaniques de terrassement par exemple) qui entraînent systématiquement des défauts permanents.
- Les **matériels de réseaux et de postes** 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'isolement qui se traduisent par des courts-circuits [22].



II. 4 Caractéristiques des courts-circuits

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant. On utilisera souvent, comme l'électrotechnicien de réseaux, le terme de défauts pour les désigner [22].

II. 4. 1. Nature

- **Court-circuit fugitifs** : Le court-circuit fugitif nécessite une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde)
- **Court-circuit permanents** : Ces court-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.
- **Court circuits auto-extincteurs** : C'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- **Court -circuit semi permanents** : Ces court-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation [19].

II. 4. 2. Types de court-circuit

Il existe principalement deux types de court-circuit

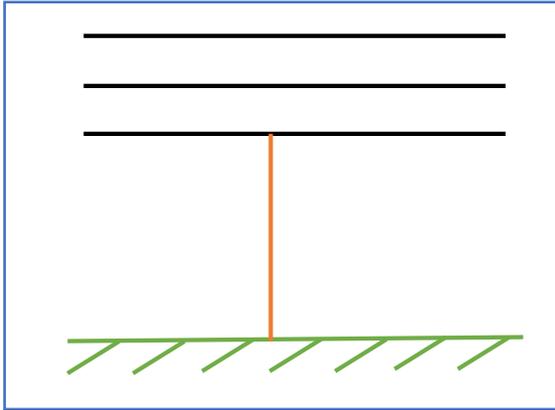
A) Les courts circuits symétriques :

- il s'agit des courts circuits triphasés isolés ou à la terre

B) Les courts circuits dissymétriques :

- il s'agit des courts circuits monophasés (phase-terre)
- court-circuit biphasé isolé (phase-phase) ou à la terre (phase- phase- terre) [23].

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



Figure(II.1) : court-circuit monophasé

(phase-terre) [23].

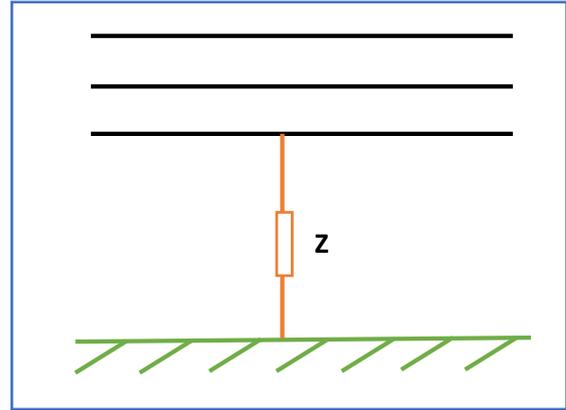


Figure (II.2) : court-circuit monophasé

à travers une impédance [23].

-**court-circuit biphasé isolé** : il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur [15].

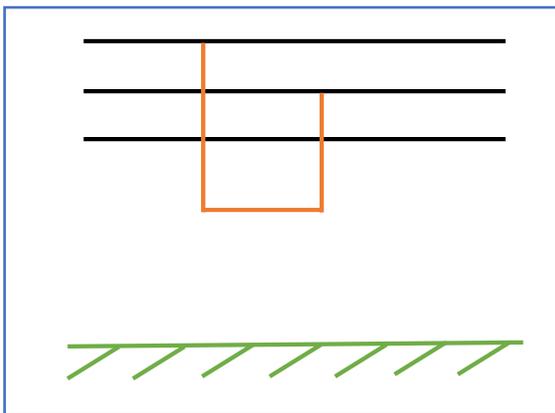


Figure (II.3) : court-circuit biphasé isolé [23].

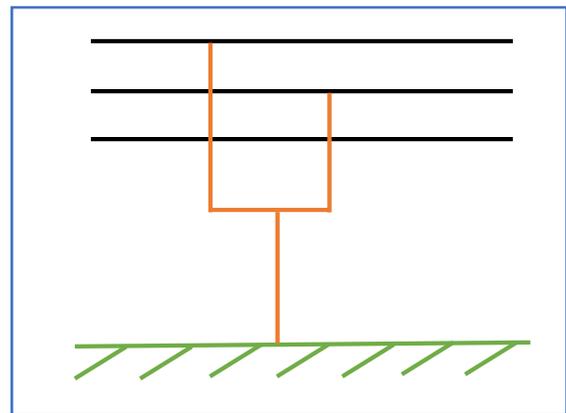


Figure (II.4) : court-circuit biphasé terre [23].

- **court-circuit biphasé terre** : il correspond à un défaut entre deux phases et la terre [15].

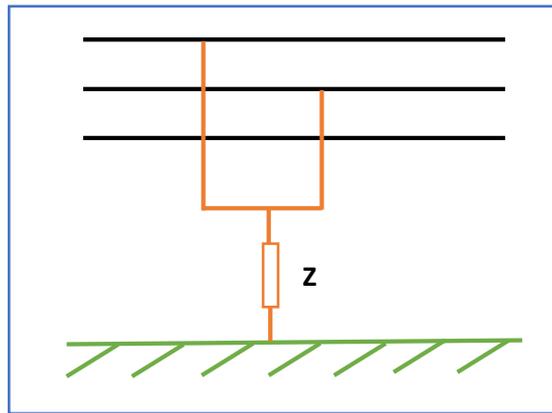


Figure (II.5) : court-circuit biphasé terre à travers une impédance [23].

- **court-circuit triphasé** : il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés [15].

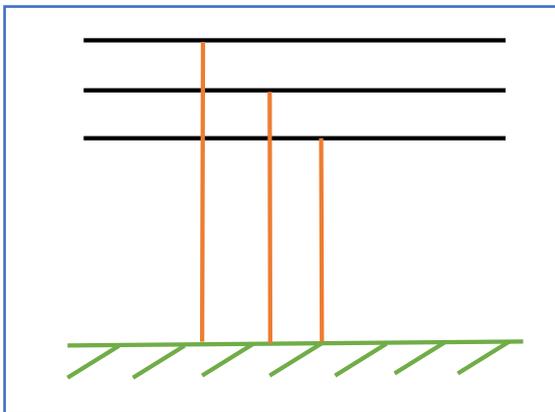


Figure (II.6) : court-circuit triphasé terre [23].

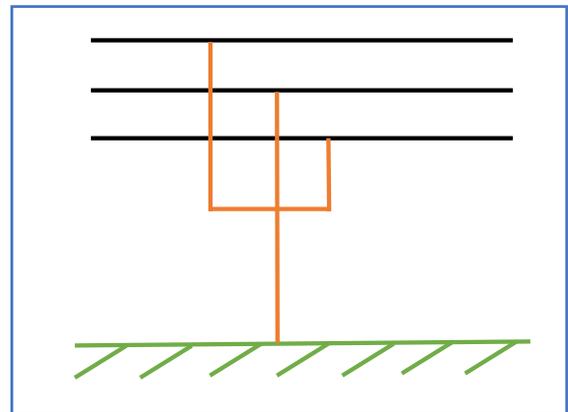


Figure (II.7) : court-circuit triphasé [23].

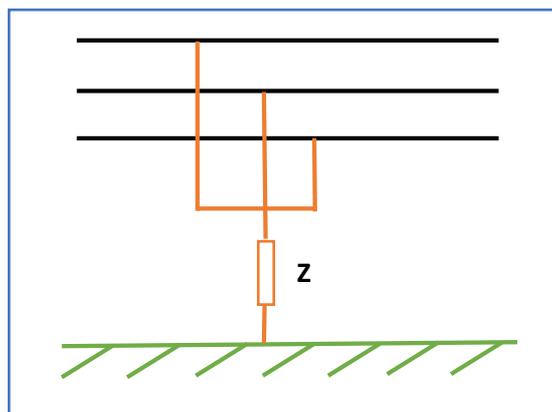


Figure (II.8) : court-circuit triphasé à travers une impédance [23].

II. 5 Tenue de matériels

Les court-circuits provoquent des surintensités, dans le cas d'un court-circuit triphasé le courant de court-circuit peut dépasser 20 à 30 fois le courant nominal (I_n). Ces surintensités amènent deux types de contraintes :

- *Contraintes thermiques* dues aux dégagements de chaleur per elle Joule ($R.I^2$) dans les conducteurs électriques.
- *Contraintes mécaniques* : dues aux efforts Electrodynamiques, ceux-ci entraînent notamment le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs, ces efforts. s'ils dépassent les limites admises lors de la construction, sont souvent l'origine d'avaries graves [19].

II. 6 Fonctionnement des réseaux électriques

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à redouter sur les réseaux électriques THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance.

Les courts-circuits, surtout polyphasés et proches des centrales de production, entraînent une diminution du couple résistant (C_r) des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur ne peut pas éliminer rapidement, ils peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciables aux matériels [19].

II. 7 Qualité de fourniture

Pour les utilisateurs, les court-circuits se traduisent par une chute de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que la nature des court-circuit, la structure du réseau effectué, du mode mise à la terre, du mode d'exploitation des performances des protections...etc [19].

II. 8 L'effet de court-circuit

Au point de défaut.

La présence d'arc de défaut avec :

- détérioration des isolants ;



- fusion des conducteurs ;
- Incendie et danger pour le personnel.

Pour le circuit défectueux :

- déformation des jeux de barre ;
- arrachement des câbles.

Pour les autres circuits électriques du réseau

- les creux de tension pendant et après la durée d'élimination du défaut ;
- la mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité des protections ;
- l'instabilité et /ou la perte de synchronisme des machines influencées par le court-circuit [24].

II. 9 Conséquences des courts-circuits

Les courts-circuits ont des effets néfastes :

- sur le fonctionnement des réseaux,
- sur la tenue des matériels,
- sur la qualité de la fourniture,
- sur les circuits de télécommunications,
- sur la sécurité des personnes [22].

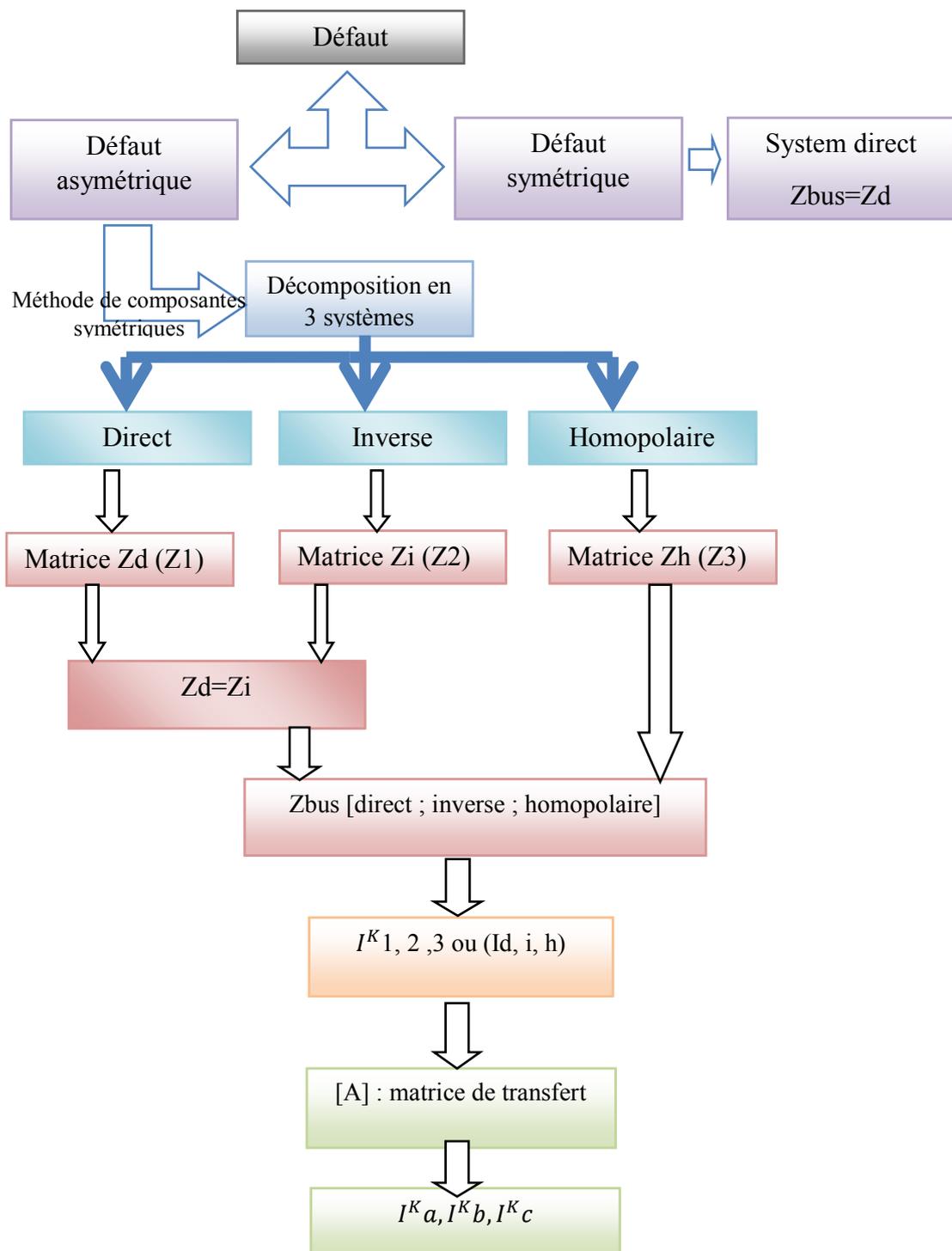


Figure (II.9) : Méthodologie d'analyse [34].

II. 10 Détermination des diverses impédances de court-circuit

Le principe de cette méthode consiste à déterminer les courants de court-circuit à partir de l'impédance que représente le «circuit» parcouru par le courant de court-circuit. Cette impédance



se calcule après avoir totalisé séparément les différentes résistances et réactances de la boucle de défaut, depuis et y compris la source d'alimentation du circuit, jusqu'au point considéré [6].

$$Z_{cc} = \sqrt{(R_{cc})^2 + (X_{cc})^2} \quad (\text{Equ. II.1})$$

Z_{cc} : impédance total de court-circuit en Ω ;

R_{cc} : résistance total de court-circuit en Ω ;

X_{cc} : réactance total de court-circuit en Ω .

❖ Impédance de transformateur Z_T

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

$$Z_T = \sqrt{(R_T)^2 + (X_T)^2} \quad (\text{Equ. II.2})$$

$$R_T = \frac{\Delta P_{cc} \times U_n^2}{1000 \times S_n^2} \quad (\text{Equ. II.3})$$

$$Z_T = \frac{\Delta U_{cc\%} \times U_n^2}{100 \times S_n} \quad (\text{Equ. II.4})$$

R_T : résistance de transformateur en Ω ;

X_T : réactance de transformateur en Ω .

❖ Impédance d'alternateur Z_G

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

$$R_G = 0$$

$$Z_G = X_G = \frac{\Delta U(\%) \times U_{nG}^2}{100 \times S_{nG}} \quad (\text{Equ. II.5})$$

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 :

$$Z_R = \sqrt{R_R^2 + X_R^2} \quad (\text{Equ. II.6})$$

$$R_R = R_0 \times L \quad (\text{Equ. II.7})$$

$$X_R = X_0 \times L \quad (\text{Equ. II.8})$$

R_R : résistance de réseau en Ω ;

X_R : réactance de réseau en Ω ;

R : résistance linéique en Ω / Km ;

X : réactance linéique en Ω / Km ;

L : longueur de la ligne en Km.

❖ Impédance d'un système énergétique

$$Z_{SY} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad (\text{Equ. II.9})$$

S_{cc} : puissance de court-circuit à l'étage spécifié [6].

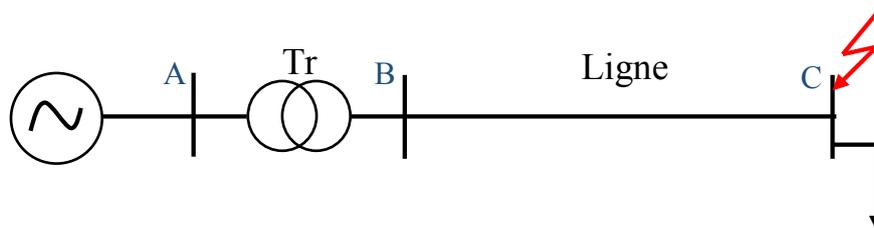


Figure (II. 10) : Schéma unifilaire du réseau

Représentation des impédances des éléments du réseau

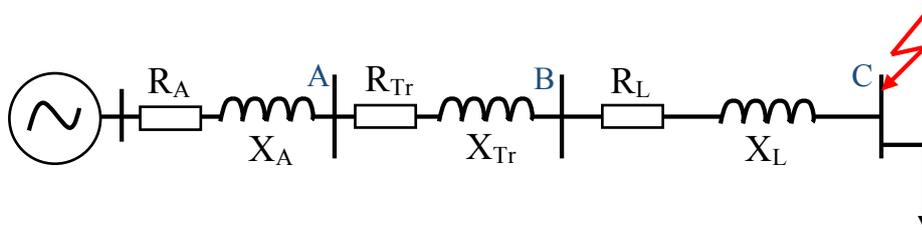


Figure (II. 11) : Schéma des impédances des éléments du réseau.

$$R_{eq} = R_A + R_T + R_L \quad (\text{Equ. II.10})$$

$$X_{eq} = X_A + X_T + X_L \quad (\text{Equ. II.11})$$

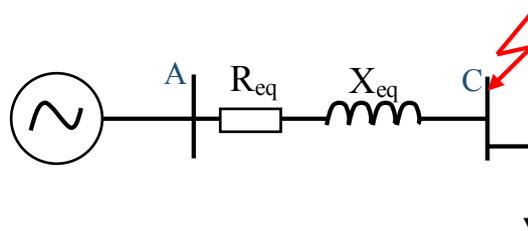


Figure (II. 12) : Schéma équivalente

$$I_{CC} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot Z_{eq}} \quad (\text{Equ. II.12})$$

II. 11 Méthode matricielle

L'avantage de cette méthode en le comparant avec la méthode de transformation équivalente de l'impédance est dans sa forme généralisée [13]. La *figure II.15* montre clairement les étapes à suivre pour calculer le courant de court-circuit symétrique dans tous les jeux de barres [34].

II. 11. 1 Calcul des courants de court-circuit symétriques : approche systématique

Dès lors qu'il s'agit d'effectuer des calculs de courants de court-circuit sur des réseaux de grande dimension ; les équivalents Thévenin deviennent difficiles à obtenir notamment pour l'impédance équivalente \bar{Z}_{TH} . il est donc indispensable de disposer d'approches systématiques pouvant être intégrées dans n'importe quel modèle de calcul. Cette approche est basée sur l'utilisation des matrices de transfert des réseaux, notamment la matrice \bar{Z}_{BUS} présentée dans les chapitres précédents [35].

Dans un réseau donné,

Les courants injectés représentés par le vecteur \underline{I}_{BUS}^T et les tensions nodales représentées par le vecteur \underline{V}_{BUS}^T sont liés par la relation suivant

$$\bar{V}_{BUS} = \bar{Z}_{BUS} \cdot \bar{I}_{BUS} \quad (\text{Equ. II.13})$$

Ou' \bar{Z}_{BUS} représente la matrice de transfert des impédances du réseau avec :

$$\underline{V}_{BUS}^T = [\bar{V}_1, \bar{V}_2, \dots, \bar{V}_p, \dots, \bar{V}_n,] \quad (\text{Equ. II.14})$$

Le vecteurs des tensions nodales et :

$$\underline{I}_{BUS}^T = [\bar{I}_1, \bar{I}_2, \dots, \bar{I}_p, \dots, \bar{I}_n,] \quad (\text{Equ. II.15})$$

Les vecteurs des courants injectés.

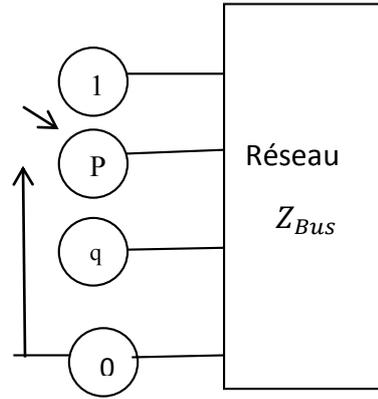


Figure (II. 13) : réseau matrice de transfert \bar{Z}_{Bus}

En généralisant donc la méthode, basée sur le théorème de Thévenin décrite précédemment, sur un réseau représenté par sa matrice de transfert \bar{Z}_{Bus} , les variations dans les courants et tensions obtenues à la suite d'un court-circuit en un nœud quelconque « r » du réseau peuvent être exprimées par :

$$\Delta \bar{V}_{Bus}^f = \bar{Z}_{Bus} \cdot \Delta \bar{I}_{Bus}^f \quad (\text{Equ. II.16})$$

Il faut noter que la matrice \bar{Z}_{Bus} doit également intégrer les réactances synchrones des machines présentes dans le réseau. En effet, ces réactances interviennent dans le chemin des courants de court-circuit notamment dans la limitation de ce dernier.

Dans l'expression (Equ. II.16), le vecteur de variations de courants injectés $\Delta \bar{I}_{Bus}^f$ ne contient qu'une seule valeur correspondant au courant de nœud en défaut. En effet, le seul changement considéré dans l'hypothèse de linéarité, dans les courants injectés est celui du courant de court-circuit [35].

Ainsi,

Considérons un court-circuit qui se produit en un nœud « r » quelconque du réseau le vecteur

$\Delta \bar{I}_{Bus}^f$ devient alors :

$$\underline{\Delta I}_{Bus}^T = [0, 0, \dots, \bar{I}_r, \dots, 0] \quad (\text{Equ. II.17})$$

Par convention, le courant injecté \bar{I}_r est dans le sens contraire du courant de court-circuit \bar{I}_{cc} .

Ainsi :

$$\bar{I}_r = -\bar{I}_{cc}$$



Et :

$$[\bar{Z}_{Bus}] = [\bar{Y}_{Bus}]^{-1} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{11} & \bar{Z}_{1r} & \bar{Z}_{1n} \\ \bar{Z}_{r1} & \bar{Z}_{rr} & \bar{Z}_{rn} \\ \bar{Z}_{n1} & \bar{Z}_{n1} & \bar{Z}_{nn} \end{bmatrix} \quad (\text{Equ. II.18})$$

Où $[\bar{Y}_{Bus}]$ est la matrice de transfert des admittances de réseau.

En combinant la relation (Equ. II.17) et (Equ. II.18) avec l'expression (Equ. II.16), on trouve :

$$\Delta \bar{V}_1^f = \bar{Z}_{1r} \cdot \bar{I}_r^f = -\bar{Z}_{1r} \cdot \bar{I}_{cc} \quad (\text{Equ. II.19})$$

$$\Delta \bar{V}_2^f = \bar{Z}_{2r} \cdot \bar{I}_r^f = -\bar{Z}_{2r} \cdot \bar{I}_{cc} \quad (\text{Equ. II.20})$$

$$\Delta \bar{V}_r^f = \bar{Z}_{rr} \cdot \bar{I}_r^f = -\bar{Z}_{rr} \cdot \bar{I}_{cc} \quad (\text{Equ. II.21})$$

$$\Delta \bar{V}_n^f = \bar{Z}_{nr} \cdot \bar{I}_r^f = -\bar{Z}_{nr} \cdot \bar{I}_{cc} \quad (\text{Equ. II.22})$$

Et d'après la relation $\bar{V}_i^f = \bar{V}_1^0 + \Delta \bar{V}_i^f$ on a :

$$\bar{V}_1^f = \bar{V}_1^0 + \Delta \bar{V}_1^f \quad (\text{Equ. II.23})$$

$$\bar{V}_2^f = \bar{V}_1^0 + \Delta \bar{V}_2^f \quad (\text{Equ. II.24})$$

$$\bar{V}_r^f = \bar{V}_1^0 + \Delta \bar{V}_r^f \quad (\text{Equ. II.25})$$

$$\bar{V}_n^f = \bar{V}_1^0 + \Delta \bar{V}_n^f \quad (\text{Equ. II.26})$$

On a finalement les tensions post – défaut en tout point du réseau par les relations :

$$\bar{V}_i^f = \bar{V}_i^0 - \bar{Z}_{ir} \cdot \bar{I}_{cc} \quad (\text{Equ. II.27})$$

$$\bar{V}_r^f = \bar{V}_r^0 - \bar{Z}_{rr} \cdot \bar{I}_{cc} \quad (\text{Equ. II.28})$$

Pour :

$$i = 1, \dots, n, \quad i \neq r$$

Sachant que : $\bar{V}_r^f = Z^f \cdot \bar{I}_{cc}$ on a donc $\bar{Z}^f \cdot \bar{I}_{cc} = \bar{V}_r^0 - \bar{Z}_{rr} \cdot \bar{I}_{cc}$ ce qui nous donne :

$$\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{V}_r^0}{Z^f + \bar{Z}_{rr}} \quad (\text{Equ. II.29})$$

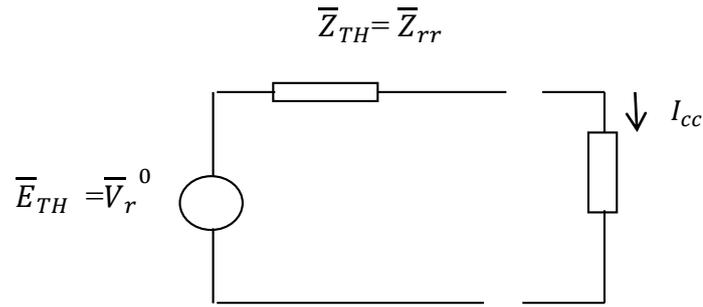


Figure (II. 14) : impédance de Thévenin dans Z_{bus}

La relation (Equ. II.30) et (Equ. II.31) est similaire à la relation $\bar{I}_{cc} = \frac{\bar{E}_{TH}}{\bar{Z}_{TH} + Z^f}$ ou :

$$\bar{V}_r^0 = \bar{E}_{TH} \text{ et } \bar{Z}_{rr} = \bar{Z}_{TH}$$

On constate donc que l'impédance équivalente de Thévenin est donnée directement par \bar{Z}_{rr} obtenue à partir de la matrice \bar{Z}_{bus} . On peut donc dire que \bar{Z}_{rr} représente l'impédance équivalente de Thévenin vue du point « r ».

On a donc finalement :

$$\bar{V}_i^f = \bar{V}_i^0 - \frac{\bar{Z}_{ir}}{Z^f + \bar{Z}_{rr}} \bar{V}_r^0 \quad (\text{Equ. II.30})$$

$$\bar{V}_r^f = \bar{V}_r^0 - \frac{\bar{Z}_{ir}}{Z^f + \bar{Z}_{rr}} \bar{V}_r^0 \quad (\text{Equ. II.31})$$

Pour : $i = 1, \dots, n$ et $i \neq r$

La relation (Equ. II.30) et (Equ. II.31) sont donc générales et s'appliquent pour n'importe quel court-circuit triphasé symétrique se produisant dans les réseaux.

Elles permettent donc de calculer les tensions de post-défaut en tout point du réseau.

La relation (Equ. II.29) permet de calculer ce courant en fonction de l'impédance équivalente vue point de défaut, de la tension avant le défaut en ce point et de l'impédance de défaut en ce point [35].

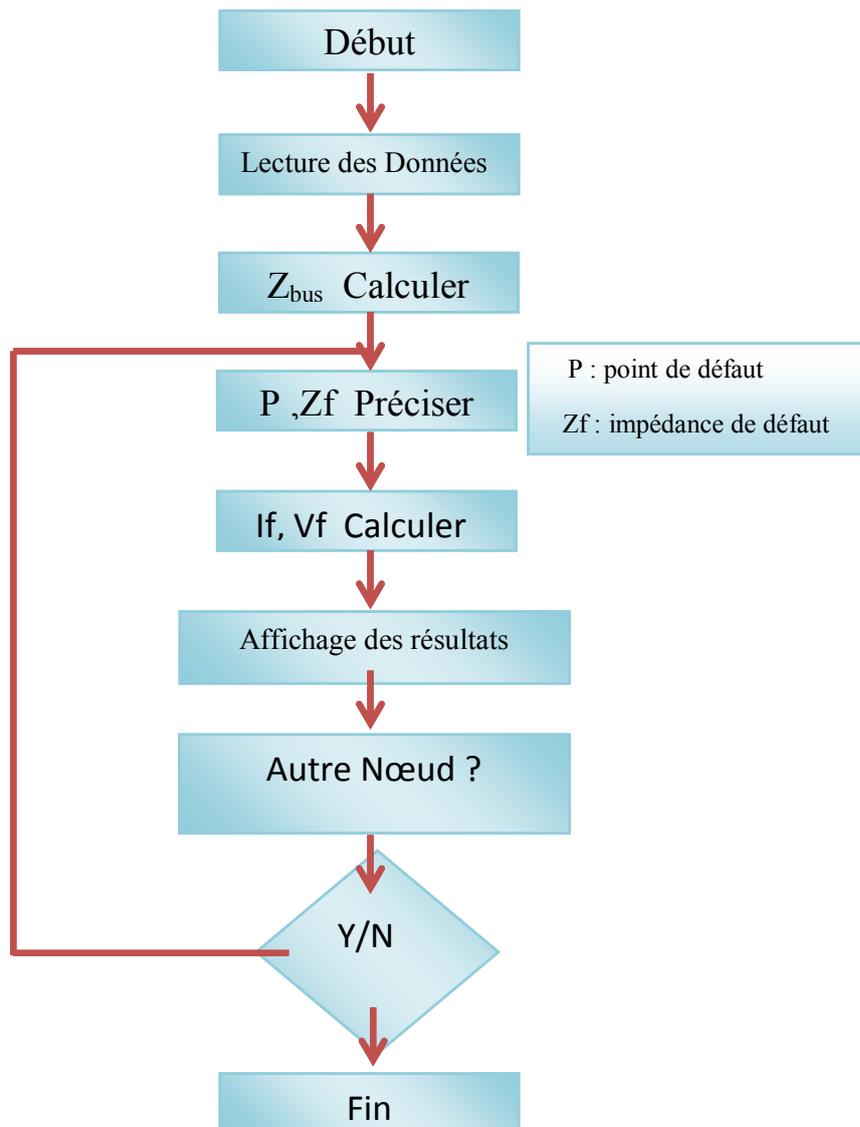


Figure (II. 15) : Organigramme de calcul par la méthode matricielle : défauts symétriques [34].



II. 12 Conclusion

L'analyse des différentes méthodes de calcul ou de détermination des paramètres du réseau pour le calcul du courant de court-circuit nous à permet de déduire ce qui suit :

L'utilisation de méthode matricielle bases est une méthode simple est facile à appliquer, elle permet de calculer les courants de court-circuit aux niveaux des jeux de barres sans faires les transformations équivalentes, cette méthode est très utilisés en pratique. Il faut noter que le calcul des différents courants de court-circuit est une étape primordiale pour le réglage et la coordination des relais de protection.

Chapitre III

Généralités sur les éléments d'un système de protection



III. 1. Introduction

Ce chapitre est consacré à donner un aperçu général sur les différents éléments qui constituent un système de protection, en particulier, les transformateurs de courant, les transformateurs de tension, les caractéristiques des relais à maximum de courant, ces éléments jouent un rôle important dans la chaîne de protection.

III. 2. Définition sur la protection de réseaux

La protection est définie comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

III. 3. Nécessité d'un système de protection

Il est nécessaire de protéger un réseau électrique industriel pour :

- préserver la sécurité des biens et des personnes (dangers d'électrocution par élévation du potentiel des masses)
- préserver la stabilité du réseau et la continuité d'exploitation de l'usine (élimination des défauts électriques dans un temps minimal)
- éviter la destruction partielle ou totale du réseau par l'accroissement dangereux des temps causés par le fonctionnement anormal des composantes du réseau.
- éviter les risques d'incendie ou d'exploitation du à l'amorçage d'un arc entre conducteur [14].

III. 4. Type de protection

III. 4. 1. Protections directionnelles

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est de détecter un défaut électrique et de mettre hors tension la portion du réseau qui est le siège de ce défaut - portion la plus limitée possible. La protection directionnelle permet de discriminer la partie du réseau en défaut mieux que ne le fait une protection à maximum de courant.

Elle est nécessaire en cas de défaut :

- en présence de plusieurs sources ;
- si boucles fermées ou câbles en parallèles ;
- en neutre isolé pour les retours de courants capacitifs ;
- et pour détecter le sens anormal d'écoulement d'énergie active ou réactive (machines tournantes). Ainsi, dans la situation d'un réseau à deux sources illustrée par la *Figure (III. 1)*, les protections à maximum de courant déclencherait [11].

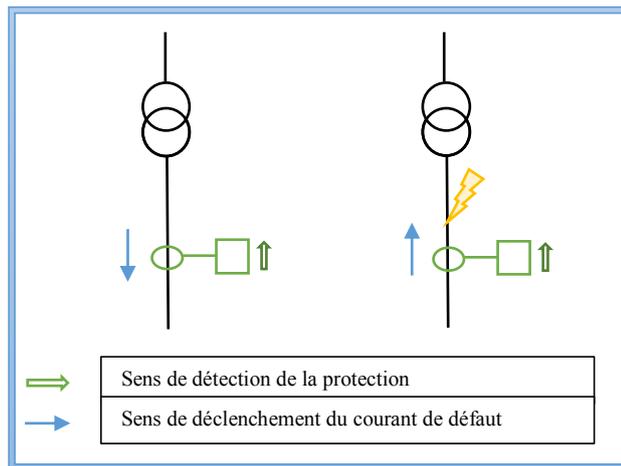


Figure (III. 1) : illustration du rôle des protections directionnelles

III. 4. 2. Protection différentielle

Dans un circuit électrique, entre le générateur et le récepteur, des courants dont la somme vectorielle est nulle, circulent dans chaque conducteur actif. Dans le cas d'une distribution monophasée, le courant qui circule dans la phase ou le conducteur aller est identique à celui qui circule dans le neutre ou le conducteur retour, mais leur direction est opposée.

Ainsi, toute différence de courant entre les conducteurs actifs ne peut être due qu'à un défaut, l'autre partie du courant passe par un autre circuit comme la terre. Le dispositif différentiel mesure en permanence les courants et, en cas de défaut, provoque l'ouverture du circuit. Le même raisonnement peut être poursuivi pour des systèmes polyphasés [12].

Pour réaliser ces trois étapes la protection différentielle se décompose en quatre Parties

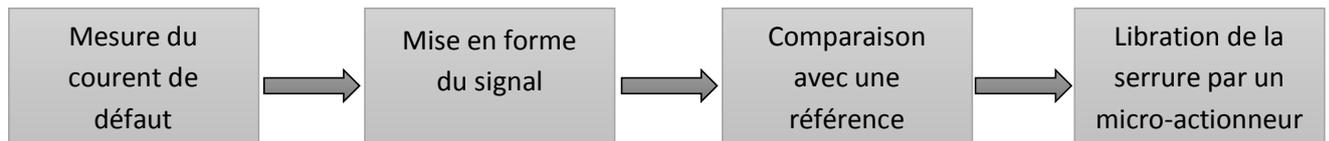


Figure (III. 2) : Synoptique d'une fonction différentielle.

III. 5. Protection de différents types de matériels

Tous les équipements ne présentent pas le même niveau de « susceptibilité » aux perturbations. Certains sont des perturbateurs alors que d'autres sont les victimes des perturbations. Et parmi ceux-ci, le degré de sensibilité peut être plus ou moins grand. Certains sont insensibles aux perturbations, d'autres le sont un peu (on parle de matériels sensibles), d'autres encore le sont beaucoup (on parle de matériels très sensibles). Il est donc indispensable de faire un inventaire, en classant les équipements en plusieurs catégories :

Matériel perturbateur : moteurs, appareils de soudage,

Matériel neutre : appareils de chauffage à résistance,

Matériel sensible : imprimantes, micro-ordinateurs...

Matériel très sensible : ordinateurs... [8].

III. 5. 1 Protection du moteur

La protection différentielle est utilisable pour les moteurs dans la mesure où les deux bornes de chaque enroulement statorique sont accessibles.

Le courant maximal pour lequel la protection doit rester stable est le courant de démarrage I_{dem} qui est de l'ordre de $5 \text{ à } 7 I_n$ s'il n'y a pas de système de démarrage limitant le courant [38].

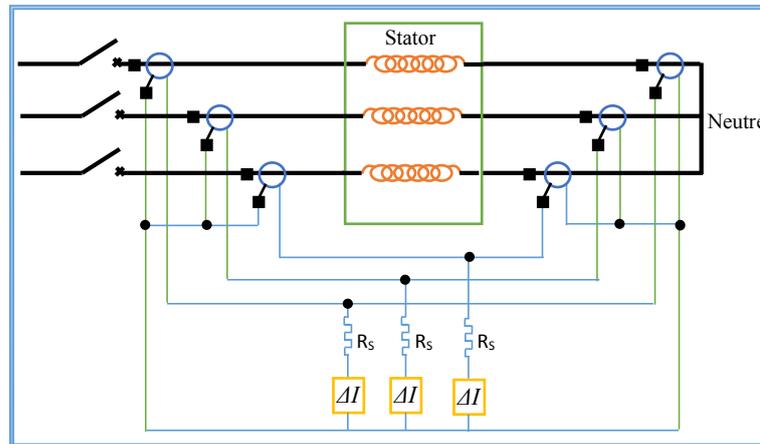


Figure (III. 3) : schéma d'une protection différentielle moteur

III. 5. 2 Protection des Alternateurs

La protection différentielle est utilisable pour les alternateurs dans la mesure où les deux bornes de chaque enroulement statorique sont accessibles.

Le courant maximale pour lequel la protection doit rester stable est le courant de court-circuit de l'alternateur. Le temps de fonctionnement de la protection est presque instantané car elle n'est pas temporisée. Le courant de court-circuit à prendre en compte est donc le courant pendant la période sub-transitoire qui est de l'ordre de 5 à 10 I_n [38].

III. 5. 3 Protection des jeux de barres

La protection d'un jeu de barres peut s'effectuer en considérant que la zone protégée n'a pas seulement deux extrémités mais un nombre q généralement supérieure à deux.

La protection différentielle compare la somme des courants entrant sur le jeu de barres à la somme des courants sortant du jeu de barre, Si les deux sommes sont égales, le jeu de barre est sain, sinon le jeu de barre est en défaut [38].

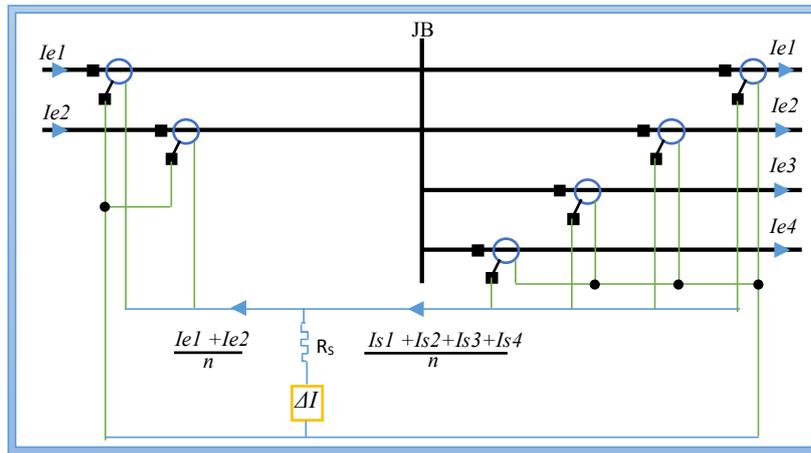


Figure (III. 4) : schéma du montage d'une protection différentielle jeu de barre

III. 5. 4 Protection du transformateur

La protection différentielle de transformateur protège contre les court-circuit entre enroulements et entre spires d'un même enroulement qui correspondent à des courts-circuits de type biphasé ou triphasé.

Le fonctionnement de la protection différentielle transformateur est très rapide, environ 30 ms, ce qui permet d'éviter une détérioration du transformateur en cas de court-circuit. Afin d'éviter les risque de déclenchement intempestif pour les fort courant de défaut d'origine extérieur a la zone protéger, les protections différentiel transformateur sont à pourcentage [38].

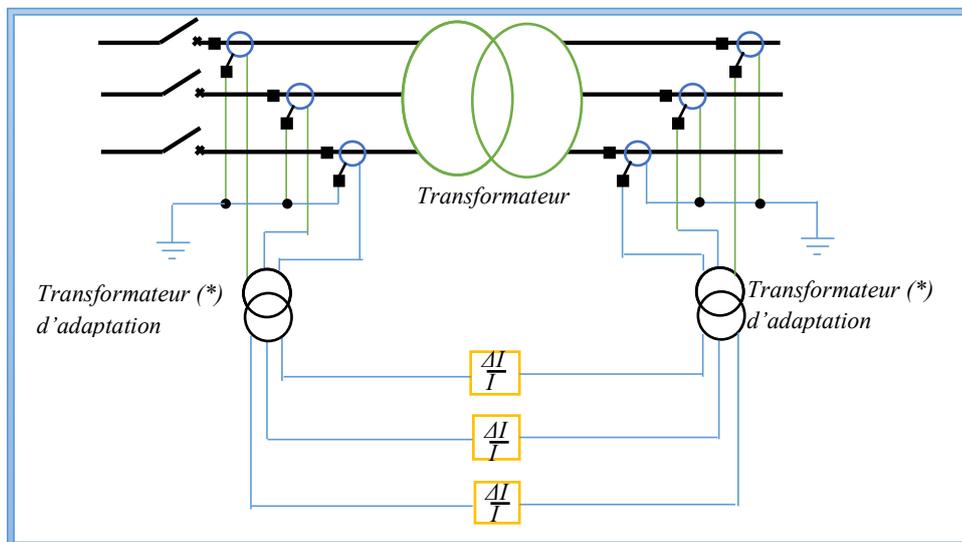


Figure (III. 5) : Schéma d'une protection différentielle transformateur

III. 5. 5 Protection différentielle à fil pilote de câble

La protection différentielle à fil pilote est à pourcentage. Elle est activée lorsque le courant différentiel atteint le pourcentage du courant traversant [38].

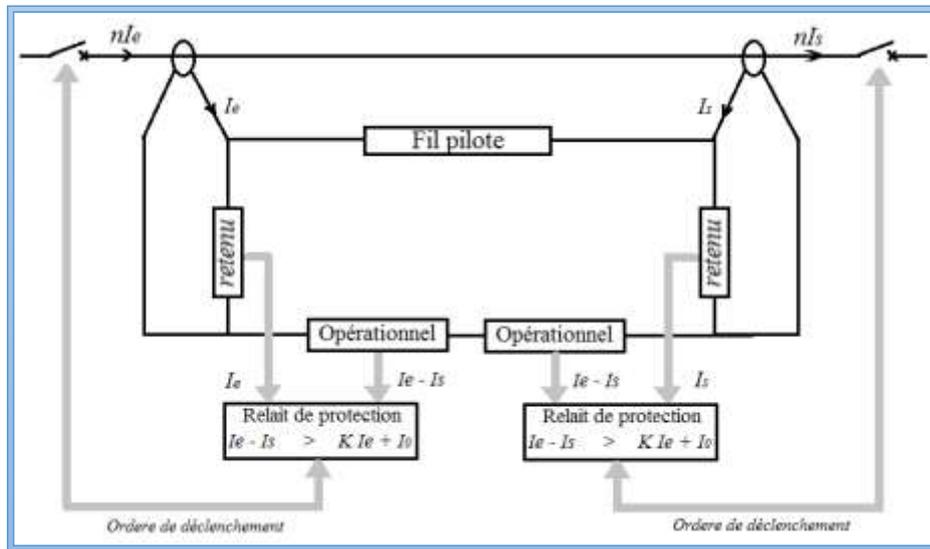


Figure (III. 6) : schéma d'une protection différentielle à fil pilote de câble

III. 6. Technologie des Relais de protection

III. 6. 1 Définition d'un Relais de la protection

Les relais de protection sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques des réseaux (courant tension puissance fréquence impédance...) à des valeurs prédéterminées et qui donnent automatiquement des ordres logiques lorsque la grandeur surveillée atteint la valeur de fonctionnement. L'ensemble cohérent des relais de protection englobe l'élément de base d'un système de protection d'une installation.

Le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un circuit électrique avec pour objectif suivant : l'enlèvement des défauts afin de minimiser les contraintes électriques (surintensités 1 surtensions ...) et les contraintes mécaniques sur le matériel du réseau cette élimination est obtenue en isolant la plus petite partie possible du réseau où est apparu un défaut : c'est le rôle des relais de protection contre les défauts.

D'autre part ils surveillent les grandeurs électriques du réseau pour contrôler en permanence la qualité de l'énergie fournie et assurer la protection des personnes contre les dangers de l'électricité C'est le rôle des relais d'exploitation ou de surveillance [14].

III. 6. 2 Raccordement des relais à la chaîne de protection

Le début de la chaîne de protection est constitué par les capteurs des grandeurs électriques, c'est-à-dire les transformateurs de courant et les transformateurs de tension. La qualité de la détection opérée par un relais est fonction du signal qui lui est délivré par le secondaire des réducteurs de mesure auquel il est directement connecté. Ce signal dépend essentiellement du rapport de transformation, de la puissance de précision, de la classe et du facteur limite de précision des réducteurs de mesure à l'extrémité de la chaîne de protection, sont situés les organes qui sont commandés par les relais : bobines de déclenchement des disjoncteurs, voyants de signalisation, alarmes et autres dispositifs de sécurité. Ces organes sont connectés aux contacts de sortie des relais de protection, directement ou par l'intermédiaire de relais tout ou rien selon la valeur de la puissance à établir ;

Les relais de protection sont donc situés électriquement entre les réducteurs de mesure qui leur fournissent les grandeurs à surveiller et les organes commandés par les ordres logiques qu'ils délivrent. A ces liaisons électriques, il faut ajouter le branchement du relais sur le circuit auxiliaire d'alimentation [14].

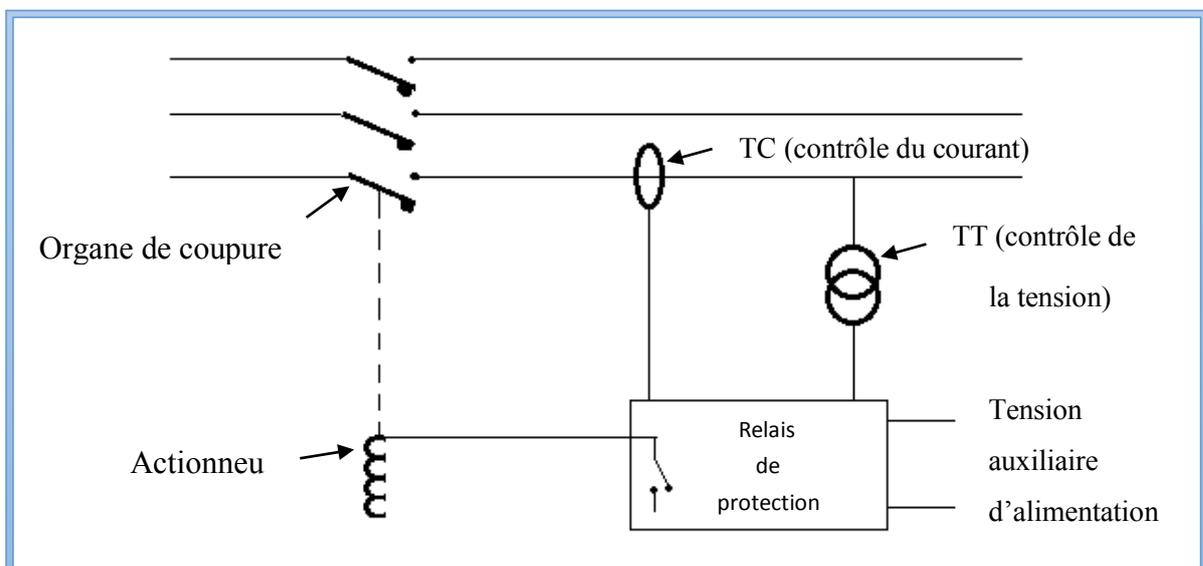


Figure (III. 7) : Raccordement d'un Relais de protection

III. 6. 3 Différent type des relais

Il existe trois types des relais de protection :

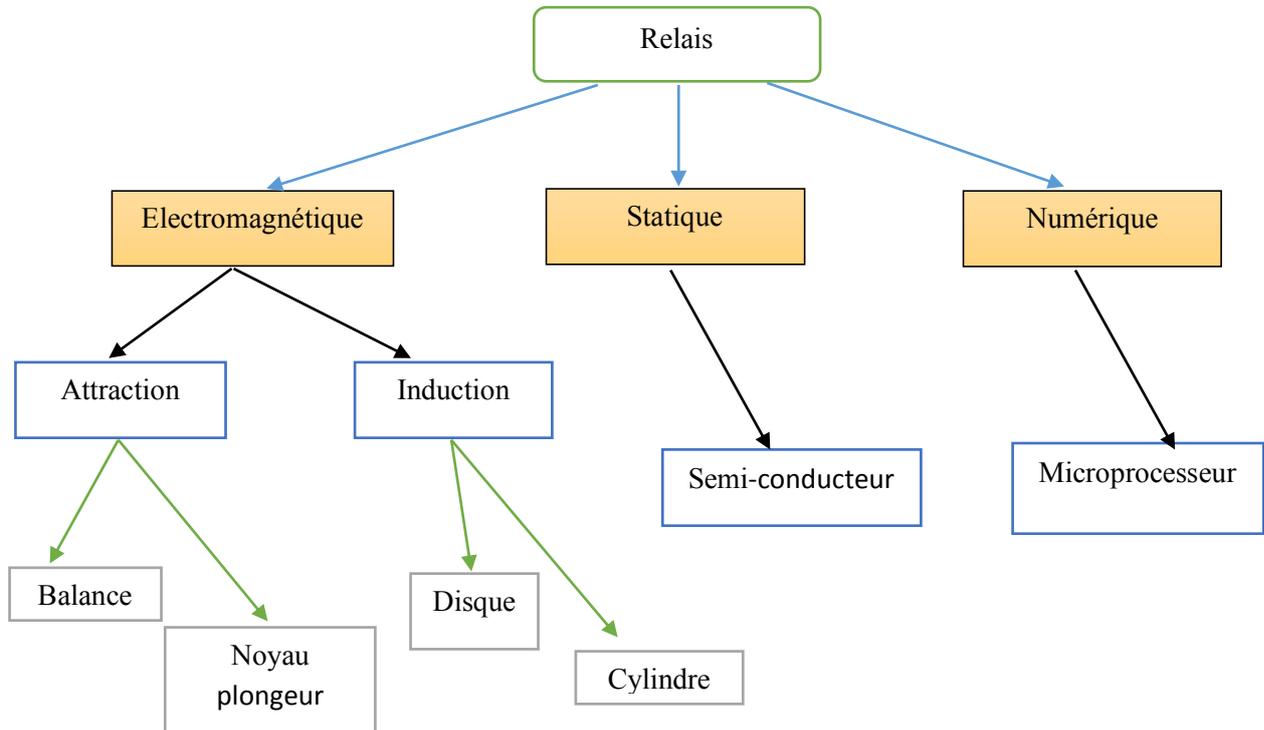


Figure (III. 8) : schéma bloc de différents types des Relais [20].

III. 6. 3. 1 Relais électromagnétiques

Pendant longtemps, les relais ont été exclusivement du type électromécanique, basés sur deux principes simples

- L'attraction magnétique provoquée par un courant parcourant un solénoïde à noyau de fer.
- Le couple fourni par la réaction des courants induits dans un rotor massif.

Les relais électromagnétiques sont simples et spécialisés (contrôle du courant, tension, fréquence, etc.) et ils ont une bonne durée de vie (plus de 25 ans). Mais ils ont une faible précision et exigent malheureusement une puissance importante pour fonctionner (plusieurs kVA) ce qui exige un dimensionnement très large des transformateurs de courant [10].

Ainsi, à l'heure actuelle la technologie électromagnétique tend à disparaître à cause de son coût de fabrication élevé et de ses performances insuffisantes.

Cependant, les relais électromagnétiques ont été largement utilisés et testés que les relais modernes utilisent leurs principe de fonctionnement. D'un autre côté, cette technologie robuste représente un bon choix pour certaines applications et elle est encore utilisée par un grand nombre de réseaux électriques (essentiellement en HT) [17].

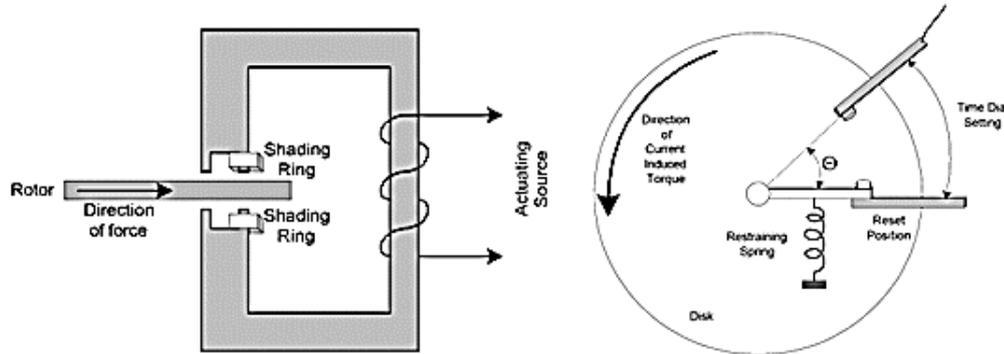


Figure (III. 9) : Relais électromagnétique à induction par disque simple [19].

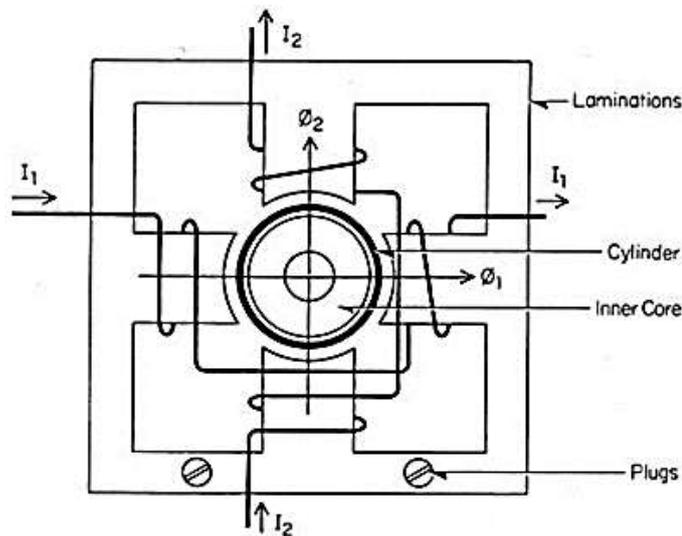


Figure (III. 10) : Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique [19].

III. 6. 3. 2 Relais statique

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

- 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 et le niveau des courants et des tensions ce qui affecte la sensibilité de ce type de relais [17].

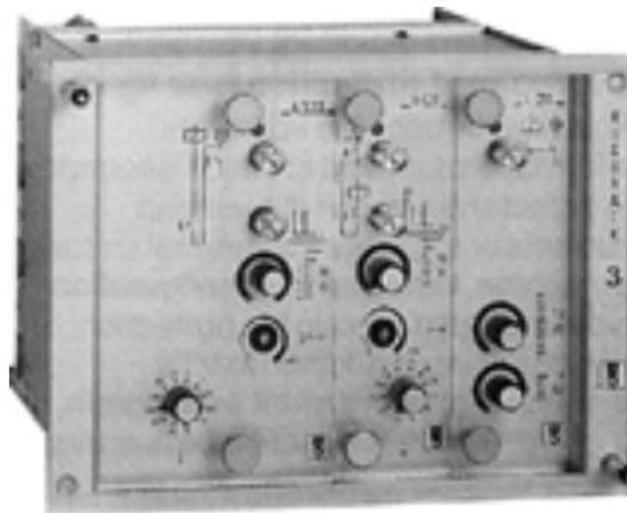


Figure (III. 11) : Relais statique Vigirck (Merlin Gerin) [9].

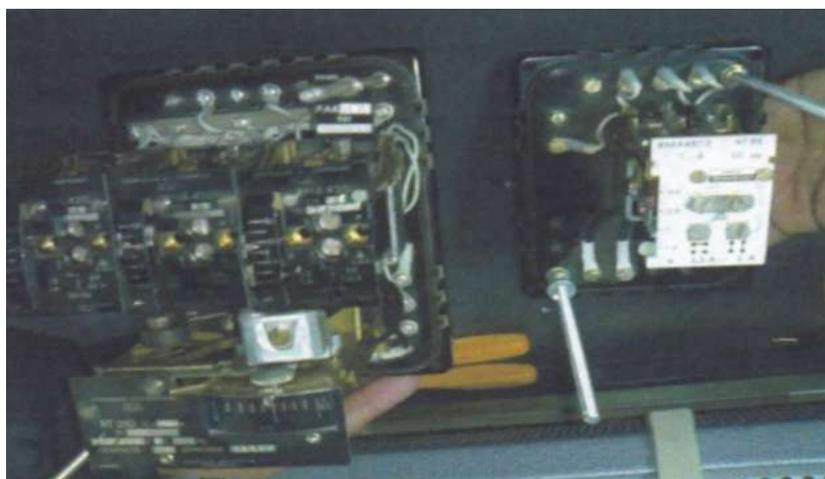


Figure (III. 12) : Relais statique [20].

III. 6. 3. 3 Relais numériques

En fin, dans les années 80, la technologie numérique a permis grâce aux progrès considérables des microprocesseurs, de réaliser des unités de protection entièrement numériques. Elles sont composées

- un bloc d'adaptation et de filtrage, comparable à celui des relais analogiques ;
- un convertisseur analogique numérique qui numérise le signal par échantillonnage ;
- un système de traitement comportant un microprocesseur et ses annexes et des mémoires conservant les logiciels d'exploitation et de traitement ainsi que les données ;
- un système de sortie et de communication avec un automate ou un calculateur, les actionneurs placés dans les disjoncteurs sont commandés directement par le système de sortie.

La différence entre un relais digital et numérique réside dans le type de microprocesseur utilisé. Les relais numériques présentent les mêmes avantages que les relais analogiques. De plus, ils peuvent assurer des fonctions multiples parfois très complexes et ils sont capables de s'autocontrôler. Mais ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire également. Ces unités à vocation étendue sont

- Flexibles (le choix des protections se fait par une simple programmation) ;
- Paramétrables (choix de réglages étendu) ;
- Fiables (elles sont équipées d'auto surveillance) ;
- Economiques (leur câblage et leur temps de mise en œuvre sont réduits).

Elles permettent ainsi de réaliser, grâce à des algorithmes performants et à leurs communications numériques, une véritable conduite des réseaux électriques [17].



Figure (III. 13) : Relais numérique (sepam)



III. 6. 3. 3. 1 Application de la sélectivité logique au Sepam

Sepam est une unité programmable qui assure les fonctions mesure, protection, automatisme et communication pour le contrôle commande des réseaux électriques

Il comporte une cartouche mémoire embrochable contenant les paramètres des protections et le programme des automatismes [40].

III. 6. 3. 3. 2 Fonctionnement

La sollicitation d'une protection de surintensité d'un Sepam provoque

- L'émission instantanée d'un ordre d'attente logique,
- L'interruption de l'ordre d'attente logique après le déclenchement du disjoncteur associé au Sepam.

La réception par un Sepam d'un ordre d'attente logique provoque pendant une période de temps lignite, un retard au déclenchement par les fonctions de surintensité du Sepam [40].

III. 6. 4 Critères de choix

Le choix d'un relais de protection est guidé par différents critères. A titre indicatif, on peut retenir les principaux critères suivants :

- fonction (mesure de courant, tension, fréquence, puissance, impédance, phase).
- présentation : elle est définie par le type d'équipement ;
- alimentation (type, calibre et fréquence pour les grandeurs de mesure et la source auxiliaire) ;
- plage de réglage, c'est-à-dire l'intervalle compris entre le plus grand et le plus petit multiple du calibre nominal (par exemple : pour un relais de protection contre les courants de défaut : $3 I_n$ à $12 I_n$, pour un relais de tension : $0.8 U_n$ à $1.6 U_n$, pour une temporisation : 0,3 s à 3 s) ; dans chacune de ces plages, l'échelonnement des valeurs est défini par construction ; on trouve le plus souvent des réglages par paliers à succession arithmétique ou géométrique, ou des réglages continus.



- ambiance, c'est-à-dire tenue aux conditions particulières et notamment : température, air salin, poussières, atmosphère explosive, parasites électromagnétiques, surtensions de manœuvre ou atmosphériques [14].

III. 6. 5 Qualités d'un relais de protection

Les qualités attendues d'un système de protection ont été exigées pour le système imposent celles des relais qui le composent. Les principales sont rappelées ci-dessous :

- fiabilité (aptitude à remplir son rôle à tout instant),
- sécurité de fonctionnement (pas de fonctionnement intempestif),
- rapidité,
- précision des seuils et des temporisations,
- fidélité,
- faible pourcentage de retour (faible écart entre la valeur de fonctionnement et la valeur de retour),
- sensibilité,
- faible consommation (économie sur les transformateurs de mesure),
- absence d'usure et de frottement (peu de pièces en mouvement).

Les qualités ci-dessus résultent :

- de la qualité des composants eux-mêmes.
- de la qualité des différents circuits,
- de l'assurance qualité en cours de fabrication
- vibrations, chocs, séismes.

De ce fait, la maintenance à prévoir est de type préventif L'expérience acquise avec les relais en technologie électronique montre qu'un contrôle annuel, lors d'un arrêt de l'usine, est suffisant dans la grande majorité des cas [14].

III. 6. 6 Les relais de protection contre les défauts

Comme ceci a déjà été précisé, le rôle de ces relais de protection est d'éliminer le plus rapidement possible les éléments du réseau : ligne, câble, transformateur, moteur ou alternateur, sièges d'un défaut d'isolement entre phases ou entre phase et terre.

Les relais de protection contre les défauts sont des relais sensibles aux surintensités, aux chutes de tension, aux variations d'impédance aux bornes d'un élément (c'est-à-dire aux variations simultanées du courant et de la tension), à la phase du courant, aux différences du courant entre deux points [39].

✓ **Relais à temps indépendant :**

Dans ce cas la temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré *Figure (III. 14)* . Le seuil de courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur.

Les conditions à respecter sont : $I_{sA} > I_{sB} > I_{sC}$ et $T_A > T_B > T_C$.

(Equ. II.1)

L'intervalle de sélectivité ΔT est 0,3 seconde [39].

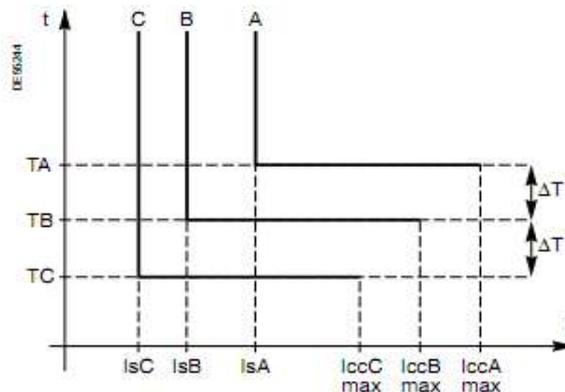


Figure (III. 14) : Sélectivité chronométrique avec relais à temps indépendant

✓ **Relais à temps dépendant :**

Si les seuils sont réglés au courant assigné I_n , la protection de surcharge est assurée en même temps que la protection de court-circuit et la cohérence des seuils est assurée.

$$I_{nA} > I_{nB} > I_{nC}$$

(Equ. II.2)

$$I_{sA} = I_{nA}, \quad I_{sB} = I_{nB}, \quad \text{et} \quad I_{sC} = I_{nC}$$

(Equ. II.3)

Les temporisations sont déterminés pour obtenir l'intervalle de sélectivité ΔT pour le courant maximum vu par la protection aval : on utilise pour cela la même famille de courbes, afin d'éviter leur croisement dans une partie du domaine [39].

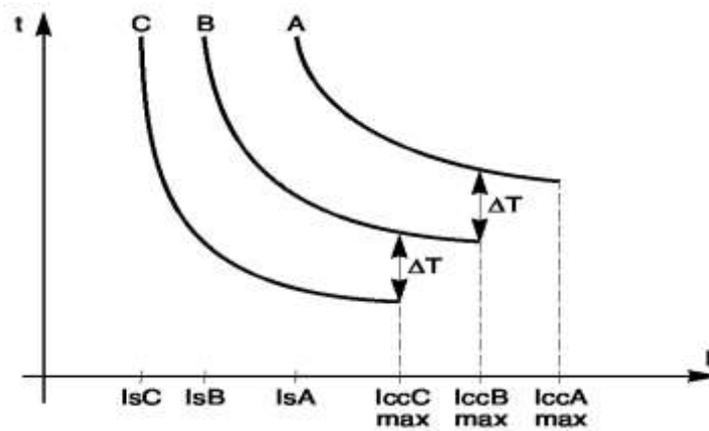


Figure (III. 15) : Sélectivité chronométrique avec relais à temps dépendant

III. 6. 6. 1 Relais à maximum de courant

Ce sont les plus simples et les plus utilisés. Ils sont destinés à détecter les court-circuits bis-ou triphasés. Les ordres de sortie peuvent être instantanés, mais le plus souvent une temporisation intégrée permet de réaliser la sélectivité de la protection. Suivant le cas, la temporisation est à temps constant (ou indépendante) ou à temps inverse (ou dépendante). Il existe aussi des relais à seuils multiples ayant chacun un temps de fonctionnement propre [14].

III. 6. 6. 1. 1 Relais directionnels de courant

Lorsque l'élimination sélective d'un défaut implique la reconnaissance du sens de la puissance, on utilise des relais à maximum de courant équipés d'un élément directionnel. Cet élément détecte le sens de la puissance alimentant le défaut, en comparant la phase du courant de défaut à celle d'une tension prise comme référence [14].

III. 6. 6. 1. 2 Relais différentiels de courant

La protection par relais différentiel consiste à comparer les courants à l'entrée et à la sortie d'un élément du réseau. Ces relais ont l'avantage de pratiquer une protection intrinsèque car opérant simplement pour les défauts affectant l'élément du réseau surveillé. Leur domaine d'application sont les câbles, les transformateurs, les jeux de barre (JB), les alternateurs, les moteurs... [14].



III. 6. 6. 1. 3 *Relais de surveillance de la fréquence*

La surveillance de l'alimentation en énergie électrique implique également la détection des baisses et des excès de fréquence. Dans une installation, le déficit de la production d'énergie, par rapport à la consommation, se traduit par une chute de fréquence. Les relais à seuil minimal de fréquence commandent les délestages nécessaires pour adapter la consommation aux possibilités de production. Avec des relais à plusieurs seuils minimaux, les délestages sont progressifs et commencent par les départs les moins prioritaires. Inversement, le délestage et la marche à vide d'une machine provoquent une survitesse et des contraintes mécaniques sévères.

Les relais de fréquence qui utilisent pour leur référence un oscillateur à quartz permettent d'obtenir une grande précision [14].

III. 6. 6. 1. 4 *Les relais d'exploitation ou de surveillance*

Leur rôle est de détecter les conditions anormales de fonctionnement du réseau et des machines qui y sont raccordées, sans entraîner de dommages immédiats pour les installations, peuvent si elles se prolongent avoir des conséquences graves. C'est le cas par exemple :

- des surcharges prolongées pour les câbles ou les machines
- des surtensions pour les transformateurs
- des déséquilibres de charge, des baisses de tension du fonctionnement en moteur pour les alternateurs

Les relais de surveillance pour les différentes unités des installations industrielles sont détaillés. Nous ne décrivons ici que les plus fréquemment utilisés.

- ✓ relais de surcharge
- ✓ relais de surveillance de la tension
- ✓ relais de déséquilibre
- ✓ relais de retour de puissance active
- ✓ relais de contrôle de l'isolement à la masse du rotor [14].



III. 7. Disjoncteurs.

Les disjoncteurs, quant à eux, sont capables de fermer et d'interrompre un circuit dans toutes les circonstances.

Tous les types de relais et de systèmes de protection peuvent leur être associés afin d'assurer, dans les meilleures conditions, l'élimination des défauts survenant dans les circuits qu'ils contrôlent, ainsi que la remise en service automatique de ces circuits lorsque les défauts présentent un caractère fugitif ou ont été éliminés par un autre appareil.

Le disjoncteur constitue l'appareil de protection par excellence, doué à la fois d'intelligence et d'une totale capacité d'intervention

Il existe de nombreux types de disjoncteur caractériser en termes de haute tension Selon d'éteindre le type d'arc électrique

- coupure dans l'air
- coupure dans l'huile
- coupure dans vair comprimé
- coupure dans l'hexafluorure de soufre (la molécule de sf6).
- coupure dans le vide
- coupure statique [18].

III. 8. Les Rédacteur de mesure

III. 8. 1 Transformateurs de courant (TC)

Comme il n'est pas possible de brancher directement les relais sur le réseau MT, les informations qu'ils reçoivent proviennent de transformateurs de courant (TC) et de transformateurs de potentiel, TP. Lorsque l'intensité primaire est importante, les TC sont à barre traversant, lorsqu'elle est faible, ceux-ci sont à primaire bobiné. Du point de vue électrique, les TC et TT ont plusieurs rôles :

- délivrer à leur secondaire une intensité, image fidèle de celle qui circule, dans le conducteur HT concerné,
- assurer l'isolement galvanique entre la HT et les circuits de mesure et de protection,

- protéger les circuits de mesure et de protection de toute détérioration lorsque survient un défaut sur le réseau HT [9].



Figure (III. 16) : les réducteurs de mesure

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux « relais » de protection et/ou de mesure du courant, de la puissance, de l'énergie. Pour cela ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau : tension, fréquence et courant. Ils sont définis par leur rapport de transformation, leur puissance et leur classe de précision. Leur classe de précision (précision en fonction de la charge du TC, et de la surintensité) est choisie en fonction de l'utilisation.

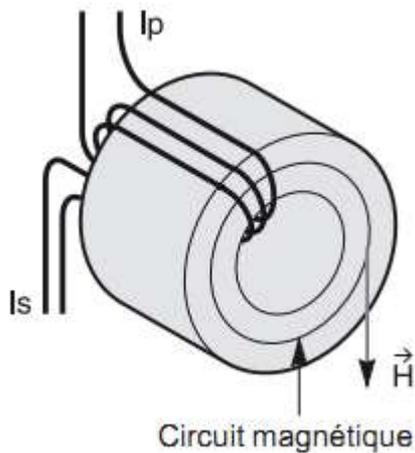


Figure (III. 17) : TC type bobiné

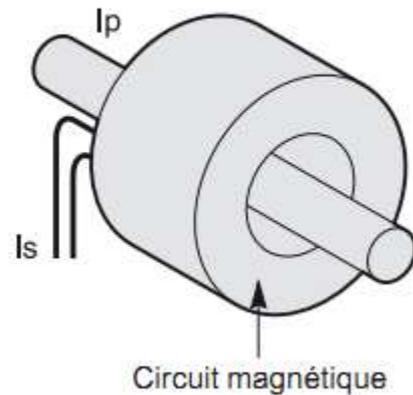


Figure (III. 18) : TC type tore

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

- Un TC « mesure » nécessite une bonne précision dans un domaine voisin du courant nominal, et il n'est pas nécessaire que les appareils de mesure supportent des courants aussi importants que les relais de protection ;

Le rapport nominal de transformation II est donné généralement sous la forme : I_1 / I_2 [10].

III. 8. 2 Transformateurs de tension (TT)

Le transformateur de tension est constitué de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique, les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre [15].

Un transformateur de tension est destiné à donner au secondaire une tension proportionnelle à celle qui lui est appliquée au primaire. Ainsi, le rapport entre la tension primaire et la tension secondaire est constant. La tension secondaire est indépendante de la charge [38].



Figure (III. 19) : Schéma électrique simplifié du transformateur de tensions [38].

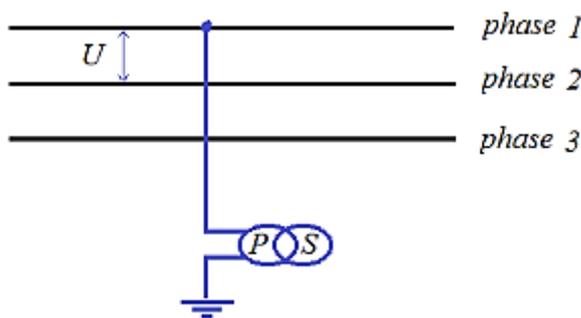


Figure (III. 20) : Retardement de (TT) entre phase et terre [38].

$$U_P = \frac{U}{\sqrt{3}}$$

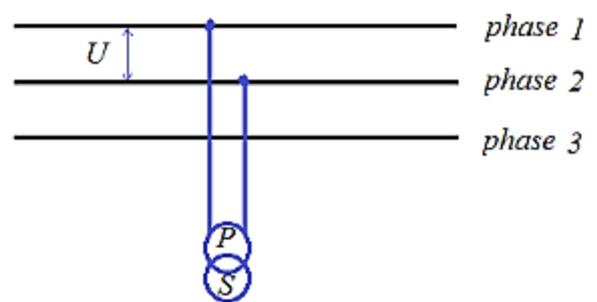


Figure (III. 21) : Raccordement de (TT) entre phase [38].

$$U_P = U$$



III. 9. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons exposés les notions de bases et le principe de fonctionnement de certains types de protections, ainsi que leurs application, puis nous avons cités les différents types de transformateurs de courant et les transformateur de tension qui servent comme réducteurs de courant et de tension et qui fournissent l'information aux relais de protection.

Chapitre IV

Problèmes De Coordination De La Protection



IV. 1 Introduction

Dans ce chapitre nous étudions la technique d'optimisation de coordination des relais de protection directionnels de courant sur les réseaux maillé.

IV. 2 Plan de protection

Un plan de protection doit assurer la détection des défauts susceptibles de mettre en danger les biens et les personnes. Il est constitué de dispositifs permettant la détection et l'élimination des défauts à la terre dans une gamme de résistance très large. Les protections homopolaires équipant les réseaux d'énergie appartiennent généralement à deux familles [25].

IV. 3 Les qualités d'un plan de protection

Il traduit la facilité de détecter de faibles courants de défauts sans être sensible aux phénomènes transitoires dus au réseau (manœuvres) ou aux effets électromagnétiques environnants, donc avant l'existence d'un risque pour les personnes et les biens, et cela sans déclenchement intempestif [25].

IV. 3. 1. La rapidité

Il permet de limiter les dégâts dus aux arcs électriques et aux courants de court-circuit, en particulier il réduit les risques d'incendie et les coûts de réparation

Les court-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires.

Le temps d'élimination des court-circuits comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes [19].



IV. 3. 2. La fiabilité

Ce qui concerne la sécurité des personnes et des biens, en particulier face aux dangers d'électrocution par élévation du potentiel des masses. De fait, bien qu'une unité de protection soit rarement sollicitée, lors d'un défaut elle doit agir efficacement, et ce durant de nombreuses années. Ce critère affecte directement la performance du réseau, ainsi par exemple toute interruption de la distribution doit être justifiée car elle provoque une perte d'exploitation pour les abonnés et pour le distributeur [25].

IV. 3. 3. La simplicité

Dans ce contexte, si l'usine qui rend le système facile lorsque le besoin de maintenance (faciliter la mise en œuvre et la maintenance) [25].

IV. 3. 4. La sélectivité

La sélectivité vise à isoler le plus rapidement possible la partie de réseau affectée par un défaut, et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines de sous réseau. Pour éviter les déclenchements intempestifs des protections en amont, les temporisations respectives doivent permettre aux relais de retomber avant qu'elles ne donnent l'ordre de déclenchement. Pour éviter le déclenchement de l'arrivée dû à un cumul de temporisation créée par une succession de deux défauts sur deux départs différents, il est nécessaire de régler la temporisation de déclenchement de l'arrivée à 2 fois la temporisation de déclenchement des départs, augmentée de l'intervalle de sélectivité [25].

IV. 3. 4. 1. Sélectivité ampérométrique

Une protection ampérométrique (*Figure (IV. 1)*) est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

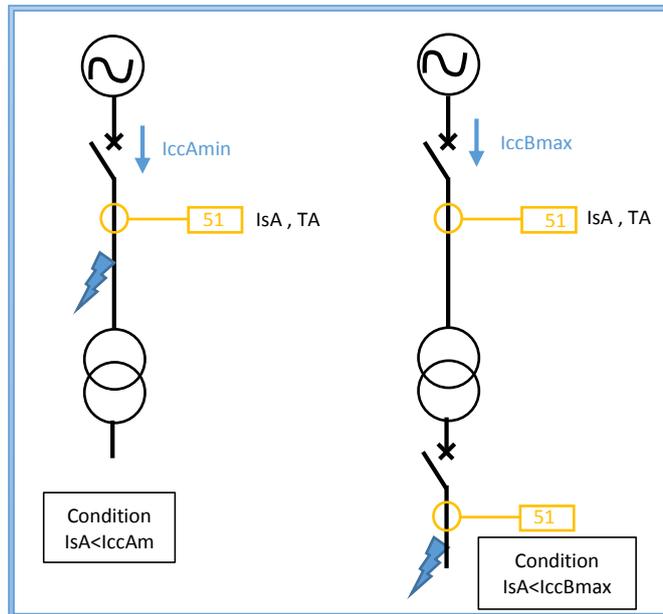


Figure (IV. 1) : Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique.

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les court-circuit situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée, elle est insensible aux court-circuit apparaissant au-delà [19].

Avantages

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée ; elle est insensible aux défauts apparaissant au-delà.

Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car simple, de coût réduit et rapide (déclenchement sans retard) [15].

Inconvénients

La protection située en amont (A) n'assure pas le secours de la protection située en aval (B). De plus, en pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade, tout en assurant une bonne sélectivité, lorsque le courant ne décroît pas de façon notable entre deux zones voisines ; ceci est le cas en moyenne tension, sauf pour des tronçons avec transformateur [15].

IV. 3. 4. 2. Sélectivité chronométrique

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue.

Ainsi, sur le schéma *Figure (IV. 2)* 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, revient à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité [19].

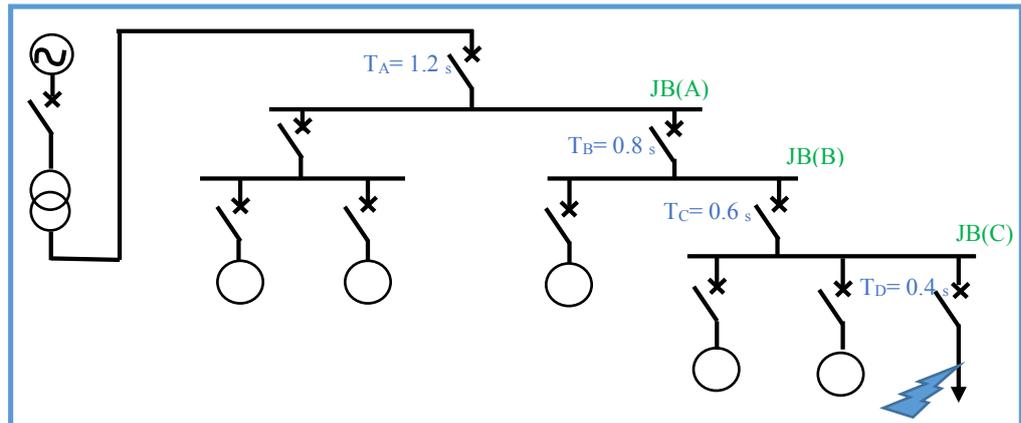


Figure (IV. 2) : principe de la sélectivité chronométrique

Avantages

Ce système de sélectivité a deux avantages :

- il assure son propre secours ; par exemple si la protection D est défaillante, la protection C est activée ΔT plus tard,
- il est simple [15].



Inconvénients

Par contre, 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, ou avec les impératifs extérieurs d'exploitation, (raccordement au réseau électrique d'un distributeur par exemple) [15].

IV. 3. 4. 3. Sélectivité logique

Le Système de Sélectivité Logique a été développé dans le but de remédier aux inconvénients associés à la sélectivité chronométrique et ampérométrique. Il permet d'obtenir une sélectivité au déclenchement parfaite, et par ailleurs, de réduire considérablement le retard au déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source.

A Lorsqu'un défaut se produit dans un réseau en antenne, le courant de défaut parcourt le circuit situé entre la source et le point de Maul :

- les protections en amont du défaut sont sollicitées ;
- les protections en aval du défaut ne sont pas sollicitées ;
- seule la première protection en amont du défaut doit agir.

A chaque disjoncteur est associée une protection apte à émettre et recevoir un ordre d'attente logique. Lorsqu'une protection est sollicitée par un courant de défaut :

- elle émet un ordre d'attente logique ;
- elle provoque le déclenchement du disjoncteur associé.

La *Figure (IV. 3)* décrit de façon simplifiée une distribution en antenne (un seul disjoncteur est représenté) [40].

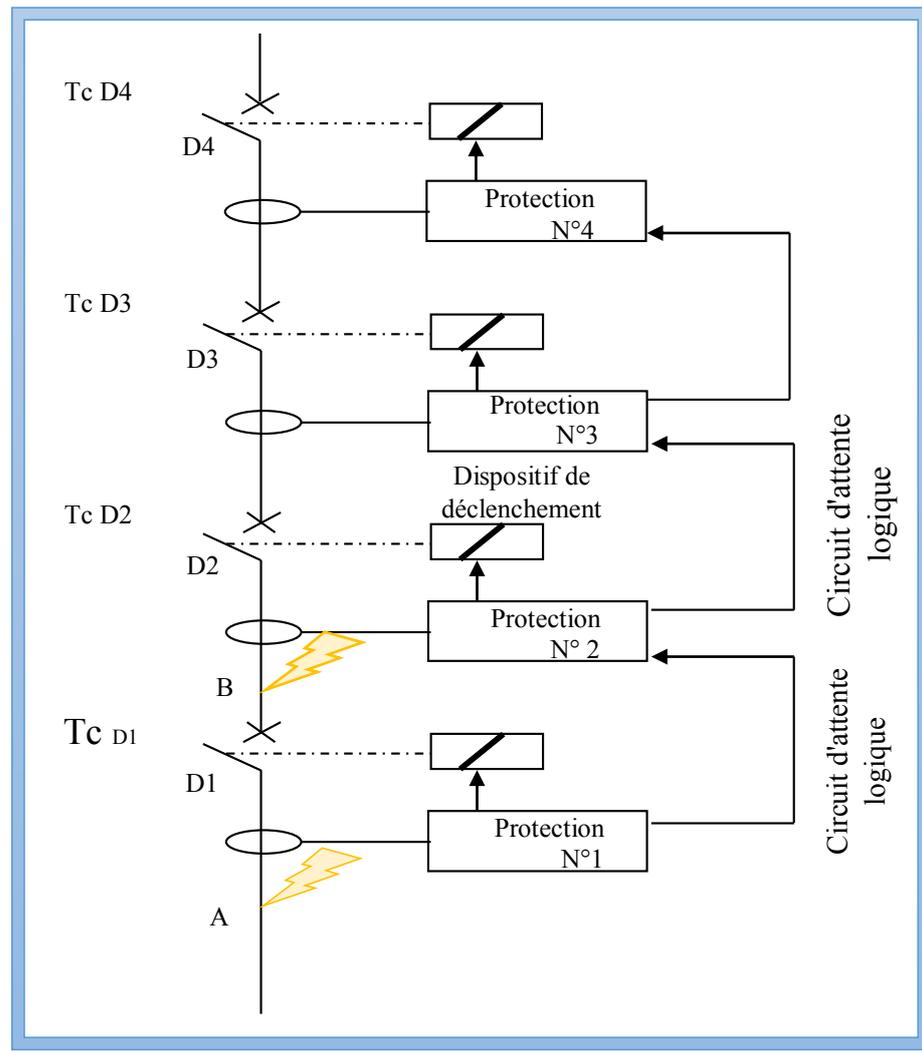


Figure (IV. 3) : distribution en antenne avec utilisation sélectivité logique

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 [15].

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) [15].

IV. 3. 4. 4. Sélectivité par protection directionnelle

C'est le rôle des protections directionnelles à maximum de courant. Les actions de la protection seront différentes selon le sens du courant, c'est-à-dire suivant le déphasage du courant par rapport à une référence donnée par le vecteur de tension [15].

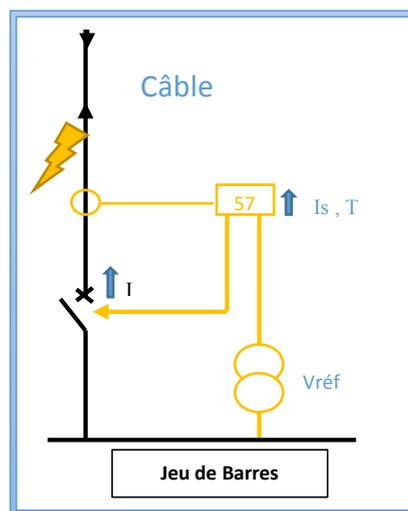


Figure (IV. 4) : Principe de la protection directionnelle

Avantage

La solution employée est simple et utilisable dans de nombreux cas [15].

Inconvénient

Le dispositif nécessite l'utilisation de transformateurs de tension qui serviront de référence de phase pour la détermination du sens du courant [15].

IV. 3. 4. 5. Sélectivité par protection différentielle

Ces protections comparent les courants aux deux extrémités du tronçon de réseau surveillé. 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 [15].

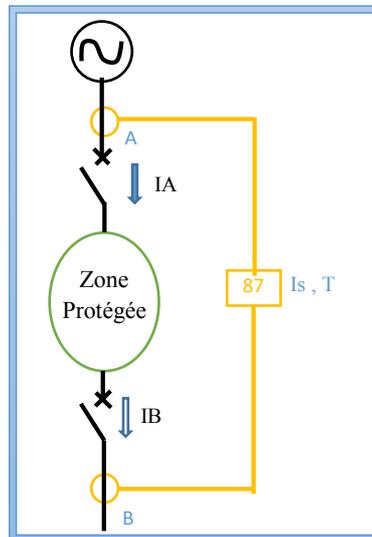


Figure (IV. 5) : principe de la protection différentielle

Avantages

- Protection sensible à des valeurs de courants de défaut inférieures au courant nominal de l'élément protégé.
- Protection de zone qui peut déclencher instantanément [15].

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 [15].

IV. 3. 4. 6. Sélectivités combinées

Une sélectivité mixte est une combinaison de fonctions élémentaires de sélectivité :

- Sélectivités ampérométrique + chronométrique
- Sélectivités logique + secours chronométrique



- Sélectivité mixte, logique + chronométrique
- Sélectivité chronométrique + directionnelle
- Sélectivités logique + directionnelle
- Sélectivités différentielle + chronométrique [15].

IV. 3. 4. 7. La sélectivité optimale

L'expérience montre que tous ces types de sélectivité et protection font l'objet de domaines d'emploi préférentiels, par exemple

- sélectivité ampérométrique = distribution basse tension,
- sélectivité chronométrique et logique = distribution HTA,
- protection de distance = transport HTB.

Retenir un type plutôt qu'un autre s'avère donc souvent être un choix technico-économique avec une forte influence des habitudes.

L'évolution technologique, et surtout l'avènement du numérique, autorisent le panachage des divers principes de protection et de sélectivité. Il devient ainsi possible d'appliquer, à chaque tronçon d'un réseau, la plus optimisée des solutions [32].

IV. 4 Zone de Protection :

En plus des performances que doivent avoir les relais, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces. Pour atteindre cet objectif, on découpe le réseau industriel en zones délimitées par les positions des organes de coupure. La *Figure (IV. 6)* montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection [19].

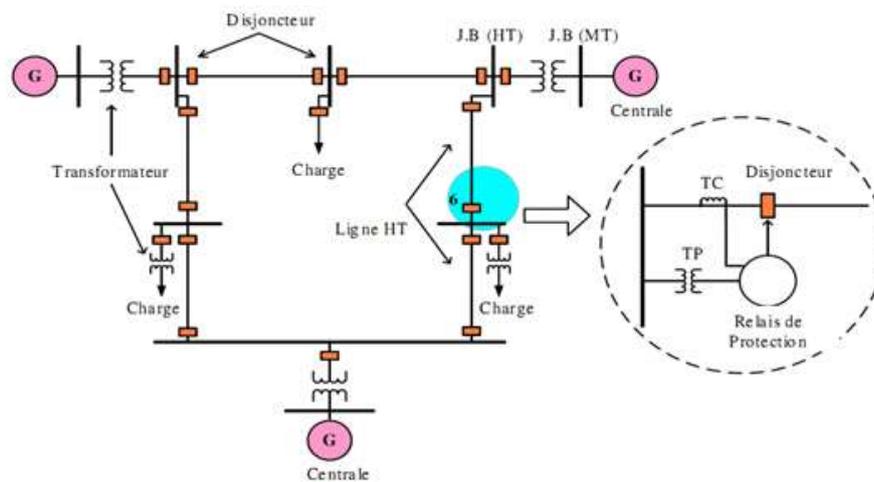


Figure (IV. 6) : les zones de protection d'un réseau électrique

IV. 5 La coordination

Il convient de coordonner les protections du réseau étudié entre elles et, le cas échéant, avec l'existant principalement le choix de la courbe, des seuils et des temporisations des protections de façon à les coordonner entre elles. Par exemple, Il sera souvent judicieux de prévoir une protection à temps extrêmement inverse pour se coordonner avec un fusible.

Cette coordination précisera les temps d'élimination des défauts qui devront être :

- satisfaisants pour la sécurité du personnel
- conformes à la tenue du matériel
- sélectifs avec les installations voisines.

Il est rare qu'un réseau de distribution électrique soit totalement indépendant d'une autre installation. Il conviendra donc de vérifier, lors de l'étude de sélectivité, que les temps d'intervention déterminés sont compatibles avec un réseau amont et aval lorsque l'étude porte sur un réseau qui s'intercale entre deux autres. S'il est nécessaire de réduire les temps pour atteindre la compatibilité recherchée, Il est toujours possible d'avoir recours à la sélectivité logique. Ce principe pourra d'abord être mis en œuvre entre arrivées et départs d'un même tableau. Si le gain de temps obtenu est insuffisant, la sélectivité logique sera envisagée entre deux ou plusieurs tableaux qu'il faudra relier par des liaisons pilotes.

On peut aussi réduire les temps en utilisant à certains niveaux des protections différentielles [13].



IV. 5. 1. Protection des réseaux bouclés

Un réseau bouclé est un réseau comportant une ou des boucles fermées en exploitation normale. L'avantage d'une telle structure de réseau est qu'elle assure une excellente disponibilité de l'énergie à tous les consommateurs situés sur la boucle ; en effet, une liaison en défaut peut être séparée du réseau sans interrompre l'alimentation des consommateurs. L'inconvénient de cette solution est son coût : il est nécessaire d'installer un disjoncteur à chaque extrémité de chaque liaison et les protections sont complexes.

Deux principes de protection peuvent être utilisés :

- protection différentielle,
- protection directionnelle.

Ce dernier principe fonctionne si, sur la boucle, un seul poste comporte une ou des sources et assure la mise à la terre du neutre. Dans la pratique, la sélectivité des protections directionnelles est assurée par des liaisons logiques.

Comparée à la protection différentielle qui a l'avantage d'être rapide, la protection directionnelle est moins onéreuse et plus aisée à mettre en œuvre. Notons que la détection des défauts à la terre peut être assurée quel que soit le régime de neutre de l'installation, alors que les protections différentielles de ligne ont une sensibilité limitée [11].

IV. 5. 2. Coordination des relais pour la protection des réseaux

Le rôle principal d'un système de protection d'un réseau de transport est de sentir les défauts sur les lignes ou les sous stations pour isoler rapidement ces défauts par l'ouverture de tous les chemins où le courant de défaut provient. Cette sensation et ouverture doit se produire le plus rapidement possible pour minimiser les dégâts. Cependant, elle doit être très sélective et donc ne mettre hors service que la partie endommagée pour avoir un minimum d'utilisateurs privé d'énergie [17].

IV. 5. 3. Problème de coordination des relais

Le problème de coordination des relais de protection est très compliqué et cette tâche doit être très fiable. Ce besoin a conduit à munir le système d'une protection primaire et d'une protection secondaire, cette dernière doit fonctionner uniquement si la protection primaire tombe

Optimisation de la coordination des relais de protection dans les réseaux électriques



en panne. La protection primaire est conçue pour fonctionner le plus rapidement possible dans le but d'un minimum de coupures. La protection de secours fonctionne plus lentement (pour donner au système de protection primaire le temps de fonctionner) et affecte généralement une grande partie du réseau.

Chaque ligne a une variété de relais à ses extrémités. Typiquement il y a les relais directionnels à maximum de courant et les relais à distance. Généralement le premier type pour la protection contre les défauts à la terre et le deuxième contre les défauts de phases. En fait, chacun de ces types de relais est lui-même une collection de relais. Le relais à maximum de courant est généralement constitué d'une unité instantanée et d'une unité de temporisation on le temps de retard (temporisation) dépend du courant. Le relais à distance est constitué d'une unité instantanée (zone 1) et généralement de plusieurs unités de temporisation souvent deux (zone 2, zone 3). [17]

Tous les relais du réseau doivent rencontrer simultanément un grand nombre de contraintes similaires. Le problème majeur n'est pas uniquement l'effort pris pour satisfaire ces contraintes mais il se peut que le processus soit faux, c.à.d. quand on se met à vérifier les paires p/s en défaut, tout changement nécessaire dans le réglage des relais perturbe la coordination convenable des paires déjà vérifiées. De plus, après une série de modifications dans les réglages, on peut rester vraiment au début du processus de coordination avec toutes les paires qui viennent d'être vérifiées. A ce point on doit faire face au fait qu'il est possible que toutes les contraintes ne peuvent pas être satisfaites avec les relais existants, et il est peut être nécessaire de remplacer ces relais par d'autres relais avec des caractéristiques différentes ou d'utiliser des relais pilotes [17].

IV. 5. 4. Caractéristiques des relais

V. 5. 4. 1. Relais à maximums de courants

Quand un défaut se produit sur un réseau, le courant de court-circuit augmente dramatiquement au voisinage du point de défaut par rapport à la valeur du courant de charge avant défaut. Donc, le principe de protection le plus simple est d'utiliser la grandeur de courant pour la détection de défauts. En effet, si la valeur du courant détectée par le relais dépasse la valeur du seuil on suppose qu'un défaut s'y produit et un signal de

déclenchement est délivré. Le relais basé sur ce principe est dit relais à maximum de courant (Over current Relay).

Cependant, il est très difficile de distinguer le niveau du courant de défaut du courant de surcharge avec ce type de relais. Pour remédier à cette difficulté, plusieurs variantes de relais à maximum de courant ont été développées utilisant le principe cité ci-dessus combiné à un temps de retard du fonctionnement du relais (Relais temporisé). Dans ce cas, le relais ne déclenche que si le courant détecté dépasse le seuil de courant de fonctionnement pendant un temps au moins égal au temps de retard (temporisation) sélectionné. Cette temporisation peut être à temps indépendante ou à temps inverse [17].

Pour la protection à temps indépendant *Figure (IV. 7)*, la temporisation (T) est constante, elle est indépendante de la valeur du courant détecté.



Figure (IV. 7) : caractéristique à temps inverse

Cependant, il est souvent préférable d'avoir le temps de fonctionnement qui varie en fonction du courant *Figure (IV. 8)*. Une telle caractéristique est connue sous le nom de caractéristique à temps inverse. Généralement, la temporisation est représentée en fonction du rapport du courant détecté et le seuil de fonctionnement (I/I_r) [17].

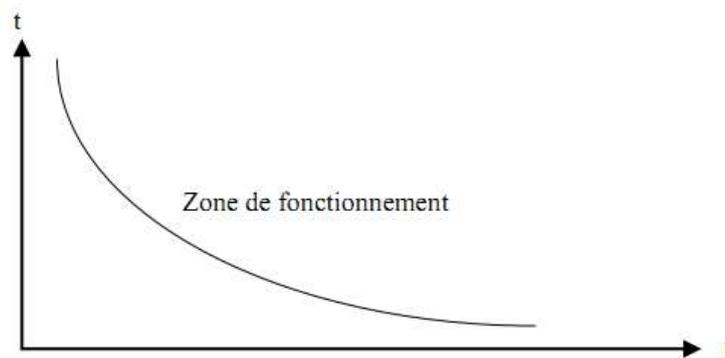


Figure (IV. 8) : caractéristique à temps inverse



Ce type de relais est constitué d'une unité instantanée et d'une unité de temporisation :

- L'unité instantanée est un relais à temps indépendant, il fonctionne instantanément (sans aucun temps de retard) quand le courant dépasse un certain seuil appelé seuil de courant instantané (Instantaneous Current Setting) ;
- L'unité de temporisation est un relais avec une caractéristique à temps inverse, cette unité est utilisée pour tous les courants de défauts qui sont *inférieurs à la valeur du seuil de courant instantané* mais supérieurs au courant de charge maximal. Il existe deux paramètres associés à cette unité :

Le courant de fonctionnement (Pickup Current Setting). C'est le courant minimal pour lequel le relais va 'être sensible ;

Le temps de retard (Time Dial Setting : TDS), ou le facteur de temporisation (Time Multiplier Setting : TMS), il fournit un facteur de graduation pour le temps de fonctionnement du relais. Le temps de fonctionnement de l'unité de temporisation a toujours une relation non linéaire avec le rapport I/I_r (courant détecté divisé par le courant de fonctionnement "Pickup"), et une relation linéaire avec le TDS (ou TMS).

La *Figure (IV. 9)* décrit une famille de courbes, qui montrent que la variation du courant de fonctionnement fait déplacer la caractéristique du relais horizontalement, tandis que la variation du TMS fait déplacer la caractéristique verticalement [17].

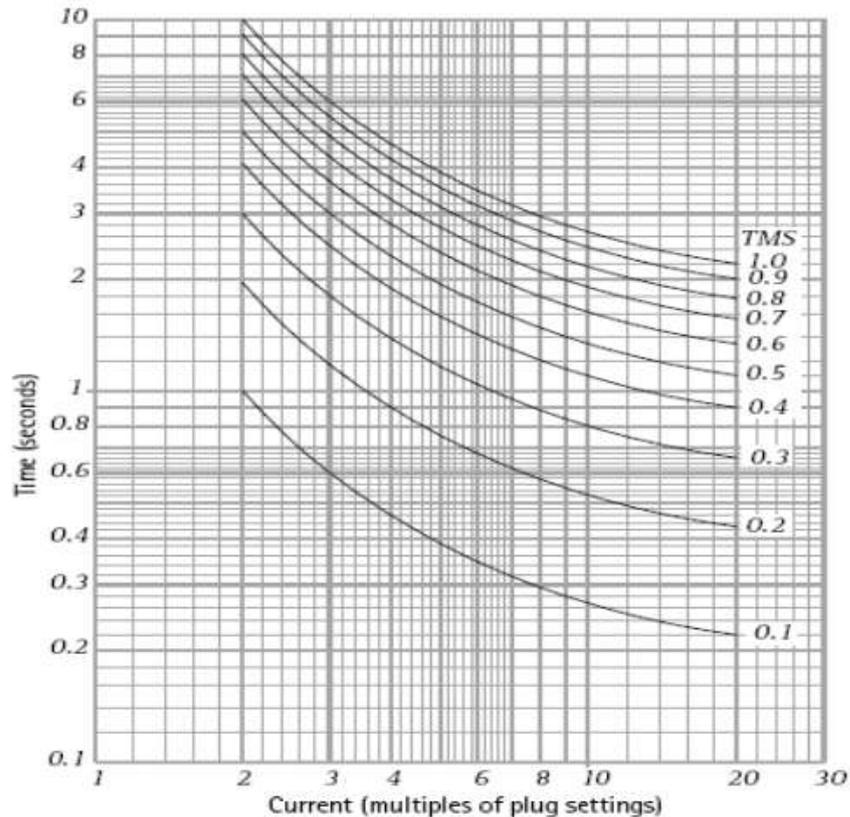


Figure (IV. 9) : caractéristiques standard IDMT des relais

Donc, la coordination des relais à maximum de courant est un processus qui fait déterminer trois paramètres :

- **Le seuil du courant instantané**, il est choisi pour protéger la plus grande partie possible de la ligne. Ce paramètre est déterminé en utilisant le courant de défaut maximal pour un défaut au jeu de barres éloigné de la ligne. Ce courant de défaut est multiplié par un facteur de sécurité (environ 1.3) pour éviter que l'unité instantanée dépasse les jeux de barres éloignés ;
- **Le courant de fonctionnement** il doit être en mesure de réaliser :
 - La sélectivité, de sorte que le relais ne peut pas fonctionner sous les conditions de charges ;
 - La sensibilité, de sorte que le relais puisse détecter les courants de défauts faibles, quand le courant de fonctionnement est faible le relais devient à la fois plus sensible et plus rapide face à ces courants de défauts faibles ;



— **La temporisation (TDS ou TMS).**

La sélectivité est atteinte en gardant le courant de fonctionnement au-dessus d'une valeur unitaire inférieure qui est la plus grande valeur des :

- Courant de fonctionnement minimal ;
- Courant de charge maximale (multiplie par un facteur de sécurité pour que le relais ne fonctionne pas en cas de surcharge, 1.25 à 1.5 pour les défauts de phases et 0.05 à 0.1 pour les défauts à la terre).

La sensibilité est réalisée en gardant le courant de fonctionnement au-dessous d'une valeur limite supérieure qui est la plus petite valeur des :

- Courant de défaut au jeu de barres éloigné (multiplie par un facteur de sécurité de 0.2) ;
- Courant minimale à travers le relais pour n'importe quel défaut dans sa zone primaire (multiplie par un facteur de sécurité de 0.6).

Le TDS doit être en mesure de répondre non seulement à un fonctionnement le plus rapide possible de la protection primaire, mais de réaliser aussi une coordination convenable quand les relais fonctionnent en secours pour les lignes adjacentes. Le critère de base de coordination A réaliser, est que le temps de fonctionnement du relais secours doit dépasser celui de son relais primaire d'un intervalle de temps de coordination (Coordination Time Intervalle CTI) d'environ 0.3, pour tout défaut où la relation protection primaire/secours existe. Cette condition doit être satisfaite pour tous les types de défauts.

Un système est dit en bonne coordination si tous ces critères de coordination sont satisfaits pour toutes les paires de relais primaire/secours possibles du réseau. L'intervalle de temps de coordination permet au relais primaire d'avoir suffisamment de temps pour

Fonctionner, si uniquement s'il tombe en panne que le relais secours fonctionne pour éliminer

le défaut. Cet intervalle de temps tient compte du temps de fonctionnement du disjoncteur et des autres équipements de protection et d'une marge de sécurité. De plus, pour satisfaire les critères de coordination cités, on doit aussi assurer que la protection primaire est accomplie dans un délai maximal (1s) pour tous les défauts [17].

IV. 5. 5. Protection primaire et protection de secours

La protection principale pour une zone de protection donnée est appelée protection primaire (Primary Protection). Elle doit fonctionner le plus rapidement possible et isoler et mettre hors service le minimum d'ouvrages du réseau. Du à plusieurs facteurs, la protection primaire peut ne pas fonctionner lors d'un défaut. Donc il est important d'ajouter à la protection primaire des protections supplémentaires alternatives qu'on appelle protection de secours (Backup Protection). Le système de protection de secours est un système de protection secondaire contre la plupart des défaillances du système de protection primaire d'un équipement.

Puisque les réducteurs de mesure et les disjoncteurs sont des composants très chers, il n'est pas toujours pratique de dupliquer chaque système de protection primaire. Le système de protection de secours est généralement moins rapide que le système de protection primaire et met hors service une partie importante du réseau pour pouvoir éliminer le défaut. Il existe deux types de protections de secours.

- Protection de secours locale (dupliquée), elle se trouve dans la même sous-station que la protection primaire et utilise les mêmes éléments (réducteurs de mesure, disjoncteurs), donc elle peut tomber en panne pour les mêmes raisons que la protection primaire ;
- Protection de secours éloigné ou distante, elle se situe dans une sous-station adjacente et elle est complètement indépendante de la protection primaire, donc pas de défaillances communes qui peuvent affecter les deux protections en même temps.

Mais la configuration complexe du réseau peut affecter l'habilité de la protection de secours éloignée à détecter tout les défauts pour lesquels on a besoin de secours. De plus elle isole une grande partie du réseau comparée à la protection de secours locale. Elle est prévue spécialement contre les défaillances des disjoncteurs.

Pour illustrer les protections citées, considérons un défaut au point F de la *Figure (IV. 10)*

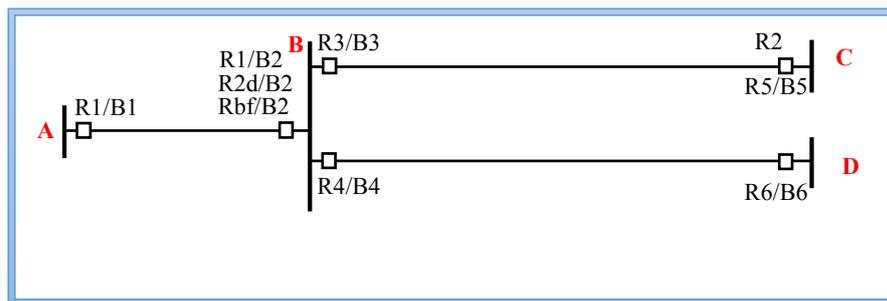


Figure (IV. 10) : protection primaire, dupliquée de secours



Le défaut se situe la ligne AB à protéger. Les relais primaires R_1 et R_2 vont éliminer ce défaut par l'ouverture des disjoncteurs B_1 et B_2 . A la station B, le relais R_{2d} (duplique du primaire) ouvre le disjoncteur B_2 pour couvrir la panne possible du relais R_2 . Le relais R_{2d} va fonctionner en mêmes temps que le relais R_2 et peut utiliser le même équipement de protection ou un équipement différent. Pour les lignes HT, on prévoit souvent des TC séparées mais les mêmes TT. Par contre en BT il est rare de ne pas partager tous les réducteurs de mesures.

Le relais de défaillance du disjoncteur R_{bf} , qui est la protection de secours locale, fonctionne moins rapide que R_2 et R_{2d} et va ouvrir les disjoncteurs B_2 , B_3 et B_4 .

Les relais R_5 et R_6 constituent la protection de secours éloignée de la protection primaire R_2 . Il n'existe pas d'éléments partagées entre ces deux protections ni de pannes communes entre les relais R_2 d'un cote et R_5 et R_6 de l'autre cote. Ces protections de secours éloignées doivent être moins rapides que les protections R_2 , R_{2d} et R_{bf} , et elles vont mètrent hors service des parties importantes du réseau (ici les lignes BC et BD) et donc toute charge connectée à ces lignes sera privée d'énergie.

Chaque relais est un relais primaire pour certains défauts, et pour chacun de ces défauts d'autres relais peuvent être des relais de secours pour lui. Les critères de coordination doivent être réalisés pour toutes ces paires de relais primaire/secours.

En réalité le problème n'est pas assez simple, ce même relais considéré primaire est probablement un relais secours pour d'autres relais qui sont des relais primaires pour différents défaut. Pour illustrer les différentes paires de relais primaire/secours, considérons la figure 1.3, ou tous les relais sont supposés directionnels, donc sensibles uniquement aux courants qui sortent des jeux de barres on ils sont places.

Dans cet exemple, le relais R_{12} est :

- Un relais primaire pour les paires de relais primaire/secours R_{12}/R_1 et R_{12}/R_{10} , donc R_{12} doit coordonner avec R_1 et R_{10} pour les défauts F_1 , F_2 et F_3 ;
- Un relais secours pour les paires de relais primaires/secours R_7/R_{12} et R_8/R_{12} , donc R_{12} doit coordonner avec R_7 et R_8 pour les défauts sur les lignes PF et PC respectivement ;

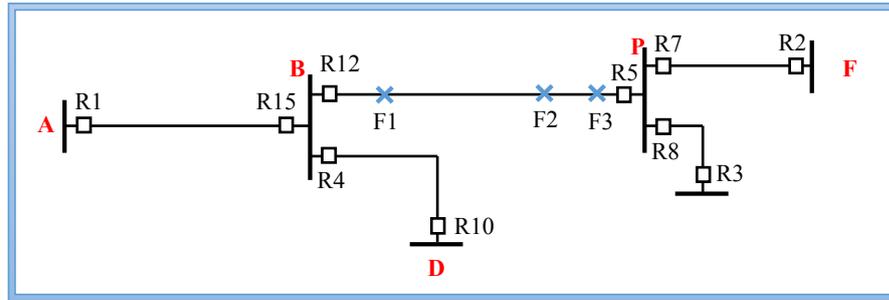


Figure (IV. 11) : Un réseau électrique avec des relais directionnels

Les relais R12 et R5 sont des relais primaires pour les 'lames F1, F2 et F3. Les relais R1 et R10 sont des relais secours pour le relais primaire R12 à moins que la protection locale soit utilisée. La coordination des paires de relais p/s doit être réalisée également pour plusieurs défauts différents. Par exemple, la paire R₁₂/R₁ doit coordonner pour les défauts F₁, F₂ et F₃ dans les deux cas où la ligne BD est en service ou non [17].

IV. 5. 6. FORMULATION DU PROBLÈME

La coordination des relais à maximum de courant directionnels peut être formulée sous forme d'une fonction objective qui consiste à minimiser le temps total de déclenchement des relais primaires [7] [4].

IV. 5. 6. 1 Fonction objectif

La fonction objectif associée au problème de coordination consiste à minimiser le temps total de déclenchement des relais primaires, cette fonction est exprimé comme suit :

$$f = \sum_{i=1}^{n_r} T_i \tag{Equ. IV.1}$$

Avec, T_i représente le temps de déclenchement du disjoncteur (ou opération) du relais i , et n_r est le nombre des relais a maximum de courant installer dans le réseau électrique [43].

Les relais de protection possèdent une caractéristique inverse exprimée par l'équation suivante :

$$T_{ik} = f_i(I_{pi}, I_{ik}) * TDS_i \tag{Equ. IV.2}$$

$$T_{ik} = TDS_i \left(\frac{K}{\left(\frac{I_{ik}}{I_{pi}}\right)^\alpha - 1} + L \right) \tag{Equ. IV.3}$$

Avec, k et α sont des paramètres constants. Pour les relais de type inverse standard, les caractéristiques à temps dépendant sont supposés que $L = 0$, $\alpha = 0,02$, $k = 0,14$. Une autre formulation a été proposé de rapprocher la caractéristique de relais appelé le modèle non linéaire.

$$T_{ik} = f(TDS_i) * f_2(I_{pi}, I_{ik}) \tag{Equ. IV.4}$$

$$f_1(TDS_i) = \sum_{j=0}^3 b_j * (TDS_i)^j \tag{Equ. IV.5}$$

$$f_2(I_{pi}, I_{ik}) = \sum_{j=0}^4 \frac{a_j}{(I_{ik}/I_{pi}-1)^j} \tag{Equ. IV.6}$$

Avec, b_j , et a_j sont des constantes. Le concept de réglage de relais de protection peut être formulé comme suit :

$$PTS_i = I_{ip}/(R_{ci}) \tag{Equ. IV.7}$$

Le réglage du courant de déclenchement I_p est donné par la relation suivante :

$$I_{p.min} \leq I_p \leq I_{p.max} \tag{Equ. IV.8}$$

Avec, $I_{p.min}$ et $I_{p.max}$ sont les valeurs de limites minimales et maximales du courant I_p respectivement [37].

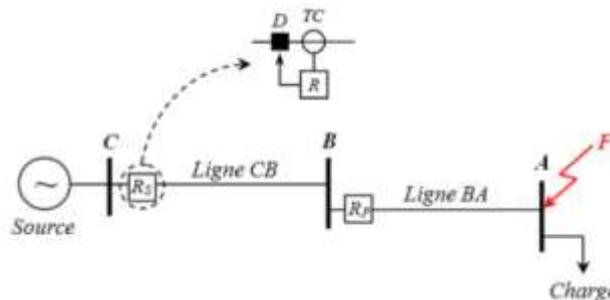


Figure (IV. 12) : Relais à maximum de courant primaire et secondaire.

IV. 5. 6. 2 Contraintes

Le problème de coordination a deux types de contraintes, composé des contraintes liés aux caractéristiques des relais et de coordination. Les contraintes des relais comprennent des limites de d'opération des relais. Contraintes de coordination sont liées à la coordination des relais primaires et de secondaire [37].

A) Contrainte de temps opération de relais : La durée de fonctionnement d'un relais est une fonction de la configuration actuelle de courant de coupe de défaut vu par le relais. En fonction

du type de relais. Le temps de operating est déterminée par des courbes inverses standard ou formule analytique. Les limites sur la durée de fonctionnement sont exprimées par

$$T_{ik}^{min} \leq T_{ik} \leq T_{ik}^{max}, \quad i = 1, \dots, m \quad (\text{Equ. IV.9})$$

Avec, T_{ik}^{min} et T_{ik}^{max} représentent les limites (min et max) de fonctionnement des relais.

B) Conditions de paramètres de temps et courant paramètres : Les limites de TDS et PTS sont illustré comme suit

$$TDS_i^{min} \leq TDS_i \leq TDS_i^{max}, \quad i = 1, \dots, m \quad (\text{Equ. IV.10})$$

$$PTS_i^{min} \leq PTS_i \leq PTS_i^{max}, \quad i = 1, \dots, m \quad (\text{Equ. IV.11})$$

Pour les relais de phase, la détermination du courant de charge maximale et le courant de défaut minimum compte tenu des expériences d'ingénierie et d'études de planification pour différentes topologies de réseau est nécessaire. Le courant de lecture doit être supérieur au plus grand des courants de charge possible et inférieur au courant de défaut minimum, avec une marge de sécurité raisonnable. C'est le compromis entre les caractéristiques de sécurité et de sûreté de fonctionnement du relais.

C) Contrainte de coordination : La durée de fonctionnement d'un relais de secours doit être choisie pour être supérieure à la durée de fonctionnement de l'équipement primaire associée. Une marge de temps intentionnel appelée intervalle de temps de coordination (CTI) est ajouté à la durée de fonctionnement des relais sauvegarde rapide. Si pour une panne donnée à l'emplacement k. le relais $j^{\text{ème}}$ peut être la première sauvegarde du relais $i^{\text{ème}}$, la contrainte de coordination peut alors être exprimée par [37].

$$T_{jk} - T_{ik} \geq CTI, \quad i = 1, \dots, m \quad (\text{Equ. IV.12})$$

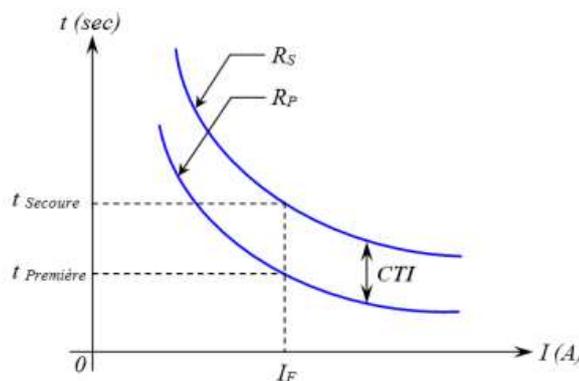


Figure (IV. 13) : représentation de CTI.

CTI est l'intervalle de temps minimum de coordination. Pour les relais électromécanique, le CTI varie de 0.30 à 0.40s, par contre pour les relais numérique, il varie de 0.10 a0.20s [33].

IV. 5. 7. *Problème d'optimisation*

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou maximum (optimum) d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquels les variables de la fonction à optimiser sont soumis à des contraintes qui évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche .dans ce cas, on a une forme particulière de ce que l'on appelle un problème d'optimisation sous contraintes [29].

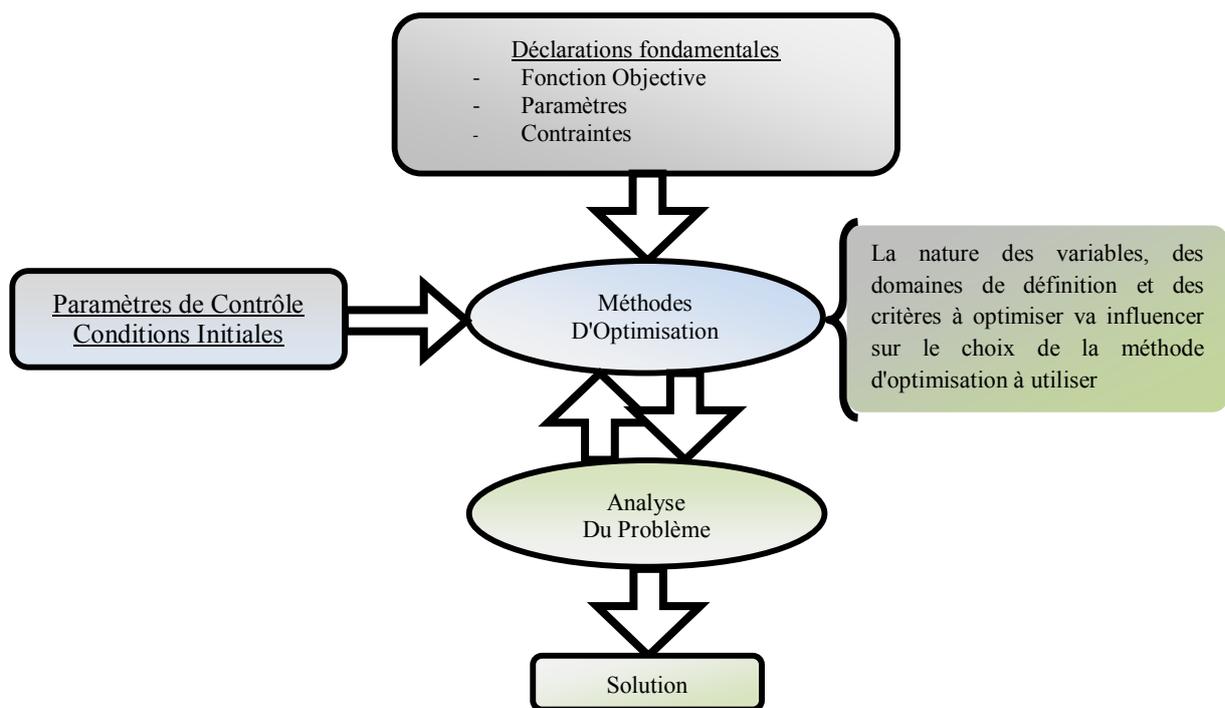


Figure (IV. 14) : Principe de base d'une méthodologie d'optimisation.

IV. 5. 7. 1. *Les méta-heuristiques*

Les méthodes d'optimisation globales connues souvent par le nom méta-heuristiques sont inspirées parfois de la théorie d'évolution chez les sociétés d'animaux et d'insectes dans laquelle on trouve les algorithmes génétiques (AG), parfois sont inspirées de la théorie d'éthologie de ces sociétés dans laquelle on cite les algorithmes d'optimisation par essaims particuliers PSO, les colonies de Fourmies (ACO).etc. Ces algorithmes sont basés sur l'exploration aléatoire probabiliste d'une ou plusieurs régions de l'espace de recherche, 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 elle dépend, de la nature de problème envisagé et les paramètres de l'algorithme. Ces méthodes sont largement appliquées aux différents domaines notamment dans le domaine de l'optimisation de l'énergie électrique [29].

IV. 5. 7. 2. Historique

Le calcul évolutionnaire a été introduit dans les années 1960 par I.Rechenberg dans son travail « Evolution stratégies ». Son idée a été développée par les autres chercheurs.

Les algorithmes génétiques ont été inventés par John Holland et ont été développés par lui et ses Etudiants et ses collègues. Il introduit le premier modèle formel des algorithmes génétiques dans son livre « Adoption in naturel and artificiel System » publié en 1975.

En 1992, John Koza a utilisé l'algorithme génétique pour évoluer des programmes pour exécuter certaines tâches. Il a appelé sa méthode « genetic programming » (GP) [26].

IV. 5. 7. 3. Définition de l'AG

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes d'évolution de la nature : sélections, croisements, mutations, etc. Ils appartiennent à la classe des algorithmes évolutionnaires.

On peut dire que l'algorithme génétique est une méthode de programmation qui repose sur le principe de l'évolution pour effectuer la recherche d'une solution adéquate à un problème [28].

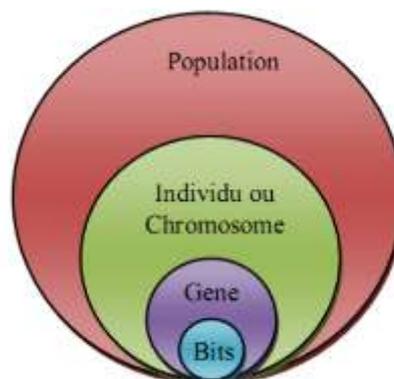


Figure (IV. 15) : structure présentée les quatre niveaux d'organisation des paramètres d'un AG

IV. 5. 7. 4. Comparaison avec d'autres méthodes

En se basant sur le principe de fonctionnement des AG, on identifier quelques différences avec d'autres méthodes classiques d'optimisation :

- Les AG cherchent une représentation codée dans l'espace des solutions et non pas directement dans le domaine original.
- Les AG utilisent un espace de recherche plus vaste, limité par la taille de la population.
- Les AG utilisent des règles de transition probabiliste et non déterministes (pseudo aléatoires).
- Les AG n'utilisent que les valeurs de la fonction à optimiser, pas sa dérivée ou une autre connaissance auxiliaire [26].

IV. 5. 7. 5. Mécanisme de fonctionnement des AG

L'organigramme suivant *Figure (IV. 16)* : représenter le mécanisme de l'algorithme génétique

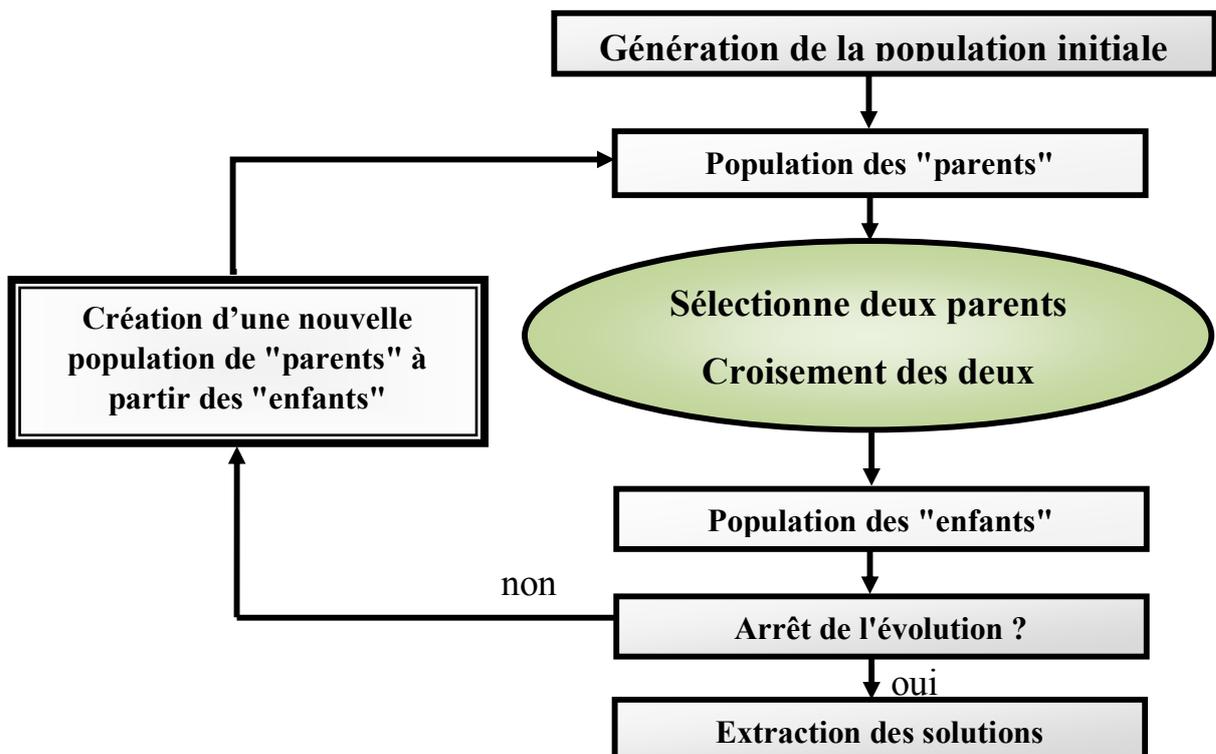


Figure (IV. 16) : Organigramme d'AG [29].

IV. 5. 7. 5. 1. Codage des variables

Tout au début, le codage utilisé par les AG était le codage binaire. Ce codage est représenté par une chaîne de bits qui contiennent l'information nécessaire à la description d'un point dans l'espace. Ceci permet de créer des opérateurs de croisement et de mutation assez simple [31].

A. Codage binaire

Le codage binaire a pour principe de coder la solution selon une chaîne de bits qui peuvent prendre les valeurs 0 ou 1. Ce type de codage est le plus utilisé [31].

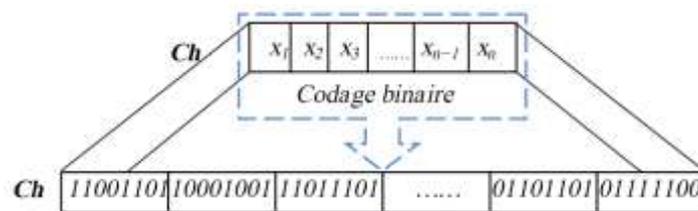


Figure (IV. 17) : Codage binaire des données

B. Codage réelles

Avec ce type de codage, la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcodage (du binaire vers le réel). Les résultats donnés par [33] montrent que la représentation réelle aboutit souvent à une meilleure précision et un gain important en termes de temps d'exécution [29].

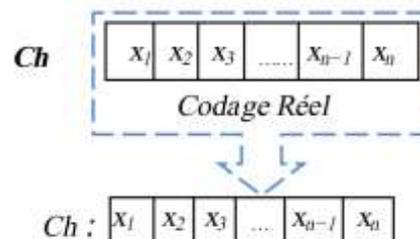


Figure (IV. 18) : Codage par valeurs réelles



IV. 5. 7. 5. 2. La sélection

Cet opérateur est peut-être le plus important puisqu'il permet aux individus d'une population de survivre, de se reproduire ou de mourir. En règle générale, la probabilité de survie d'un individu sera directement liée à son efficacité relative au sein de la population [30].

Une population dite intermédiaire est alors formée par les individus sélectionnés. Il existe plusieurs méthodes de sélection :

A. Sélection par roulette (wheel selection)

Chaque individu est un chromosome. L'ensemble de ces chromosomes est placé sur une roulette ou chaque chromosome occupe un espace proportionnelle à sa capacité d'adaptation [31].

B. Sélection par rang

On procède de la même manière que pour la sélection par roulette, sauf que, les chromosomes ne sont pas placés sur une roulette, mais triés par rang du plus mauvais au meilleur. [31]

C. Sélections de De Jong

A cette fin il a conçu quatre méthodes de sélection. On en cite les trois suivantes

C. 1. Elitisme

Cette méthode vise à préserver l'élite de la population. Lors de la création d'une nouvelle génération il est fort possible que de bons chromosomes soient perdus au cours du croisement et de la mutation [31].

C. 2. Méthode de l'espérance mathématique

De Jong s'est basé pour sa sélection sur la capacité d'adaptation de chaque chaîne. Cette capacité est donnée par la relation $C_i = \frac{f_i}{f}$ (Equ. IV.13)

D. Sélection de Brindle

Brindle s'est intéressée à l'amélioration des performances d'AG par l'amélioration de la sélection.

- 1 Sélection stochastique pour la partie restante sans remplacement.
- 2 Sélection par tournoi [31].

IV. 5. 7. 5. 3. Reproduction (Croisement)

Dans les AG, le croisement est considéré comme le principal opérateur pour produire des nouveaux chromosomes. Comme son homologue dans la nature, le croisement produit de nouveaux individus en leur transférant quelques parties de la matière génétique de leurs parents. L'objectif du croisement est donc d'enrichir la diversité de la population en manipulant la structure des chromosomes. Initialement, le croisement associé au codage par chaînes de bits (codage binaire) est le croisement à découpage de chromosomes. Après avoir tiré les couples qui vont être "croisés", l'opérateur de croisement peut donc être appliqué. Plusieurs types de croisement sont présentés dans la littérature, tels :

Le croisement seul point, le croisement multipoints, le croisement uniforme,... [28].

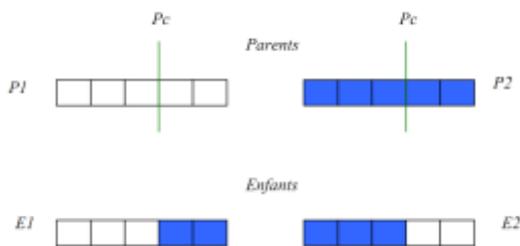


Figure (IV. 19) : Croisement en un point.

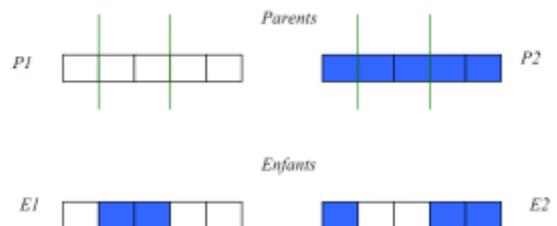


Figure (IV. 20) : Croisement en deux points.

IV. 5. 7. 5. 4. La mutation

La mutation veut dire changement ou modification. En biologie, elle signifie la modification des bases de l'ADN.

Dans les AG elle consiste à échanger la valeur d'un bit sélectionné au hasard *Figure (IV. 21)*. Elle assure la diversité de la population par l'exploration de nouveaux points de l'espace [31].

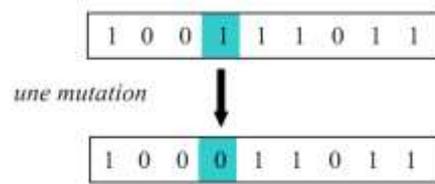


Figure (IV. 21) : Représentation schématique d'une mutation dans un chromosome

A. La mutation uniforme

Ce type de mutation est simple. Les d'individus à muter seront choisi aléatoirement et seront remplacés par des valeurs choisie aléatoirement dans l'intervalle de recherche [31].

B. La mutation non uniforme

Cette technique est appliquée en fonction de la génération courante t et du nombre maximal de générations g_{max} [31].

IV. 5. 7. 5. 5. Critères d'arrêt

Comme dans tout algorithme itératif, il faut définir un critère d'arrêt. Celui-ci peut être formulé de différentes façons parmi la quelles nous pouvons citer :

- Arrêt de l'algorithme lorsque le résultat atteint une solution satisfaisante.
- Arrêt s'il n'y a pas d'amélioration pendant un certain nombre de générations.
- Arrêt si un certain nombre de générations est dépassé [30].

IV. 5. 7. 6. REGLAGE DES PARAMETRES D'UN AG

L'élaboration d'un AG nécessite le réglage de certains paramètres.

Ce réglage a une influence sur la convergence de l'AG et les résultats obtenus. Cependant, il n'existe pas de règle spécifique pour ajuster les paramètres d'un AG, et ils sont souvent choisis de manière empirique. Quelques remarques sont alors à soulever :



- **Probabilité de croisement** : la probabilité de croisement a une influence considérable sur la vitesse de convergence d'un AG. Plus elle est grande et plus elle favorise la recombinaison des individus tout en favorisant de tomber dans un optimum local. Les valeurs usuelles pour ce paramètre varient entre 0.6 à 0.95.
- **Probabilité de mutation** : elle doit être assez faible par rapport à celle du croisement de manière à ne pas perturber l'évolution de l'algorithme. Une valeur élevée transformera l'algorithme en une recherche aléatoire, alors qu'une valeur très faible rendra impossible l'extraction des optima locaux. Les valeurs usuelles pour ce paramètre varient de 0.001 à 0.2.
- **Taille de la population** : augmenter la taille de la population permet d'augmenter sa diversité et réduit la probabilité d'une convergence prématurée vers un optimum local, mais en même temps elle augmente le temps nécessaire pour converger vers les régions optimales de l'espace de recherche [27].

IV. 5. 7. 7. Caractéristiques

Les Caractéristiques des AG peuvent se résumer par les aspects fondamentaux suivants :

- Les AG travaillent sur un codage de l'ensemble des paramètres eux-mêmes.
- Les AG cherchent l'optimum à partir d'une population de points et non à partir d'un seul point.
- Les AG utilisent l'information (ou le coût) de la fonction objectif et non pas les informations provenant des fonctions dérivées de quelque ordre que ce soit.
- Les AG font appel à des règles de transition probabilistes et non pas à des règles déterministes [26].

IV. 6 Conclusion

Dans le chapitre on a proposé les algorithmes génétiques comme une technique d'optimisation pour résoudre un problème complexe lié à la coordination des relais de protection à maximum de courant directionnels à courbe inverse. L'objectif est de minimiser le temps total de déclenchement des relais primaires avec considération des contraintes.

Chapitre V

Résultats De Simulation

V.1 Introduction

Ce chapitre présente les résultats numériques relatifs à l'application de l'algorithme génétique, pour optimiser le temps total de déclenchement des relais à maximum de courante phase directionnel localisée dans le système de protection. L'aspect physique de résoudre ce problème de coordination entre les différents relais est de permettre au système de protection d'assurer la continuité de service lorsqu'un défaut affecte une partie du réseau. L'efficacité de la technique d'optimisation proposée est validée sur un réseau standard IEEE 6-Bus [7].

V.2 Application de la technique d'optimisation par l'AG

Les étapes de calculs de la stratégie d'optimisation basée sur les algorithmes génétiques sont présentes dans la *Figure (V. 1)*. La première phase de calcul consiste tout d'abord à calculer les courants de court-circuit symétriques dans tous les jeux de barres, qui permettra par la suite d'identifier les relais primaires ainsi que les relais secondaires.

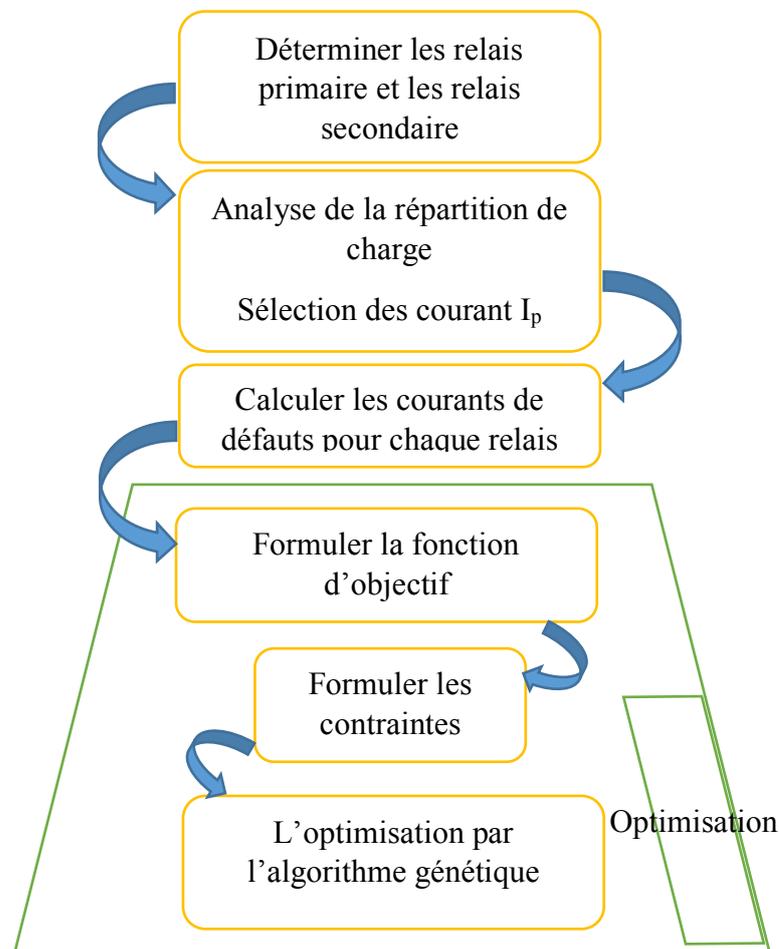


Figure (V. 1) : Organigramme d'optimisation de la coordination des relais de protection.



2. Transformateurs de courants

Les caractéristiques des transformateurs (rapports de transformation) de courants (TC) associés à chaque relais de protection sont présentées dans le *Tableau (V. 1)*.

N° Relais	CTR
1	1200/5
2	1200/5
3	800/5
4	1200/5
5	1200/5
6	1200/5
7	800/5
8	1200/5
9	800/5
10	1200/5
11	1200/5
12	1200/5
13	1200/5
14	800/5

Tableau (V. 1) : Rapports de transformation de courant (TC).

3. Courant de court-circuit :

Comme nous avons indiqués dans l'organigramme d'optimisation de la coordination des relais de protection, le calcul des courants de court-circuit est une tâche très importante pour entamer la phase de calcul de la temporisation des différents relais de protection. Le *Tableau (V. 2)* récapitule les courants de court-circuit symétrique dans tous les points sensibles. Pour des



raisons de comparaison, les courants de courts circuits utilisés dans cette étude sont pris de la référence [37].

N° Relais primaire	Courant de CC	N° Relais secondaire	Courant de CC
1	3232	6	3232
2	5924	1	996
2	5924	7	1890
3	3556	2	3556
4	3783	3	2244
5	2401	4	2401
6	6109	5	1197
6	6109	14	1874
7	5223	5	1197
7	5223	13	987
8	6093	7	1890
8	6093	9	1165
9	2484	10	2484
10	3883	11	2344
11	3707	12	3707
12	5899	13	987
12	5899	14	1874
13	2991	8	2991
14	5199	1	996
14	5199	9	1165

Tableau (V. 2) : Représentation des courants de courts circuits associés aux relais primaires et secondaires

V. 4 Méthode d'identification des relais primaire et secondaire

Cette tâche consiste à l'identification de tous les relais secondaire associés aux relais primaire, la détermination des relais primaire et secondaire est essentielle dans la formulation des contraintes de la coordination. 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 de détection du relais [36]. L'exemple suivant illustre le principe de base permettant l'identification des relais secondaires (1 et 9) associés au relais primaire (14). Avec cette méthodologie on peut déterminer toutes les combinaisons des relais secondaires associés aux relais primaires, le *Tableau (V. 3)* récapitule tous les relais primaires et secondaires installés dans le réseau test 6-Bus.

Ex : dans le réseau de la *Figure (V. 3)*, pour un défaut situé dans la zone de protection du relais N°14, nous montrons, dans le Tableau, tous les relais secondaire pour ce relais primaire.

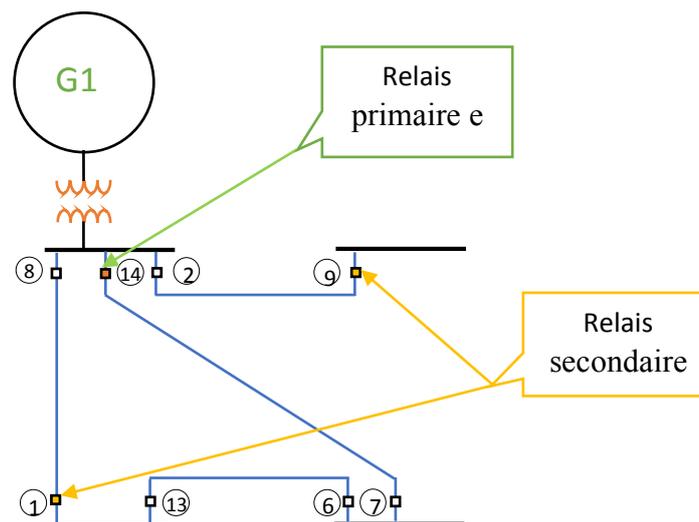


Figure (V. 3) : Exemple d'identification des relais secondaires



N° Relais P/S	N° Relais primaire	N° Relais secondaire
1	1	6
2	2	1
3	2	7
4	3	2
5	4	3
6	5	4
7	6	5
8	6	14
9	7	5
10	7	13
11	8	7
12	8	9
13	9	10
14	10	11
15	11	12
16	12	13
17	12	14
18	13	8
19	14	1
20	14	9

Tableau (V. 3) : Relais primaires et secondaires du réseau tes 6-Bus.

V. 5 Résultats de simulations

Les paramètres de l'algorithme génétique utilisés pour optimiser le temps total des relais de protection sont :



- Nombre de génération = 1000
- Nombre de population = 120
- Crossover de type 'Crossover single point'
- Mutation de type 'mutation adapt feasible'
- Selection de type 'selection remainder'

V. 5.1 Test 1

Pour ce premier test, l'intervalle de coordination entre les relais primaire et secondaires est de 0.3 s, le vecteur de control à optimiser se compose de 28 variables (14 TDS et 14 PTS). Du à l'aspect stochastique et afin d'obtenir la meilleur solution, le programme doit être exécuté plusieurs fois. La convergence de l'algorithme pour 10 exécutions est présentée dans la *Figure (V. 4)*, la convergence de l'algorithme associé à la meilleure solution est présentée dans la *Figure (V. 5)*. Les variables de control optimisés sont présentés dans le *Tableau (V. 4)*. Le temps total optimisé par cette algorithme est de 11.688.s, il faut noter que toutes les contraintes physiques associes aux relais sont vérifiés [7] [4].

N° Relais	TDS	PTS
1	0.248	1.087
2	0.495	0.801
3	0.353	1.324
4	0.219	1.970
5	0.154	1.853
6	0.291	1.733
7	0.296	2.392
8	0.425	0.872
9	0.254	1.746



10	0.431	0.710
11	0.350	1.406
12	0.357	2.328
13	0.318	0.799
14	0.461	1.109
Temps des relais (Top)		11.688 s
Temps d'exécution		84.0838 s

Tableau (V. 4) : Variables de contrôles (TDS, PTS) optimisés

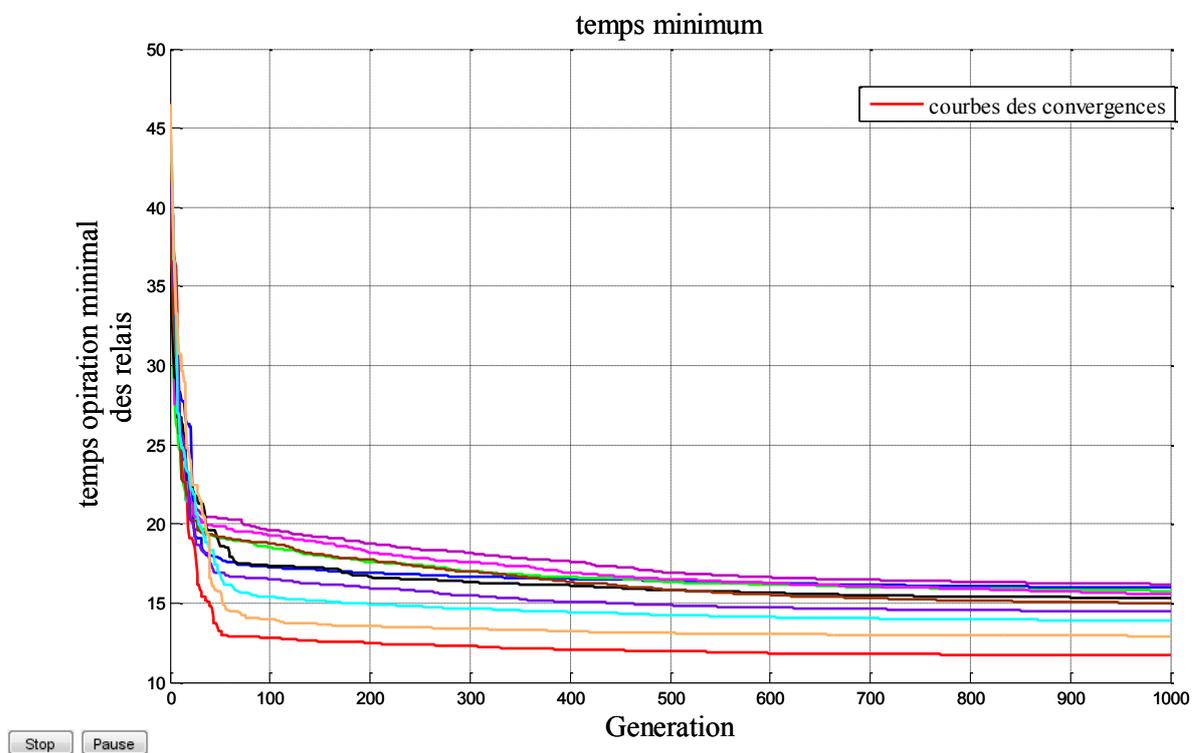


Figure (V. 4) : Caractéristiques de convergence de l'algorithme pour 10 exécutions

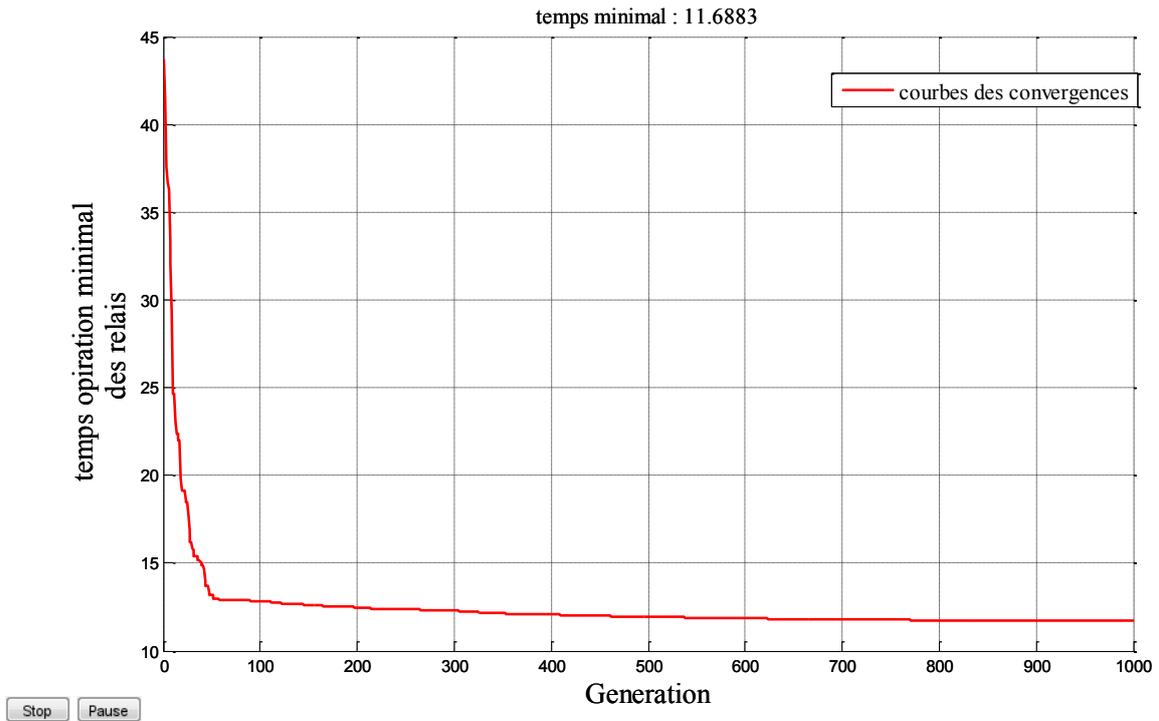


Figure (V. 5) : Caractéristiques de convergence de l'algorithme pour la meilleure solution

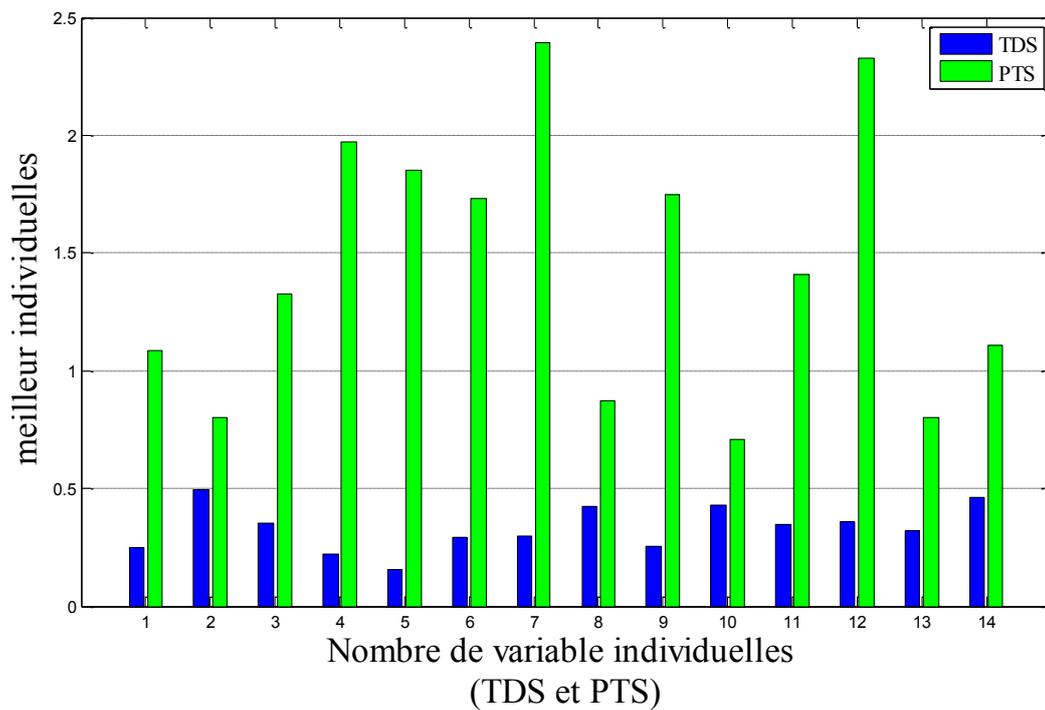


Figure (V. 6) : Meilleur individuelle

V. 5. 1. 1 Convergence des variables des contrôles

Les Figures (V. 7) et (V. 8) représente les caractéristiques de convergence des deux variables de contrôles (TDS, PTS) du premier relais, les Figures (V. 9) et (V. 10) représente les caractéristiques de convergence des deux variables de contrôles (TDS, PTS) du deuxième relais.

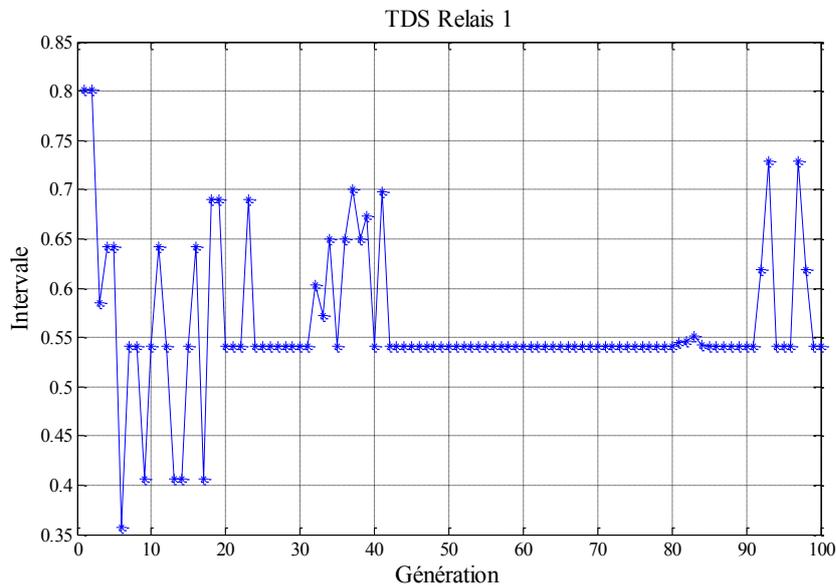


Figure (V. 7) : Convergence de la variable TDS du relais 1 primaire

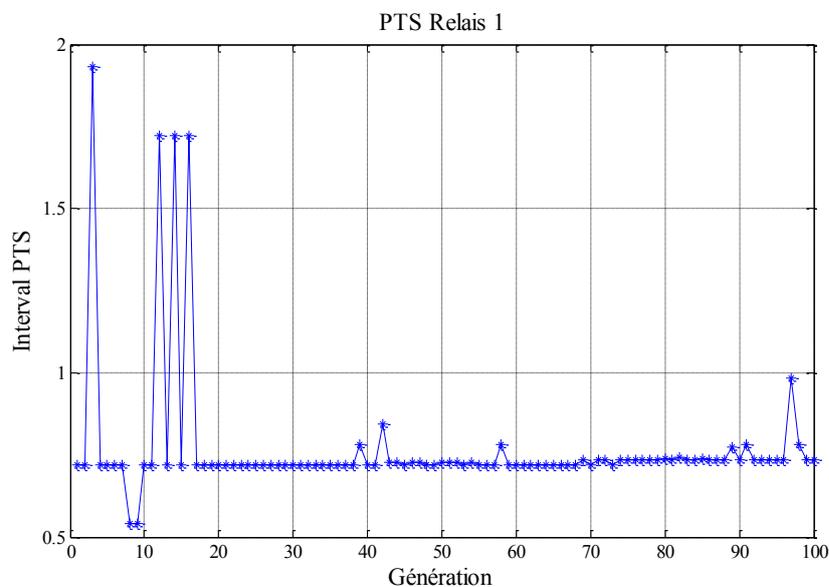


Figure (V. 8) : Convergence de la variable PTS du relais 1 primaire

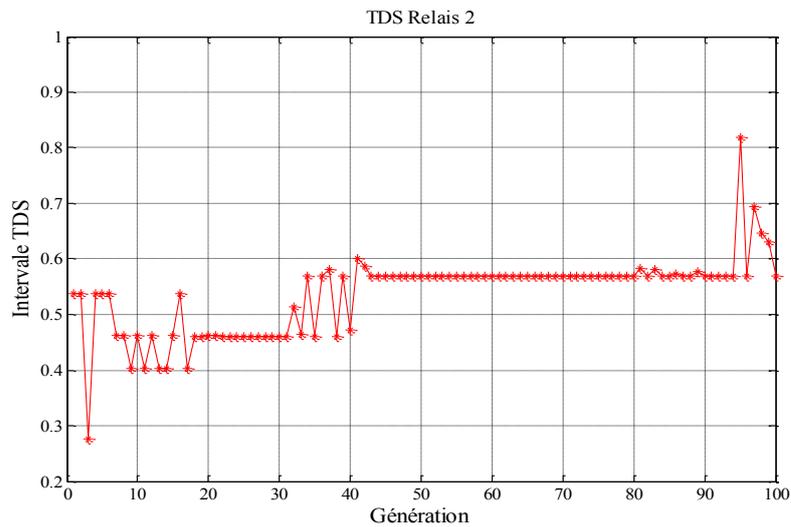


Figure (V. 9) : Convergence de la variable TDS du relais 2 primaire

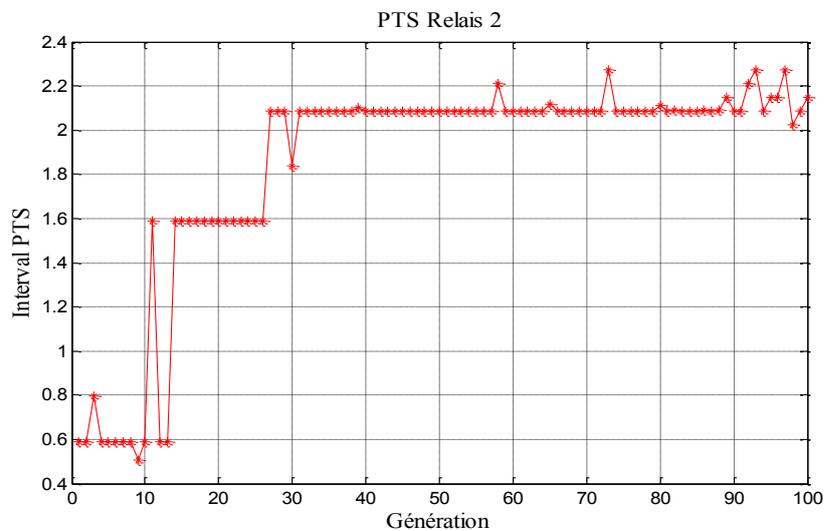


Figure (V. 10) : Convergence de la variable PTS du relais 2 primaire

La vérification de la robustesse de l’algorithme à résoudre pour ce type de problème est vérifiée, par le calcul de la valeur moyenne et maximale, les résultats obtenus sont présentés dans le *Tableau (V. 5)*.

AG_Toolbox		
Max	16.196	Le temps moyen d’exécution 84.0537
Min	11.688	
Moyenne	13.9420	

Tableau (V. 5) : Indices d’efficacité de l’algorithme

*Vérification des contraintes*

Le *Tableau (V. 6)* représente la vérification de violation de contraintes de tous les relais en considérant l'intervalle de coordination 0.3 s. il est tout à fait clair que les contraintes sont vérifiées. La *Figure (V. 11)* présente la vérification de l'intervalle de coordination entre relais primaires et secondaires.

N° Relais Primaire	Top Primaire (s)	N° Relais secondaire	Top secondaire (s)	CTI (s)
1	0,672	6	0,973	0.001
2	0,976	1	1,277	0.001
2	0,976	7	1,277	0.000
3	0,852	2	1,153	0.001
4	0,722	3	1,023	0.001
5	0,627	4	0,928	0.001
6	0,738	5	1,075	0.037
6	0,738	14	1,338	0.300
7	0,772	5	1,075	0.003
7	0,772	13	1,338	0.266
8	0,853	7	1,277	0.123
8	0,853	9	1,226	0.073
9	0,795	10	1,096	0.001
10	0,935	11	1,238	0.003
11	0,997	12	1,297	0.000
12	1,036	13	1,338	0.002
12	1,036	14	1,338	0.002
13	0,789	8	1,089	0.000
14	0,924	1	1,277	0.053
14	0,924	9	1,226	0.002
Somme $\sum T$	16.9870		23.8590	

Tableau (V. 6) : Vérification de violation des contraintes

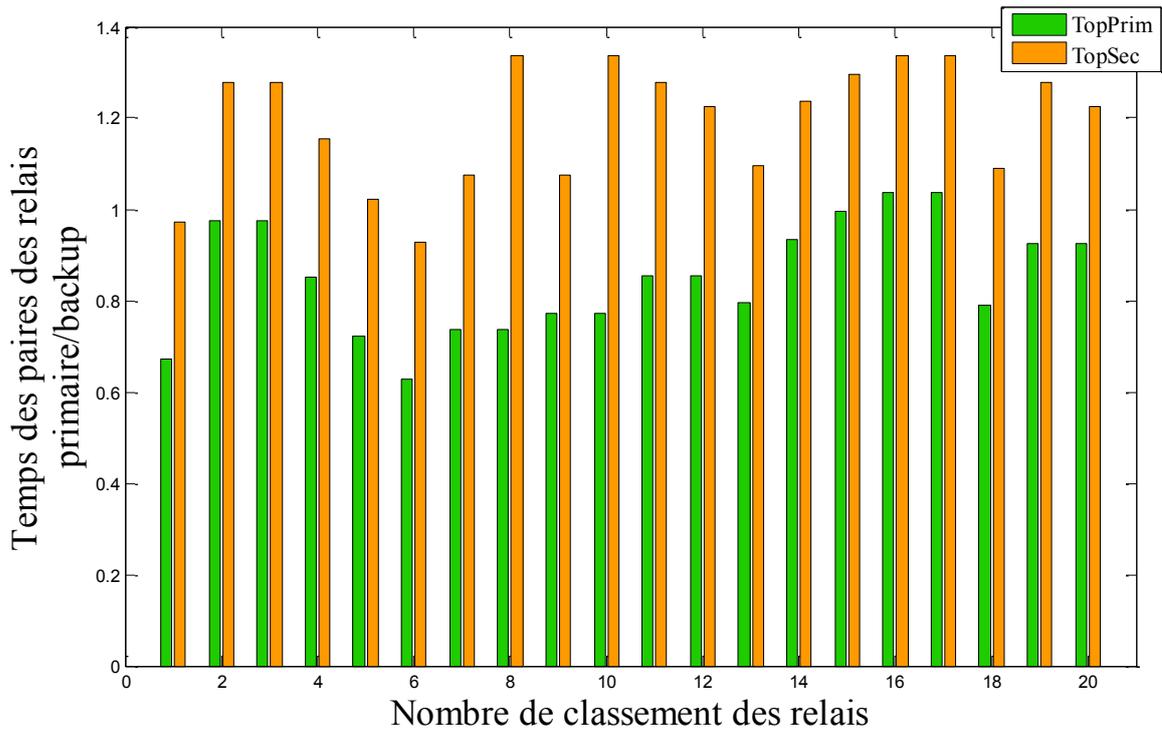


Figure (V. 11) : Vérification de l'intervalle de coordination : relais primaire/secondaire

V. 5. 1. 2 Performances de l'algorithme génétique

V. 5. 1. 2. 1 Effet du nombre de générations

Afin de démontrer l'effet de générations sur la valeur optimale de la fonction objective qui est dans notre cas le temps total d'opération des relais primaires, l'algorithme est exécuté pour différents nombre de génération. D'après les résultats obtenus, on remarque que le temps diminue avec l'augmentation de générations, par contre le programme nécessite un temps d'exécution important. Le *Tableau (V. 7)* montre clairement l'effet du nombre de générations sur la solution optimale.



N° Génération	Top _{min} (s)	Temps d'exécution (s)
30	19.145	3.1860
60	18.763	6.1475
100	17.984	8.6523
250	16.359	20.9355
500	15.821	42.1592
1000	14.621	155.5549
1500	15.841	119.0672
2000	14.186	162.5642
3000	14.495	883.1604
4000	14.848	309.6084

Tableau (V. 7) : Effet du nombre de génération sur la solution optimale.

V. 5. 1. 2. 2 *Effet de la Population*

Nous avons testés aussi l'effet de la variation de la population sur la valeur optimale de la fonction objective qui est dans notre cas le temps total d'opération des relais primaires, les résultats trouvés montrent clairement l'amélioration de la solution avec l'augmentation de la population. Il faut noter qu'à partir d'une population spécifique, le résultat obtenu ne s'améliore pas. On remarque que le temps d'exécution augmente avec l'augmentation de la population au-delà d'une valeur spécifique. Alors en pratique le choix de la population est très important et dépend du problème à résoudre ainsi que les contraintes associés. Le *Tableau (V. 8)* représente la variation de la valeur optimale de la fonction objective (temps total minimal des relais primaire) en fonction de la population.



N° Population	Top _{min} (s)	Temps d'exécution (s)
20	21.683	25.5955
40	15.110	37.2193
60	16.149	48.4637
80	15.233	58.8938
100	14.171	75.5795
120	14.877	85.8464
140	15.447	99.0731
160	14.580	108.8409
180	14.609	124.2571
200	13.804	133.8992

Tableau (V. 8) : Effet de la population sur la solution optimale.

V. 5. 1. 2. 3 Effet des paramètres de l'algorithme génétique

D'après les résultats des différents tests effectués sur la population et la génération, on peut conclure que le choix de la population et génération est primordial et dépend de la complexité du problème à résoudre.

N° Génération	Top _{min} (s)	Temps d'exécution (s)	N° Population	Top _{min} (s)	Temps d'exécution (s)
30	19.145	3.1860	20	21.683	25.5955
60	18.763	6.1475	40	15.110	37.2193



100	17.984	8.6523		60	16.149	48.4637
250	16.359	20.9355		80	15.233	58.8938
500	15.821	42.1592		100	14.171	75.5795
1000	14.621	155.5549		120	14.877	85.8464
1500	15.841	119.0672		140	15.447	99.0731
2000	14.186	162.5642		160	14.580	108.8409
3000	14.495	883.1604		180	14.609	124.2571
4000	14.848	309.6084		200	13.804	133.8992

Tableau (V. 9) : l'effet du nombre de génération et la population sur le temps d'exécution.

V. 5. 2 Test 2

Pour ce premier test, l'intervalle de coordination entre les relais primaires et secondaires est de 0.2 s, les paramètres de l'algorithme génétique utilisés pour optimiser le temps total des relais de protection sont :

- Nombre de génération = 1000
- Nombre de population = 120
- Crossover de type 'Crossover single point'
- Mutation de type 'mutation adapt feasible'
- Selection de type 'selection remainder'

La convergence de l'algorithme associé à la meilleure solution est présentée dans la *Figure (V. 13)*. Les variables de control optimisés sont présentés dans le *Tableau (V. 10)*. Le temps total optimisé par cette algorithme est de 10.314.s, il faut noter que toutes les contraintes physiques associées aux relais sont vérifiés.



N° Relais	TDS	PTS
1	0.219	1.018
2	0.502	0.518
3	0.319	1.528
4	0.358	0.718
5	0.285	0.685
6	0.379	0.500
7	0.453	0.672
8	0.332	0.790
9	0.359	0.531
10	0.353	0.758
11	0.266	1.526
12	0.330	1.560
13	0.263	0.694
14	0.410	0.750
Temps des relais (Top)		10.314 s
Temps d'exécution		77.4018 s

Tableau (V. 10) : variables de contrôles (TDS, PTS) optimisés

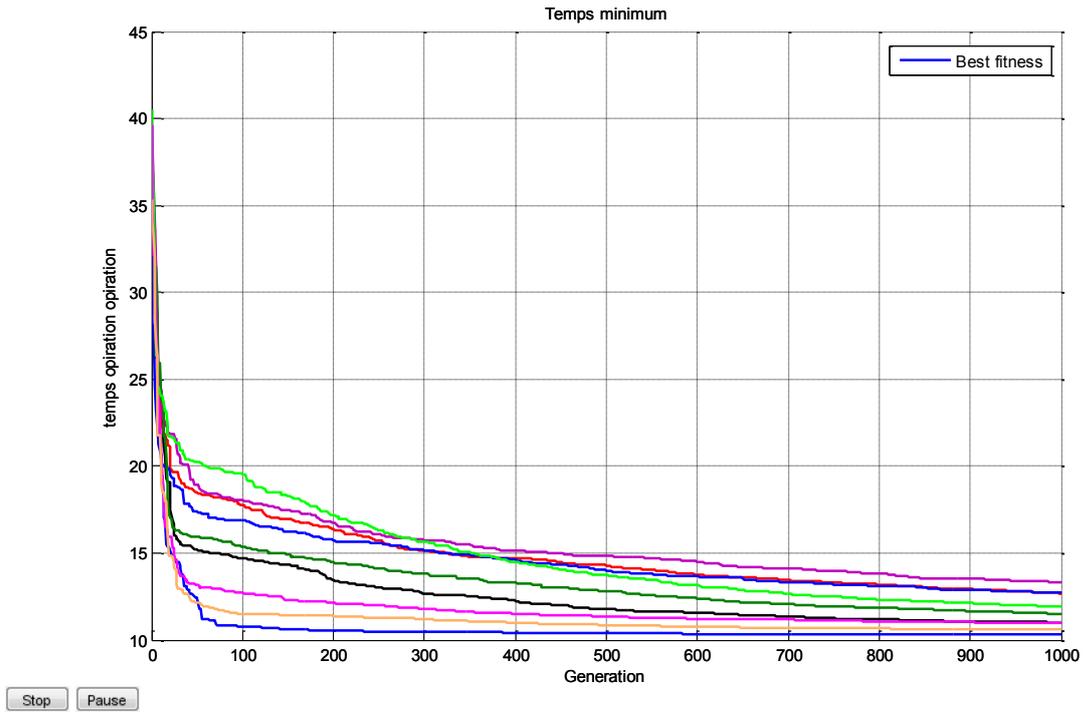


Figure (V. 12) : Caractéristiques de convergence de l’algorithme pour 10 exécutions

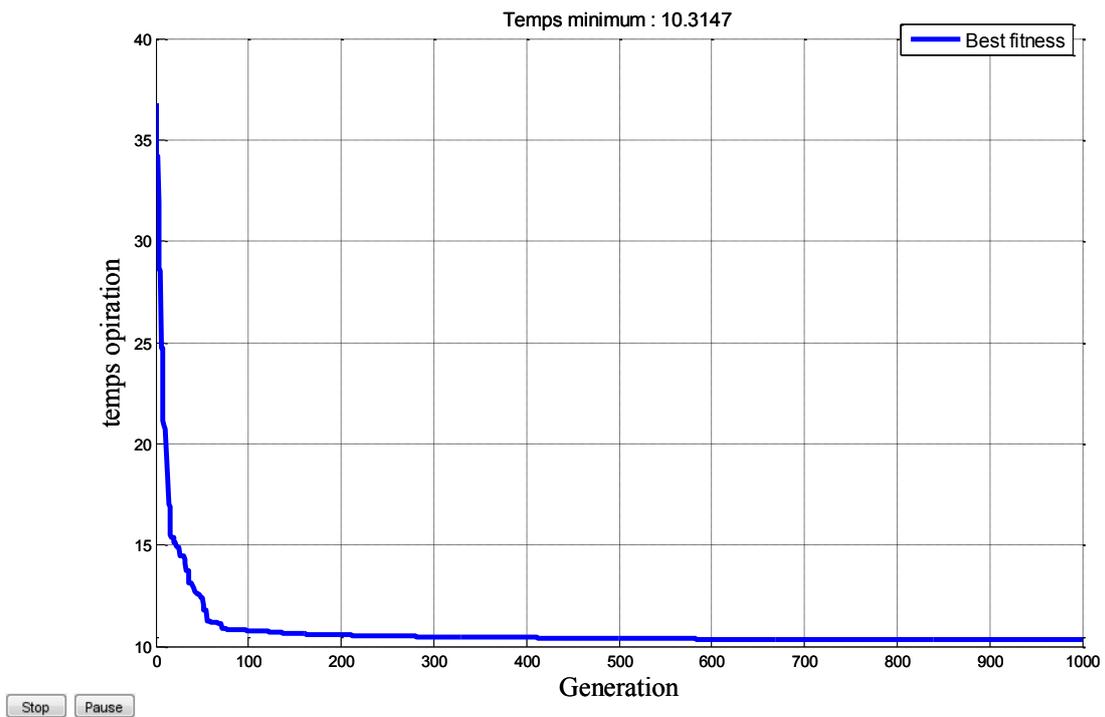


Figure (V. 13) : Caractéristiques de convergence de l’algorithme pour la meilleure solution

*Vérification des contraintes*

Le Tableau (V. 11) représente la vérification de violation de contraintes de tous les relais en considérant l'intervalle de coordination 0.2 s. il est tout à fait clair que les contraintes sont vérifiées.

N° Relais Primaire	Top Primaire (s)	N° Relais secondaire	Top secondaire (s)	CTI (s)
1	0.5780	6	0.7790	0.0010
2	0.8750	1	1.0750	0
2	0.8750	7	1.0750	0
3	0.8130	2	1.0130	0.0010
4	0.7860	3	0.9860	0
5	0.7250	4	0.9260	0
6	0.6480	5	0.9870	0.1380
6	0.6480	14	1.0170	0.1680
7	0.7850	5	0.9870	0.0010
7	0.7850	13	1.0160	0.0310
8	0.6480	7	1.0750	0.2270
8	0.6480	9	0.9350	0.0870
9	0.7190	10	0.9220	0.0020
10	0.7840	11	0.9840	0
11	0.7850	12	0.9850	0
12	0.8160	13	1.0160	0.0010
12	0.8160	14	1.0170	0.0010
13	0.6190	8	0.8200	0.0010
14	0.7340	1	1.0750	0.1410
14	0.7340	9	0.9350	0.0010
$\sum T$	14.8210		19.6250	

Tableau (V. 11) : Vérification de violation des contraintes

**V. 5. 2. 1 Performances de l'algorithme génétique****V. 5. 2. 1. 1 Effet du nombre de générations**

N° Génération	Top min (s)	Temps d'exécution (s)
30	16.174	3.305984
60	14.514	5.802300
100	15.234	9.259266
250	13.795	22.108394
500	13.474	43.687732
1000	11.399	85.570657
1500	11.746	128.021956
2000	11.641	178.654989
3000	10.963	266.816678
4000	11.261	355.835187

Tableau (V. 12) : Effet du nombre de génération sur la solution optimale.

V. 5. 2. 1. 2 Effet de la Population

N° Population	Top min (s)	Temps d'exécution (s)
20	17.802	27.590508
40	13.164	45.061354
60	12.764	45.061354
80	10.917	67.306155
100	10.314	77.401804



120	11.881	85.641985
140	11.075	97.706964
160	11.728	110.399699
180	12.032	121.868017
200	11.988	134.054423

Tableau (V. 13) : Effet de la population sur la solution optimale.

V. 5. 2. 1. 3 Effet des paramètres de l'algorithme génétique

D'après les résultats des différents tests effectués sur la population et la génération, on peut conclure que le choix de la population et génération est primordial et dépend de la complexité du problème à résoudre.

N° Génération	Sum Top _{min} (s)	Temps d'exécution (s)	N° Population	Sum Top _{min} (s)	Temps d'exécution (s)
30	16.174	3.305984	20	17.802	27.590508
60	14.514	5.802300	40	13.164	45.061354
100	15.234	9.259266	60	12.764	45.061354
250	13.795	22.108394	80	10.917	67.306155
500	13.474	43.687732	100	10.314	77.401804
1000	11.399	85.570657	120	11.881	85.641985
1500	11.746	128.021956	140	11.075	97.706964
2000	11.641	178.654989	160	11.728	110.399699
3000	10.963	266.816678	180	12.032	121.868017
4000	11.261	355.835187	200	11.988	134.054423

Tableau (V. 14) : Effet de la génération et de la population sur le temps d'exécution.

V. 6 Comparaison des résultats

Le Tableau (V. 15) représente une comparaison des résultats obtenus par application de l'algorithme génétique (GA Toolbox) avec d'autres méthodes pour un intervalle de coordination fixé à 0.3.s. On remarque que les résultats obtenus sont acceptable comparés aux deux méthodes citées dans la référence [37].

N° Relais	GA_Toolbox		GA [37]		Hybride GA-PL [37]		Seeker algorithme [37]	
	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS
1	0.248	1.087	0.29	1.0	0.3043	1.0	0.113	2.0
2	0.495	0.801	0.31	2.5	0.2917	2.5	0.260	2.5
3	0.353	1.324	0.26	2.5	0.2543	2.5	0.225	2.5
4	0.219	1.970	0.19	2.5	0.1851	2.5	0.160	2.5
5	0.154	1.853	0.18	1.5	0.1700	1.5	0.100	2.5
6	0.291	1.733	0.26	2.5	0.2711	2.5	0.173	2.5
7	0.296	2.392	0.54	0.5	0.5316	0.5	0.243	2.5
8	0.425	0.872	0.24	2.5	0.2387	2.5	0.170	2.5
9	0.254	1.746	0.17	2.0	0.1856	2.0	0.147	2.5
10	0.431	0.710	0.19	2.5	0.1895	2.5	0.176	2.5
11	0.350	1.406	0.21	2.5	0.2014	2.5	0.187	2.5
12	0.357	2.328	0.30	2.5	0.2890	2.5	0.266	2.5
13	0.318	0.799	0.23	1.5	0.2297	1.5	0.114	2.0
14	0.461	1.109	0.51	0.5	0.5278	0.5	0.246	2.5
Temps opération total $\sum T_{opé}$	11.688		11.001		10.9499		8.4270	

Tableau (V. 15) : Comparaison des résultats obtenus



Le Tableau suivant récapitule les résultats d'optimisation de la coordination des relais pour les deux intervalles de coordination fixés à 0.3s et 0.2s.

AG_Toolbox		
CTI (s)	0.2	0.3
Max (s)	13.124	16.196
Min (s)	10.957	11.688
Moyenne (s)	12.0405	13.9420
La moyenne de temps d'exécutions (s)	89.5932	84.0537

Tableau (V. 16) : Comparaison des résultats obtenus pour les deux intervalles de coordination

V. 7 Conclusion

Dans ce chapitre on a proposé les algorithmes génétiques comme une technique d'optimisation pour résoudre le problème de coordination des relais de protection à maximum de courant directionnels à courbe inverse. L'objectif est de minimiser le temps total de déclenchement des relais primaires avec considération des contraintes. La technique a été testée et validée sur un réseau électrique standard de six jeux de barres pour déterminer les nouveaux réglages optimaux des relais de protection.

D'après les résultats obtenus, on constate que la technique converge vers une solution acceptable tenant compte de toutes contraintes imposées par le fonctionnement du système de protection. Ceci démontre l'efficacité et la robustesse des techniques métaheuristiques.

Conclusion Générale



Conclusion Générale

La robustesse des métaheuristiques, réside dans l'absence d'hypothèses particulière sur la forme de la fonction objective à optimiser. Aucune hypothèse sur la continuité de cette fonction n'est requise, ses dérivées successives ne sont pas nécessaires, ce qui rend très utile l'application de ces méthodes métaheuristiques pour la résolution des problèmes liés aux domaines des réseaux éclectiques. Dans ce mémoire de fin d'étude, on a adapté et appliqué l'algorithme génétique pour résoudre le problème d'optimisation de la coordination des relais à maximum de courant directionnels installés dans un réseau maillé.

Dans le premier chapitre on a présenté les différentes perturbations qui affectent les réseaux électriques ainsi que leurs conséquences. Les conséquences d'un défaut peuvent être divisées en deux parties, une partie provoquée par le déclenchement du défaut (par exemple panne d'isolation) et une partie qui dépend de la durée du défaut, ces conséquences sont généralement provoquent détérioration des isolants, fusion des conducteurs, incendie et danger pour les personnes.

Nous avons analysé dans le deuxième chapitre les méthodes de calculs des courant de court-circuit symétrique. Le calcul du courant de court-circuit est une phase très importante qui entre dans le réglage et la coordination des relais de protection à maximum de courant.

Le troisième chapitre a été consacré à exposé les différents relais destinés à la protection des réseaux électriques contre les surintensités, leurs caractéristiques, principe de base. En effet pour réaliser un système de protection fiable, il est nécessaire d'établir une sélectivité efficace entre plusieurs relais de protection, cette tâche devient complexe dans les réseaux électriques maillés.

Dans le quatrième chapitre on a proposé les algorithmes génétiques comme une technique d'optimisation pour résoudre le problème de coordination des relais de protection a maximum de courant directionnels a courbe inverse. L'objectif est de minimiser le temps total de déclenchement des relais primaires avec considération des contraintes. La technique a été testée et validées sur un réseau électrique standard de six jeux de barres pour déterminer les nouveaux réglages optimaux des relais de protection. D'après les résultats obtenus, on constate que la technique converge vers une solution acceptable tenant compte de toutes contraintes imposées par le fonctionnement du système de protection. Ceci démontre l'efficacité et la robustesse des techniques métaheuristiques.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] A. Urdaneta, R. Nadira, and L. P. Jimenez, "Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 3, no. 3, pp. 903–911, Jul. 1988
- [2] M. H. Hussaina, S. R. A. Rahima, I. Musirin, "Optimal Overcurrent Relay Coordination : A Review", *Procedia Engineering* 53 pp. 332– 336, 2013
- [3] H. Zeineldin, E. El-Saadany, and M. Salama, "Optimal coordination of overcurrent relays using a modified particle swarm optimization," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 76, no. 11, pp. 988–995, 2006.
- [4] Nabil. Mancer, B. Mahdad, K. Srairi M. Hamed and B. Hadji, *Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using PSO-TVAC*, accepted at *Energy Procedia* (2015)
- [5] T. Amraee, "Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Seeker Algorithm" *IEEE Trans. Power Del*, vol. 27, no.34, pp. 1415–1422, July. 2012.
- [6] Mahdad Belkacem, *protection des réseaux électriques, cours, Master, Réseaux Electriques, Université de Biskra : 2004-2015*
- [7] Mahdad Belkacem, *Intégration et coordination des relais de protection dans les réseaux électriques, Under review. 2015*
- [8] Club de la sécurité des systèmes d'information français " l'alimentation électrique des systèmes informatiques ", *dossiers techniques, commission Techniques de sécurité physique, Paris octobre 1996.*
- [9] Michel Orlhac "le transformateur de courant pour la protection en HT", *fiche technique schneider n° 164, décembre 1992.*
- [10] Paola Fonti "Transformateurs de Courant : comment les spécifier ", *fiche technique schneider n°194, janvier 2001.*
- [11] Pierre Bertrand "les protections directionnelles", *fiche technique Schneider n°181, juillet 1996.*
- [12] Patrice Joyeux "Modelisation d'un Relais polarise haute Sensibilite", *Thèse du doctorat, laboratoire d'électrique de Grenoble, 21 décembre 2000.*
- [13] "les plan de protection des réseaux électriques industriels", *EcoDev un bureau d'études d'ingénierie et de conseils, les plan de protection d'un réseau de distribution électriques, www.ecodev.info, contact@ecodev.info.*
- [14] Cheikh Ahmed Tidiane Gueye "Etude de la sélectivité des protections électriques au niveau de la centrale thermique CIII de cap des biches (SENELEC)", *Mémoire d'ingénieur, école polytechnique de Thiès, juin 1991.*
- [15] Merlin Gerin "protection des réseaux électriques", *fiche technique Schneider électrique, guide 2003.*
- [17] Tolba Amrane "coordination orientée objet de la protection des réseaux électriques ", *Thèse de doctorat, réseaux électrique, université Hadj Lakhdar – Batna 2009-2010.*

- [18] Yves Pelenc " Appareillage électrique d'interruption à haute tension", fiches technique de Merlin Gerin D 4700.
- [19] Zellagui Mohamed "étude des protections des réseaux électriques MT (30&10 KV)", mémoire magistère, électrotechnique, Université Mentouri Constantine 2010.
- [20] Samir Sayd, "Simulation d'un Relais à max de courant a trois cycles de renclenchement ", Mémoire master, reseaux electriques Univercité mohamed khider Biskra, dirige par Ahmed cheriet, 2012.
- [21] Chalah Samira "Analyse stochastique de la résultante de l'injection de courants harmoniques dans un réseau électrique ", mémoire de magister, Machin électrique, université
- [22] Claude Corroyer " protection des réseaux ", article d4800, techniques de l'ingénieur 1991.
- [23] Boubouzal Naima " influence de régime du neutre sur les surtensions et les surintensités dans le réseau électrique", mémoire d'ingénieur, Machine électrique, université mouloud mammeri de Tizi-ouzou.
- [24] Nadir Ghanemi " Etude de la tenue aux courant de court-circuit pour le raccordement d'une production décentralisée au réseau MT ", mémoire de magister, électrotechnique, université mentouri constantine 2008.
- [25] Ben derradji Selsabil "Calcul des protections d'un départ HTA (30KV)", mémoire de master académique, encadré par Djeddi Abdeghani, Université kasdi merbah- Ouargla 2014.
- [26] 'Sayoudi Tahar' 'Sayoudi Bouzid' 'Bengeddoudi Foudil', "conception assistée par ordinateur (c.a.o) des machines asynchrones par l'application des algorithmes génétiques ", mémoire d'ingénieur d'état, commande électrique, diriger par S Chehroun, université Med Boudiaf de M'sila, 2006.
- [27] 'Labbi Yacine' ' Barka Noureddine', " Etude Et Analyse Le Problème du Dispatching Economique Par Les Algorithmes Génétiques", mémoire d'ingénieur d'état, Réseaux Electriques, dirigé par MAhdad Belkacem. Université mohamed khider de biskra, juin 2006.
- [28] 'Angar Yahia' 'Allaoua Slimane', " Minimisation des pertes actives par Algorithme génétique appliquée au réseau électrique Algérien ", Mémoire de Master, Réseaux électrique, dirigé par Naimi Djemai, Université Mohamed Khider Biskra. JUIN 2011
- [29] Nabil Mancer "Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS)", mémoire magister, Réseaux électrique Université Mohamed Khider – Biskra 2012.
- [30] Lamia Kartobi "Optimisation de la synthèse des FACTS par les Algorithmes génétiques et les essais particuliers pour le contrôle des réseaux électriques", mémoire magister, réseaux électrique et Haute Tension, Novembre 2006.
- [31] Nadra Mahmoudi "Optimisation par algorithmes génétiques application à la commande de la machine asynchrone", mémoire d'ingénieur, commande électrique, encadré par M. Said Barkati, Université de M'sila 2005.
- [32] André Sastre " protection des réseaux HTA industriels et tertiaires ", fiche technique schneider n°174, décembre 1994.

- [33] Zellagui Mohamed " Impacts des systèmes FACTS sur les performances des systèmes de protection appliqués au réseau de transport électrique en Algérie ", mémoire doctorat, réseaux électrique, Université de Batna 2014.
- [34] Dervalou azeddine, " Coordination des relais pour la protection de réseaux électriques," , Mémoire Master, réseaux électriques, université Mohamed Khider Biskra, Juin 2014
- [35] Jean-claude Sabonnadière et Nouredine Hadjsaid "Ligne réseaux électrique 2", Lavoisier, ISBN du volume 2 978-2-7462-1642-6, Septembre 2007.
- [36] Fouad SALHA, " Etude et Coordination des Protections des Générateurs et du Réseau ", mémoire Doctorat délivré par l'école centrale de Lille, Novembre 2010.
- [37] Turaj Amraee, " Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Seeker Algorithm ", Article IEEE Transactions on power delivery, vol. 27, no. 3, Professeur University of Technology, Tehran Iran, July 2012.
- [38] Christophe Prévé " Protection de réseaux électriques ", livre, Edition HERMES, Paris, 1998.
- [39] Houssam Eddine Yahiaoui, " Protection d'un poste à deux arrivées et plusieurs départs par la sélectivité directionnelle ", Mémoire Master, Réseaux électriques, dirigé par Belgacem Mahdad, Université Mohamed Khider Biskra, 2012.
- [40] F.Sautriau " protection des réseaux par le système de sélectivité logique ", cahiers techniques, Merlin Gerin, septembre 1990.