République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université de Dr. YAHIA FARES de MEDEA
Faculté des sciences et de technologie
Département génie électrique

Projet de Fin d'Etudes

Pour l'Obtention du Diplôme Master II

Option : Réseaux Electriques

Thème :

Réglage et Coordination des Relais Numériques de Protection dans un Réseau Electrique

Encadré par :
Dr. BENABID Rabah

Réalisé par :
BOUAZA Djamaa
YAHIAOUI Aissa

Promotion 2013

Remerciement

Je remercie tout d'abord le grand puissant. Dieu qui m'a éclairé le chemin pour réaliser ce modeste travail.

On tient à exprimer nos respectueux remerciements à Monsieur Rabah BENABID, Maître de Recherche au Centre de Recherche Nucléaire de BIRINE pour nous avoir accueillis dans le laboratoire d'électricité industrielle et pour avoir dirigé notre travail. On le remercie bien pour le temps qu'il nous a consacré ainsi que pour nos nombreuses discussions scientifiques.

Sans oublier, dans nos remerciements, les membres de la division (D.E.D.I.N) avec qui on a eu le plaisir de collaborer au cours de ce travail. Pour leur soutient morale et pour l'amabilité qu'ils ont montrée envers nous.

J'adresse mes plus sincères remerciements à ce qui ont bien voulu accepter de faire partie du jury et d'examiner mon travail.

Je tiens à remercier :

- *Mes enseignants de département génie électrique et informatique.*
- *Le Chef et le vice chef département de génie électrique et informatique.*

Enfin, je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué de près et de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à mes parents les plus chères, pour leur sacrifice, leur tendresse, pour l'amour qu'ils m'ont offert, pour leur patience, soutien, aide et encouragements

Que Dieu les garde pour moi.

A mes chers frères et sœurs et mes petits choux Bouchra et Hanna, Alaa, Meriem.

A tous les membres de ma famille qui m'ont aidé et m'en courage afin que je réalise ce projet

Ensuite à mes amis tout entiers

Également à mes professeurs et enseignants qui m'en appris tous les savoirs durant tout mon cursus d'études et en fin à mon partenaire
Hamid , Aziwaz ,Farid ,Hafidh , Boualam, Iman, Hamids, Imad, Walid.

BOUAZA Djamaa

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à mes parents les plus chères, pour leur sacrifice, leur tendresse, pour l'amour qu'ils m'ont offert, pour leur patience, soutien, aide et encouragements

Que Dieu les garde pour moi.

A mes chers frères et sœurs et mes petits choux Meriem, anes Bilal, Emad,Islam,Abd elhak,Bouchra,Manar,riadh,
A tous les membres de ma famille qui m'ont aidé et m'en courage afin que je réalise ce projet

Ensuite à mes amis tout entiers

Également à mes professeurs et enseignants qui m'en appris tous les savoirs durant tout mon cursus d'études
A tous mes amis de la promotion 2^{éme} année master ***"Génie Electrique"***

YAHIAOUI AISSA

ملخص:

قمنا في هذا العمل بدراسة كيفية تعديل و ربط المرحل الرقمي في الشبكات الكهربائية حيث تطرقنا في الفصل الأول الى دراسة أنواع عيوب الدارة القصيرة و طرق حساب المستخدم لكل نوع.

أما في الفصل الثاني قمنا بمناقشة مبادئ وأنواع أساسية من الحماية الكهربائية, دراسة حقيقية من النظام الكهربائي جزء من حماية الشبكة الكهربائية لشركة الكهرباء بالبر واقية باستخدام برنامج ETAP power station.

وفي الفصل الاخير اقترحنا على التحكم الذكي من مرحلات الحماية في شبكة ذات 8 عقد باستخدام اسلوب سرب الجسيمات الأمثل و برنامج ETAP power station وأظهرت النتائج فعالية هذه الطريقة لحل مشكلة التنسيق والاعداد للمرحلات الكهربائية في الشبكة المترابطة.

Résumé

Nous avons étudié, dans ce PFE, le réglage et la coordination des relais numériques dans un réseau électrique. En premier lieu, nous avons présenté les différents types de courts-circuits ainsi que les méthodes de calcul utilisées pour chaque type. Par la suite, les principes de base et les types de la protection électrique sont également étudiés. Une étude réelle de système de protection électrique d'une partie du réseau électrique de la SOCIETE KAHRABA BERROUGHIA (SKB) a été effectuée en utilisant le logiciel ETAP Power station. Par la suite, nous avons proposé un réglage intelligent des relais de protection dans un réseau IEEE 8-nœuds en utilisant la méthode d'optimisation par essaim de particule (PSO) et le logiciel ETAP power station. Le réglage des relais a été formulé commettant un problème d'optimisation mono-objective avec contraintes. Les résultats obtenus montrent l'efficacité de cette méthode à résoudre le problème de coordination et du réglage des relais électriques dans un réseau interconnecté.

Abstract

In this project, we are study the setting and the coordination of the numerical relays in power systems. Firstly, we have presented the different types of short circuit and also the analysis methods used for each type. After that, the principles and the types of relays are also presented. In addition, we present a realistic study of SKB protection system using ETAP power station. Furthermore, we present an intelligent setting and coordination of protective relays in IEEE 8-bus test system based on particle swarm optimization (PSO) and ETAP power station. The relays coordination problem is formulated as a constrained mono-objective optimization problem. The obtained results show the capability of PSO method to solve the relays coordination problem in interconnected power systems.

SOMMAIRE

Introduction générale……..

Chapitre1 : Courants de court circuit dans les réseaux électrique

1.1 Introduction…… 4

1.2 Natures de court circuit…… 4

1.2.1 Court- circuits fugitifs…… 4

1.2.2 Court-circuit permanent……. 4

1.2.3 Court-circuit auto-extincteur…….. 4

1.2.4 Court -circuit semi permanent……... 4

1.3 Méthodes de calcul des courants de court circuit…… 5

1.3.1 Méthode d'impédance…… 5

1.3.1.1 Court circuit triphasé……. 5

1.3.1.2 Court circuit biphasé…….. 6

1.3.1.3 Court circuit monophasé (phase-terre)…….. 6

1.3.2 Méthode des composantes symétriques……. 7

1.4 Calcul des différents types de défauts…….. 8

1.4.1 Court circuit triphasé équilibré…….. 8

1.4.2 Court-circuit monophasé…… 9

1.4.3 Court circuit biphasé entre conducteurs de phase…….. 11

1.4.4 Court-circuit biphasé à la terre……. 12

1.5 Conclusion……... 13

Chapitre 2 : Principes de la protection électrique

2.1 Introduction…….. 15

2.2 Nécessité de la protection électrique……... 15

2.3 Fonctions d'un système de protection électrique……. 15

2.4 Relais numériques de protection électrique…… 16

2.5 Déférent types des relais de protection électrique……... 16

2.5.1 Relais à maximum du courant de phase……. 16

2.5.1.1 Modèles des relais à temps dépendant …….. 17

2.5.2 Relais à maximum du courant homopolaire ……. 23

2.5.3 Relais directionnels de courant ……. 23

2.5.4 Protection de distance…… 23
2.5.5 Relais différentiels…. ……... 25
2.5.6 Relais de surcharge…… 25
2.5.7 Relais de surveillance de la tension……... 26
2.5.8 Relais retour de puissance…….. 26
2.6 Les disjoncteurs……... 26
2.7 Conclusion……... 27
Chapitre3: Etude de la sélectivité dans un système de protection
3.1 Introduction…….. 29
3.2 But de la coordination…….. 29
3.3 Modes de sélectivité……. 29
3.3.1 Sélectivité Ampérométrique…….. 30
3.3.2 Sélectivité chronométrique…… 31
3.3.3 Sélectivité logique…….. 31
3.3.4 Sélectivité ampérométrique directionnelle…… 32
3.3.5 Sélectivités chronométrique directionnelle…… 33
3.3.6 Sélectivités logique directionnelle……. 34
3.4 Réglage des relais de protection de la centrale SKB……... 35
3.4.1 Présentation de la centrale SKB……. 35
3.4.2 Présentation du logiciel ETAP Power station…… 36
3.4.3 Principe de réglage des relais à maximum du courant-phase…… 36
3.4.4 Ecoulement de puissance……... 37
3.4.5 Calcul des courants de court circuit……... 38
3.4.6 Test et validation des réglages effectués…… 39
3.4.6.1 Court circuit triphasé……. 40
3.4.6.2 Court circuit phase-terre…… 42
3.5 Conclusion……... 44
Chapitre 4:Coordination optimale des relais de protection en utilisant la méthode PSO
4.1 Introduction…….. 46
4.2 Formulation de problème de coordination des relais de protection……. 46
4.2.1 Fonction objective…….. 46
4.2.2 Contraintes d'optimisation……. 47

4.2.3 Manipulation de la violation des contraintes……. 48
4.3 Optimisation par essaim de particules (PSO)…….. 48
4.4 Réseau test avec 8 nœuds……. 50
4.5 Réglage de la direction des relais directionnels……... 51
4.6 Sélection des relais de protection primaire et secours……. 52
4.7 Calcul des courants de court-circuit triphasé en utilisant ETAP……. 53
4.8 Application de la méthode d'optimisation par essaim de particules……... 54
4.9 Validation des résultats d'optimisation par ETAP…….. 56
4.9.1 Court circuit triphasé au nœud 1…… 56
4.9.2 Court circuit triphasé au nœud 2…… 58
4.9.3 Courts circuits triphasés au nœud 3……... 59
4.9.4 Court circuit triphasé au nœud 4…… 60
4.9.5 Court circuit triphasé au nœud 5…… 63
4.9.6 Courts circuits triphasés au nœud 6……... 64
4.10 Conclusion……. 66
Conclusion générale

Liste des figures

Figure 1.1 : Court circuit triphasé……..... 5

Figure 1.2: Court circuit biphasé……..... 6

Figure 1.3: court circuit monophasé (phase-terre)…… 6

Figure 1.4 : Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques… 8

Figure 1.5 : Court-circuit triphasé équilibré……. 8

Figure 1.6: Court-circuit entre phase et terre…… 9

Figure 1.7 : Modélisation du court-circuit monophasé selon les composantes symétriques ……..... 10

Figure 1.8 : Court-circuit biphasé……. 11

Figure 1.9: Modélisation du court-circuit biphasé selon les composantes symétriques …….. 11

Figure 1.10 : Court-circuit biphasé terre……... 12

Figure 1.11 : Modélisation du court-circuit biphasé terre selon les composantes Symétriques……..... 12

Figure 2.1: Protection à maximum de courant à temps indépendant……... 17

Figure 2.2: Protection à maximum courant à temps dépendent……... 17

Figure 2.3: Courbes de déclenchement à temps inverse CEI……... 18

Figure 2.4: Courbes de déclenchement à temps très inverse CEI……. 18

Figure 2.5: Courbes de déclenchement à temps extrêmement inverse CEI…… 19

Figure 2.6: Courbes de déclenchement à temps modérément inverse ANSI/IEEE.. 20

Figure 2.7: Courbes de déclenchement à temps très inverse ANSI/IEEE……..... 20

Figure 2.8: Courbes de déclenchement à temps extrêmement inverse ANSI/ IEEE…… 21

Figure 2.9: Principe de la protection à distance……..... 24

Figure 2.10: Réglage des zones de relais à distance. ……..…..... 24

Figure 2.11: Principe de la protection différentielle …..…….. 25

Figure 3.1: Principe de la sélectivité Ampérométrique…… 30

Figure 3.2 : Principe de la sélectivité chronologique……... 31

Figure 3.3 : Sélectivité logique……. 32

Figure 3.4 : Sélectivité ampérométrique directionnelle……... 33

Figure 3.5: Sélectivité chronométrique directionnelle…….. 34

Figure 3.6 : Sélectivités logique directionnelle…… 35
Figure 3.7 : Une partie du réseau électrique industriel de la centrale SKB…….. 37
Figure 3.8 : Rapport de l'écoulement de puissance…….. 38
Figure 3.9 : Valeurs maximales des courants de court circuit…….. 39
Figure 3.10 : Valeurs minimales des courants de court circuit……. 39
Figure 3.11: Courbes de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 3. 40
Figure 3.12: Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 3..... 40
Figure 3.13 : Courbes de declenchement des relais lors de court circuit au nœud 15…….. 41
Figure 3.14: Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 15…….. 41
Figure 3.15: Courbes de declenchement des relais lors de court circuit au nœud 5…… 42
Figure 3.16 : Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 5……..…… 42
Figure 3.17 : Courbes de declenchement des relais lors de court circuit au nœud 12…….. 43
Figure 3.18 : Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 12…… 43
Figure 4.1 : Schéma unifilaire du réseau test…… 50
Figure 4.2 : Directions de l'écoulement de puissance obtenues par ETAP…….. 51
Figure 4.3 : Caractéristique de convergence du PSO……... 55
Figure 4.4: Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 1…… 57
Figure 4.5: Courbes de déclenchement des relais 1 et 5 lors de court circuit au nœud 1…….. 57
Figure 4.6: Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 1…… 58
Figure 4.7: Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 2…… 58

Figure 4.8: Courbes de déclenchement des relais 6 et 5 lors de court circuit au nœud 2…….. 59
Figure 4.9: Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 2…… 59
Figure 4.10: Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 3…… 60
Figure 4.11: Courbes de déclenchement des relais 2 et 1 lors de court circuit au nœud 3…….. 60
Figure 4.12: Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 3…… 61
Figure 4.13: Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 4…… 62
Figure 4.14 : Courbes de déclenchement des relais 3 et 2 lors de court circuit au nœud 4…….. 62
Figure 4.15 : Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 4…….. 63
Figure 4.16 : Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 5…… 63
Figure 4.17: Courbes de déclenchement des relais 12 et 14 lors de court circuit au nœud 4..... 64
Figure 4.18 : Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 5…….. 64
Figure 4.19 : Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 6…… 65
Figure 4.20 : Courbes de déclenchement des relais 5 et 4 lors de court circuit au nœud 6…….. 65
Figure 4.21 : Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 6…….. 66

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Appellations des composantes symétriques…… 7
Tableau 2.1 : Paramètres des relais selon la norme IEC…… 18
Tableau 2.2 : Paramètres des relais selon la norme ANSI/IEEE……... 20
Tableau 2.3 : Codes IEC des fonctions des relais de protection ……... 21
Tableau 2.4 : Codes ANSI/IEEE des fonctions des relais numériques ……. 22
Tableau 4.1: Rapport de transformation des TC des relais…… 51
Tableau 4.2 : Direction des relais de protection……. 52
Tableau 4.3 : Liste des relais primaire et secours pour chaque emplacement de court-circuit…… 52
Tableau 4.4 : Courants de court circuit vus par les relais primaire et secours…... 53
Tableau 4.5 : Paramètres du PSO……... 54
Tableau 4.6 : Valeurs optimales des régalages des relais obtenues par PSO……. 55

Nomenclatures

V_d : Tension directe
V_0 : Tension homopolaire

V_i : Tension inverse
I_d : Courant directe

Ii : Courant inverse

I_0 : Courant homopolaire

Z_d : Impédance directe

Z_i : Impédance inverse

Z_0 : Impédance homopolaire

Z_N : Impédance de terre

Z_{cc} : Impédance de court circuit

X : Réactance

R : Résistance

S_{cc} : Puissance apparente de court circuit

I_{K1} : Courant de court-circuit permanent à la terre
I_{K2} : Courant de court-circuit biphasé

I_{K3} : Courant de court-circuit triphasé

P_{cc} : Puissance de court circuit

I_{cc} : Courant de court circuit

U_n : Tension nominale

Z_s : Impédance de la source

Z_t : Impédance de transformateur

P_n : Puissance nominale

I_{cc0} : Courant de court circuit homopolaire

t : Temps de déclenchement

I_s : Valeur du seuil programmée

α, K, A, B : Coefficients de définition des courbes

TMS : Multiplicateur de temps

Introduction générale

Introduction générale

Dans une installation industrielle, la sûreté de fonctionnement et la continuité de service est une nécessité, de ce fait on doit assurer une source d'alimentation électrique continue et protéger contre toute perturbation ou défaut.

Dans ce Projet de Fin d'Etudes, nous allons étudier le réglage et la coordination des relais de protection dans les réseaux électriques. Une stratégie intelligente de réglage et de la coordination des relais de protection est proposée basée sur le logiciel ETAP power station et la méthode d'optimisation par essaim de particules. Le présent travail est réparti en quatre chapitres:

Le Premier chapitre est consacré au calcul des courants de court circuit dans les réseaux électriques en précisant la nature de défaut et les méthodes de calcul à savoir : la méthode des composantes symétriques et la méthode d'impédance.

Le deuxième chapitre est réservé à la présentation des principes de base de protection électrique en considérant les déférents types des relais de protection, le principe de fonctionnement de chaque relais de protection, ainsi la normalisation internationale IEC et ANSI.

Le troisième chapitre est alloué à l'étude de la sélectivité dans un système de protection. Dans ce chapitre, nous avons présenté le but et les types des sélectivités, le principe de réglage des relais de protection. Pour validation, nous avons appliqué notre étude à une partie du réseau de la centrale SKB en utilisant le logiciel ETAP power station.

Le quatrième chapitre est consacré à la coordination optimale des relais de protection dans les réseaux électriques interconnectés. Dans ce chapitre nous avons présenté une nouvelle formulation de problème de réglage et de coordination des relais de protection en utilisant la méthode d'optimisation par essaim de particules (PSO). Le problème de coordination des relais de protection est formulé comme étant un problème d'optimisation mono-objectif avec contraintes non linéaires. Une nouvelle fonction de pénalité est présentée pour manipuler la violation des contraintes durant la procédure d'optimisation. Le logiciel ETAP Power station

est utilisé pour le calcul des courants de court circuit et aussi la validation des réglages optimum obtenus par PSO en utilisant le réseau test IEEE 8-nœuds.

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

Chapitre 1

Courants de court circuit dans les réseaux électriques

CHAPITRE 1.

Courants de court circuit dans les réseaux électriques

1.1 Introduction

Les réseaux électriques sont fréquemment sujets à des perturbations électriques causées principalement par différents types des courts circuits qui engendrent des courants très forts. La protection des réseaux électriques contre les courts circuits nécessite un calcul approprié des courants résultants. Généralement, le calcul des courants de court-circuit a pour but de définir le pouvoir de coupure des dispositifs de protection, ainsi que la section des conducteurs. Dans ce chapitre, nous allons présenter les notions de base sur le calcul des courants de court circuit dans les réseaux électriques.

1.2 Natures de court circuit

1.2.1 Court- circuits fugitifs

Les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau électrique (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).

1.2.2 Court-circuit permanent

Ces courts-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.

1.2.3 Court-circuit auto-extincteur

Les courants de court circuit auto extincteurs sont ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer le déclenchement des systèmes de protection.

1.2.4 Court -circuit semi permanent

Ces courts-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 [1].

1.3 Méthodes de calcul des courants de court circuit

1.3.1 Méthode d'impédance

La méthode des impédances consiste à calculer l'impédance Z de la boucle de défaut en tenant compte de l'impédance de la source d'alimentation (réseau, batteries, groupe…). Cette méthode est précise et permet de calculer les courants de court circuit maximal et minimal. Cependant, cette méthode nécessite la connaissance des paramètres du circuit en défaut.

1.3.1.1 Court circuit triphasé

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases.

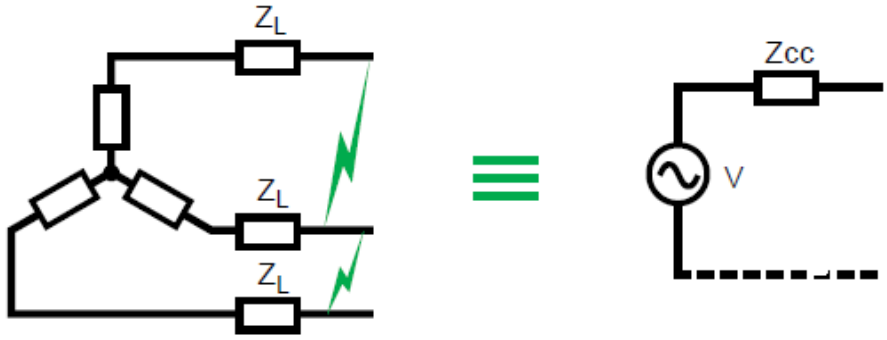


Figure 1.1 : Court circuit triphasé.

La puissance de court circuit triphasé est présentée par (1.1)

$$P_{cc} = I_{cc} \times U_n \times \sqrt{3} \tag{1.1}$$

Le principe de calcul des impédances de différentes composantes des réseaux électriques est présenté ci-dessous :

1) Impédance de la source

L'impédance de la source est définie par l'équation suivante :

$$Z_s = \frac{U_n}{I_{cc} \times \sqrt{3}} \tag{1.2}$$

2) Impédance du transformateur

L'impédance du transformateur est représentée par l'équation (1.3)

$$Z_t = \left(\frac{X\%}{100}\right) \times \left(\frac{U_n{}^2}{P_n}\right) \tag{1.3}$$

Avec, *X*% est le pourcentage de tension de court circuit.

Finalement, on peut calculer le courant de court circuit dans un jeu de barre, en utilisant (1.4).

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \times \sum Z} \tag{1.4}$$

1.3.1.2 Court circuit biphasé

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U.



Figure 1.2: Court circuit biphasé.

En appliquant la loi d'ohm, le courant de court circuit biphasé est définit par (1 .5).

$$I_{cc} = \frac{U}{2Z_{cc}} \tag{1.5}$$

1.3.1.3 Court circuit monophasé (phase-terre)

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z_o .

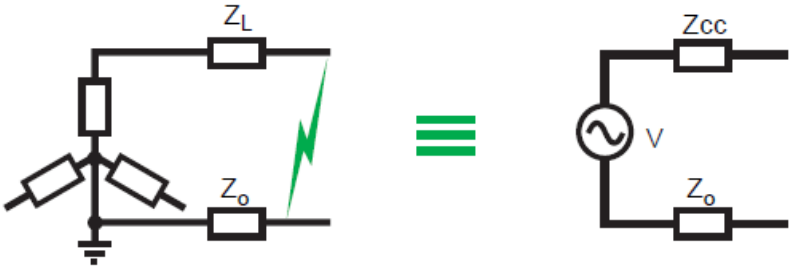


Figure 1.3: court circuit monophasé (phase-terre) [2].

$$I_{cc0} = \frac{U_n / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_o} \tag{1.6}$$

1.3.2 Méthode des composantes symétriques

En fonctionnement normal équilibré et symétrique, l'étude des réseaux triphasés se ramène à celle d'un réseau monophasé équivalent, caractérisé par les tensions simples, les courants de phase, et les impédances du réseau (appelées impédances cycliques). Dès qu'une dissymétrie significative apparaît dans la configuration ou le fonctionnement du réseau, la simplification précédente n'est plus possible. Dans ce cas ; on ne peut alors établir simplement les relations électriques dans les conducteurs à l'aide des impédances cycliques.

On utilise la méthode des composantes symétriques, qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants. Appellation des ces trois réseaux selon les normes française et anglaise sont présentées dans le tableau 1.1.

Tableau 1.1 : Appellations des composantes symétriques.

Française	**Anglaise**
Composante directe (d)	Séquence positive (1)
Composante inverse (i)	Séquence négative (2)
Composante homopolaire (o)	Séquence nulle (0)

Pour chaque système direct, inverse et homopolaire, les tensions V_d, V_i, V_0 et les courants I_d, Ii, I_0 sont liés par les impédances Z_d, Z_i, Z_0 du même système.

La représentation des tensions déséquilibrées en fonction des composantes symétriques est définie comme suit :

$$\vec{V}_1 = \vec{V}_d + \vec{V}_i + \vec{V}_o \tag{1.7}$$

$$\vec{V}_2 = a^2 \times \vec{V}_d + a \times \vec{V}_i + \vec{V}_o \tag{1.8}$$

$$\vec{V}_3 = a \times \vec{V}_d + a^2 \times \vec{V}_i + a \times \vec{V}_o \tag{1.9}$$

Avec : $a = e^{j \times \frac{2\pi}{3}}$

De même, la représentation des composantes symétriques en fonction des tensions déséquilibrées est définie par les équations suivantes :

$$\vec{V}_d = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a \times \vec{V}_2 + a^2 \times \vec{V}_3) \tag{1.10}$$

$$\vec{V}_i = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a^2 \times \vec{V}_2 + a \times \vec{V}_3) \quad (1.11)$$

$$\vec{V}_o = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3) \quad (1.12)$$

Les impédances directe, inverse, homopolaire d'un élément de réseau sont les impédances présentées par cet élément soumis à des systèmes de tension respectivement triphasé direct, triphasé inverse, phase-terre sur trois phases en parallèle.

En pratique, Les génératrices produisent la composante directe de la puissance ; les défauts peuvent produire les composantes inverse et homopolaire. Pour le cas des moteurs, la composante directe crée le champ tournant utile, alors que la composante inverse est à l'origine d'un champ tournant de freinage. Pour les transformateurs, un défaut à la terre crée une composante homopolaire qui est à l'origine d'un champ homopolaire se refermant par la cuve.

Le principe de décomposition en composantes symétriques est présenté dans la figure 1.4.

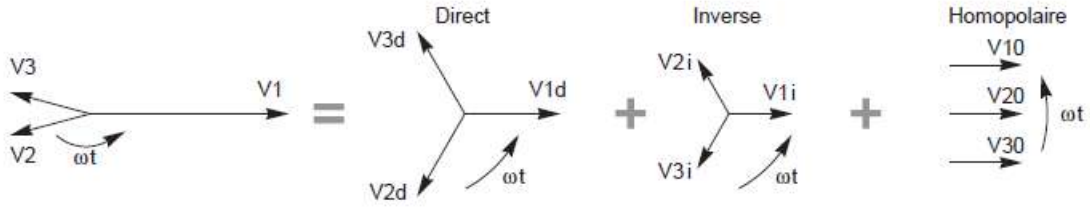


Figure 1.4 : Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques [3].

1.4 Calcul des différents types de défauts

1.4.1 Court circuit triphasé équilibré

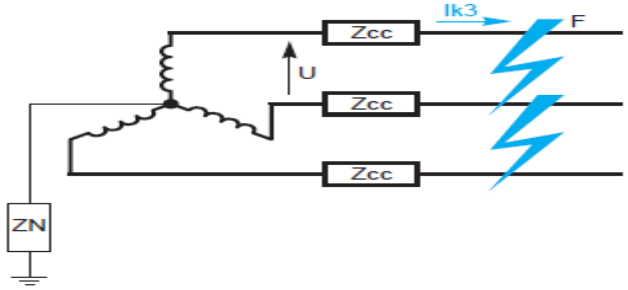


Figure 1.5 : Court-circuit triphasé équilibré.

La valeur du courant de court-circuit triphasé en un point *F* du réseau est :

$$I_{K3} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \tag{1.13}$$

Où, U désigne la tension entre phases au point F avant l'apparition du défaut et Z_{cc} l'impédance équivalente du réseau amont vue du point de défaut.

Ce calcul est donc simple en principe ; sa complexité pratique résulte de la difficulté à calculer Z_{cc}, impédance équivalente à toutes les impédances unitaires en série et en parallèle des composants du réseau situés en amont du défaut. Ces impédances sont elles-mêmes la somme quadratique de réactances et résistances :

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \tag{1.14}$$

Une simplification importante consiste en particulier à connaître la puissance de court-circuit S_{cc} au point de raccordement du réseau du distributeur; on en déduit l'impédance Z_a équivalente en amont de ce point :

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}, \; I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \tag{1.15}$$

De même, la source de tension n'est pas unique ; il peut y avoir plusieurs sources en parallèle, en particulier les moteurs synchrones et asynchrones qui se comportent sur court-circuit comme des générateurs.

1.4.2 Court-circuit monophasé

Le parcourt du courant de court circuit dans un défaut phase terre est représenté dans la figure suivante.

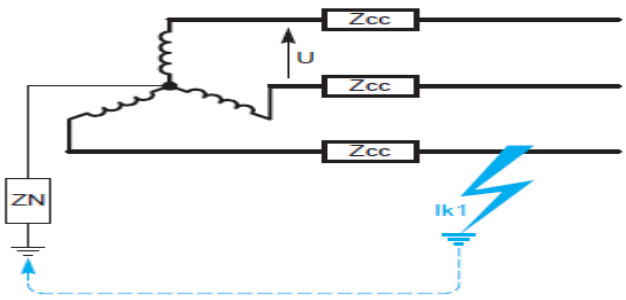


Figure1.6: court-circuit entre phase et terre

D'après la figure 1.4, nous remarquons que la valeur du courant de court circuit dépend de l'impédance Z_N située entre le neutre et la terre; cette impédance peut être entièrement nulle si le neutre est directement mis à la terre (en série avec la résistance de mise à la terre) ou au contraire quasiment infinie si le neutre est isolé. La valeur du courant de défaut phase terre en utilisant la méthode des composantes symétriques est représenté par:

$$I_{K1} = \frac{U/\sqrt{3}}{(Z_d + Z_i + Z_o + 3\times Z_N)} \tag{1.16}$$

Ce calcul est nécessaire dans les réseaux où le neutre est relié à la terre par une impédance Z_N, pour déterminer le réglage des protections "de terre" qui doivent intervenir pour couper le courant de défaut à la terre. Lorsque Z_d, Z_i et Z_0 sont négligeables par rapport à Z_N, alors en trouve.

$$I_{K1} = \frac{U}{\sqrt{3}\times Z_N} \tag{1.17}$$

C'est par exemple le cas d'une limitation de I_{k1} à 20 ampères dans un réseau MT alimenté par un transformateur de forte puissance (10 MVA).

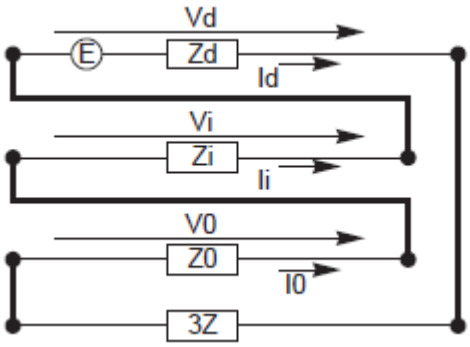


Figure 1.7 : Modélisation du court-circuit monophasé selon les composantes symétriques

$$I_d = I_i = I_o = \frac{E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \tag{1.18}$$

$$V_d = \frac{E(Z_i + Z_o + 3Z)}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \tag{1.19}$$

$$V_i = \frac{-Z_i \times E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \tag{1.20}$$

$$V_o = \frac{-Z_o \times E}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z} \tag{1.21}$$

1.4.3 Court circuit biphasé entre conducteurs de phase

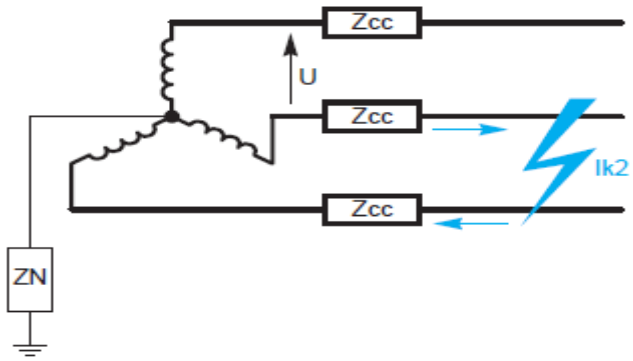


Figure 1.8 : Court-circuit biphasé.

La valeur du courant de court-circuit biphasé en un point du réseau est :

$$I_{K2} = \frac{U}{Z_d + Z_i} \tag{1.22}$$

Dans le cas d'un réseau alimenté par un transformateur (défaut éloigné des sources), la valeur du courant de court-circuit biphasé en un point du réseau est :

$$I_{k2} = \frac{U}{2 \times Z_{cc}} \tag{1.23}$$

Le courant de court-circuit biphasé est alors plus faible que pour le triphasé, dans le rapport de 3/2, soit environ 87 %. Dans le cas de défaut proche d'un générateur ($Z_i \leq Z_d$), le courant peut être supérieur au cas du défaut triphasé.

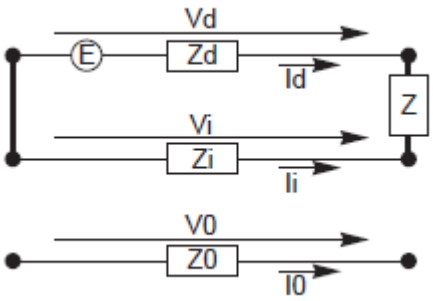


Figure 1.9 : Modélisation du court-circuit biphasé selon les composantes symétriques

$$
\begin{aligned}
I_d &= \frac{E}{Z_d + Z_i + Z} \\
I_i &= \frac{-E}{Z_d + Z_i + Z} \\
I_o &= 0 \\
V_d &= \frac{E(Z_i + Z)}{Z_d + Z_i + Z} \\
V_i &= \frac{E \times Z_i}{Z_d + Z_i + Z} \\
V_o &= 0
\end{aligned}
\qquad (1.24)
$$

1.4.4 Court-circuit biphasé à la terre

La figure 1.8 représente le schéma d'un court circuit à la terre et la figure 1.9 représente la modélisation du court circuit biphasé terre selon les composantes symétriques.

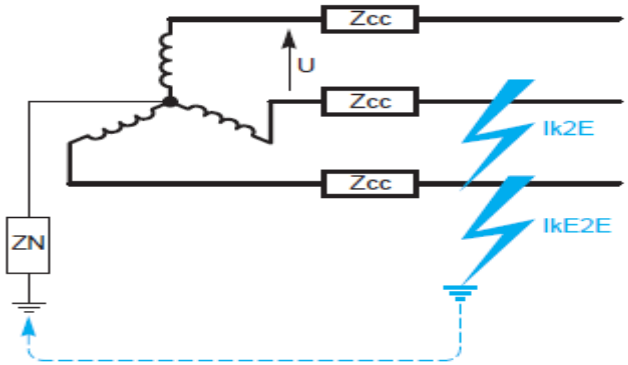


Figure 1.10 : court-circuit biphasé terre

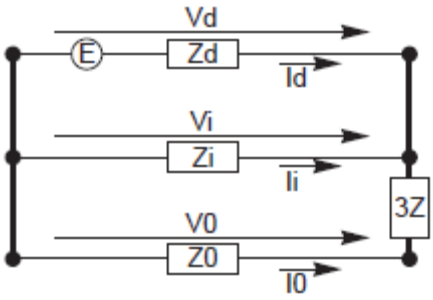


Figure 1.11 : Modélisation du court-circuit biphasé terre selon les composantes symétriques.

En cas de défaut franc éloigné des sources, la valeur du courant de court-circuit biphasé à la terre est [4] :

$$
\begin{aligned}
I_{KE2E} &= \frac{\sqrt{3}\times U}{Z_d + 2Z_o} \\
I_d &= \frac{E(Z_i + Z_o + 3Z)}{Z_d \times Z_i(3Z + Z_o)\times(Z_o + Z_i)} \\
I_i &= \frac{-E(Z_o + 3Z)}{Z_d \times Z_i(3Z + Z_o)\times(Z_d + Z_i)} \\
I_o &= \frac{-E \times Z_i}{Z_d \times Z_i(3Z + Z_o)\times(Z_d + Z_i)}
\end{aligned}
\qquad (1.25)
$$

1.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié les différents types ainsi que les méthodes de calcul des courants de court circuit. Dans ce cadre, deux méthodes sont présentés à savoir : la méthode d'impédance ainsi que la méthode des composantes symétriques. Ces deux méthodes sont par la suite appliquées en considérant plusieurs types de défauts.

Chapitre 2

Principe de protection électrique

CHAPITRE 2.

Principes de la protection électrique

2.1 Introduction

Tout système électrique peut être affecté par des perturbations électriques qui influent directement sur le bon fonctionnement des installations industrielles. Pour ce la, il est indispensable d'installer des appareils de protection susceptibles à détecter et supprimer rapidement les différents types de défauts pouvant survenir dans une installation électrique. Dans ce chapitre, nous avons décrit les principes de base de la protection électrique en considérant les types, les normes ainsi que les principes de fonctionnement.

2.2 Nécessité de la protection électrique

La protection électrique à pour but de :

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

2.3 Fonctions d'un système de protection électrique

Le réseau électrique est assurément protégé lorsque les parties défectueuses sont mises hors tension le plus rapidement possible par les dispositifs de coupure en charge. La fonction principale d'un système de protection électrique est d'isoler la partie en défaut dans un réseau électrique. Le système de protection électrique doit remplir les fonctions suivantes :

- les défauts d'isolement entre un conducteur et la terre (défaut monophasé)
- deux conducteurs (défauts biphasés).
- aux surcharges prolongées
- aux surtensions.
- aux déséquilibres

2.4 Relais numériques de protection électrique

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.

Les relais numériques de protection représentent l'élément de base d'un système de protection d'une installation. Ils assurent la détection de tout phénomène anormal pouvant se produire sur un circuit électrique et aussi la surveillance des 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 [5].

2.5 Déférent types des relais de protection électrique

2.5.1 Relais à maximum du courant de phase

Les relais électriques à maximum de courant sont les plus simples et les plus utilisés dans les réseaux électriques. Ils sont destinés à détecter les courts circuits biphasés ou triphasés. Les ordres de déclenchement peuvent être instantanés, mais le plus souvent une temporisation intégrée permet de réaliser la coordination de la protection. La temporisation des relais à maximum des courant peut être à temps constant (indépendant) ou à temps inverse (dépendant).

- ***La protection à temps indépendant*** **:** la temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré, le seuil de réglage sont généralement réglables par l'utilisateur (voir la figure 2.1).

- ***La protection à temps dépendant*** **:** la temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Plus le courant est élevé ; plus la temporisation est faible. La protection à temps indépendant contient plusieurs caractéristiques selon les normes, à savoir : temps inverse, très inverse, et extrêmement inverse. Pour une temporisation réglée à 1 seconde le courant de déclenchement est 10xIs (voir la figure 2.2).

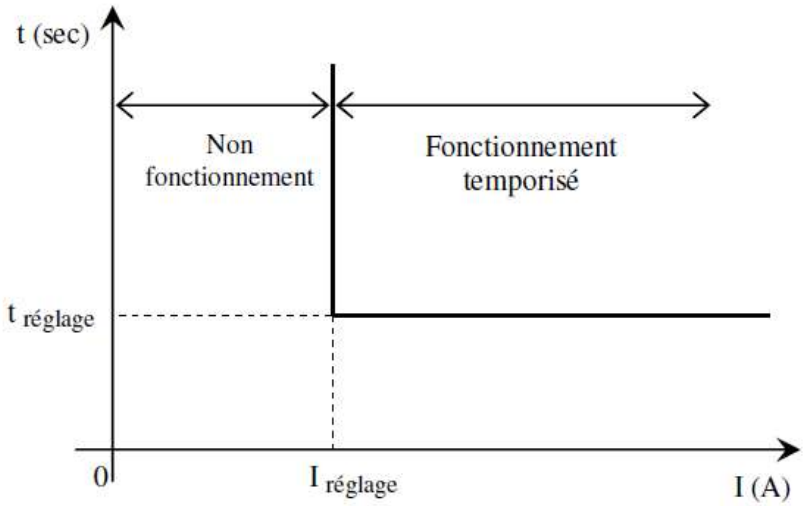


Figure 2.1: protection à maximum de courant à temps indépendant.

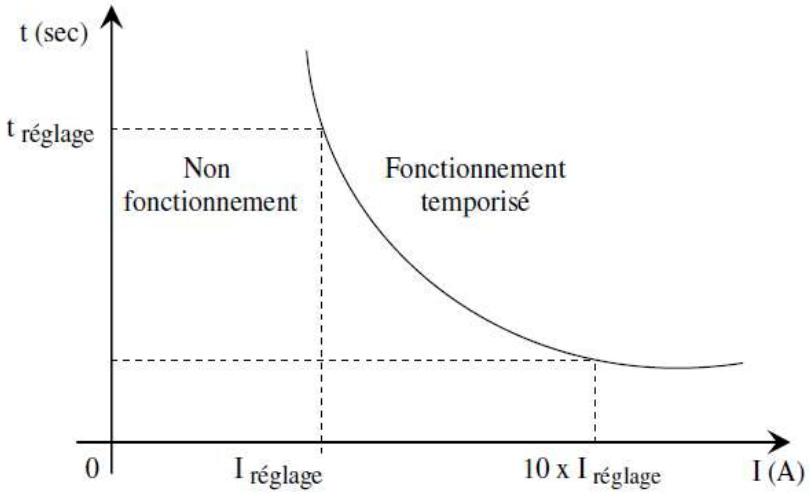


Figure 2.2 : Protection à maximum courant à temps dépendent [1].

2.5.1.1 Modèles des relais à temps dépendant

a) Normes CEI

Selon la norme CEI, les caractéristiques du relais à temps dépendant sont résumées par l'équation suivante :

$$t = TMS \times \left[\frac{K}{(I / I_s)^{\alpha} - 1} \right] \tag{2.1}$$

Avec,

- t : Temps de déclenchement
- I : Valeur du courant mesuré
- Is : Valeur du seuil programmée

- α, *K* : Coefficients de définition des courbes (inverse, extrêmement inverse, …)
- *TMS* : Multiplicateur de temps compris entre 0.03 et 3 s, selon le type de relais.

Tableau 2.1 : Paramètres des relais selon la norme IEC [6].

Type de la temporisation	Limite de courbe	*TMS*	*K*	*α*
Temps inverse	1.1*Is* <I<20 I_S	Réglable de 0.03 à 3 secondes par pas de 0.01 s	0.140	0.02
Temps très inverse			13.5	1
Temps extrêmement inverse			80	2

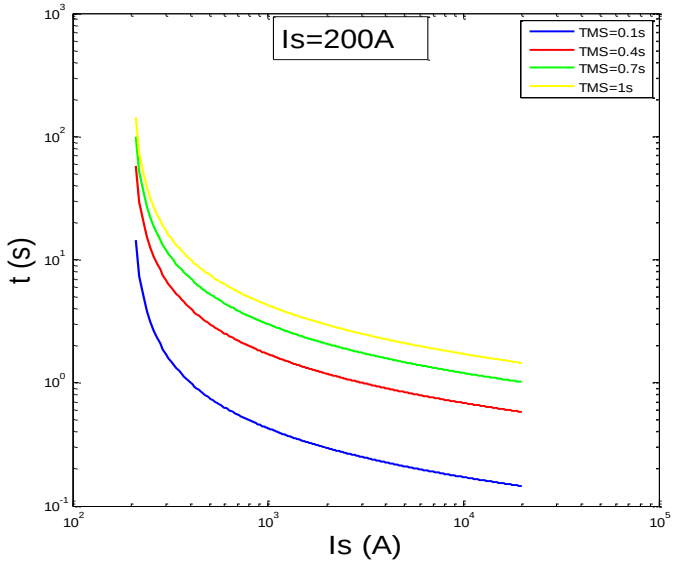


Figure 2.3 : Courbes de déclenchement à temps inverse CEI.

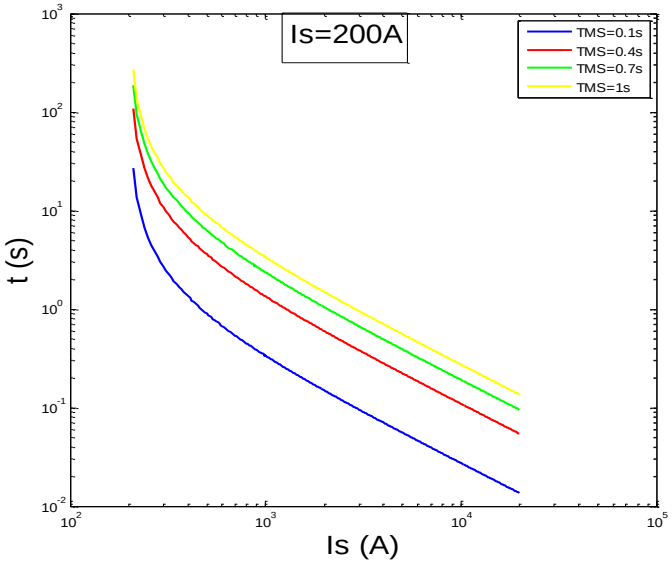


Figure 2.4 : Courbes de déclenchement à temps très inverse CEI.

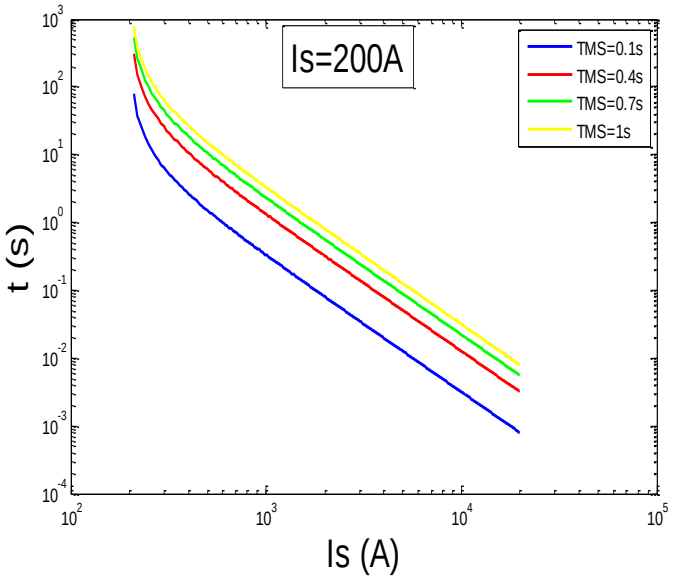


Figure 2.5 : Courbes de déclenchement à temps extrêmement inverse CEI.

b) Normes ANSI/IEEE

Les caractéristiques des relais à temps dépondant selon la norme IEEE sont définies par la l'équation (2.2).

$$t = T\left[\frac{A}{(I/I_s)^{\alpha} - 1} + B\right] \tag{2.2}$$

Avec,

- t : Temps de déclenchement
- I : Valeur du courant mesuré
- Is : Valeur du seuil programmé
- α, A, B : Coefficients de définition des courbes (inverse, très inverse ou extrêmement inverse)
- *TMS* : Multiplicateur compris entre 0.03 et 3 s.

Tableau 2.2 : Paramètres des relais selon la norme ANSI/IEEE [6].

Type de temporisation	Limite de courbes	*T*	*A*	*α*	*B*
Temps modérément inverse	1.1 *Is* < *I* < 20 *Is*	Réglable de 0.03 à 3 secondes par pas de 0.01 s	0.0515	0.02	0.1140
Temps très inverse	1.1 *Is* < *I* < 20 *Is*		19.61	2	0.4910
Temps extrêmement inverse	1.1 *Is* < *I* < 20 *Is*		28.2	2	0.1217

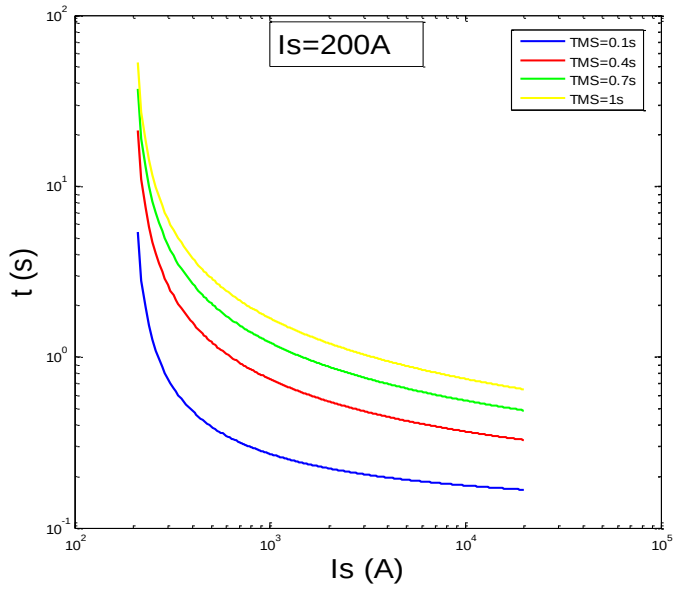


Figure 2.6 : Courbes de déclenchement à temps modérément inverse ANSI/IEEE.

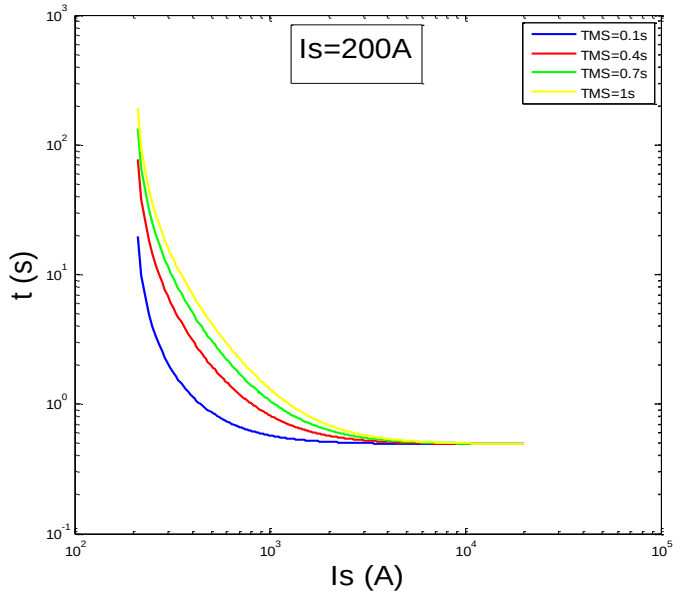


Figure 2.7 : Courbes de déclenchement à temps très inverse ANSI/IEEE.

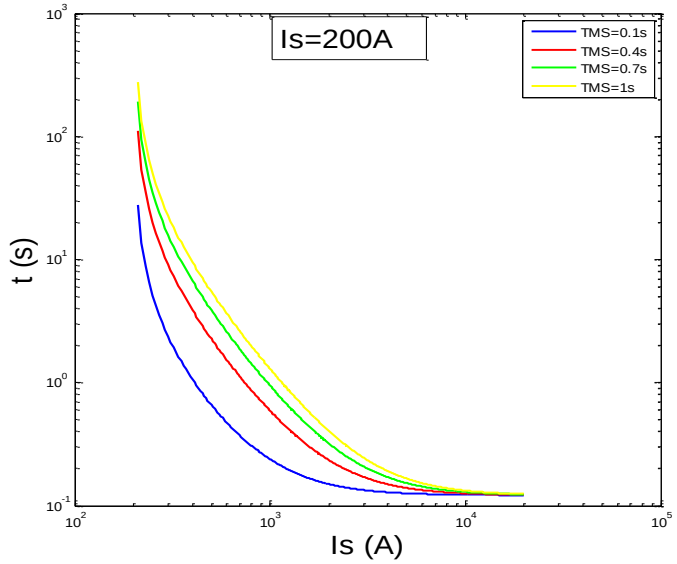


Figure 2.8 : Courbes de déclenchement à temps extrêmement inverse ANSI/ IEEE.

Les codes IEC et ANSI/IEEE des différentes fonctions de protection sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2.3 : Codes IEC des fonctions des relais de protection.

Description	Symbole
Relais sur vitesse	W>
Relais sous vitesse	W<
Relais à distance	Z<
Relais de température	Θ>
Relais de sous tension	U<
Relais directionnel sur puissance	P>
Relais de sous puissance	P<
Relais de sous courant	I<
Relais de séquence négative	I_2>
Relais de la tension séquence négative	U_2>
Relais thermique	⊓
Relais de surintensité instantanée	I>>
Relais de surintensité à temps inverse	I>
Relais surintensité à température de défaut à la terre	$I_{\perp}$>
Relais surintensité à défini de défaut à la terre	$I_{\perp}$>
Relais de sur tension	U>
Relais directionnelle	I>
Relais de sur fréquence	*f* >
Relais différentielle	I_d>

Tableau 2.4 : Codes ANSI/IEEE des fonctions des relais numériques [7].

N°	DESCRIPTION
2	Relais temporisé
21	Relais de distance
24	Surexcitation / Volts par Hertz
25	Relais de synchronisme
27	relais de sous-tension
27TN	Relais de sous-tension de troisième harmonique
30	Dispositif avertisseur
32	Inverser relais de puissance
37	courant sous-jacent ou relais de sous puissance
40	Relais d'excitation
46	Relais à maximum de courant inverse
47	Inverse du relais de surtension
49	relais thermique
50	Relais de surintensité instantanée AC
50DT	Diviser différentiel de phase
50/27	Energisant involontaire
50BF	Défaillance de disjoncteur
51	Relais de surintensité de temps inverse AC
52	Disjoncteur
59	relais de surtension
59D	Troisième Harmonique Ratio différentiel de tension
60	Équilibre de tension ou de perte de relais sans potentiel
63	Dispositif de compression
64F	Relais de terre sur le terrain
64B	Brossez Décollage Détection
64S	Stator à 100% raison -de-Protection par faible Injection de fréquence
67	Relais de surintensité directionnelle AC
68	puissance balancer blocage
69	Relais permissive
74	Le relais d'alarme
76	Relais à maximum de courant continu
78	Relais Out-of-étape
79	AC referme ture relais
81	Relais de fréquence
81R	Taux de relais de changement de fréquence
83	Dispositif de transfert
85	Transporteur ou relais fil pilote
86	Verrouiller relais
87	Relais différentiel
94	Relais de déclenchement auxiliaire

2.5.2 Relais à maximum du courant homopolaire

Les relais à maximum du courant homopolaire sont utilisés pour la protection des réseaux électriques contre les défauts phase terre. Ils sont basés sur la mesure des courants de défauts qui se referment par la terre en dehors du trajet normal des conducteurs.

2.5.3 Relais directionnels de courant

Lorsque l'élimination coordonnée d'une faute implique le diagnostic du sens d'écoulement du de puissance, il est recommandé d'utiliser des relais à maximum de courant mais équipés d'un équipement directionnel. Cet élément se sensibilise sur le chemin de la puissance nourrissant le défaut, en comparant la phase du courant de défaut à celle d'une tension prise comme référence. Le relais fonctionne quand les conditions de sens d'écoulement de puissance et d'amplitude du courant de défaut sont simultanément respectées [5].

2.5.4 Protection à distance

Sensibilité est dépendante de la puissance de court-circuit et de la charge ; sa mise en œuvre est difficile lorsque la liaison n'est pas homogène (ligne aérienne + câble). Le principe de fonctionnement des relais à distance est de :

- Mesurer une impédance proportionnelle à la distance du point de mesure au défaut,
- Eliminer les zones d'impédance correspondant à des tronçons de ligne de différentes longueurs.
- Déclencher par zone avec temporisation
- un cercle d'impédance à 80 % de la longueur de ligne (zone 1), à l'intérieur duquel est associé un déclenchement instantané,
- une couronne d'impédance comprise entre 80 % et 120 % de la longueur de ligne (zone 2), à laquelle est associé un déclenchement temporisé (200 ms),
- un cercle d'impédance à 120 % de la longueur de ligne (zone 3), à l'extérieur duquel est associé un déclenchement temporisé long de secours de la protection B à l'extérieur de AB,
- un cercle d'impédance à 120 % en aval pour assurer le secours de la protection en aval,
- Lorsqu'il y a communication entre les protections aux extrémités, on peut déclencher instantanément entre 0 et 100 %.

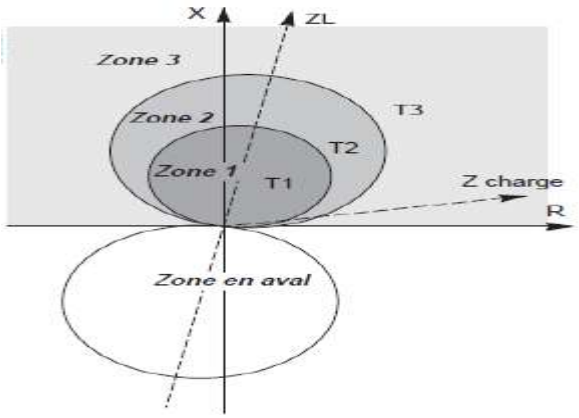


Figure 2.9 : Principe de la protection à distance.

Pour définir la zone de défaut il faut régler l'impédance mesurée de chaque zone z.

$$Z_m = \frac{U}{I} = R_m + jX_m \qquad (2.3)$$

$$Z_c = \frac{U}{\sqrt{3} \times I} \qquad (2.4)$$

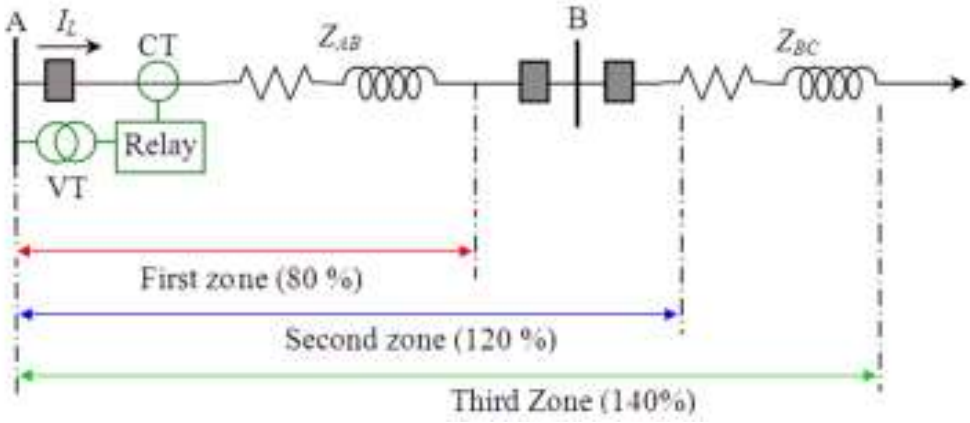


Figure 2.10 : Réglage des zones de relais à distance.

Les zones de réglage pour ligne de transmission protégée sans FACTS shunt sont exprimées par [8,9]:

$$Z_1 = R_1 + jX_1 = 80\%Z_{AB} = 0.8.(R_{AB} + jX_{AB}) \qquad (2.5)$$

$$Z_2 = R_2 + jX_2 = R_{AB} + jX_{AB} + 0.2.(R_{BC} + jX_{BC}) \qquad (2.6)$$

$$Z_3 = R_3 + jX_3 = R_{AB} + jX_{AB} + 0.4.(R_{BC} + jX_{BC}) \qquad (2.7)$$

2.5.5 Relais différentiel

La protection par relais différentiel (ANSI 87) consiste à comparer les courants à l'entrée et à la sortie d'un éliment du réseau (voir figure 2 .11). Lorsque l'élément du réseau est à l'état sain la somme des courants primaire et secondaire est nulle. Dans le cas contraire, cette somme n'est pas nulle, et on déclenche les disjoncteurs de protection. 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 (JDB), les alternateurs, les moteurs.

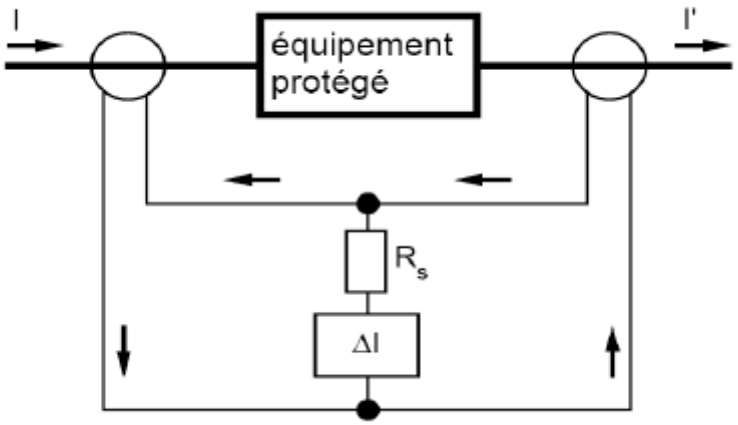


Figure 2.11: Principe de la protection différentielle [3].

D'une façon générale, plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel circulant dans le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un transformateur. Les paramètres cités ci-dessous doivent être considérés dans le réglage de la protection différentielle.

- Les rapports de transformation,
- Le couplage des enroulements,
- Le courant à vide,
- Les erreurs des transformateurs de courant.

2.5.6 Relais de surcharge

Les surcharges contribuent à l'échauffement des machines au-delà de leur température normale d'utilisation. Les effets de cet échauffement développent le vieillissement prématuré

des isolants des câbles et enroulements. La protection des surcharges est obtenue suivant différentes formes:

- Relais ampérométrique à temps constant ou dépendant. Les relais à temps dépendant dont le temps de réponse est d'autant plus court que le temps de surcharge sont importants et protègent plus sur la possibilité thermique des enroulements que les relais ampérométriques à temps constant.
- Relais à image thermique cherche à reproduire une image de l'échauffement moyen des enroulements de la machine. On les confie surtout aux moteurs en régime de discontinuité (démarrage, surcharge, fonctionnement à vide ou arrêts)
- Les relais à maximum de température surveillent directement la température des enroulements de la machine. Ils utilisent des sondes à résistance placées dans les enroulements qui sont à leur tour surveillé par des ponts de Wheatstone (un pont, une sonde). En plus il est équipé d'un dispositif de protection capable d'assurer la continuité de service.

2.5.7 Relais de surveillance de la tension

Ils sont utilisés pour le contrôle de la valeur de la tension .Une tension trop forte est le siège de mauvais fonctionnement des machines, une cause de vieillissement pour le matériel et une importante augmentation de pertes. De même une tension trop basse est un facteur de mauvaise qualité de l'énergie fournie. Le principe de fonctionnement est le même pour les relais à courant mais la différence est que l'entrée du relai représente la tension.

2.5.8 Relais retour de puissance

Ce type des relais est utilisé pour empêcher le retour de la puissance. On rencontre ces situations lorsqu'un générateur, couplé au réseau ou d'autres machines est en panne d'énergie motrice il opère en régime moteur synchrone qui puise son alimentation sur le réseau et entraine les turbines ou moteur Diesel. Ce qui est à l'origine de la cause des avaries dangereuses telles qu'échauffements et ruptures mécaniques.

2.6 Les disjoncteurs

Le disjoncteur reçoit l'ordre de déclenchement des relais numériques. Il est capable d'établir ou interrompre tout courant pouvant apparaître dans un circuit, à savoir :

- les courants de charge normaux,
- les courants de surcharge anormaux ou normaux,

- les courants de défauts,

En pratique, il est demandé trois fonctions de base pour un disjoncteur : la fonction protection, la fonction commande, la fonction sectionnement, la fonction différentielle et la fonction coupure de sécurité. Donc il est normal d'installer un disjoncteur en tout point d'un réseau capable de remplir toutes ses fonctions. Courant sensible temporisée (ANSI 51) [5].

2.7 Conclusion

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

Chapitre 3

Etude de la sélectivité dans un système de protection

CHAPITRE 3.

Etude de la sélectivité dans un système de protection

3.1 Introduction

La sélectivité est la capacité d'un système de protection à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner ou non. Elle est basée sur le principe que le relais le plus proche en amont de défaut doit être fonctionné. Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité de la protection d'un réseau électrique sont présentés ci-dessous :

- Sélectivité ampérométrique par les courants,
- Sélectivité chronométrique par le temps,
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique

3.2 But de la coordination

Elle vise à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut, et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties non avariées du réseau Il existe plusieurs méthodes pour assurer une bonne coordination. Elle peut être assurée par [5] :

- Courants
- Temps
- Temps et courant combinés
- Echange d'information
- Relais différentielle

3.3 Modes de sélectivité

Une protection est dite sélective si un défaut survenu en un point quelconque du circuit est éliminé par l'appareil de protection situé immédiatement en amont du défaut et lui seul. Les différents types de sélectivité sont présentés dans ce qui suit :

3.3.1 Sélectivité Ampérométrique

Supposons que I_{ccA} et I_{ccB} sont les courants de court-circuit en point *A*, et *B* respectivement (voir la figure3.1).

$$I_{CCA} = \frac{U}{Z_{CC}} \tag{3.1}$$

$$I_{CCB} = \frac{U}{Z_{CC} + Z_T + Z_C} \tag{3.2}$$

D'après les équations précédentes il est clair que $I_{CCA} \succ I_{CCB}$, donc pour assurer une sélectivité ampèrmétrique entre A et B, la condition suivante doit être assurée:

$$I_{SA} \succ I_{SB} \tag{3.3}$$

Avec, I_{SA} et I_{SB} sont les seuils de déclenchement des relais A et B.

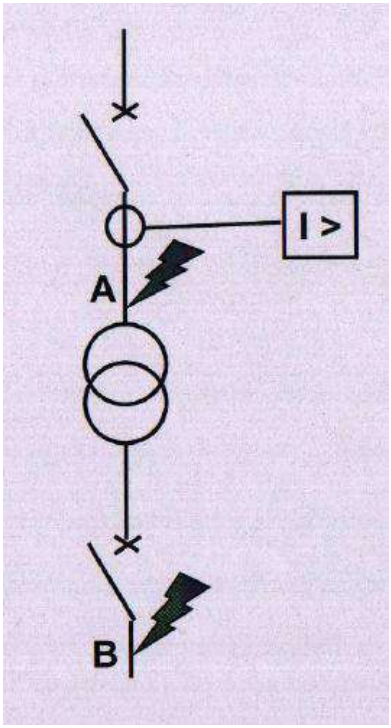


Figure 3.1: principe de la sélectivité Ampérométrique.

3.3.2 Sélectivité chronométrique

La figure 3.2, illustre le principe de la sélectivité chronologique. Dans ce cas, la sélectivité entre les disjoncteurs est assurée par le réglage approprié de leurs temporisations.

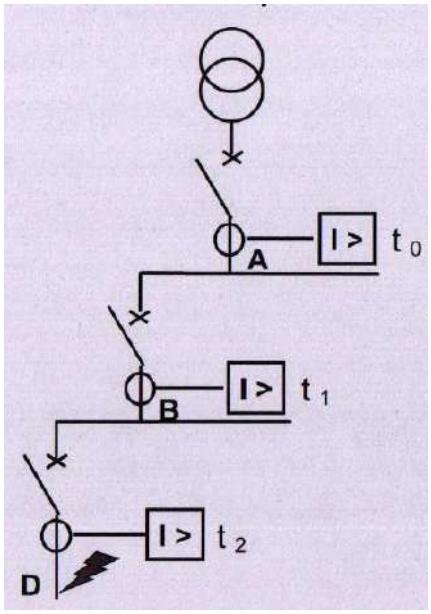


Figure 3.2 : Principe de la sélectivité chronologique.

D'après la figure 3.2, nous pouvons conclure que :

$$I_{CCD} \prec I_{CCB} \prec I_{CCA} \tag{3.4}$$

Et,

$$t_2 \prec t_1 \prec t_0 \tag{3.5}$$

D'après ces deux équations, nous constatons que I_{CCA} est le plus grand et qui possède la temporisation la plus grande t_0, et ceci présente un inconvénient de ce type de la sélectivité.

3.3.3 Sélectivité logique

Ce principe est utilisé lorsqu'un temps court d'élimination de défaut est exigé. L'échange de données logiques entre des protections consécutives élimine les intervalles de sélectivité. Dans des réseaux en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont activées

alors que celles situées en aval ne le sont pas ; ceci permet de localiser clairement le point de défaut et le disjoncteur à déclencher. Chaque protection qui est activée par le défaut envoie :

- Un ordre de blocage au niveau amont (ordre qui augmente la temporisation du relais amont)
- Un ordre de déclenchement au disjoncteur concerné à moins qu'il n'ait lui-même reçu un ordre de blocage de l'aval.

Dans le cas de la protection présentée dans la figure suivante, le relais D envoi un ordre de blocage de relais B, et ce dernier par son tour envoie un ordre de blocage de relais A.

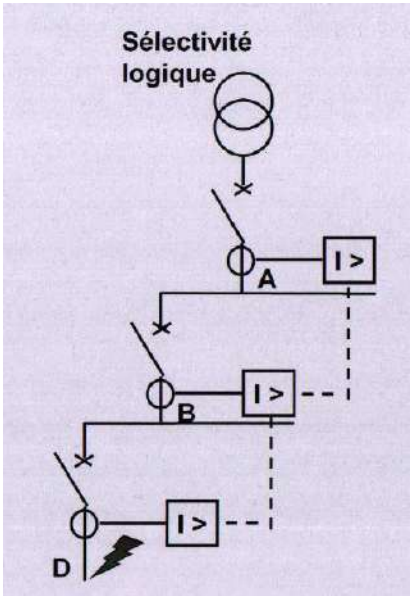


Figure 3.3 : sélectivité logique [10].

3.3.4 Sélectivité ampérométrique directionnelle

Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens d'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale. Il existe des protections directionnelles :

- de courantes phases,
- de courant résiduel (courant neutre terre),
- de puissance active,
- de puissance réactive,
- de puissance homopolaire.

Dans le cas d'une sélectivité ampèrmétrique directionnelle, et lorsque deux sources, deux liaisons, ou plus, fonctionnent normalement en parallèle, il y a un risque d'arrêt général de la distribution lors d'un défaut n'affectant qu'un de ces éléments. En effet tous ces éléments sont parcourus par le courant de défaut, avec un changement de sens du courant dans l'élément défectueux (voir la figure suivante). Les protections directionnelles sont donc utilisées pour distinguer le seul élément défectueux et commander son isolement des autres éléments encore sains. Pour pouvoir isoler l'élément défectueux ces dispositifs sont plus rapides d'environ 250 ms que les protections à maximum de courant concernées par le même défaut.

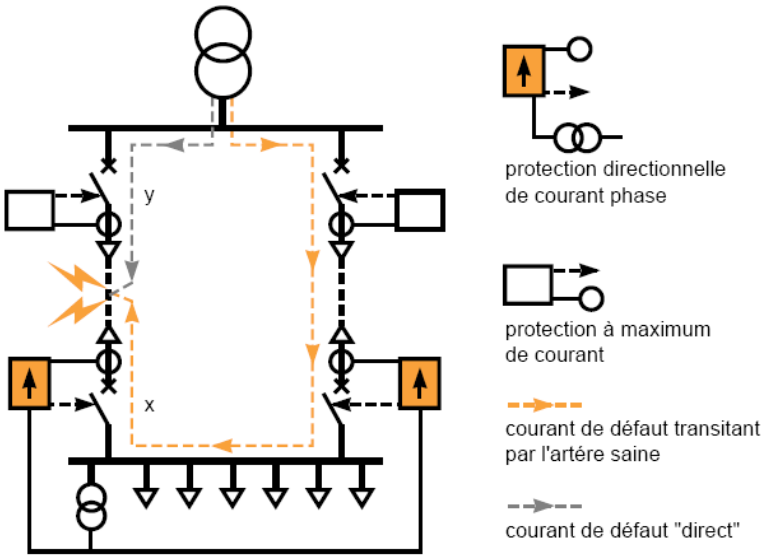


Figure 3.4 : sélectivité ampérométrique directionnelle

3.3.5 Sélectivité chronométrique directionnelle

Remarquons la figure 3.5 ; D1 et D2 sont équipés de protections directionnelles faiblement temporisées, H1 et H2 sont équipés de protections à maximum de courant temporisées.

En cas de défaut au point1, seules les protections de D1 (directionnelle), H1 et H2 voient le défaut. La protection sur D2 ne le voit pas, en raison de son sens de détection. D1 s'ouvre. La protection de H2 se désexcite, H1 s'ouvre et ainsi le tronçon en défaut H1-D1 est isolé.

- TH1 = TH2
- TD1 = TD2
- TH = TD + DT

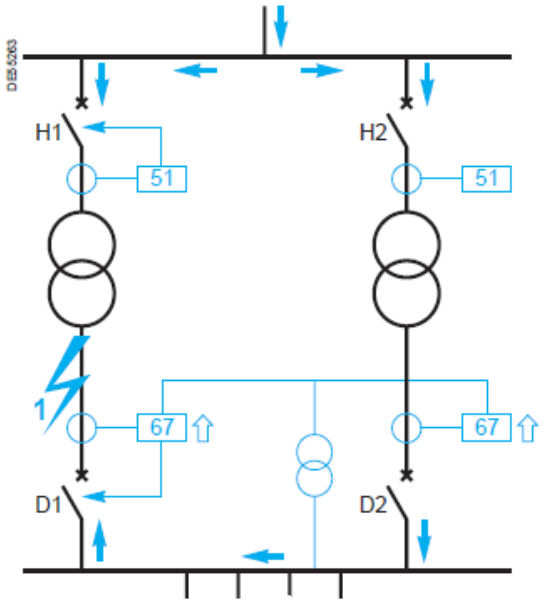


Figure 3.5: sélectivité chronométrique directionnelle.

3.3.6 Sélectivités logique directionnelle

La figure 3.6 illustre le principe de la sélectivité logique directionnelle. D'après cette figure, nous remarquons l'orientation des ordres d'attente logique est dépendante du sens d'écoulement du courant. Ce principe est utilisé pour le couplage de deux jeux de barres et pour les boucles fermées.

a) Défaut côté D2

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

b) Défaut côté D1

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

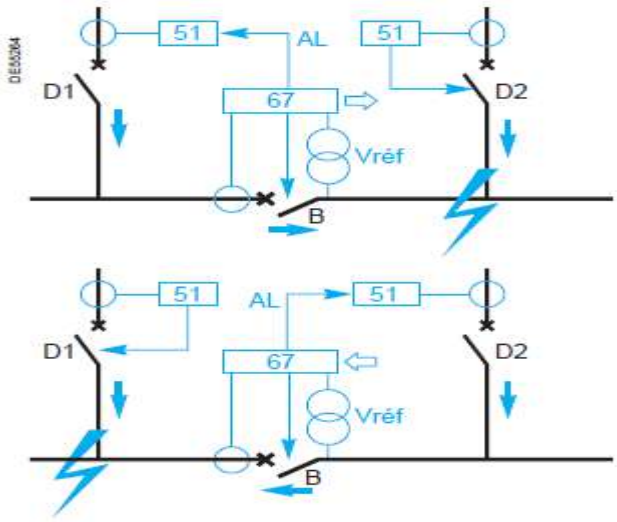


Figure 3.6 : Sélectivité logique directionnelle [3]

3.4 Réglage des relais de protection de la centrale SKB

3.4.1 Présentation de la centrale SKB

SHARIKET KAHRABA BERROUAGHIA (SKB) est une société mixte Sonelgaz/Sonatrach, créée en 2003 qui assure l'exploitation et la commercialisation de la centrale de Berroughia. La centrale électrique de Berrouaghia contient deux alternateurs chacun a une puissance de 250 MW.

3.4.2 Présentation du logiciel ETAP Power station

Le logiciel ETAP Power station est utilisé dans ce mémoire pour le calcul des courants de court circuit et le réglage des relais de protection. Le logiciel ETAP est l'un des logiciels les plus performants dans l'étude et l'analyse des réseaux électriques. Il peut effectuer plusieurs applications à savoir:

- Ecoulement de puissance par les méthodes de Newton Raphson et Gauss Seidel,
- Ecoulement de puissance déséquilibré,
- Analyse des courts circuits,
- Démarrage des moteurs asynchrones,
- Analyse des harmoniques,

- Analyse de la stabilité transitoire,
- Coordination des protections par l'application STAR,
- Ecoulement de puissance optimal (OPF),
- Evaluation de la fiabilité des réseaux électriques,
- Emplacement optimal des condensateurs,
- Ecoulement de puissance en continu (DC power flow),
- Analyse des courts circuits en courant continu.

3.4.3 Principe de réglage des relais à maximum du courant-phase

Le réglage des relais de protection à maximum de courant phase est basé sur le principe suivant : le relais doit détecter le courant de défaut le plus faible. Dans ce cas nous avons suivi le réglage suivant :

$$I \text{ réglage} \leq 0.6\ I_b \tag{3.6}$$

Avec, I_b est le courant de court circuit biphasé.

Le réglage des relais de protection à maximum du courant doit satisfaire la condition suivante :

- L'intervalle du temps de coordination (CTI : Coordination Time Intervalle) entre la protection primaire et secours doit être limité entre 0.2 à 0.3s, pour le cas des relais numériques, donc on peut écrire [11].

$$\boldsymbol{T}_{\boldsymbol{secours}} - \boldsymbol{T}_{\boldsymbol{primaire}} \geq 0.2\text{-}0.3\text{s} \tag{3.7}$$

3.4.4 Ecoulement de puissance

Figure 3.7 présente une partie du réseau interne de la centrale SKB réalisé par le logiciel ETPA power station. Les résultats d'écoulement de puissance obtenus par le logiciel ETAP Power Station sont présentés dans la figure 3.8.

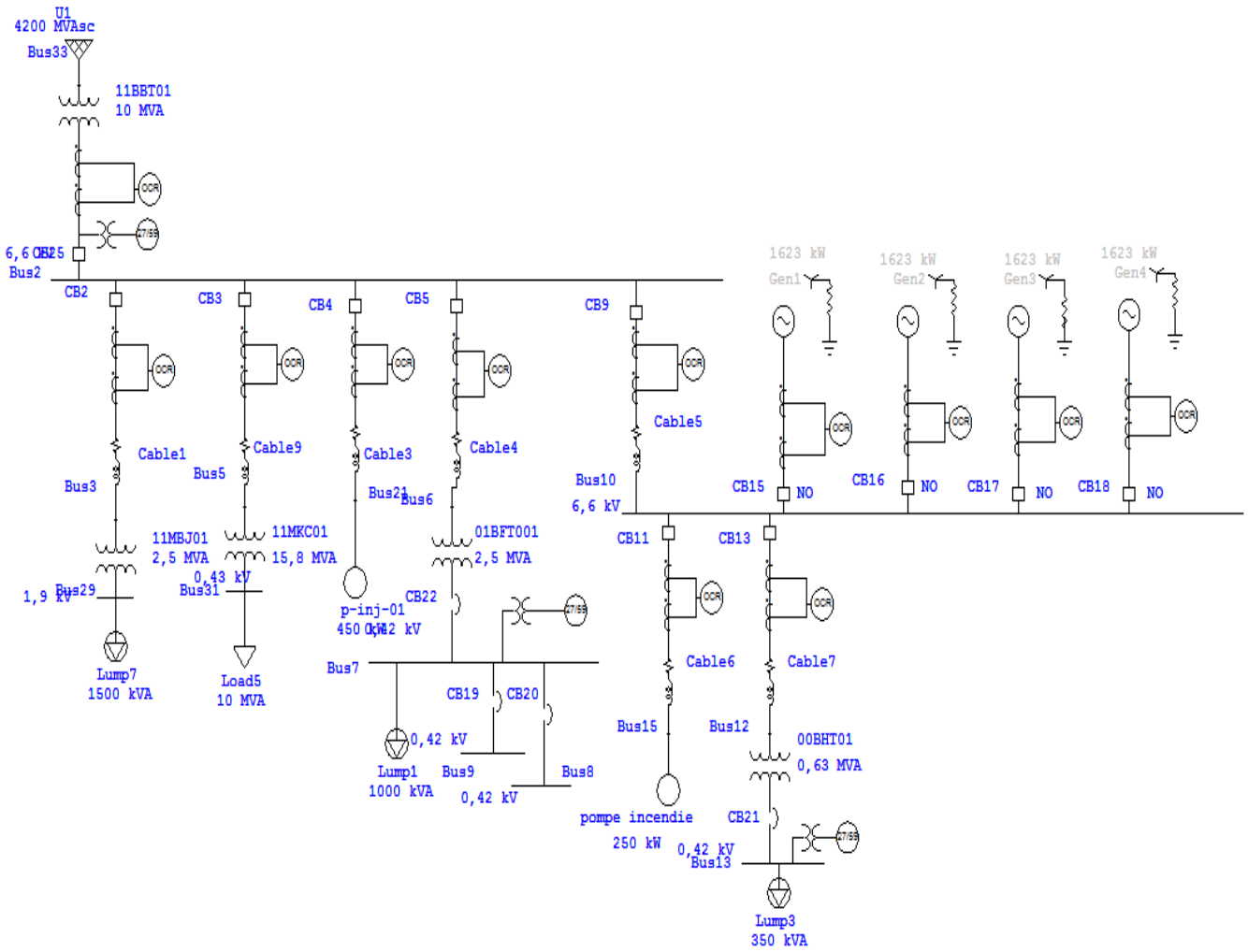


Figure 3.7 : Une partie du réseau électrique industriel de la centrale SKB.

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus2	6.600	99.124	-3.8	0	0	0	0	Bus3	1.244	0.823	131.7	83.4	
								Bus21	0.482	0.203	46.2	92.1	
								Bus6	0.845	0.547	88.8	83.9	
								Bus10	0.565	0.306	56.7	87.9	
								Bus5	7.027	4.719	747.0	83.0	
								Bus33	-10.164	-6.599	1069.5	83.9	
Bus3	6.600	99.018	-3.9	0	0	0	0	Bus2	-1.244	-0.820	131.7	83.5	
								Bus29	1.244	0.820	131.7	83.5	6.600
Bus5	6.600	98.516	-4.3	0	0	0	0	Bus2	-7.021	-4.635	747.0	83.5	
								Bus31	7.021	4.635	747.0	83.5	6.600
Bus6	6.600	99.053	-3.9	0	0	0	0	Bus2	-0.845	-0.546	88.8	84.0	
								Bus7	0.845	0.546	88.8	84.0	
Bus7	0.420	97.475	-5.0	0	0	0.842	0.522	Bus6	-0.842	-0.522	1396.2	85.0	
								Bus9	0.000	0.000	0.0	0.0	
								Bus8	0.000	0.000	0.0	0.0	
Bus8	0.420	97.475	-5.0	0	0	0	0	Bus7	0.000	0.000	0.0	0.0	
Bus9	0.420	97.475	-5.0	0	0	0	0	Bus7	0.000	0.000	0.0	0.0	
Bus10	6.600	99.084	-3.9	0	0	0	0	Bus2	-0.565	-0.306	56.7	88.0	
								Bus15	0.269	0.115	25.8	91.9	
								Bus12	0.296	0.190	31.1	84.1	
Bus12	6.600	99.059	-3.9	0	0	0	0	Bus10	-0.296	-0.190	31.1	84.2	
								Bus13	0.296	0.190	31.1	84.2	
Bus13	0.420	97.423	-4.8	0	0	0.294	0.182	Bus12	-0.294	-0.182	488.8	85.0	
Bus15	6.600	99.068	-3.9	0	0	0.269	0.115	Bus10	-0.269	-0.115	25.8	91.9	
Bus21	6.600	99.096	-3.9	0	0	0.482	0.203	Bus2	-0.482	-0.203	46.2	92.2	
Bus29	1.900	97.556	-5.5	0	0	1.239	0.768	Bus3	-1.239	-0.768	454.0	85.0	2.000
Bus31	0.430	101.133	-5.9	0	0	6.977	4.324	Bus5	-6.977	-4.324	10897.2	85.0	0.480
* Bus33	16.500	100.000	0.0	10.232	7.659	0	0	Bus2	10.232	7.659	447.2	80.1	

Figure 3.8 : Rapport de l'écoulement de puissance.

3.4.5 Calcul des courants de court circuit

Dans cette section nous allons présenter les résultats des courants de court circuit obtenus par le logiciel ETAP power station. Quatre types de court circuit sont pris en compte à savoir : triphasé, phase terre, phase-phase, phase-phase-terre. Ces résultats seront utilisés par la suite pour le réglage des relais de protection. Les résultats des courants de court circuit maximum et minimum sont présentés dans les figures 3.8 et 3.9, respectivement.

Short-Circuit Summary Report

1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Bus2	6.60	0.998	-13.100	13.138	0.924	-12.818	12.851	11.345	0.864	11.378	10.917	7.138	13.043
Bus3	6.60	0.870	-11.304	11.337	0.811	-11.049	11.079	9.789	0.753	9.818	9.411	6.156	11.246
Bus5	6.60	0.857	-11.168	11.201	0.803	-10.963	10.992	9.672	0.742	9.700	9.296	6.124	11.132
Bus6	6.60	0.887	-11.244	11.279	0.822	-11.011	11.042	9.737	0.768	9.768	9.357	6.162	11.203
Bus7	0.42	7.231	-47.386	47.934	7.477	-50.137	50.691	41.037	6.262	41.512	37.172	32.875	49.624
Bus8	0.42	7.231	-47.386	47.934	7.477	-50.137	50.691	41.037	6.262	41.512	37.172	32.875	49.624
Bus9	0.42	7.231	-47.386	47.934	7.477	-50.137	50.691	41.037	6.262	41.512	37.172	32.875	49.624
Bus10	6.60	0.870	-11.232	11.266	0.811	-11.004	11.034	9.727	0.753	9.757	9.349	6.145	11.188
Bus12	6.60	0.770	-9.805	9.835	0.722	-9.623	9.650	8.491	0.667	8.517	8.153	5.391	9.774
Bus13	0.42	4.946	-20.149	20.747	5.059	-20.423	21.040	17.450	4.283	17.968	-20.039	6.069	20.938
Bus15	6.60	0.763	-9.815	9.844	0.717	-9.629	9.656	8.500	0.661	8.525	8.163	5.386	9.780
Bus21	6.60	0.860	-11.236	11.269	0.805	-11.006	11.035	9.730	0.745	9.759	9.354	6.137	11.188
Bus29	1.90	1.042	-11.455	11.503	1.051	-11.440	11.489	9.921	0.903	9.962	-10.451	4.810	11.505
Bus31	0.43	9.902	-99.577	100.068	13.391	-126.726	127.432	86.236	8.575	86.662	-96.393	78.522	124.328
Bus33	16.50	14.704	-146.728	147.463	0.000	-0.001	0.001	127.070	12.734	127.707	127.070	12.735	127.707

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

Figure 3.9 : Valeurs maximales des courants de court circuit.

Short-Circuit Summary Report

30 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Bus2	6.60	0.780	-11.853	11.878	0.784	-11.994	12.020	10.265	0.675	10.287	9.871	6.745	11.955
Bus3	6.60	0.694	-10.249	10.272	0.697	-10.355	10.378	8.876	0.601	8.896	8.525	5.832	10.329
Bus5	6.60	0.694	-10.249	10.272	0.697	-10.355	10.378	8.876	0.601	8.896	8.525	5.832	10.329
Bus6	6.60	0.694	-10.249	10.272	0.697	-10.355	10.378	8.876	0.601	8.896	8.525	5.832	10.329
Bus7	0.42	5.105	-41.988	42.298	5.827	-45.971	46.339	36.363	4.421	36.631	-39.742	20.971	44.935
Bus8	0.42	5.105	-41.988	42.298	5.827	-45.971	46.339	36.363	4.421	36.631	-39.742	20.971	44.935
Bus9	0.42	5.105	-41.988	42.298	5.827	-45.971	46.339	36.363	4.421	36.631	-39.742	20.971	44.935
Bus10	6.60	0.694	-10.249	10.272	0.697	-10.355	10.378	8.876	0.601	8.896	8.525	5.832	10.329
Bus12	6.60	0.624	-9.027	9.049	0.627	-9.109	9.131	7.818	0.541	7.837	7.503	5.137	9.093
Bus13	0.42	4.179	-18.354	18.824	4.506	-19.159	19.682	15.895	3.619	16.302	-18.334	6.398	19.418
Bus15	6.60	0.624	-9.027	9.049	0.627	-9.109	9.131	7.818	0.541	7.837	7.503	5.137	9.093
Bus21	6.60	0.694	-10.249	10.272	0.697	-10.355	10.378	8.876	0.601	8.896	8.525	5.832	10.329
Bus29	1.90	0.813	-9.370	9.405	0.885	-9.964	10.003	8.115	0.704	8.145	-8.599	4.615	9.759
Bus31	0.43	8.680	-94.175	94.574	11.982	-120.854	121.447	81.558	7.517	81.903	-90.972	76.775	119.039
Bus33	16.50	14.623	-146.232	146.962	0.000	-0.001	0.001	126.641	12.664	127.273	126.641	12.664	127.273

All fault currents are symmetrical momentary (30 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

Figure 3.10 : Valeurs minimales des courants de court circuit.

3.4.6 Test et validation des réglages effectués

Dans cette section, nous allons présenter le test et la validation des réglages des relais à maximum du courant pour des courts circuits triphasé et monophasé.

3.4.6.1 Court circuit triphasé

a) Court circuit triphasé au nœud 3

Les figures 3.11 et 3.12 présentent, respectivement, les courbes et les séquences de déclenchement des relais R2 et R1. D'après ces figures, nous remarquons que la coordination entre les relais est satisfaite ; de tel sorte que le relais R2 qui est le plus proche de défaut déclenche le premier suivi par le relais R1 avec une temporisation supérieure de 0.2 s.

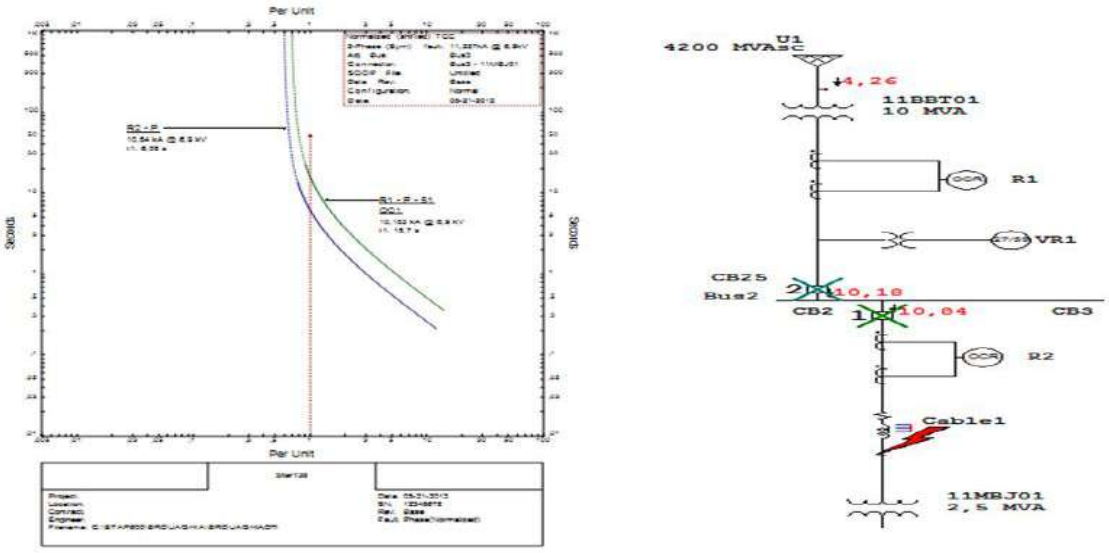
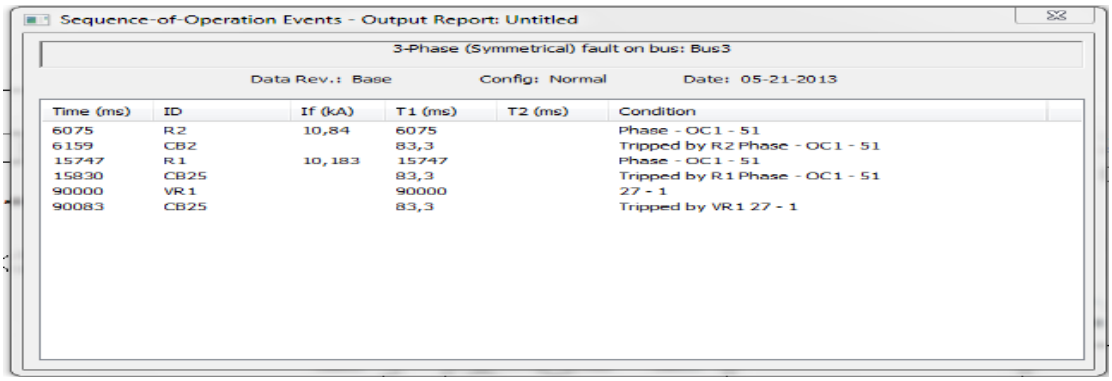


Figure 3.11: Courbes de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 3.


Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-21-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
6075	R2	10,84	6075		Phase - OC1 - 51
6159	CB2		83,3		Tripped by R2 Phase - OC1 - 51
15747	R1	10,183	15747		Phase - OC1 - 51
15830	CB25		83,3		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51
90000	VR1		90000		27 - 1
90083	CB25		83,3		Tripped by VR1 27 - 1

Figure 3.12: Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 3.

b) Court circuit triphasé au nœud 15

Les figures 3.13 et 3.14 présentent, respectivement, les courbes et les séquences de déclenchement des relais R13, R6 et R1. D'après ces figures, nous remarquons que la coordination entre les relais est satisfaite ; de tel sorte que le relais R13 qui est le plus proche de défaut déclenche le premier suivi par le relais R6 avec une temporisation supérieure de 0.2s.

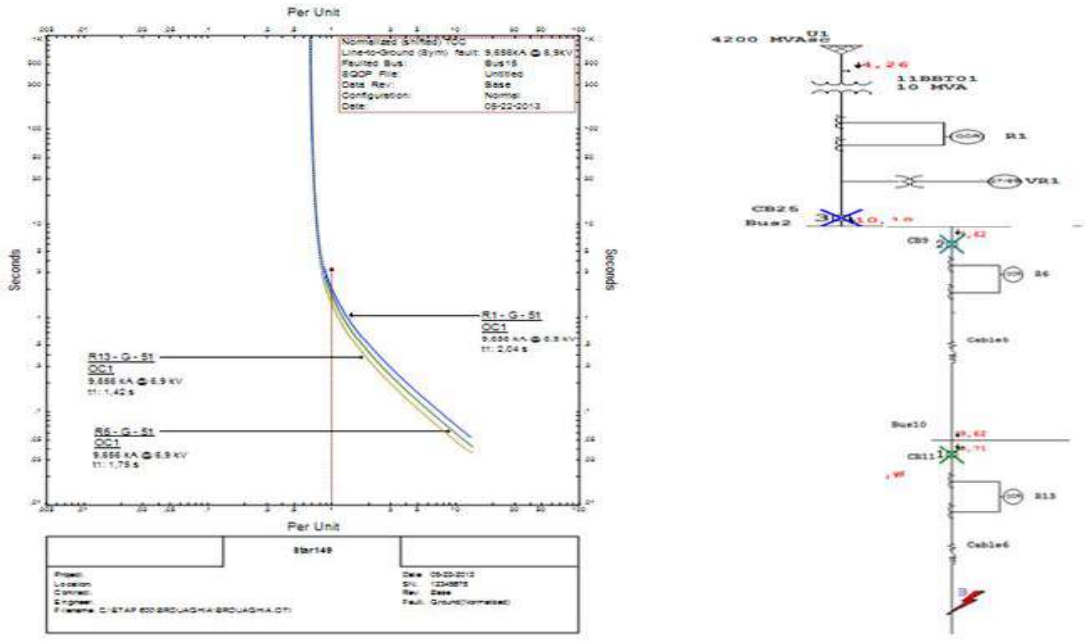


Figure 3.13 : Courbes de declenchement des relais lors de court circuit au nœud 15.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Bus15 & Cable6. Adjacent bus: Bus15

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-21-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
2027	R13	9,706	2027		Phase - OC1 - 51
2110	CB11		83,3		Tripped by R13 Phase - OC1 - 51
8930	R6	9,62	8930		Phase - OC1 - 51
9013	CB9		83,3		Tripped by R6 Phase - OC1 - 51
22500	R1	8,857	> 22500		Phase - OC1 - 51
22583	CB25		83,3		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51
90000	VR1		90000		27 - 1
90000	VR3		90000		27 - 1
90025	CB21		25,0		Tripped by VR3 27 - 1
90083	CB25		83,3		Tripped by VR1 27 - 1

Figure 3.14: Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 15.

3.4.6.2 Court circuit phase-terre

a) Court circuit phase-terre au nœud 5

Les figures 3.15 et 3.16 présentent, respectivement, les courbes et les séquences de déclenchement des relais R3 et R1. D'après ces figures, nous remarquons que la coordination entre les relais est satisfaite ; de tel sorte que le relais R3 qui est le plus proche de défaut déclenche le premier suivi par le relais R1 avec une temporisation supérieure de 0.2s.

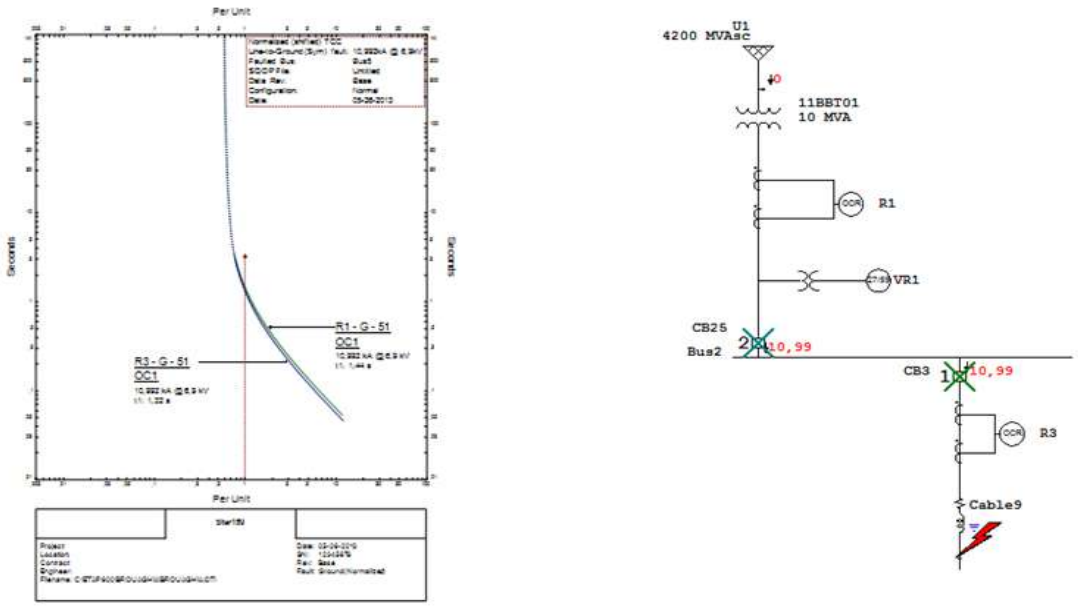


Figure 3.15 : Courbes de declenchement des relais lors de court circuit au nœud 5.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: Bus5

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-24-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1316	R3	10,992	1316		Ground - OC1 - 51
1399	CB3		83,3		Tripped by R3 Ground - OC1 - 51
1438	R1	10,992	1438		Ground - OC1 - 51
1521	CB25		83,3		Tripped by R1 Ground - OC1 - 51
6371	R3	10,992	6371		Phase - OC1 - 51
6454	CB3		83,3		Tripped by R3 Phase - OC1 - 51
14112	R1	10,289	14112		Phase - OC1 - 51
14195	CB25		83,3		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51
90000	VR1		90000		27 - 1
90083	CB25		83,3		Tripped by VR1 27 - 1

Figure 3.16 : Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 5.

b) Court circuit phase-terre au nœud 12

Les figures 3.17 et 3.18 présentent, respectivement, les courbes et les séquences de déclenchement des relais R14, R6 et R1. D'après ces figures, nous remarquons que la coordination entre les relais est satisfaite ; de tel sorte que le relais R14 qui est le plus proche de défaut déclenche le premier suivi par le relais R6 avec une temporisation supérieure de 0.2s.

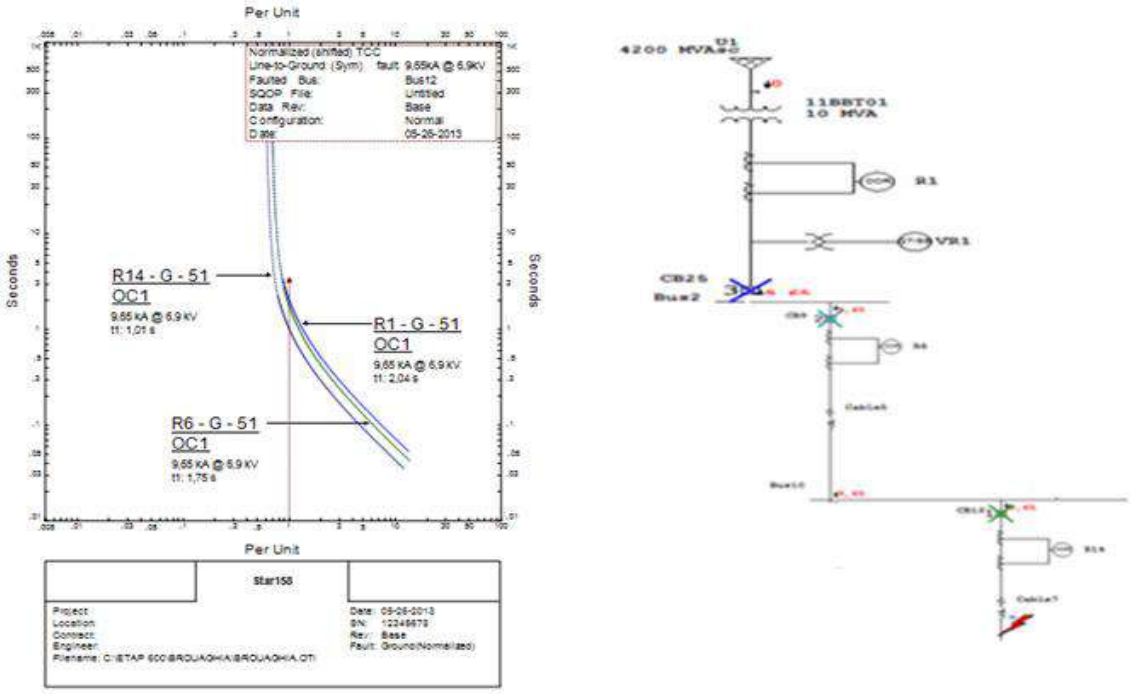


Figure 3.17 : Courbes de declenchement des relais lors de court circuit au nœud 12.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: Bus12

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-24-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1096	CB13		83,3		Tripped by R14 Ground - OC1 - 51
1753	R6	9,65	1753		Ground - OC1 - 51
1836	CB9		83,3		Tripped by R6 Ground - OC1 - 51
2041	R1	9,65	2041		Ground - OC1 - 51
2109	R14	9,585	2109		Phase - OC1 - 51
2124	CB25		83,3		Tripped by R1 Ground - OC1 - 51
2192	CB13		83,3		Tripped by R14 Phase - OC1 - 51
9281	R6	9,506	9281		Phase - OC1 - 51
9364	CB9		83,3		Tripped by R6 Phase - OC1 - 51
22500	R1	9,007	> 22500		Phase - OC1 - 51
22583	CB25		83,3		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51
90000	VR1		90000		27 - 1
90000	VR3		90000		27 - 1
90025	CB21		25,0		Tripped by VR3 27 - 1
90083	CB25		83,3		Tripped by VR1 27 - 1

Figure 3.18 : Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 12.

3.5 Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les différents types de la sélectivité de la protection excisant dans l'industrie ainsi que le principe de réglage des relais de protection. Pour validation ; on a étudié un cas réel de réglage de la protection d'une partie du réseau interne de la centrale électrique SKB. Les résultats obtenus sont validés par le logiciel ETAP power station, dont on a confirmé la bonne coordination des relais pour plusieurs cas de cout circuit.

Chapitre 4

Coordination optimale des relais de protection en utilisant la méthode PSO

CHAPITRE 4.

Coordination optimale des relais de protection en utilisant la méthode PSO

4.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter une nouvelle formulation de problème de réglage et de coordination des relais de protection en utilisant la méthode d'optimisation par essaim de particules (PSO). Le problème de coordination des relais de protection est formulé comme étant un problème d'optimisation mono-objectif avec contraintes non linéaires. Une nouvelle fonction de pénalité est présentée pour manipuler la violation des contraintes durant la procédure d'optimisation. Le logiciel ETAP Power station est utilisé pour le calcul des courants de court circuit et aussi la validation des réglages optimum obtenus par PSO.

4.2 Formulation de problème de coordination des relais de protection

Le problème de coordination des relais de protection est formulé comme étant un problème d'optimisations mono-objectives avec contraintes non linéaire. La formulation de la fonction objective ainsi que les contraintes ; est représentée dans ce qui suit :

4.2.1 Fonction objective

Le but de cette fonction objective est de minimiser le temps de déclenchement total de tous le relais de protection en respectant le temps de coordination entre les relais de protection primaire et secours.

$$F_1 = Min\left\{\sum_{i=1}^{NR} t_i\right\} \tag{4.1}$$

Avec, t_i représente le temps de déclenchement du relais i, et NR représente me nombre des relais de protection installés au réseau électrique.

Pour chaque relais de protection, le temps de déclenchement est défini comme suit [10] :

$$t = \frac{K_1 * TDS}{\left[\left(\frac{I}{CTRatio * I_p}\right)^{K_2} + K_3\right]} \tag{4.2}$$

Avec,

- t : le temps de déclenchement en seconds,
- TDS : constante du réglage de la temporisation du relais,
- I : courant de défaut,
- Ip : le courant de réglage
- $CTRatio$: le rapport de transformation du relais de protection.
- $K1$, $K2$, and $K3$: constantes qui déponds de caractéristique du relais.

4.2.2 Contraintes d'optimisation

A) Intervalle de temps de coordination (CTI)

Durant la procédure d'optimisation, la coordination entre les relais primaire et secours doit être satisfaite. Dans ce mémoire la coordination temporaire entre les relais primaire et secours présentée ci-dessous est utilisée.

$$t_{secours} - t_{primaire} \geq CTI \tag{4.3}$$

Avec, $t_{secours}$ et $t_{primaire}$ sont le temps de fonctionnement des relais de secours et primaire respectivement. CTI est l'intervalle du temps de coordination entre les relais. Pour les relais électromécanique le CTI est varié entre 0.3 et 0.4 seconds, tandis que pour les relais numériques il varié entre 0.1 et 0.2 seconds [11,12].

B) Constante de réglage de la temporisation (TDS)

La constant TDS est utilisée pour le réglage la temporisation des relais numériques quand le courant de défaut atteint une valeur plus grande que le courant de réglage de relais I_p. En pratique la valeur de TDS est limitée comme suit :

$$TDS_{min} \leq TDS \leq TDS_{max} \tag{4.4}$$

Avec, TDS_{min} et TDS_{max} sont les limites minimale et maximale du TDS respectivement [13].

C) Courant de réglage des relais Ip

Le courant de réglage des relais est limité comme suit

$$I_{p\min} \le I_p \le I_{p\max} \tag{4.5}$$

Avec, I_{pmin} et I_{pmax} sont, respectivement, les limites minimale et maximale de I_p.

4.2.3 Manipulation de la violation des contraintes

Au cours du processus d'optimisation, la contrainte de coordination présentée dans (4.3) pourrait être violée. Dans ce cas, la fonction de pénalité présentée dans l'équation (4.6) est utilisée pour pénaliser les solutions violées.

$$F_{1penalyzed} = F_1 + PF \tag{4.6}$$

Avec, F_1 est la fonction objective présentée dans (4.1) sans pénalisation, et PF est la fonction objective pénalisée définie comme suit :

$$PF = \sum_{i=1}^{NR} Viol(i) \tag{4.7}$$

La variable Viol est définie comme suit:

- *mettre Viol [1: NR] = 0*
- *pour chaque paire des relais primaire i et secours j*
- *si, ti – tj ≥ CTI*
- *Viol(i) = Viol (i) + 10.*

4.3 Optimisation par essaim de particules (PSO)

Le PSO est une technique d'optimisation à base de population développée par Kennedy et Eberhart. Elle est inspirée du comportement social des groupes d'individus comme les nuées d'oiseaux et les essaims d'abeilles. Ces individus ont la tendance à imiter les comportements réussis qu'ils observent dans leur entourage, tout en y apportant leurs variations personnelles.

PSO démarre le processus d'optimisation par une population des particules (solutions) aléatoires qui se déplacent dans l'espace de recherche. Chaque solution est attirée vers sa meilleure position atteinte par le passé *pbest* ainsi que vers la meilleure position atteinte par les particules de tout l'essaim *gbest*. L'algorithme de PSO comprend plusieurs paramètres de

réglage qui permettent d'agir sur le compris entre l'exploration et l'exploitation. L'exploration c'est la capacité de tester plusieurs régions de l'espace de recherche. L'exploitation est la capacité de se focaliser la recherche autour des solutions prometteuses afin de s'approcher le plus possible de l'optimum [13,14].

Le déplacement de chaque particule (individu) dans l'espace de recherche, est basé sur sa position actuelle et la mise à jour de sa vitesse.

$$s_i^{k+1} = s_i^k + v_i^{k+1} \tag{4.8}$$

Avec, s_i^{k+1}, s_i^k sont respectivement la position de la particule i à l'itération $k+1$ et à l'itération k ; v_i^{k+1} est la vitesse de la particule i à l'itération $k+1$.

La vitesse de chaque particule est définie par l'équation (4.9).

$$v_i^{k+1} = wv_i^k + c_1 rand_1 \times \left(pbest_i - s_i^k\right) + c_2 rand_2 \times \left(gbest - s_i^k\right) \tag{4.9}$$

Avec, c_1 et c_2 sont les facteurs de pondération, $rand_1$ et $rand_2$ sont des nombres aléatoires variant entre 0 et 1, $pbest_i$ est la meilleure solution trouvée par la particule i, $gbest$ est la meilleure position trouvée par l'essaim, et w représente la fonction de pondération qui est définie par l'équation suivante (4.10) :

$$w = w_{\max} - \frac{w_{\max} - w_{\min}}{iter_{\max}} \times iter \tag{4.10}$$

Avec, $w_{\max}$ est le poids maximal, dans notre cas égal à 0.9, $w_{\min}$ est le poids final, dans notre cas égal à 0.4. $iter_{\max}$ et $iter$ sont, respectivement, le nombre d'itération maximal et actuel [13, 14].

L'algorithme de base de PSO est résumé dans les points suivants :

1. *Génération de la population initiale*. La population initiale est générée d'une façon aléatoire dans l'espace de recherche (dans les limites permises). Chaque solution est considérée comme *pbest*. La meilleure valeur évaluée de *pbest* est placée dans *gbest*.

2. *Recherche d'une nouvelle position pour chaque agent*. La valeur de la fonction objectif est calculée pour chaque solution (particule). Si la valeur d'un agent est meilleure que son *pbest* actuel ; *pbest* prend cette nouvelle valeur. Si la meilleure valeur de *pbest* est meilleure que *gbest* actuel ; *gbest* est remplacé par celle-ci et la particule qui correspond à cette valeur est ainsi stockée.

3. *Modification de chaque point de recherche*. La solution actuelle est mise à jour en utilisant les équations (4.1), (4.2) et (4.3).

4. *Vérification de l'état de sortie*. Si le nombre d'itération atteint le nombre maximum d'itération itermax (ou d'autre critère d'arrêt est satisfait) alors fin du programme, autrement, retourner à l'étape 2.

4.4 Réseau test avec 8 nœuds

Le réseau électrique présenté dans la figure 4.1 est utilisé pour le test et la validation de la méthode proposée. D'après la figure 4.1, nous remarquons que le réseau contient, huit (08) nœuds, deux (02) générateurs connectés aux nœuds 7, et 8, sept (07) lignes, deux (02) transformateurs, et quatorze (14) relais numériques. Les valeurs des rapports de transformation des TC sont présentées dans tableau (4.1):

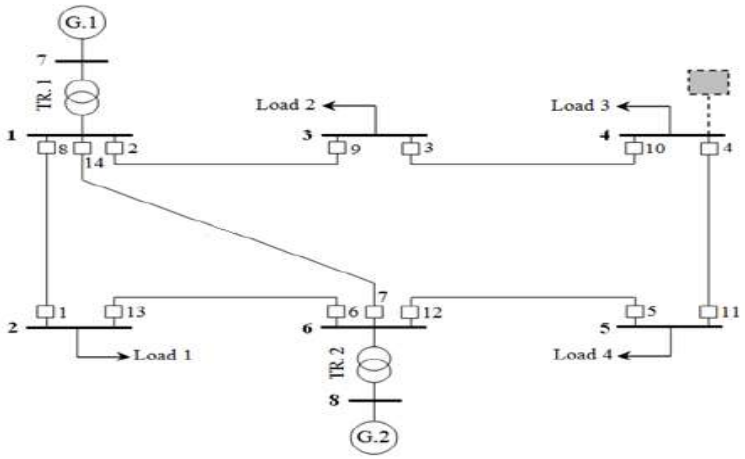


Figure 4.1 : Schéma unifilaire du réseau test.

Tableau 4.1: Rapport de transformation des TC des relais.

N^0 de relais	In Primaire /In secondaire	Rapport de transformateur
1, 2,4, 5, 6, 8, 10, 11, 12,13,	1200/5	240
3, 7, 9,14	800/5	160

4.5 Réglage de la direction des relais directionnels

Généralement, dans les réseaux électriques interconnectés, il est difficile de connaître la direction de l'écoulement de puissance et donc le réglage de la direction des relais. Dans ce mémoire, le réglage de la direction des relais est réalisé à l'aide des résultats d'écoulement de puissance obtenus par le logiciel ETAP. Les résultats d'écoulement de puissance sont présentés dans la figure 4.2. Selon la direction des courants dans les lignes présentée, nous pouvons définir la direction des relais de protection comme il est représenté dans le tableau 4.2.

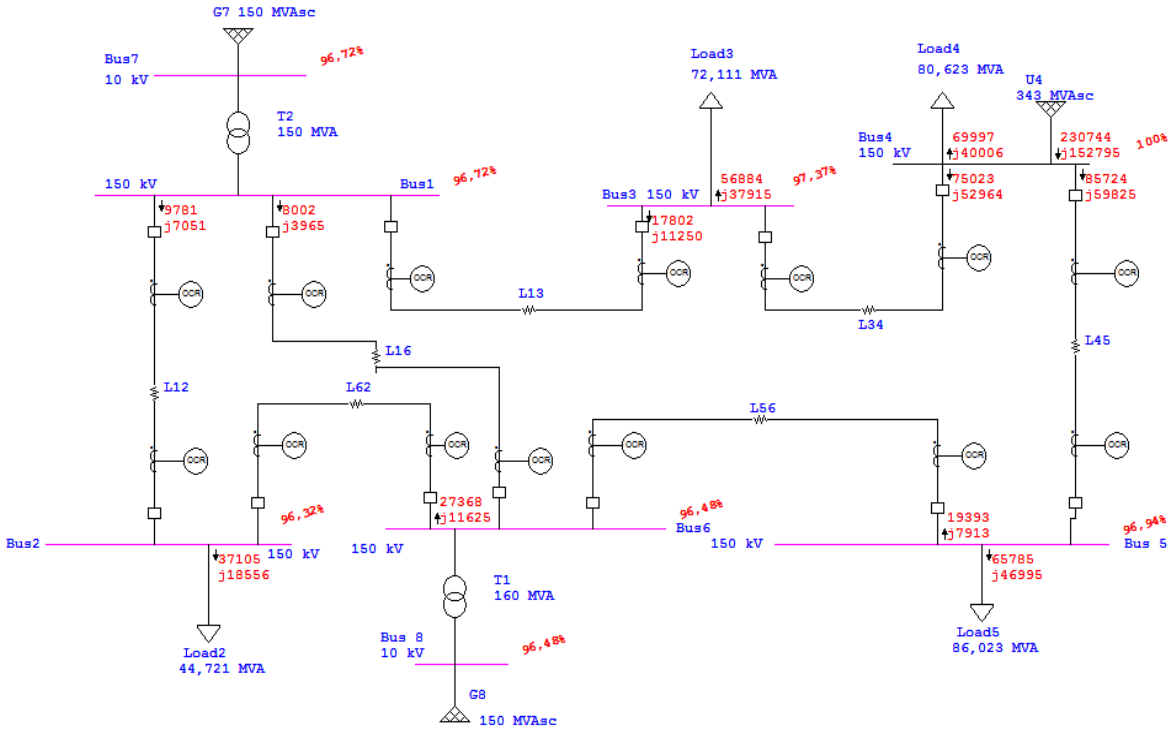


Figure 4.2 : Directions de l'écoulement de puissance obtenues par ETAP.

Tableau 4.2 : Direction des relais de protection.

Surintensité Relais	Direction
Relais1	inverse
Relais2	En avant
Relais3	En avant
Relais4	En avant
Relais5	inverse
Relais6	inverse
Relais7	inverse
Relais8	En avant
Relais9	En avant
Relais10	En avant
Relais11	inverse
Relais12	inverse
Relais13	inverse
Relais14	En avant

4.6 Sélection des relais de protection primaire et secours

Comme nous l'avons décrit ci-dessus, la protection contre les courts circuits est assurée par deux relais différents: le relais primaire et le relais de secours. Dans le Tableau 4.3, nous présentons les relais primaire et de secours pour chaque emplacement de court-circuit triphasé. Ces résultats seront utilisés plus tard pour vérifier la coordination de relais de protection.

Tableau 4.3 : Liste des relais primaire et secours pour chaque emplacement de court-circuit.

Emplacement du défaut	Relais primaire	Relais secours
Nœud 1	1	6
	7	5, 13
	9	10
Nœud 2	6	5, 14
	8	7, 9
Nœud 3	2	1, 7
	10	11
Nœud 4	3	2
	11	12
Nœud 5	4	3
	12	14, 13
Nœud 6	5	4
	13	8
	14	9, 1

4.7 Calcul des courants de court-circuit triphasé en utilisant ETAP

Le tableau 4.3 présente les résultats des courants de court circuit triphasé obtenus par le logiciel ETAP. Pour chaque court circuit nous avons présenté dans le tableau 4.4 le courant de défaut vu par les relais primaire et de secours. Ces courants de court-circuit sont utilisés plus tard dans la coordination optimale des relais de protection.

Tableau 4.4 : Courants de court circuit vus par les relais primaire et secours.

Relais primaires	Relais secours	IF (KA)	IF (KA)
1	6	0.466	0.466
2	1	0.977	0.216
2	7	0.977	0.237
3	2	0.512	0.512
4	3	1.23	0.068
5	4	0.738	0.738
6	5	1.62	0.699

6	14	1.62	0.408
7	5	0.511	0.466
7	13	0.511	0.466
8	7	0.571	0.408
8	9	0.571	0.458
9	10	0.709	0.709
10	11	1.25	0.081
11	12	0.534	0.534
12	13	0.998	0.232
12	14	0.998	0.255
13	8	0.458	0.458
14	1	0.503	0.458
14	9	0.503	0.438

4.8 Application de la méthode d'optimisation par essaim de particules

Les paramètres de PSO choisis dans cette application sont présentés dans le tableau 4.5 et les limites des variables de contrôle ainsi que les contraintes sont représentées par les équations:

Tableau 4.5 : Paramètres du PSO.

Nombre de particules	Nombre d'itération	c_1 and c_2	w_{max}	w_{min}
500	1000	2	0,9	0,5

$$t_{secour} - t_{primaire} \geq 0.2 \tag{4.11}$$

$$0.05 \leq TDS \leq 1 \tag{4.12}$$

$$0.25 \leq I_p \leq 1.5 \tag{4.13}$$

La caractéristique de déclenchement de tous les relais est considérée comme extrêmement inverse selon la norme IEC. Donc, les constantes de (4.2) sont les suivantes : K_1=80 ; K_2=2 ; K_3=-1.

La figure 4.3, présente la caractéristique de convergence de la méthode PSO. D'après cette figure, nous remarquons que la méthode converge après environs 600 itérations. Le tableau

4.6 présente le réglage optimal des relais. D'après ce tableau nous remarquons que la valeur de la fonction objective est 5.69 seconds.

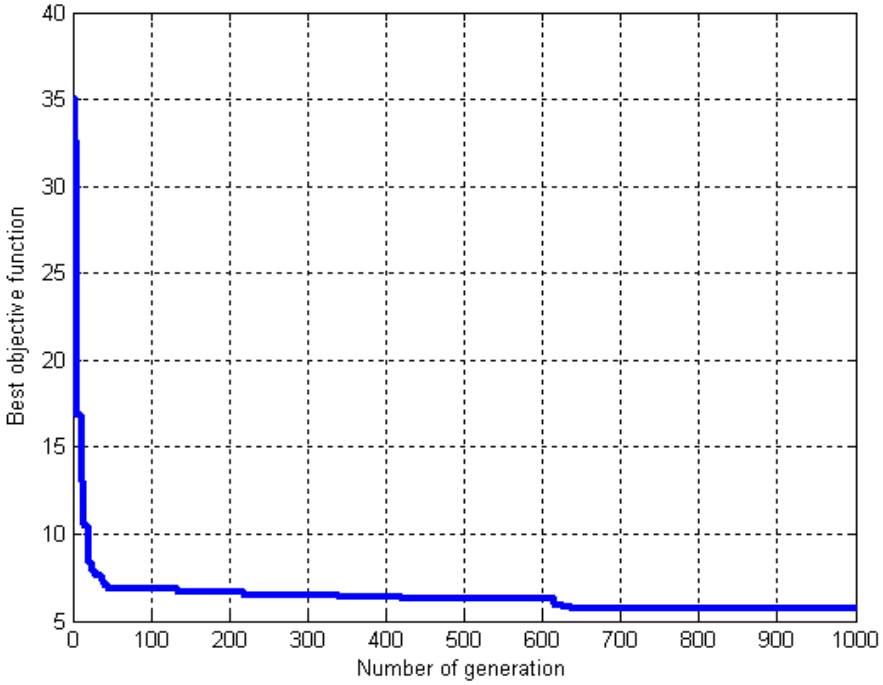


Figure 4.3 : Caractéristique de convergence du PSO.

Tableau 4.6 : Valeurs optimales des régalages des relais obtenues par PSO.

Contrôle variable	valeur optimale
TDS_1	0.355
TDS_2	0.051
TDS_3	0.050
TDS_4	0.050
TDS_5	0.050
TDS_6	0.050
TDS_7	0.519
TDS_8	0.050
TDS_9	1
TDS_{10}	0.050
TDS_{11}	0.050
TDS_{12}	0.247
TDS_{13}	1
TDS_{14}	0.526

Ip_1	0.250
Ip_2	0.490
Ip_3	0.250
Ip_4	1.5
Ip_5	0.390
Ip_6	1.5
Ip_7	0.410
Ip_8	1.020
Ip_9	0.335
Ip_{10}	1.5
Ip_{11}	0.250
Ip_{12}	0.250
Ip_{13}	0.250
Ip_{14}	0.250
F_1	*5.690*

4.9 Validation des résultats d'optimisation par ETAP

Afin de valider les résultats d'optimisation obtenus par PSO, nous allons charger ces réglages optimaux dans ETAP et les tester en examinant la coordination entre les relais pour plusieurs emplacements de court circuit.

4.9.1 Court circuit triphasé au nœud 1

La figure 4.4, présente les séquences de déclenchement des relais primaire et de secours lors de court-circuit au nœud 1. A partir de cette figure, nous pouvons voir que les principaux relais de protection R1, R7 et R9 fonctionnent d'abord suivis par leurs relais de secours R6, R5, R10 et R13, respectivement.

Figure 4.5, présente les courbes de déclenchement de relais primaire R1 et de secours R6. D'après cette figure, nous pouvons remarquer que la coordination entre la protection primaire et de secours est satisfaite. Cette remarque est confirmée par les résultats présentés dans la figure 4.6. À partir de cette figure, nous pouvons voir que t(R6)-t(R1)=2.750s, donc la contrainte présentée par (4.3) est satisfaite.

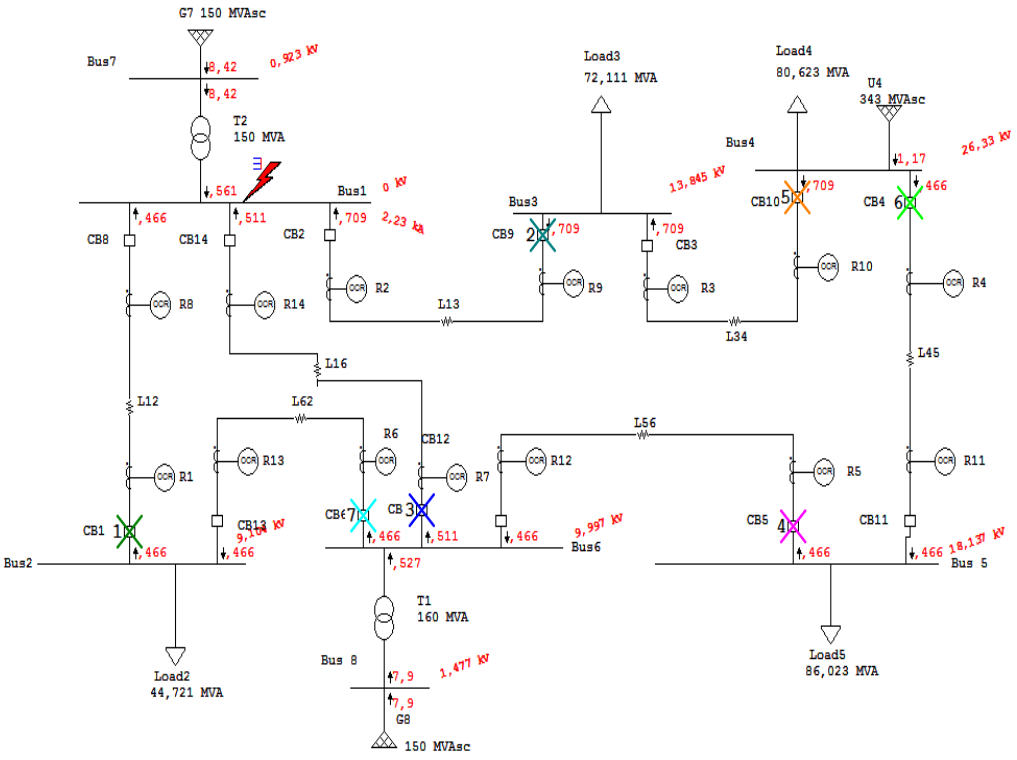


Figure 4.4: Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 1.

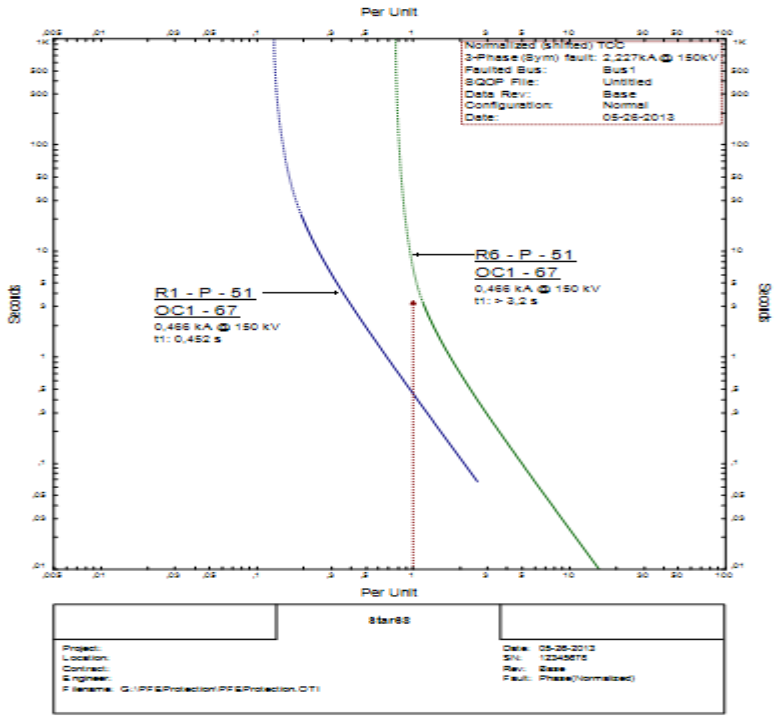


Figure 4.5: Courbes de déclenchement des relais 1 et 5 lors de court circuit au nœud 1.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus1

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-26-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
452	R1	0,466	452		Phase - OC1 - 51 - Reverse
460	R9	0,709	460		Phase - OC1 - 51 - Forward
536	CB1		83,3		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51 - Reverse
544	CB9		83,3		Tripped by R9 Phase - OC1 - 51 - Forward
695	R7	0,511	695		Phase - OC1 - 51 - Reverse
778	CB7		83,3		Tripped by R7 Phase - OC1 - 51 - Reverse
1063	R5	0,466	1063		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1147	CB5		83,3		Tripped by R5 Phase - OC1 - 51 - Reverse
1392	R10	0,709	1392		Phase - OC1 - 51 - Forward
1475	CB10		83,3		Tripped by R10 Phase - OC1 - 51 - Forward
3200	R4	0,466	> 3200		Phase - OC1 - 51 - Forward
3200	R6	0,466	> 3200		Phase - OC1 - 51 - Reverse
3250	CB4		50,0		Tripped by R4 Phase - OC1 - 51 - Forward
3283	CB6		83,3		Tripped by R6 Phase - OC1 - 51 - Reverse

Figure 4.6: Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 1.

4.9.2 Court circuit triphasé au nœud 2

La figure 4.7, présente les séquences de déclenchement des relais primaire et secours lors de court-circuit au nœud 2. A partir de cette figure, nous pouvons voir que les principaux relais de protection R6 et R8 fonctionnent d'abord suivis par leurs relais de secours R5, R7, R9 et R14, respectivement.

Figure 4.8, présente les courbes de déclenchement de relais primaire R6 et de secours R5. D'après cette figure, nous pouvons remarquer que la coordination entre la protection primaire et de secours est satisfaite. Cette remarque est confirmée par les résultats présentés dans la figure 4.9. À partir de cette figure, nous pouvons voir que t(R5)-t(R6)= 0.205s, donc la contrainte présentée par (4.3) est satisfaite.

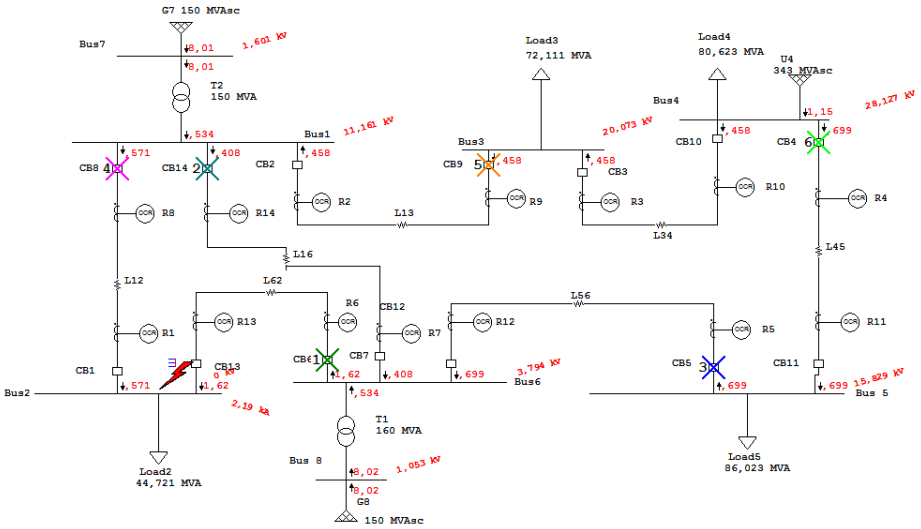


Figure 4.7: Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 2.

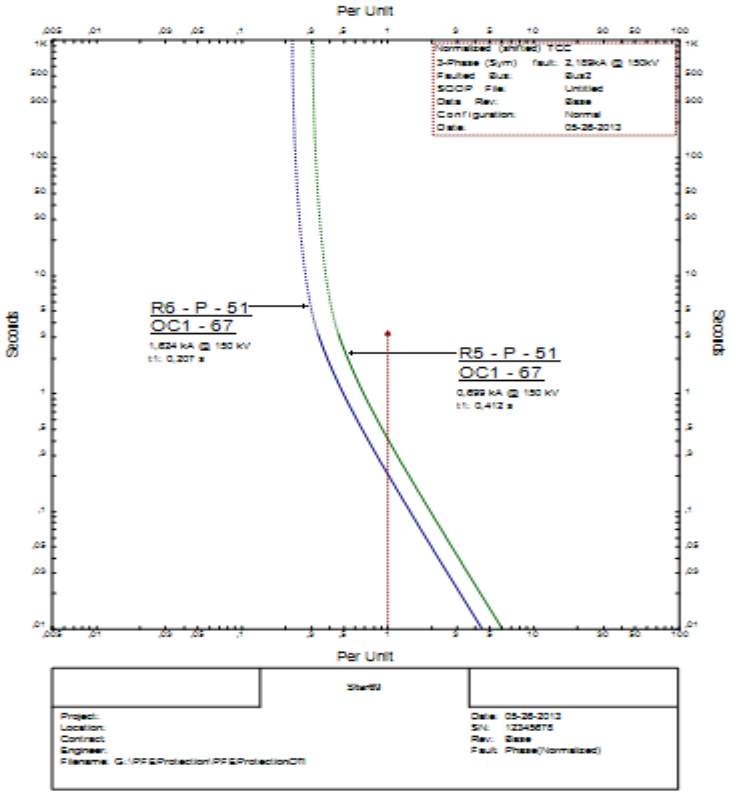


Figure 4.8: Courbes de déclenchement des relais 6 et 5 lors de court circuit au nœud 2

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-26-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
207	R6	1,624	207		Phase - OC1 - 51 - Reverse
290	CB6		83,3		Tripped by R6 Phase - OC1 - 51 - Reverse
409	R14	0,408	409		Phase - OC1 - 51 - Forward
412	R5	0,699	412		Phase - OC1 - 51 - Reverse
493	CB14		83,3		Tripped by R14 Phase - OC1 - 51 - Forward
495	CB5		83,3		Tripped by R5 Phase - OC1 - 51 - Reverse
901	R8	0,571	901		Phase - OC1 - 51 - Forward
984	CB8		83,3		Tripped by R8 Phase - OC1 - 51 - Forward
1111	R9	0,458	1111		Phase - OC1 - 51 - Forward
1194	CB9		83,3		Tripped by R9 Phase - OC1 - 51 - Forward
1444	R4	0,699	1444		Phase - OC1 - 51 - Forward
1494	CB4		50,0		Tripped by R4 Phase - OC1 - 51 - Forward
3200	R10	0,458	> 3200		Phase - OC1 - 51 - Forward
3283	CB10		83,3		Tripped by R10 Phase - OC1 - 51 - Forward

Figure 4.9: Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 2.

4.9.3 Court circuit triphasé au nœud 3

La figure 4.10, présente les séquences de déclenchement des relais primaire et secours lors de court-circuit au nœud 3. A partir de cette figure, nous pouvons voir que les principaux relais de protection R2 et R10 fonctionnent d'abord suivis par leurs relais de secours R1, R7, et R11 , respectivement.

Figure 4.11, présente les courbes de déclenchement de relais primaire R2 et de secours R1. D'après cette figure, nous pouvons remarquer que la coordination entre la protection primaire et de secours est satisfaite. Cette remarque est confirmée par les résultats présentés dans la figure 4.12. À partir de cette figure, nous pouvons voir que t(R1)-t(R2)= 2.178s, donc la contrainte présentée par (4.3) est satisfaite.

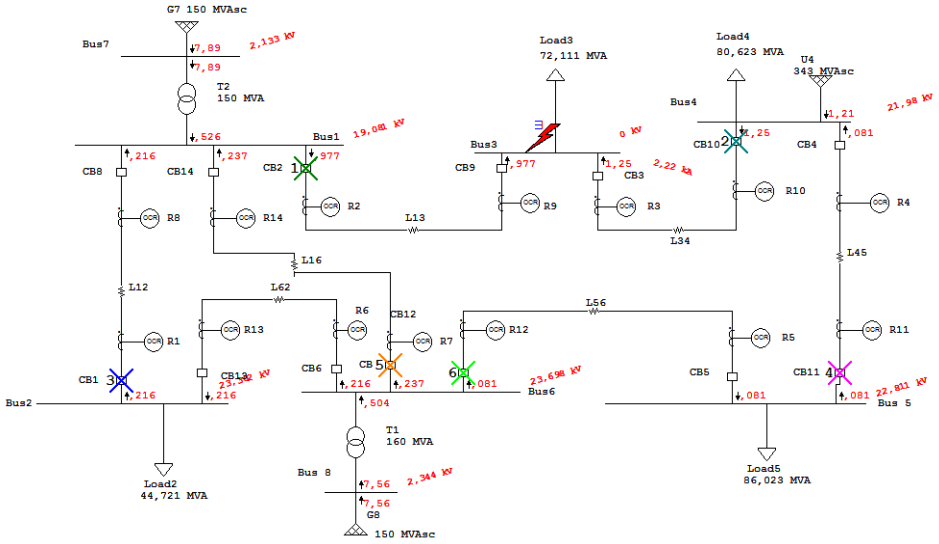


Figure 4.10: Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 3.

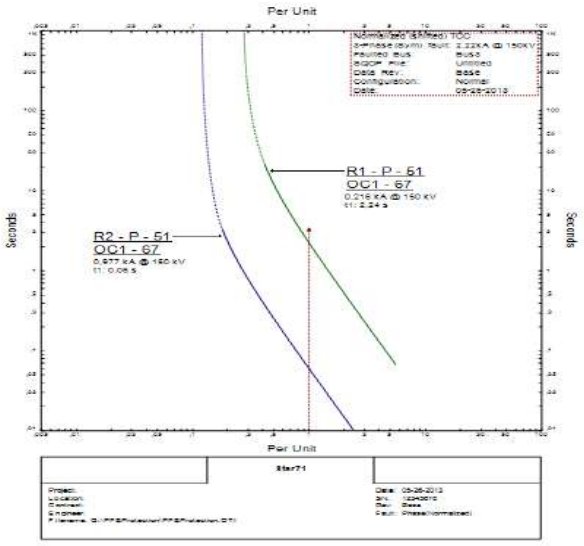


Figure 4.11: Courbes de déclenchement des relais 2 et 1 lors de court circuit au nœud 3

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-26-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60,0	R2	0,977	60,0		Phase - OC1 - 51 - Forward
143	CB2		83,3		Tripped by R2 Phase - OC1 - 51 - Forward
363	R10	1,247	363		Phase - OC1 - 51 - Forward
447	CB10		83,3		Tripped by R10 Phase - OC1 - 51 - Forward
2238	R1	0,216	2238		Phase - OC1 - 51 - Reverse
2322	CB1		83,3		Tripped by R1 Phase - OC1 - 51 - Reverse
3200	R11	0,081	> 3200		Phase - OC1 - 51 - Reverse
3283	CB11		83,3		Tripped by R11 Phase - OC1 - 51 - Reverse
3436	R7	0,237	3436		Phase - OC1 - 51 - Reverse
3519	CB7		83,3		Tripped by R7 Phase - OC1 - 51 - Reverse
15808	R12	0,081	> 15808		Phase - OC1 - 51 - Reverse
15891	CB12		83,3		Tripped by R12 Phase - OC1 - 51 - Reverse

Figure 4.12: Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 3.

4.9.4 Court circuit triphasé au nœud 4

La figure 4.13, présente les séquences de déclenchement des relais primaire et secours lors de court-circuit au nœud 4. A partir de cette figure, nous pouvons voir que les principaux relais de protection R3 et R11 fonctionnent d'abord suivis par leurs relais de secours R2, et R12, respectivement.

Figure 4.14, présente les courbes de déclenchement de relais primaire R3 et de secours R2. D'après cette figure, nous pouvons remarquer que la coordination entre la protection primaire et de secours est satisfaite. Cette remarque est confirmée par les résultats présentés dans la figure 4.15. À partir de cette figure, nous pouvons voir que t(R2)-t(R3)= 0.203s, donc la contrainte présentée par (4.3) est satisfaite.

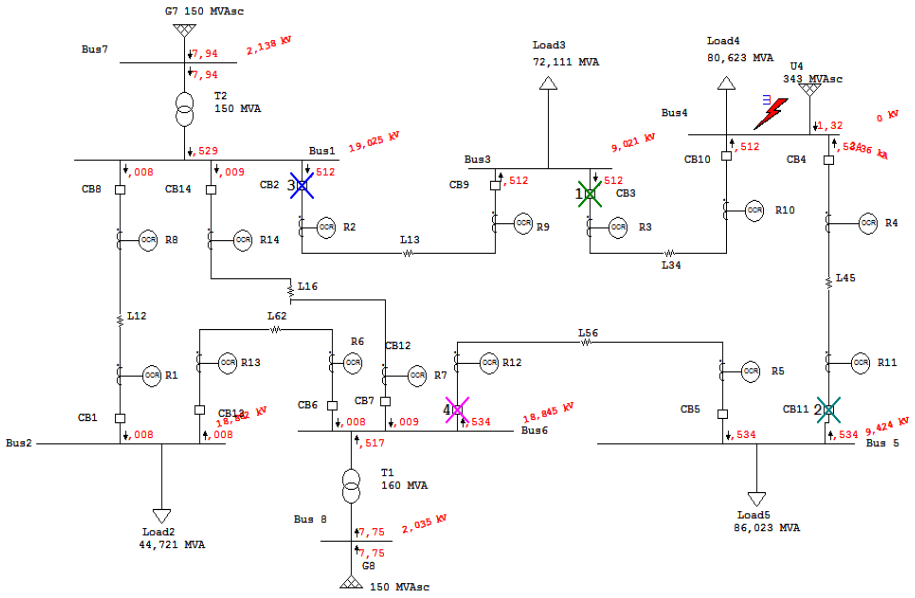


Figure 4.13:Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 4.

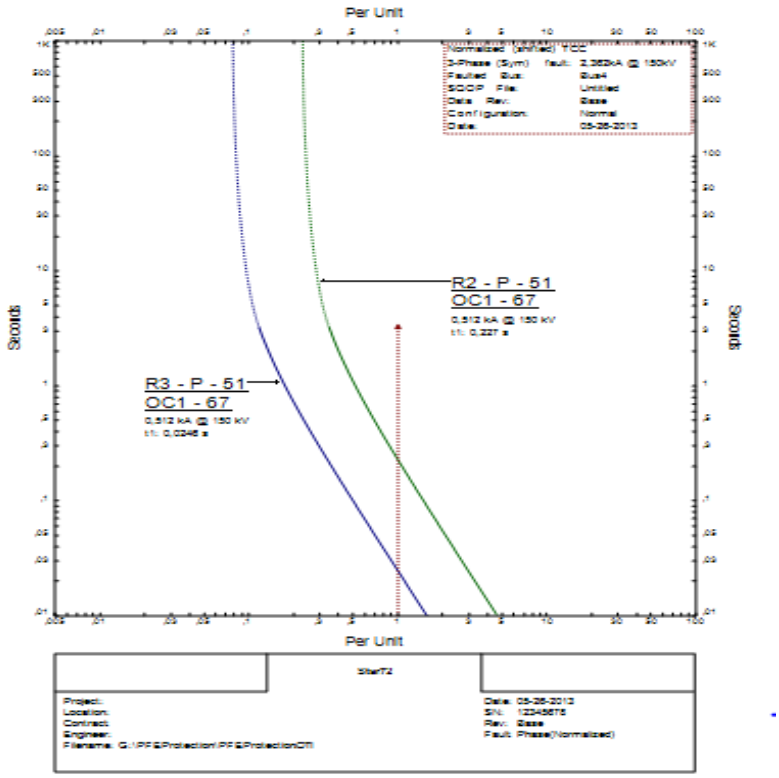


Figure 4.14 : Courbes de déclenchement des relais 3 et 2 lors de court circuit au nœud 4.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus4

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-26-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
24,6	R3	0,512	24,6		Phase - OC1 - 51 - Forward
51,1	R11	0,534	51,1		Phase - OC1 - 51 - Reverse
108	CB3		83,3		Tripped by R3 Phase - OC1 - 51 - Forward
134	CB11		83,3		Tripped by R11 Phase - OC1 - 51 - Reverse
227	R2	0,512	227		Phase - OC1 - 51 - Forward
253	R12	0,534	253		Phase - OC1 - 51 - Reverse
311	CB2		83,3		Tripped by R2 Phase - OC1 - 51 - Forward
336	CB12		83,3		Tripped by R12 Phase - OC1 - 51 - Reverse

Figure 4.15 : Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 4.

4.9.5 Court circuit triphasé au nœud 5

La figure 4.16, présente les séquences de déclenchement des relais primaire et secours lors de court-circuit au nœud 5. A partir de cette figure, nous pouvons voir que les principaux relais de protection R4 et R12 fonctionnent d'abord suivis par leurs relais de secours R3, R13 et R14, respectivement.

Figure 4.17, présente les courbes de déclenchement de relais primaire R12 et de secours R14. D'après cette figure, nous pouvons remarquer que la coordination entre la protection primaire et de secours est satisfaite. Cette remarque est confirmée par les résultats présentés dans la figure 4.18. À partir de cette figure, nous pouvons voir que t(R14)-t(R12)= 0.988s, donc la contrainte présentée par (4.3) est satisfaite.

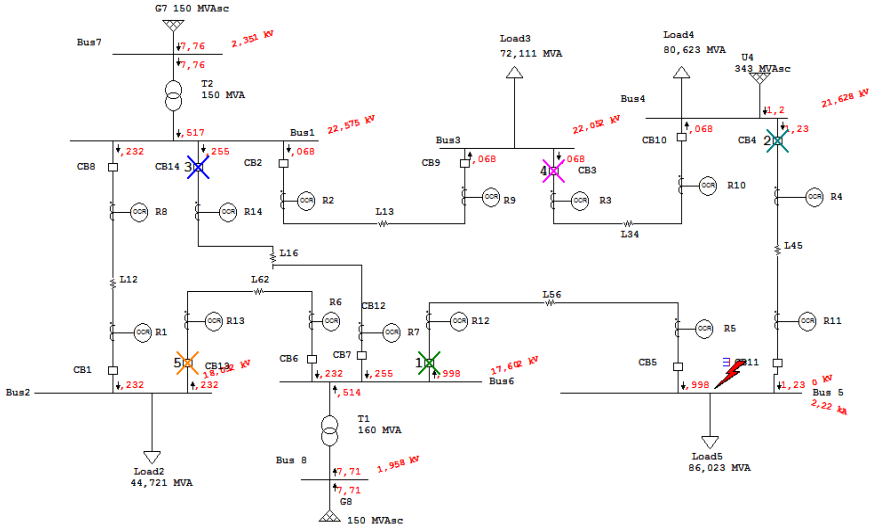


Figure 4.16 : Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 5.

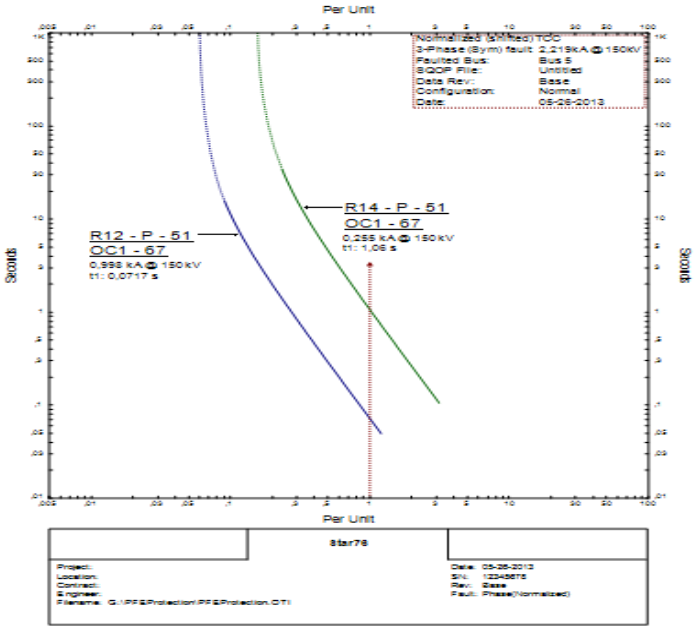
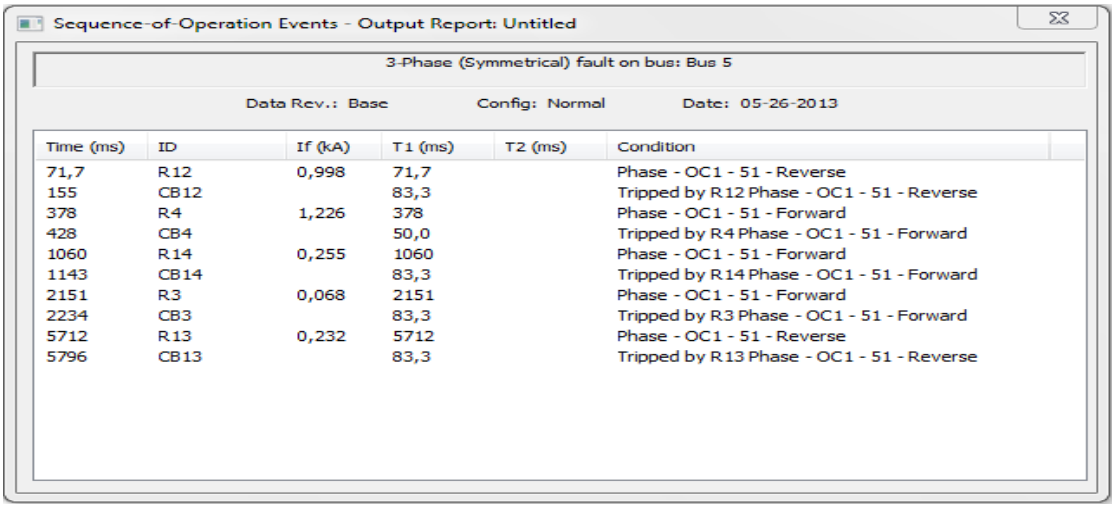


Figure 4.17: Courbes de déclenchement des relais 12 et 14 lors de court circuit au nœud 4


Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus 5

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-26-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
71,7	R12	0,998	71,7		Phase - OC1 - 51 - Reverse
155	CB12		83,3		Tripped by R12 Phase - OC1 - 51 - Reverse
378	R4	1,226	378		Phase - OC1 - 51 - Forward
428	CB4		50,0		Tripped by R4 Phase - OC1 - 51 - Forward
1060	R14	0,255	1060		Phase - OC1 - 51 - Forward
1143	CB14		83,3		Tripped by R14 Phase - OC1 - 51 - Forward
2151	R3	0,068	2151		Phase - OC1 - 51 - Forward
2234	CB3		83,3		Tripped by R3 Phase - OC1 - 51 - Forward
5712	R13	0,232	5712		Phase - OC1 - 51 - Reverse
5796	CB13		83,3		Tripped by R13 Phase - OC1 - 51 - Reverse

Figure 4.18 : Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 5.

4.9.6 Courts circuits triphasés au nœud 6

La figure 4.19, présente les séquences de déclenchement des relais primaire et secours lors de court-circuit au nœud 6. A partir de cette figure, nous pouvons voir que les principaux relais de protection R5, R13 et R14 fonctionnent d'abord suivis par leurs relais de secours R1, R4, R8 et R9, respectivement.

Figure 4.20, présente les courbes de déclenchement de relais primaire R5 et de secours R4. D'après cette figure, nous pouvons remarquer que la coordination entre la protection primaire et de secours est satisfaite. Cette remarque est confirmée par les résultats présentés dans la

figure 4.21. À partir de cette figure, nous pouvons voir que t (R4)-t (R5)=0.885s, donc la contrainte présentée par (4.3) est satisfaite.

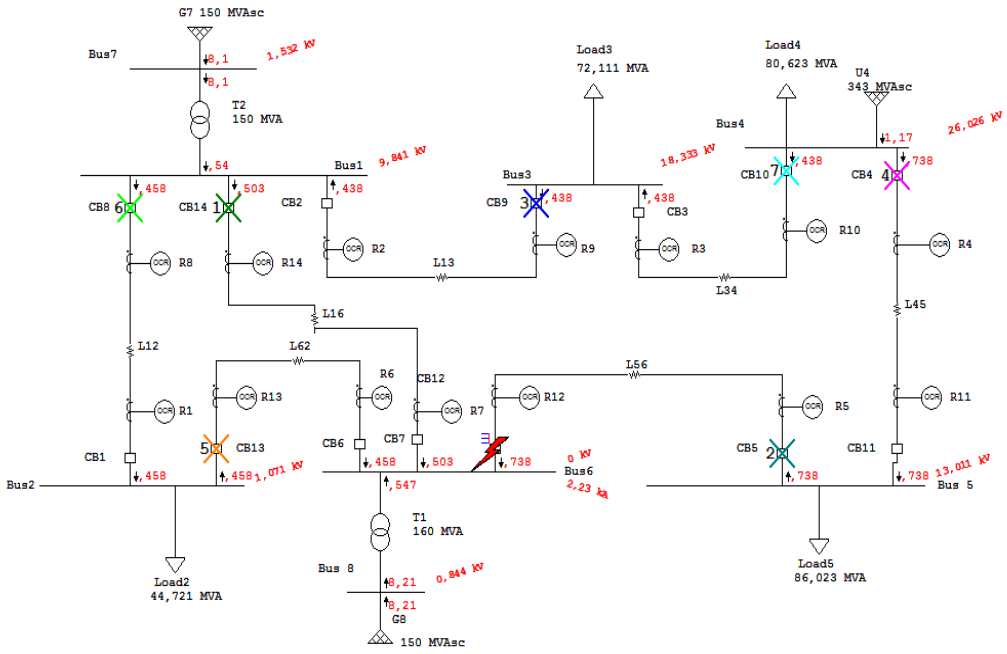


Figure 4.19 : Schéma de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 6.

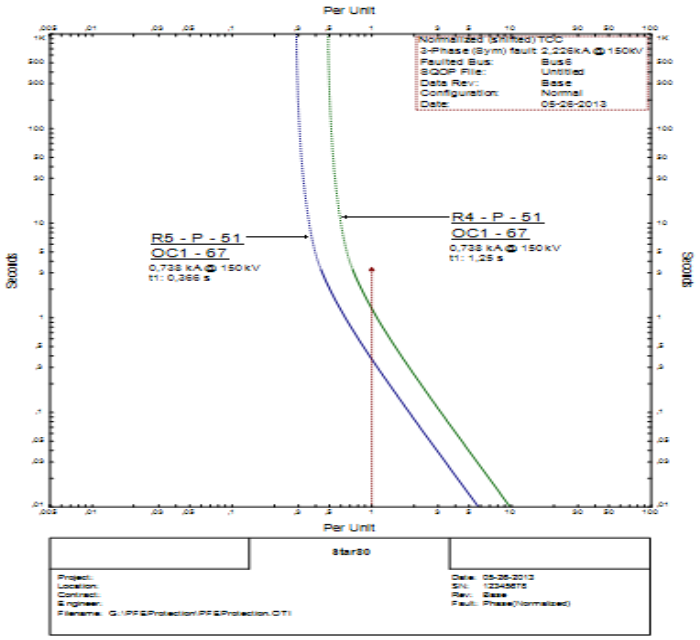


Figure 4.20 : Courbes de déclenchement des relais 5 et 4 lors de court circuit au nœud 6.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus6

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 05-26-2013

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
267	R14	0,503	267		Phase - OC1 - 51 - Forward
351	CB14		83,3		Tripped by R14 Phase - OC1 - 51 - Forward
366	R5	0,738	366		Phase - OC1 - 51 - Reverse
449	CB5		83,3		Tripped by R5 Phase - OC1 - 51 - Reverse
1215	R9	0,438	1215		Phase - OC1 - 51 - Forward
1251	R4	0,738	1251		Phase - OC1 - 51 - Forward
1299	CB9		83,3		Tripped by R9 Phase - OC1 - 51 - Forward
1301	CB4		50,0		Tripped by R4 Phase - OC1 - 51 - Forward
1394	R13	0,458	1394		Phase - OC1 - 51 - Reverse
1477	CB13		83,3		Tripped by R13 Phase - OC1 - 51 - Reverse
1595	R8	0,458	1595		Phase - OC1 - 51 - Forward
1679	CB8		83,3		Tripped by R8 Phase - OC1 - 51 - Forward
3200	R10	0,438	> 3200		Phase - OC1 - 51 - Forward
3283	CB10		83,3		Tripped by R10 Phase - OC1 - 51 - Forward

Figure 4.21 : Séquences de déclenchement des relais lors de court circuit au nœud 6.

4.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons proposé une nouvelle stratégie de coordination des relais de protection en utilisant la méthode d'optimisation par essaim de particules. Le problème de coordination des relais a été formulé comme étant un problème d'optimisation mono-objectif avec contraintes. Pour validation, nous allons implémenter les solutions optimales au niveau du logiciel ETAP power station et les tester pour plusieurs cas de court circuit sur le réseau IEE 8-nœuds. Les résultats obtenus montrent l'efficacité et la capacité de la méthode PSO à résoudre le problème de coordination des relais de protection dans les réseaux interconnectés.

Conclusion générale

Conclusion générale

Depuis la découverte des premières formes de l'´energie, l'humanité n'a cessé de l'utiliser excessivement dans les différents aspects de la vie quotidienne. De ce fait, assurer la continuité de l'alimentation en électricité, et la protéger contre les différents perturbations par les équipements de protections est un enjeu majeur pour l'industrie en général. Mais le choix du type ou de l'emplacement ou encore le paramétrage de ces appareils de protections reste très délicat vue les différents défauts à éviter et la variété des équipements de protection et leurs techniques de réglages.

Dans ce travail, nous avons étudié le principe de réglage et de la coordination des relais de protection dans les réseaux électriques. Au début, nous avons présenté les différents types ainsi que les méthodes de calcul des courants de court circuit. Dans ce cadre, deux méthodes sont présentés à savoir : la méthode d'impédance ainsi que la méthode des composantes symétriques. Ces deux méthodes sont par la suite appliquées en considérant plusieurs types de défauts. Par la suite, nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

En plus, on a présenté les différents types de la sélectivité de la protection excisant dans l'industrie ainsi que le principe de réglage des relais de protection. Dans ce cadre, on a étudié un cas réel de réglage de la protection d'une partie du réseau interne de la centrale électrique SKB. Les résultats obtenus sont validés par le logiciel ETAP power station, dont on a confirmé la bonne coordination des relais pour plusieurs cas de cout circuit.

Finalement, nous avons proposé une nouvelle stratégie de coordination des relais de protection en utilisant la méthode d'optimisation par essaim de particules. Le problème de coordination des relais a été formulé comme étant un problème d'optimisation mono-objectif avec contraintes. Pour validation, nous allons implémenter les solutions optimales au niveau du logiciel ETAP power station et les tester pour plusieurs cas de court circuit sur le réseau IEE 8-nœuds. Les résultats obtenus montrent l'efficacité et la capacité de la méthode PSO à résoudre le problème de coordination des relais de protection dans les réseaux interconnectés.

La continuité de ce travail sera, l'implémentation des relais intelligents sur des microcontrôleurs, DSP ou FPGA et aussi l'étude d'impact des harmoniques sur le bon fonctionnement des relais de protection.

RECHERCHE BIOGRAPHIE

[1] :Mr. Z.M « Etude des protections des réseaux électriques mt (30 & 10 kv) » 01 / 07 /2010.

[2] : Cahier technique n◦158 « Calcul des courants de court-circuit » Schneider électrique.

[3] : Protection des réseaux électriques « Guide de la protection 2003 ».

[4] : protection of electrical network « Christophe Prévé » First published in Great Britain and the United States in 2006 by ISTE Ltd.

[5] : Ch. .A.T. GUEYE "Etude de la sélectivité de la protection électrique au niveau de la centrale thermique CIII de cape des biches (Sénégal) juin 1991.

[6] : IEC-VIT (VIT-B)-LTI (LTI-B) -10PU(1) Very Inverse Time (VIT), Long Time Inverse (LTI) Curves 3000TC0708 01/2008 LaVergne, TN, USA

[7] : JUAN manuel Gers, phd "protection of distribution system in smart grid environnements "septembre2012.

[8] : N. Manamani, "Principles and Settings of Distance Relay on Algerian Transmission Line 220 and 400 kV", Training at GRTE Sétif, Sonelgaz, Algeria, June 2010.

[9]: M. Zellagui, A. Chaghi, "MHO Distance Relay of Transmis-sion Line High Voltage using Series Compensation in Alge-rian Networks", Journal of ACTA Electrotehnica, pp.126-133, vol. 52, no. 3, 2011.

[10] : B.N.H et D.S « dimensionnement des installations électrique d'une station de concassage 500T/h à bordj Bou Arreridj » Ecole poly technique promotion 2010.

[11] : Electricité Réseau Distribution France RH & Communication Unité Opérationnelle Formation « REGLAGE DES PROTECTIONS HTA »

[12] : IEC Standard, " IEC 60255-3 Electrical Relay - Part 3", published by International Electro technical Commission, Switzerland, 1998.

[13]: P.P. Bedekar, and S.R. Bhide, "Optimum Coordination of Overcurrent Relay Timing using Continuous Genetic Algorithm", Expert Systems with Applications, Elsevier, Vol. 38, pp. 11286-11292, 2011.

[14]: D. Uthitsunthom, P. Pao-La-Or, and T. Kulworawanichpong, "Optimal Overcurrent Relay Coordination Using Artificial Bees Colony Algorithm", 8th Electrical Engineering, Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), Bangkok - Thailand, 7-19 May 2011.

[15]: A.S. Noghabi, J. Sadeh, and H.R. Mashhadi, "Considering Different Network Topologies in Optimal Overcurrent Relay Coordination using a Hybrid GA", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 4, pp. 1857-1863, August 2009.

[16]: J. Kennedy, R.C. Eberhart, "Particle Swarm Optimization", 4th IEEE International Conference on Neural Networks (ICNN), Perth - Australia, 27 November - 01 December 1995.

[17]: R.C. Eberhart, J. Kennedy, "A New Optimizer using Particle Swarm Theory", 6th International Symposium on Micro Machine and Human Science (MHS), Nagoya, Japan, pp. 39-43, October 1995.