

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mohamed Khider Biskra



Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Energies Renouvelables
Option : Energies Renouvelables Photovoltaïques

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

Présenté par :
❖ Ben Ameer Abd Essalam
❖ ATTIG Bilal

Thème

***Simulation et réalisation pratique d'une
protection directionnelle***

Soutenu le : / / 2020

Devant le jury composé de :

Mr. Bourek Amor
Mr. Cheriet Ahmed
Mr. Amrani Ishak

Président
Encadreur
Examineur

Année universitaire : 2019/2020

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mohamed Khider Biskra



Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Energies Renouvelables
Option : Energies Renouvelables Photovoltaïques

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

Présenté par :
❖ Ben Ameer Abd Essalam
❖ ATTIG Bilal

Thème

***Simulation et réalisation pratique d'une protection
directionnelle***

Avis favorable de l'encadreur :
Mr. CHERIET Ahmed

Signature

Avis favorable du Président du jury
Mr. Bourek Amor

Signature

Cachet et signature

DÉDICACE

JE DÉDIE CE TRAVAIL

A MA MÈRE ET MON PÈRE

A MA FAMILLE

A MES FRÈRES MES SŒURS ET MES PROCHES

A TOUS MES AMIS.

A TOUS CEUX QUI M'ONT NOURRI DE LEUR SAVOIR.

ET À CEUX QUI PARTAGE DE BONS SOUVENIRS.

ET À TOUS CE QUI ONT ENSEIGNÉ MOI AU LONG DE MA VIE SCOLAIRE.

ATTIG BILAL.

DÉDICACE

JE DÉDIE CE TRAVAIL
À MA TRÈS CHÈRE MÈRE
À MON PÈRE ET MON GRAND PÈRE QUI ONT TOUS JOURS
M'ENCOURAGER.
À MES FRÈRES ET MA SŒUR.
À TOUTE MA FAMILLE.
À TOUS MES AMIS.
À TOUS CEUX QUI M'ONT NOURRI DE LEURS SAVOIR
ET À CEUX QUI PARTAGE DE BONS SOUVENIRS
ET À TOUS CE QUI ONT ENSEIGNÉ MOI AU LONG DE MA VIE SCOLAIRE.

BEN AMEUR ABD ESSALEM.

REMERCIEMENT

EL HAMDOUN LI ALLAH

LE TRAVAIL PRÉSENTÉ DANS CE MÉMOIRE A ÉTÉ EFFECTUÉ AU
DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE DE L'UNIVERSITÉ
MOHAMED KHIDER - BISKRA.

NOUS REMERCIONS DIEU LE TOUT PUISSANT DE NOUS AVOIR DONNÉ
LA VOLONTÉ, LA SANTÉ, ET LA PATIENCE DURANT TOUTES CES
ANNÉES, POUR ACCOMPLIR CE TRAVAIL.

NOUS REMERCIONS SINCÈREMENT MONSIEUR : DR. CHRIET AHMED
POUR SES AIDES, SA GENTILLESSE, SES ENCOURAGEMENTS ET SES
CONSEILS PRÉCIEUX PENDANT LA PÉRIODE DE LA RÉALISATION DE
CE TRAVAIL.

NOUS REMERCIONS ÉGALEMENT TOUS LES MEMBRES DU JURY QUI
NOUS ONT FAIT L'HONNEUR EN ACCEPTANT D'EXAMINER CE
TRAVAIL.

NOUS REMERCIONS TOUS LES ENSEIGNANTS DU DÉPARTEMENT
GÉNIE ÉLECTRIQUE.

A CETTE OCCASION, NOUS REMERCIONS ÉGALEMENT TOUS CEUX
QUI NOUS ONT SOUTENUS DE PRÈS OU DE LOIN DURANT CES DERNIÈRES
ANNÉES.

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE :	3
CHAPITRE I:	
GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES ET LES PRINCIPAUX DEFAUTS DES ALTERNATEURS	
INTRODUCTION :	3
I.1 ARCHITECTURE ET EXPLOITATION DES RESEAUX :	3
I.1.1 DIFFERENTS TYPES DE RESEAUX ELECTRIQUES	3
I.2 NIVEAUX DE TENSION :	4
I.3 REGIMES DU NEUTRE :	5
I.3.1 DEFINITION DU SCHEMA IT	5
I.3.2 SCHEMA TT	6
I.3.3 SCHEMA TN	6
I.4 DIFFERENTES PERTURBATIONS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES :	7
I.4.1 ORIGINES DES PERTURBATIONS DANS LES RESEAUX HTA	7
I.4.2 TYPES DES DEFAUTS	7
I.4.2.1 Court-circuit	7
I.4.2.2 Surcharge	9
I.4.2.3 Surtensions	9
I.4.2.4 Déséquilibre	9
I.4.2.5 Creux de tension	10
I.4.2.6 Oscillations	10
I.5 LES ALTERNATEURS :	10
I.5.1 INTRODUCTION	10
I.5.2 DEUX CATEGORIES DES ALTERNATEURS	11
I.5.2.1 Les alternateurs pôles lisses	11
I.5.2.2 Les alternateurs pôles saillants	11
I.5.3 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN ALTERNATEUR	12
I.5.3.1 Constitution d'une machine synchrone	12
I.5.3.2 Fonctionnement des alternateurs	12
I.5.4 TYPES DE DEFAUTS DANS LES ALTERNATEURS ET LES PROTECTIONS ASSOCIEES	13

**CHAPITRE II :
FONCTIONS DE LA PROTECTION**

INTRODUCTION :	17
II. 1. FONCTIONS PRINCIPALES :	17
II.2. COMPOSANTS DE BASE :	18
II.3. RELAIS DE PROTECTION:	18
II.3.1. DIFFERENTS TYPES DE RELAIS :	19
II.3.1.1. Relais électromagnétiques :	19
II.3.1.2. Relais statique :	20
II.3.1.3. Relais numériques :	20
II.3.1.4. Relais directionnel :	21
II.3.1.5. Relais différentielle :	21
II.5. DISJONCTEUR :	23
II.5.1. PROTECTION A MAXIMUM DE COURANT PHASE :	24
II.5.1.1. Protection à temps indépendant :	25
II.5.1.2. Protection à temps dépendant :	25
II.5.2. PROTECTION A MAXIMUM DE COURANT TERRE :	26
II.5.2.1. Mesure du courant résiduel :	26
II.6. PROTECTION DIRECTIONNELLE :	27
II.6.1. PROTECTION DIRECTIONNELLE DE PHASE :	28
II.7. PROTECTION DE DISTANCE :	30
II.8. PROTECTION DES MOTEURS SYNCHRONES CONTRE UN FONCTIONNEMENT EN ALTERNATEUR :	31
II.9. PROTECTION DES GENERATEURS :	31
II.10. LA SELECTIVITE DES PROTECTIONS :	35

CHAPITRE III :

**SIMULATION DE LA PROTECTION A MAX DE COURANT
DIRECTIONNELLE**

INTRODUCTION.....37

III.1. SIMULATION D’UNE PROTECTION A MAX DE COURANT37

 III.1.1. SCHEMAS DE SIMULATION :.....37

 • Schéma synoptique (.....37

 • Schémas Simulink/Matlab.....38

 III.1.2. RESULTATS DE LA SIMULATION :.....40

III.2 RELAIS DE PROTECTION DIRECTIONNEL43

 III.2.1. SCHEMAS DE SIMULATION :.....43

 • Schéma synoptique.....43

 • Schémas Simulink/Matlab.....44

 III.2.2. RESULTATS DE LA SIMULATION :.....47

III.3 PROTECTION A MAX DE COURANT DIRECTIONNEL49

 III.1.1. SCHEMAS DE SIMULATION :.....49

 • Schéma synoptique.....49

 • Schémas Simulink/Matlab.....50

 III.1.2. RESULTATS DE LA SIMULATION :.....53

CONCLUSION.....55

CONCLUSION GENERALE56

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES57

RÉSUMÉ.....60

Table des figures

Fig I. 1 : Structure de réseaux électrique.....	4
Fig I. 2 : Niveaux de tension normalisés.....	4
Fig I. 3 : Schéma IT.....	5
Fig I. 4 : Schéma TT.....	6
Fig I. 5 : Schéma TNC et le schéma TNS.....	6
Fig I. 6 : Différents types des défauts de CC.....	8
Fig I. 7 : Représentation schématique d'un alternateur à pôles lisses et l'un des pôles saillants.....	11
Fig II. 1 : Elements constitutifs d'un système de protection.....	18
Fig II. 2 : Principe de relais électromagnétique.....	19
Fig II. 3 : Schéma synoptique d'une protection différentielle d'un alternateur.....	22
Fig II. 4 : Temps de déclenchement d'un disjoncteur.....	24
Fig II. 5 : Protection à temps indépendant.....	25
Fig II. 6 : Protection à temps dépendant.....	25
Fig II. 7 : Mesure du courant résiduel par un tore.....	26
Fig II. 8 : Mesure du courant résiduel par 3 TC.....	27
Fig II. 9 : Principe de la protection directionnelle.....	28
Fig II. 10 : Caractéristique de fonctionnement d'une protection à maximum de courant directionnelle.....	29
Fig II. 11 : Caractéristique de fonctionnement d'une protection mesurant la projection du courant.....	29
Fig II. 12 : Caractéristiques de fonctionnement du relais de distance.....	30
Fig II. 13 : Seuil de la protection à maximum de courant a retenue de tension.....	32
Fig II. 14 : Alternateur couplé avec d'autres sources.....	33

Fig III. 1 : Schéma synoptique d'une protection à max de courant.....	37
Fig III. 2 : Schéma de simulation d'un relais à max de courant.	38
Fig III. 3 : Schéma de simulation d'un système de protection à max de courant..	39
Fig III. 4 : Courant de la charge.....	40
Fig III. 5 : Tension de la charge.....	41
Fig III. 6 : Signal de commande.....	41
Fig III. 7 : Courant de la charge.....	41
Fig III. 8 : Tension de la charge.....	42
Fig III. 9 : Signal de commande du disjoncteur.....	42
Fig III. 10 : Schéma synoptique d'un relais directionnel.....	43
Fig III. 11 : Schéma de simulation d'un relais directionnel.	44
Fig III. 12 : Schéma pour la mesure de déphasage (Elément 1).	45
Fig III. 13 : Schéma de simulation pour générer le signal de commande (Elément 2).	45
Fig III. 14 : Schéma de simulation complète d'un système de protection directionnelle.....	46
Fig III. 15 : Courant de la charge.....	47
Fig III. 16 : Tension de la charge.....	47
Fig III. 17 : Signal de commande généré par le relai.....	48
Fig III. 18 : Le déphasage (θ).....	48
Fig III. 19 : Schéma synoptique d'une protection à max de courant directionnelle.	49
Fig III. 20 : Schéma de simulation d'un système de protection directionnelle.	51
Fig III. 21 : Schéma de simulation d'un relais directionnel.	52
Fig III. 22 : Courant de la source 1.	53
Fig III. 23 : Tension de la source 1.	53
Fig III. 24 : Signal de commande du disjoncteur.....	53
Fig III. 25 : Le déphasage (θ).....	54
Fig III. 26 : Courant de la charge.....	54
Fig III. 27 : Tension de la charge.....	54

Introduction générale :

Les réseaux électriques sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour notre société. Ces réseaux sont conçus traditionnellement d'une manière verticale où les transferts de l'énergie suivent le schéma dit « du haut en bas » : Production -Transport-Distribution.

En effet, les réseaux électriques sont traditionnellement exploités d'une manière centralisée. Ainsi, la plus grande partie de la production électrique est centrée autour de centrales à grande capacité de production (type centrales hydrauliques, thermiques, nucléaires). Cette production est souvent liée à des emplacements géographiques adéquats (sources d'eau, impératifs techniques, ...). L'énergie est ensuite acheminée vers les grands centres de consommation à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent à de grandes distances et à des niveaux de tension plus au moins importants. Cette structure a été construite sur des bases économiques, de sécurité du système et de qualité de fourniture de l'énergie. Ainsi, la production est ajustée à la consommation instantanément (par surveillance de la fréquence et sur la base de modèles de prévision de charges très élaborés).

Les alternateurs de production électrique peuvent, comme tous les appareils industriels, être affectés de défauts de fonctionnement. Ces défauts les rendent en général inaptes à plus ou moins long terme, à assurer leur service, et perturbent le fonctionnement d'autres matériels. Les défauts, ainsi que les conditions anormales de fonctionnement, doivent donc être détectés le plus rapidement possible et provoquer la déconnexion électrique entre la machine et le réseau auquel elle est raccordée.

Le rôle des relais de protections électriques est de détecter les différents défauts possibles, et d'élaborer les actions nécessaires de signalisation et d'ouverture du dispositif de coupure, qui peut être un disjoncteur de groupe (reliant la machine au réseau) ou un disjoncteur de champ (disjoncteur d'excitatrice). Toutefois leur action sur les disjoncteurs doit être sélective et dans la plupart des cas temporisé pour permettre une protection intelligente et plus sûre.

Ce travail sera consacré à l'étude des différents défauts touchants les alternateurs, et en particulier l'inversion de l'écoulement de puissance. Un schéma de protection contre ce dernier défaut sera proposé, il s'agit d'une protection à max de courant directionnelle.

Ce mémoire est structuré comme suit:

- ❖ **Premier chapitre** : généralités sur les réseaux électriques et les défauts électriques, aussi bien que les principaux dommages des alternateurs.
- ❖ **Deuxième chapitre** : rapporte les différentes fonctions de protection.
- ❖ **Troisième chapitre** : propose un schéma de simulation d'une protection à max de courant directionnelle dont l'environnement utilisé est simulink de Matlab.

Chapitre I:

Généralités sur les réseaux électriques et les principaux défauts des alternateurs

Introduction :

La production de l'énergie électrique à proximité des lieux d'utilisation n'est pas toujours possible. Généralement, cette énergie est produite par des groupes de production « G » sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de consommation. Elle sera ensuite transformée sous une haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV.....) par des transformateurs élévateurs (TE) installés à la sortie des générateurs. La totalité de l'énergie produite ou le surplus disponible sera transporté par un ensemble de lignes électriques (L) sous une haute tension, plusieurs dizaines ou centaines de kilomètres, jusqu'aux centres de consommation. Cette énergie sera de nouveau transformée par des transformateurs abaisseurs (TA), puis elle distribuée sous une moyenne tension (30kV, 10 kV....) pour la mettre à la disposition des usagers. Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs. [1] [2]

I.1 Architecture et exploitation des réseaux :

Le système électrique est structuré en plusieurs niveaux (Figure 1-1), Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final. [4]

I.1.1 Différents types de réseaux électriques :

Les réseaux électriques sont partagés en trois types :

- **Les réseaux de transport (THT ou HT) :**

Transportent l'énergie des gros centres de production vers les régions consommatrices. Ces réseaux sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs. [3]

- **Les réseaux de répartition :**

À haute tension (HT) assurent, à l'échelle régionale, la desserte des points de livraison à la distribution. Ces réseaux sont, en grande partie, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. [4]

Généralités sur les réseaux électriques et les principaux défauts des alternateurs

• Les réseaux de distribution :

Sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux HT/MT. [4]

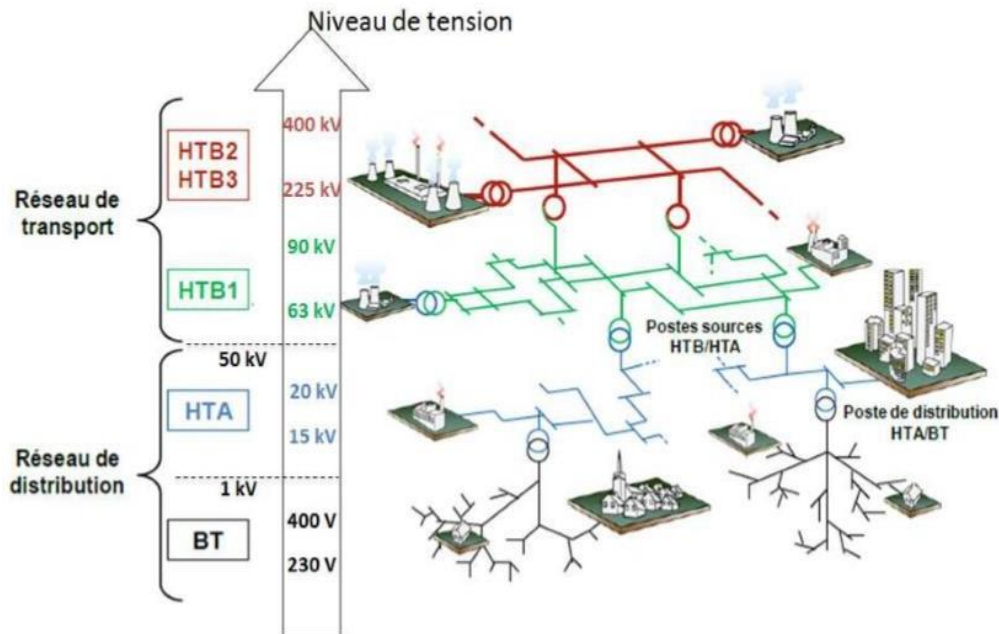


Fig I. 1 Structure de réseaux électrique.

I.2 Niveaux de tension :

Les tensions normalisées selon la CEI : La nouvelle norme CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit (Figure I.2) :

HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.

HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.

BTB : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.

BTA : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.

TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

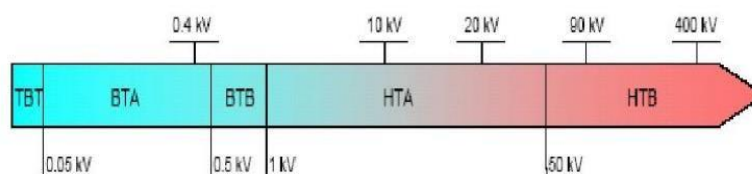


Fig I. 2 Niveaux de tension normalisés.

Nous prendrons par convention dans ce qui suit :

- HTB désignera la Haute Tension HT.
- HTA désignera la Moyenne Tension MT.
- BTB et BTA désignerons le domaine de la Basse Tension BT. [5]

I.3 Régimes du neutre :

Dans une installation Haute ou Basse tension, le neutre peut ou non être relié à la terre. On parle alors de régime du neutre. Dans un réseau, le régime de neutre joue un rôle très important. Lors d'un défaut d'isolement, ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par le courant de défauts, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre [6]. En effet, il existe trois schémas de liaison à la terre, ils sont définis par deux lettres.

La première définit la situation du point neutre par rapport à la terre :

- T : le point neutre est relié directement à la terre.
- I : le point neutre est isolé de la terre ou relié par une impédance élevée à la terre.

Et la deuxième définit la situation des masses de l'installation par rapport à la terre :

- T : les masses sont reliées directement à la terre.
- N : les masses sont reliées directement au conducteur.

I.3.1 Définition du schéma IT :

Le schéma IT appelé communément neutre isolé est illustré par la figure (I.3). Le neutre est isolé ou relié à la terre par une impédance élevée (première lettre I). Les masses des récepteurs sont interconnectées soit totalement, soit par groupes. Chaque groupe interconnecté est relié à une prise de terre (deuxième lettre T). Il est possible qu'une ou plusieurs masses soient reliées séparément à la terre. [6]

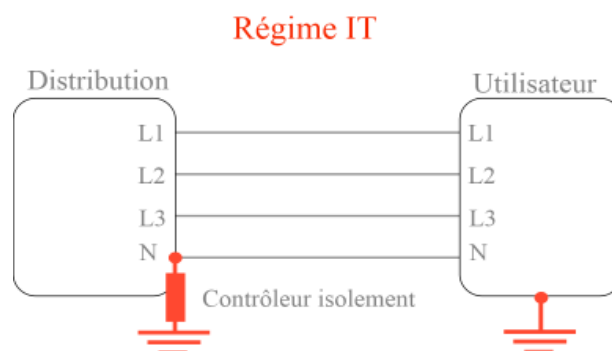


Fig I. 3 Schéma IT.

I.4 Différentes perturbations dans les réseaux électriques :

Tout phénomène qui engendre une modification, plus ou moins grande, des valeurs nominales des grandeurs : tension, courant, est une perturbation.

I.4.1 Origines des perturbations dans les réseaux HTA : [7]

Le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car lié à de nombreux paramètres aléatoires. Ainsi, les courts-circuits peuvent avoir diverses origines :

- **Electriques :**

C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.

- **Atmosphériques :**

Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.

- **Mécaniques :**

C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.

- **Humaines :**

Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

On trouve plusieurs catégories de défauts dans les réseaux HTA. Ceux-ci sont caractérisés par leur type, leur durée et l'intensité du courant de défaut. Ainsi, on distingue :

I.4.2 Types des défauts :

I.4.2.1 Court-circuit :

Les courts-circuits **Figure (I.6)** sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau. [8]

- **Les défauts triphasés :**

Ce sont les courts-circuits entre les trois phases **Figure (I.6(a))**.

- **Les défauts biphasés :**

Ce sont les courts-circuits entre deux phases **Figure (I.6 (b,c))**.

- **Les défauts monophasés :**

Ce sont des défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre **Figure (I.6(d))**.

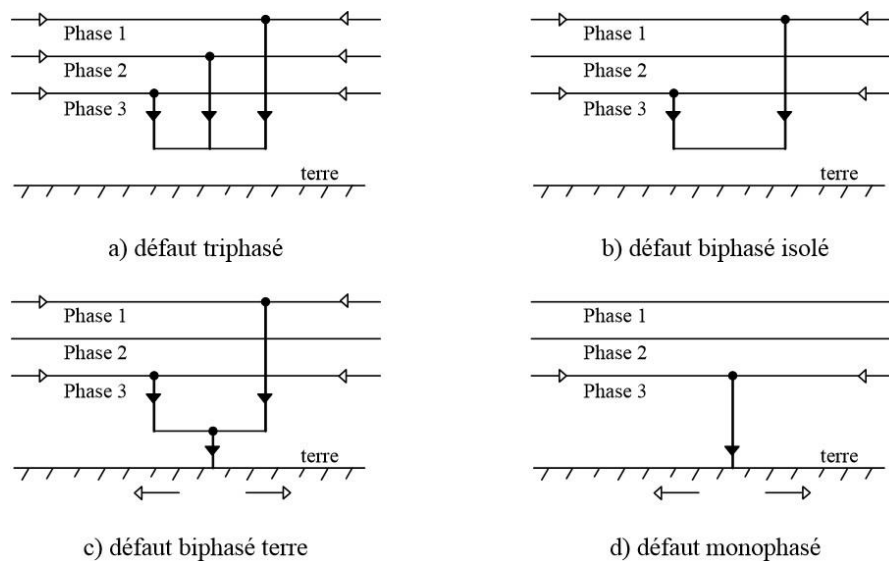


Fig I. 6 Différents types des défauts de CC.

➤ **Conséquences des courts circuits :**

Parmi les effets d'un court-circuit :

- A l'endroit du court-circuit un arc électrique apparaît et entraîne l'échauffement des conducteurs créant, ainsi, la détérioration des isolants ; ce qui provoque à la longue leurs claquage.
- Apparition d'une surintensité.
- Apparition d'efforts électrodynamiques avec déformation des jeux de barres et arrachement des câbles.
- Chute de tension qui provoque le décrochage des machines
- Déséquilibre du réseau.
- Pertes de synchronisme
- Influence sur les lignes de télécommunication. [9]

I.4.2.2 Surcharge :

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

- Le court-circuit.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges. [13]

➤ **Conséquences :**

L'augmentation de la puissance appelée est traduite par un appel de courant plus important qui engendre l'augmentation de la température de l'installation au-delà de ses limites normales de fonctionnement. Cette augmentation de température provoque l'usure des isolants qui entraîne à la longue leurs claquages ainsi que l'apparition d'autres défauts.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau. [9]

I.4.2.3 Surtensions :

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- Les surtensions lentes. [13]

➤ **Causes et conséquences des surtensions :**

Les surtensions sont dues à différentes causes : [9]

- Déclenchement ou extinction des courants inductifs ou capacitifs.
- Commutation de l'électronique de puissance.
- Apparition ou disparition d'un défaut.
- Perte de charge.
- Foudre touchant directement ou indirectement une ligne.

Les conséquences d'une surtension sont le claquage et le vieillissement de l'isolation. [9]

I.4.2.4 Déséquilibre :

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

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

Généralités sur les réseaux électriques et les principaux défauts des alternateurs

- Des échauffements.

Contre toutes les anomalies précédemment citées, il a lieu d'élaborer une Philosophie de protection de tout le système électrique. [9][13]

➤ **Causes de déséquilibre : [9]**

Le déséquilibre est causé par :

- Le court-circuit.
- La rupture de phase.
- Le mauvais fonctionnement du disjoncteur.

➤ **Conséquences de déséquilibre : [9]**

Les conséquences du déséquilibre sont :

- Echauffement des conducteurs.
- Vibration des machines tournantes.

I.4.2.5 Creux de tension :

On appelle creux de tension toute baisse ou diminution de l'amplitude de la tension pendant un temps compris entre 10ms et 1s. Ils sont souvent dus aux déséquilibres dans les réseaux triphasés. Ces creux engendrent :

- Une perte de synchronisme des moteurs synchrones et instabilité des moteurs asynchrones.
- Une perturbation de l'éclairage par la baisse de son intensité. [13]

I.4.2.6 Oscillations :

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques. [9][13]

I.5 Les alternateurs :

I.5.1 Introduction :

Le terme alternateur fait référence des machines électriques synchrones rotor bobiné fonctionnant en mode générateur. La constitution mécanique du stator est sensiblement la même que pour une génératrice asynchrone avec la présence, dans les encoches des tôles magnétiques, de trois enroulements idéalement répartis pour former un système triphasé en

sortie de l'induit. En revanche, le rotor diffère fortement de la cage d'écureuil, en cela qu'il présente des conducteurs bobinés autour de différents pôles magnétiques qui créent, par le biais de l'alimentation de la roue polaire, le flux magnétique circulant dans l'alternateur. [12]

I.5.2 Deux catégories des alternateurs :

Deux catégories de machines se distinguent alors : [10]

I.5.2.1 Les alternateurs pôles lisses :

Dans lesquels la topologie mécanique du rotor est proche de celle trouvée au stator, formée d'encoches dans les tôles magnétiques et l'intérieur desquelles sont insérés les conducteurs des différents pôles de l'inducteur. La forme d'onde du champ magnétique, souhaitée en général la plus sinusoïdale possible, résulte de la répartition spatiale des conducteurs dans les encoches du rotor.

I.5.2.2 Les alternateurs pôles saillants :

Présentant des pôles magnétiques protubérants autour desquels sont enroulés les conducteurs électriques. Pour cette topologie d'inducteur, la forme d'onde du champ magnétique créé est dépendante de la forme mécanique des pôles. Ces derniers représentent les pics positifs ou négatifs du champ magnétique généré et sont dotés d'épanouissements polaires de façon à arrondir convenablement les parties supérieures et inférieures de la forme d'onde alternative. L'évolution inter-polaire est quand elle est considérée comme quasiment linéaire puisque cet espace est composé d'air.

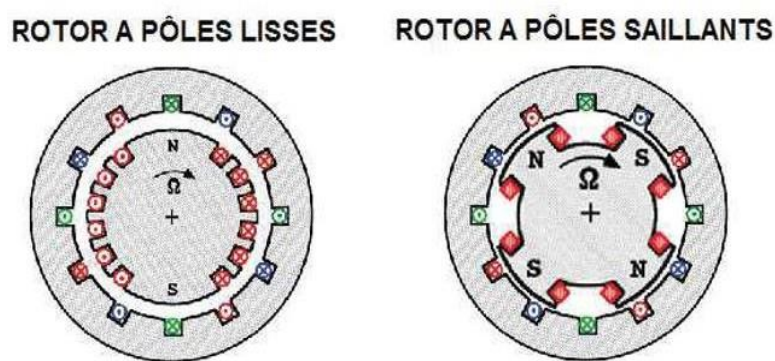


Fig I. 7 Représentation schématique d'un alternateur à pôles lisses et l'un des pôles saillants.

I.5.3 Principe de fonctionnement d'un alternateur :

I.5.3.1 Constitution d'une machine synchrone :

La machine synchrone est constituée d'un : [9]

a) Stator :

Il se compose d'un noyau feuilleté ayant la forme d'un cylindre vide, doté d'un ensemble de trois enroulements triphasés logés dans des encoches, ces enroulements décalés de 120° les uns par rapport aux autres. L'ensemble des trois enroulements est toujours connecté en étoile avec un accès sur le point neutre pour permettre sa mise à la terre.

b) Rotor :

Il s'agit d'un électroaimant, doté d'un enroulement d'excitation qui en régime établi est parcouru par un courant continu, cet électroaimant produit dans l'entrefer de la machine un champ magnétique fixe par rapport au rotor.

Il peut aussi s'agir d'un aimant permanent sans enroulement d'excitation.

En plus de l'enroulement à courant continu dans le rotor, on installe une cage d'écureuil dans la face des pôles. En régime permanent, cet enroulement ne porte aucun courant, car le rotor tourne à la vitesse synchrone. Lorsque la charge de l'alternateur change brusquement, il en résulte une oscillation mécanique du rotor de part et d'autre de la vitesse synchrone et un courant induit se met à circuler transitoirement dans la cage. Ce courant réagit avec le champ et amortit les oscillations du rotor ; pour cette raison, cette cage d'écureuil est appelée enroulement amortisseur.

I.5.3.2 Fonctionnement des alternateurs :

Avec les alternateurs le champ magnétique est placé sur la partie rotative (le rotor) de la machine à électroaimant doté d'un enroulement d'excitation. Si on fait tourner le rotor à l'aide d'une force motrice extérieur, les lignes de flux produites par les pôles inducteurs balaient les trois enroulements du stator et induisent dans ceux-ci des tensions triphasées. [9]

➤ Synchronisation avec le réseau :

Pour synchroniser l'alternateur avec le réseau de distribution électrique quatre conditions doivent être satisfaites : [9]

• Ordre des phases :

L'ordre (de rotation) des trois phases de l'alternateur doit être le même que celui des trois phases du réseau électrique.

Généralités sur les réseaux électriques et les principaux défauts des alternateurs

- **Amplitude de la tension :**

L'amplitude de la tension sinusoïdale produite par l'alternateur doit être égale à celle de la tension sinusoïdale du réseau électrique

- **Fréquence :**

La fréquence de la tension sinusoïdale produite par l'alternateur doit être égale à celle de la tension sinusoïdale du réseau électrique.

- **Angle de phase :**

L'angle de phase entre la tension produite par l'alternateur et la tension du réseau électrique doit être égal à 0.

- **Stabilité de l'alternateur :**

Parmi les facteurs qui donnent le bon fonctionnement d'un système électro-énergétique est la stabilité et en particulier la stabilité transitoire.

- **Stabilité statique :**

Un réseau électrique de transmission d'énergie est dit en régime de stabilité statique si, à la suite d'une perturbation de faible amplitude, il atteint un état de régime permanent identique au régime initial ou très voisin de celui-ci. [11]

- **Stabilité transitoire :**

Un réseau électrique de transmission d'énergie est dit en stabilité transitoire relative à un cycle de perturbations de grande amplitude si, à la suite de ce cycle de perturbations il se trouve en état de régime de marche synchrone.

I.5.4 Types de défauts dans les alternateurs et les protections associées : [9]

➤ **Surcharge :**

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

- Une augmentation du couple demandé.
- Une augmentation anormale du nombre de consommateur.
- Diminution du facteur de puissance.
- Diminution ou augmentation de la tension du réseau.
- Les surcharges sont synonymes de surintensités et provoquent les échauffements exagérés des câbles. Elles diminuent la durée de vie des isolants.

Le moyen de protection contre ce défaut est le contrôle de l'intensité par un relais à image thermique ou par un relais à maximum de courant à temps dépendant.

➤ **Déséquilibre :**

Si la charge n'est plus équilibrée, ce qui peut arriver lors d'un court-circuit sur le réseau, il y aura apparition des composantes symétriques. Le courant inverse peut causer un échauffement du rotor.

La protection est assurée par la détection de la composante inverse à temps indépendante ou à temps dépendante.

➤ **Défaut interne entre phases :**

Principalement dû à la dégradation des isolants et peut être à l'origine d'un incendie, d'un échauffement sur le trajet du courant de court-circuit et d'une modification des grandeurs électriques.

Le moyen de protection est l'emploi d'un relais à maximum de courant à temps indépendant ou dépendant.

➤ **Court-circuit externe entre phases :**

On a vu que la valeur maximum du courant de court-circuit doit être calculée en tenant compte de l'impédance sub-transitoire. La valeur de courant détectée par une protection faiblement temporisée doit être calculée en prenant en compte l'impédance transitoire.

Ce type de défaut est détecté efficacement par une protection à maximum de courant.

➤ **Défaut interne entre phase et masse :**

L'amplitude du courant de court-circuit dépend du régime de neutre et de la position du défaut dans le bobinage. Le défaut entre phases et le défaut à la masse peut exiger le rembobinage de l'alternateur, et peut aussi causer des dégâts irréparables sur le circuit magnétique.

➤ **Défaut entre phases dans le stator :**

On utilise une protection différentielle haute impédance ou à pourcentage. Si le générateur fonctionne en parallèle avec d'autres sources, une protection à maximum de phase directionnelle peut détecter des défauts internes.

➤ **Défaut à la masse du stator :**

Si le neutre est à la terre au point neutre de l'alternateur, on utilise une protection à maximum de courant terre ou une protection différentielle de terre restreinte.

Si le neutre est à la terre dans le réseau et non au point neutre de l'alternateur, le défaut à la masse est détecté par:

Généralités sur les réseaux électriques et les principaux défauts des alternateurs

- Une protection à maximum de courant terre au niveau du disjoncteur du générateur quand celui-ci est couplé au réseau.
- Un dispositif de surveillance d'isolement pour régime de neutre isolé quand le générateur est découplé du réseau. Si le neutre est impédant au point neutre de l'alternateur, on utilise une protection 100% masse stator.

➤ **Défaut à la masse du rotor du rotor du rotor du rotor :**

Lorsque le circuit d'excitation est accessible, le défaut à la masse est surveillé par un contrôleur permanent d'isolement.

➤ **Perte d'excitation :**

La perte d'excitation d'un alternateur préalablement couplé au réseau provoque sa désynchronisation de ce réseau. Il fonctionne alors en asynchrone, en légère survitesse, et absorbe de la puissance réactive. Les conséquences sont un échauffement du stator car le courant réactif peut être élevé, et un échauffement du rotor car il n'est pas dimensionné pour les courants induits.

En revanche, on utilise une protection à maximum de puissance réactive temporisée pour les réseaux de forte puissance, ou encore par une surveillance directe du courant d'excitation dans le circuit d'excitation s'il est accessible.

➤ **Perte de synchronisme :**

La désynchronisation du générateur survient lors d'une forte perturbation qui rompt l'équilibre du régime permanent : par exemple, un court-circuit dans le réseau a pour conséquence une chute de la puissance électrique fournie par le générateur, et l'accélération de ce dernier qui reste toujours entraîné par la machine d'entraînement.

Le moyen de protection est assuré par une protection spécifique de perte de synchronisme ; le principe de mesure du glissement est basé soit sur l'estimation de l'instabilité de la machine par la loi des aires, soit sur la détection d'oscillations de puissance active. Mais dans le cas des alternateurs de faible et moyenne puissance, on utilise des systèmes de protection plus simples, comme la protection maximum de puissance réactive ou protection minimum de courant d'excitation. On utilise une protection à maximum de vitesse comme protection de secours.

• **Fonctionnement en moteur :**

Lorsque le générateur est entraîné comme un moteur par le réseau électrique auquel il est raccordé, il fournit de l'énergie mécanique sur l'arbre, cela peut provoquer de l'usure et des dégâts à la machine d'entraînement.

Généralités sur les réseaux électriques et les principaux défauts des alternateurs

Il est détecté par un relais de retour de puissance active absorbée par l'alternateur.

- **Variation de tension et de fréquence :**

Les variations des tensions et des fréquences sont dues au mauvais fonctionnement des régulateurs correspondants, elles provoquent les inconvénients suivants : Une variation de fréquence, provoque une variation de vitesse des moteurs, une modification des pertes fer dans les circuits magnétiques, et gênent le fonctionnement de récepteurs synchrones... Une augmentation de la tension contraint l'isolation de tous les éléments du réseau et provoque un échauffement des circuits magnétiques et endommagement des charges sensibles. Une tension trop faible provoque une perte de couple et une augmentation du courant et de l'échauffement des moteurs. Une fluctuation de tension entraîne une variation de couple des moteurs, elle est à l'origine du flicker (papillotement des sources lumineuses).

Par contre, on utilise une protection à maximum et à minimum de tension d'une part, et une protection à maximum et à minimum de fréquence d'autre part. Ces protections sont temporisées, afin de laisser aux protections du réseau et aux régulateurs de tension et de vitesse le temps de réagir.

- **Mise sous tension accidentelle :**

Le non-respect des séquences de démarrage de l'alternateur et sa mise sous tension accidentelle peut provoquer sa marche en moteur, ce qui va constituer une contrainte dangereuse pour l'arbre du groupe.

Dans ce cas, on utilise une protection de mise sous tension accidentelle qui est constituée par la mise en œuvre simultanée d'un maximum de courant instantané et d'un minimum de tension temporisée pour éviter un déclenchement intempestif en cas de défaut triphasé.

Chapitre II :

Fonctions de la protection

Introduction :

Un système électrique est conçu pour générer une puissance électrique en quantité suffisante pour satisfaire la demande actuelle et prévisionnelle d'une zone donnée, pour l'acheminer vers différents secteurs ou elle sera utilisée et ensuite la distribuer dans ces secteurs de manière permanente. Entre autres, cet objectif peut être réalisé par l'implémentation d'un système de protection contre les défauts. En effet, l'équipement adopté pour détecter de telles défaillances est désigné comme « équipement de protection » ou « relais de protection ».

II. 1. Fonctions principales :

Un système de protection assure trois fonctions principales :

- Protéger la totalité du système pour maintenir la continuité des fournitures;
- Minimiser les dommages et les coûts de réparation là où il détecte une défaillance.
- Garantir la sécurité du personnel.

Ces exigences sont nécessaires, tout d'abord pour une détection et une localisation précoce des pannes et, en deuxième lieu, pour un remplacement rapide des équipements défaillants.

Pour exécuter ces différentes tâches, la protection doit avoir les qualités suivantes:

- Sélectivité : détecter et isoler uniquement l'élément défaillant.
- Stabilité : laisser intacts tous les circuits en bon état pour assurer la continuité des services.
- Sensibilité : pour détecter même la plus petite défaillance, les anomalies courantes et les anomalies du système et opérer correctement avant que la défaillance ne cause des dommages irréparables.
- Vitesse : opérer aussi vite que possible en cas d'appel, pour minimiser les dommages et les chutes de production et pour garantir la sécurité du personnel.

II.2. Composants de base :

La Fig II.1 représente les composants d'un système de protection.

- **Transformateurs de tension et de courant:** pour surveiller et donner des informations fiables sur l'état d'un système.
- **Relais :** pour convertir les signaux des appareils de surveillance et donner des instructions pour ouvrir un circuit dans des conditions de panne ou pour déclencher des alarmes lorsque les équipements sous protection s'approchent d'une possible destruction.
- **Disjoncteurs :** utilisés pour des circuits transportant des courants énormes et aussi pour couper les circuits transportant les courants de défaut en quelques cycles, en se basant sur la rétroaction provenant des relais.

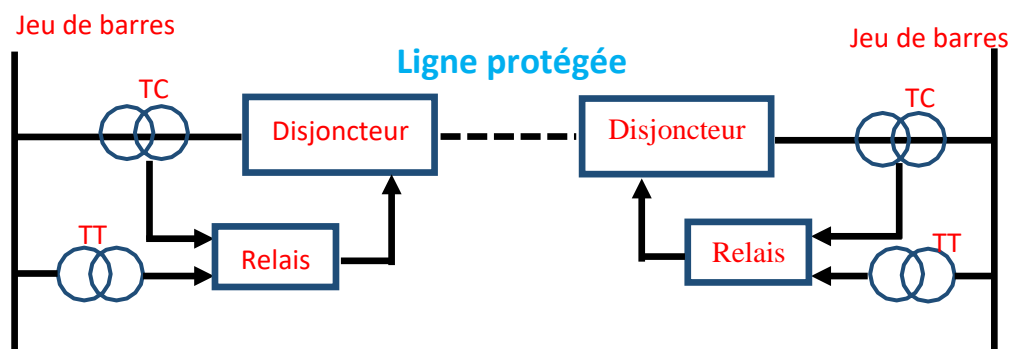


Fig II. 1 Elements constitutifs d'un système de protection.

II.3. Relais de protection:

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension...etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs ouvrir et alimente les circuits de déclenchement. [14]

II.3.1. Différents types de relais :

Il existe essentiellement trois classes de relais selon l'organigramme suivant :

II.3.1.1. Relais électromagnétiques :

Un relais électromagnétique comporte une armature ou un équipage mobile sur lequel agissent les bobines ou des aimants ou des conducteurs. Ils dépendent de la conception du circuit magnétique (**FigII.2**).

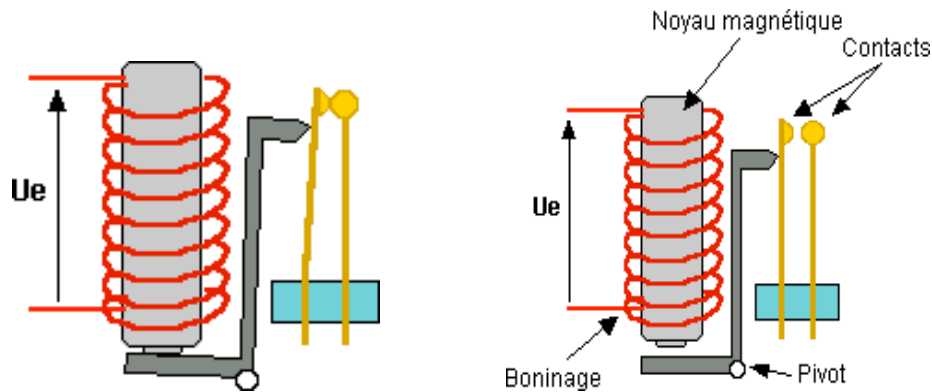


Fig II. 2 Principe de relais électromagnétique.

La bobine parcourue par un courant, provoque l'aimantation du circuit magnétique dont la partie mobile se déplace.

La force d'attraction sur la partie mobile sera d'autant plus grande que l'intensité du courant sera plus élevée et l'entre fer plus faible.

➤ Avantages

- Les relais électromagnétique sont simples et spécialisé (contrôle des courant, tension, fréquence).
- Bonne durée de vie (plus de 25 ans).
- Fonctionnement sont source d'énergie axillaire.
- Grand fiabilité.
- Robustes.

➤ Inconvénients

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance.
- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de court-circuit.
- Son coût de fabrication est élevé.

II.3.1.2. Relais statique :

Ces protections, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage).

Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue.

- Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de court- circuit.
- Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.

➤ **Avantage :**

- Durée de vie/fiabilité de plusieurs millions de cycles de commutation.
- Fonctionnement pratiquement silencieux.
- Absence des perturbations électromagnétiques.

➤ **Inconvénients :**

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests.
- La grande puissance consommée en veille.
- La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).

II.3.1.3. Relais numériques :

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

Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités comme :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité.
- Le traitement et le stockage de données.
- L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe).
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs.... etc.).

II.3.1.4. Relais directionnel :

Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'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.

Dans le cas d'une protection directionnelle de courant l'élément défectueux est parcouru par un courant de défaut avec un changement de sens.

Dans le cas d'une protection directionnelle d'impédance, la direction est détectée en déterminant l'angle de déphasage entre les tensions de références et le courant de défaut.

Dans le plan d'impédance, la direction est détectée par le quadrant où se trouve l'impédance calculée.

Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer notamment lors d'un court-circuit entre phases et /ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé).

Les protections directionnelles sont donc moyen complémentaire aux protections à maximum de courant, permettant, dans les situations précédemment citées, d'assurer une bonne isolation de la portion de réseau en défaut.

II.3.1.5. Relais différentielle :

Est un principe commun de protection pour les transformateurs, moteurs, et générateurs. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie. Elle est basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différence cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut. la **Fig II.3** représenté le schéma de cette protection :

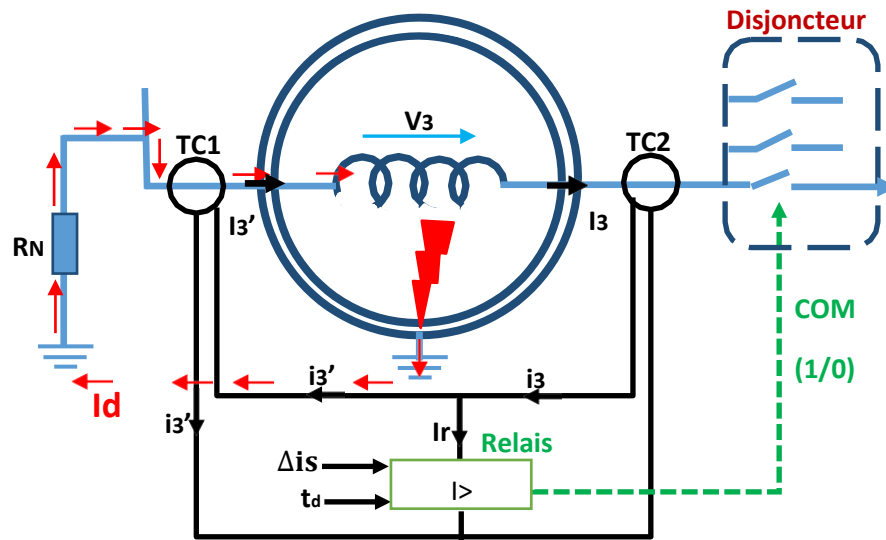


Fig II. 3 Schéma synoptique d'une protection différentielle d'un alternateur.

Cette protection intervient dès l'apparition du défaut 'Id'.

Si $I_d=0$ (sans défaut), alors :

$$I_3=I_3' \quad (\text{II.1})$$

$$i_3=i_3' \quad (\text{II.2})$$

Donc: $I_r=0 \quad (\text{II.3})$

Alors $I_r < \Delta i_s$, avec Δi_s est le seuil de déclenchement. Donc, fonctionnement normal de l'alternateur ($COM=0$, disjoncteur fermé).

Si $I_d \neq 0$ (défaut interne) :

$$I_3 \neq I_3' \quad (\text{II.4})$$

$$i_3 \neq i_3' \quad (\text{II.5})$$

Donc: $I_r \neq 0 \quad (\text{II.6})$

Si $I_r > \Delta I_s \rightarrow$ déclenchement ($COM=1$, disjoncteur ouvert), c'est-à-dire isolation de l'alternateur du réseau.

II.5. Disjoncteur :

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection (relais), détectant un défaut et élaborant des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé par un autre disjoncteur ou dans le cas le défaut présente un caractère fugitif.

Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut.

Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'essayer de détecter le passage du courant par la valeur zéro et d'interrompre le flux de courant à ce moment-là (ou le niveau d'énergie à interrompre est à son minimum). C'est l'appareil de protection capable d'une totale capacité d'intervention sans provoquer de surtension excessive sur le réseau.

Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant sont nécessaires pour un disjoncteur rapide utilisés dans la HT sont d'un cycle, par contre sont utilisés dans la BT prennent 20 à 50 cycles pour ouvrir. Dans le cas des lignes électriques, beaucoup de défauts sont temporaires. Pour distinguer entre un défaut permanent et un défaut temporaire le concept d'auto enclenchement est utilisé. Quand le disjoncteur déclenche il reste ouvert un certain temps ensuite il ferme automatiquement. Cette action permet au relais de vérifier si le défaut continu d'exister, et dans ce cas de déclencher de nouveau. Si le défaut à disparu, le relais ne fonctionne pas et la ligne pas va rester en service.

Le disjoncteur permet d'établir ou d'interrompre le courant, par rapprochement et séparation des contacts jusqu'aux valeurs les plus élevées des courants de défaut. Le disjoncteur HT est caractérisé essentiellement par la technique utilisée pour la coupure.

- Courbe de déclenchement d'un disjoncteur selon la FigII.4

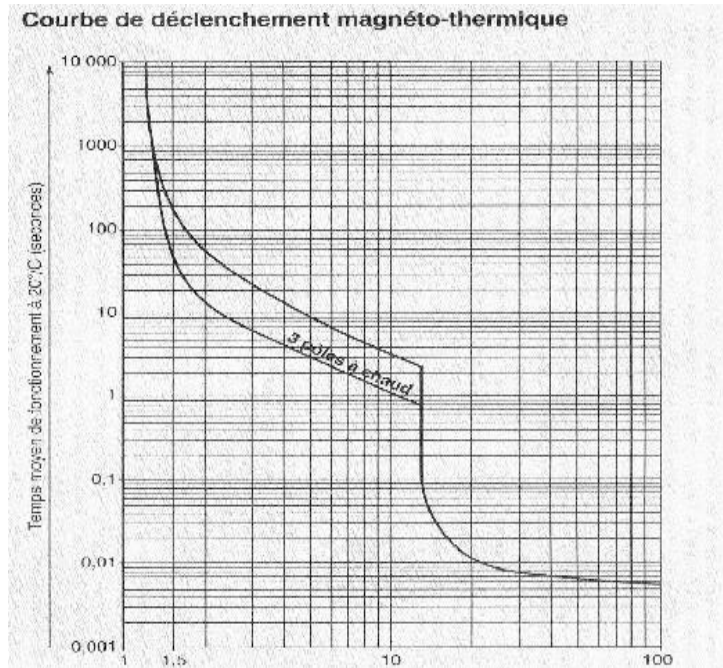


Fig II. 4 Temps de déclenchement d'un disjoncteur.

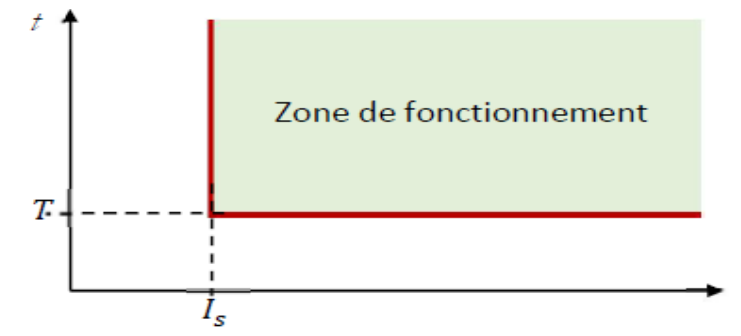
II.5.1. Protection à maximum de courant phase :

Elle a pour fonction de détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La protection est activée si un, deux ou trois des courant concernés dépassent la consigne correspondant au seuil de réglage appelé aussi seuil de fonctionnement.

Cette protection peut être temporisée, dans ce cas elle ne sera activée que si le courant contrôlé dépasse le seuil de réglage pendant un temps au moins égale à la temporisation sélectionnée. Cette temporisation peut être à temps indépendante ou à temps dépendant (**FigII.5 et II.6**).

II.5.1.1. Protection à temps indépendant :

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré. Le seuil de courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur.



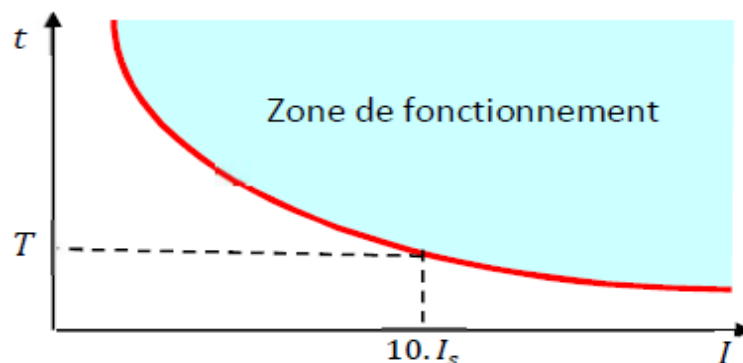
I_s : seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant)

T : retard de fonctionnement de la protection (temporisation)

Fig II. 5 Protection à temps indépendant.

II.5.1.2. Protection à temps dépendant :

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Plus le courant est élevé et plus la temporisation est faible. Les réglages des temporisations sont déterminés de façon à obtenir l'intervalle de sélectivité pour le courant maximum détecté par la protection aval.



I_s : seuil de fonctionnement en courant correspondant à l'asymptote verticale de la courbe

T : temporisation pour $10 I_s$

Fig II. 6 Protection à temps dépendant.

II.5.2. Protection à maximum de courant terre : [6]

Elle est utilisée pour détecter les défauts à la terre. La protection est activée si le courant résiduel défini par :

$$I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3, \quad (II.7)$$

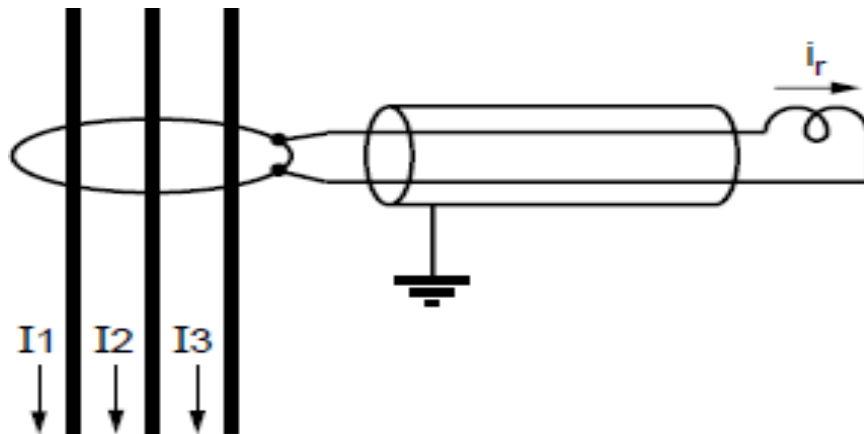
Dépasse le seuil de réglage pendant une durée égale à la temporisation choisie. En l'absence de défaut à la terre, la somme des trois phases est toujours nulle. Le courant résiduel donne la mesure du courant passant par la terre lors d'un défaut.

II.5.2.1. Mesure du courant résiduel :

Deux méthodes pour mesurer un courant résiduel :

- **Première méthode :** Par un seul transformateur (**Fig II.7**) de courant de type tore enserrant les trois conducteurs de phases. Les spires du secondaire du transformateur de courant embrassent un flux magnétique :

$$\Phi_{rsd} = \Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 \quad (II.8)$$



Où Φ_1 , Φ_2 et Φ_3 sont proportionnelle aux courants de phases I_1 , I_2 et I_3 respectivement. Φ_{rsd} est alors proportionnelle au courant résiduel.

Fig II. 7 Mesure du courant résiduel par un tore.

Φ_1 : est le flux magnétique produit par le courant de la phase 1.

Φ_2 : est le flux magnétique produit par le courant de la phase 2.

Φ_3 : est le flux magnétique produit par le courant de la phase 3.

- **Deuxième méthode :** Par trois transformateurs de courant dont les neutres et les phases sont reliés (**Fig II.8**).

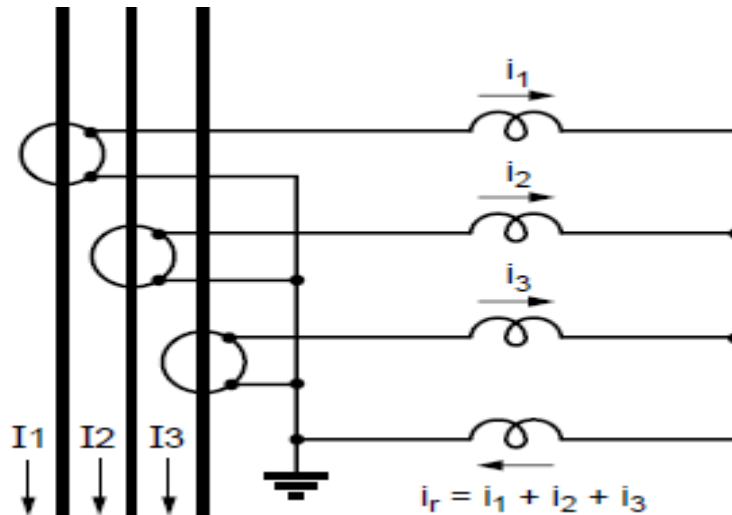


Fig II. 8 Mesure du courant résiduel par 3 TC.

II.6. Protection directionnelle : [15]

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 courant phase,
- De courant résiduel,
- De puissance active,
- De puissance réactive,
- De puissance homopolaire,

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 (**Fig II.9**).

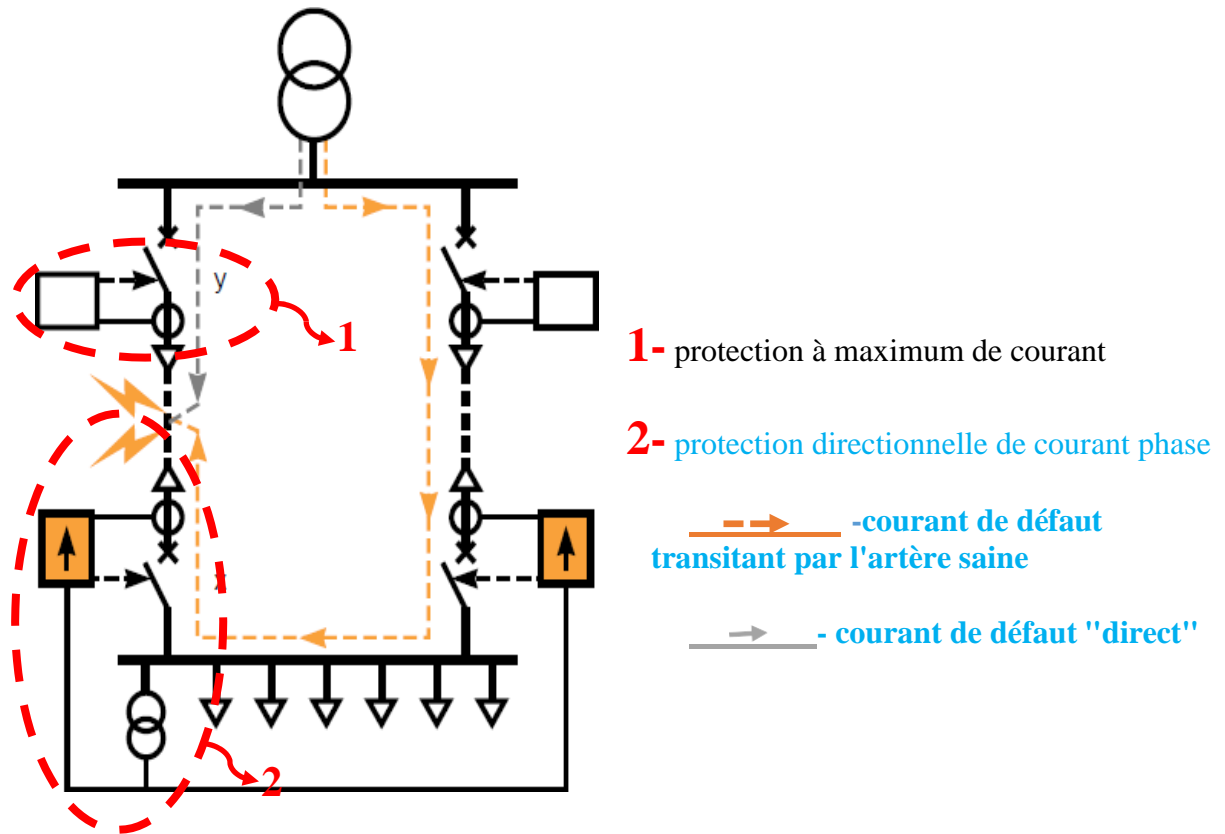


Fig II. 9 Principe de la protection directionnelle.

II.6.1. Protection directionnelle de phase : [16]

Ce type de relais directionnel est constitué par l'association d'une protection à maximum de courant avec un élément de mesure du déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation. Le déclenchement est soumis aux deux conditions suivantes:

- Le courant est supérieur au seuil (**Fig II.11**),
- Le déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation recalée par l'angle caractéristique, est compris dans la zone : $+ 90^\circ ; - 90^\circ$ (**Fig II.10**).

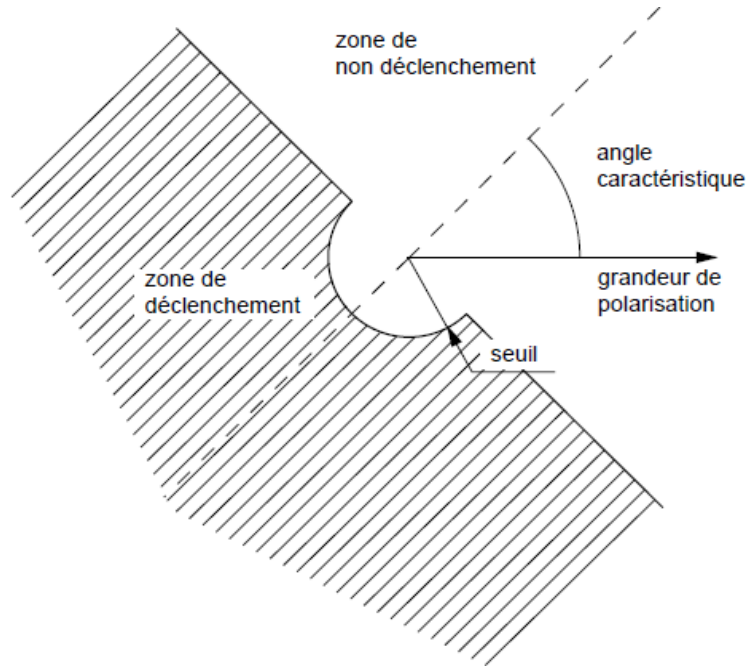


Fig II. 10 Caractéristique de fonctionnement d'une protection à maximum de courant directionnelle.

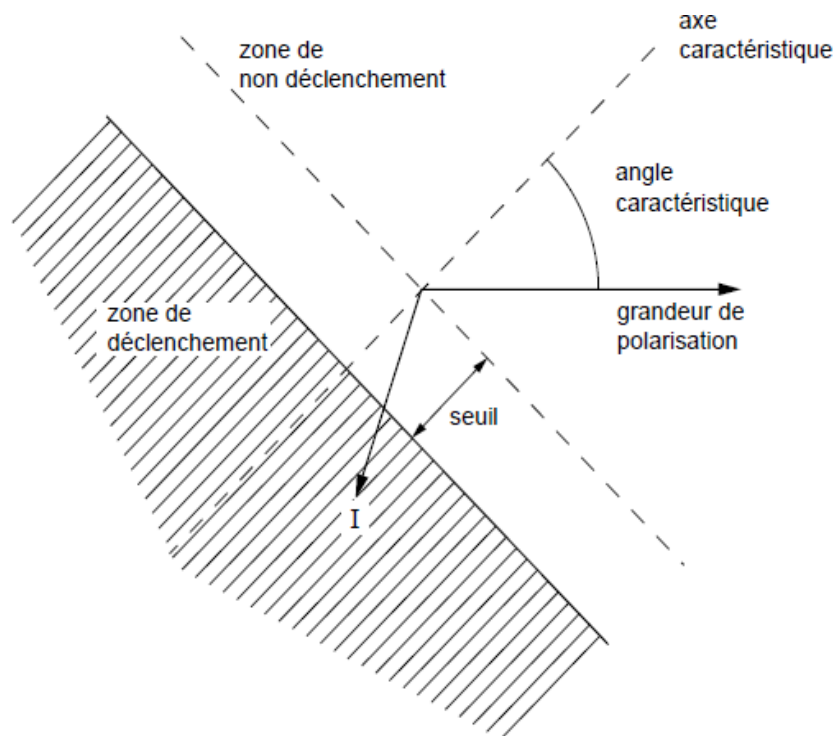


Fig II. 11 Caractéristique de fonctionnement d'une protection mesurant la projection du courant.

II.7. Protection de distance : [17]

Le principe du relais à distance est basé sur la mesure du courant et de la tension au point de défaut. A l'aide de ces informations le relais calcule l'impédance de la ligne protégée (ou autre ouvrage). Cette protection exploite le principe de la baisse importante d'impédance d'un élément lorsqu'il est en court-circuit. L'impédance mesurée est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut sur la ligne.

Le calcul de l'impédance dans les systèmes triphasés est utilisé parce que chaque type de défaut produit une impédance différente. A cause de cette différence, les réglages des relais à distance ont besoin d'être choisis pour distinguer entre le défaut à la terre et le défaut de phases.

De plus la résistance de défaut crée des problèmes pour les mesures de distance du fait qu'il est difficile de prévoir cette résistance. Ce qui contribue à des erreurs de calcul de l'impédance (connue par l'impédance apparente) vue par le relais situé à une extrémité de la ligne en utilisant les mesures de courant et de tension à cette extrémité. Quand l'impédance apparente est calculée, elle est comparée aux réglages qui définissent la caractéristique de fonctionnement du relais.

Les caractéristiques de fonctionnement des relais à distance sont toujours des figures géométriques telles que des cercles, des droites ou leurs combinaisons.

Les caractéristiques les plus connues sont des cercles d'impédances (en ohm) ou d'admittances ($1/Z$ en mho) dans le plan (R, X) comme c'est indiqué à la **Fig II.12**.

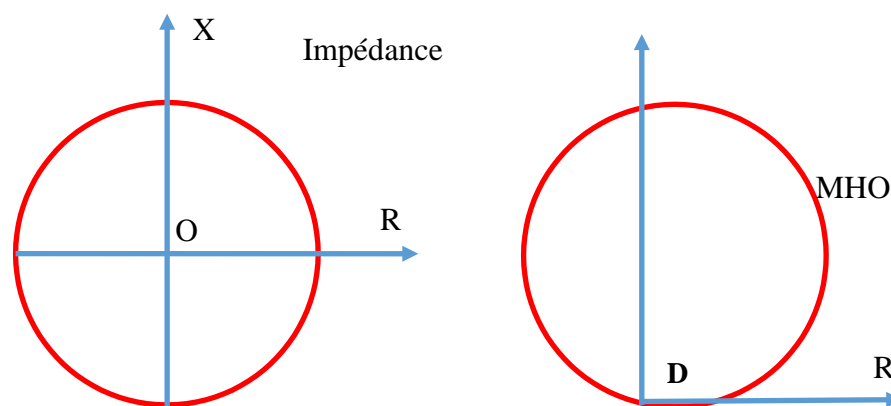


Fig II. 12 Caractéristiques de fonctionnement du relais de distance.

II.8. Protection des moteurs synchrones contre un fonctionnement en alternateur : [6]

Lors d'une coupure d'alimentation, les moteurs synchrones sont entraînés par l'inertie de la charge et fonctionnent en alternateur pendant une durée dépendant de l'inertie des parties tournantes et de la puissance de charge.

Lors d'une coupure de courte durée, par exemple lors d'un cycle de réenclenchement rapide (1seconde), il est important de découpler les moteurs du réseau afin d'effectuer leur remise sous tension dans des conditions optimales.il faut éviter tout risque de couplage en opposition de phase, celui-ci provoquerait des phénomènes transitoires électriques et mécaniques dommageables au moteur.

Indication de réglage

Le seuil de puissance active peut être réglé à 5% de la puissance nominale ($P_s=5\%P_n$). La temporisation peut être réglée à 1 seconde.

II.9. Protection des générateurs :

Un générateur électrique peut être soumis à défaut interne ou défaut externe ou les deux. Les générateurs sont normalement connectés à un système d'alimentation électrique; par conséquent, tout défaut survenu dans le système d'alimentation doit également être éliminé du générateur dès que possible, faute de quoi il pourrait en résulter des dommages permanents. Le nombre et la variété des défauts se produisant en générateur, sont énormes. C'est pourquoi le générateur ou alternateur est protégé par plusieurs systèmes de protection.

Nous considérerons ici que les générateurs sont des machines synchrones (alternateurs).

➤ Surcharge : [18]

Les dispositifs de protection de surcharge du générateur sont les mêmes que ceux des moteurs, elle est surveillée par :

- Soit par protection à maximum de courant à temps dépendant.
- Soit par protection à image thermique, l'image thermique fait intervenir l'échauffement dû au courant.
- Soit par sondes de température.

➤ **Déséquilibre :**

La protection est assurée comme pour les moteurs par une détection de la composante inverse du courant à temps dépendant ou indépendant.

➤ **Court-circuit externe entre phases :** (dans le réseau)

La valeur du courant de court-circuit étant décroissante dans le temps, et de l'ordre du courant nominal (sinon plus faible) en régime permanent, une simple détection de courant peut être insuffisante.

Ce type de défaut est détecté efficacement par une protection à maximum de courant à retenue de tension dont le seuil augmente avec la tension (**Fig II.13**).

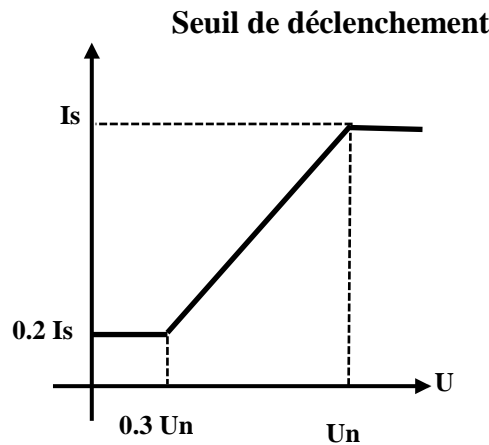


Fig II. 13 Seuil de la protection à maximum de courant a retenue de tension.

Le fonctionnement est temporisé :

- Lorsque la machine est équipée d'un système de maintien du courant de court-circuit à environ $3 I_n$, on préconise une protection à maximum de courant phase.
- Une autre solution consiste à utiliser une protection à minimum d'impédance temporisée; elle peut également servir de secours à la protection à maximum de courant.

➤ **Court-circuit interne entre phases :** (dans le stator)

- La protection différentielle haute impédance ou à pourcentage apporte une solution sensible et rapide.

- Si le générateur fonctionne en parallèle avec une autre source, une protection à maximum de courant phase directionnelle peut détecter des défauts internes.
- Dans certains cas et en particulier pour un générateur de faible puissance par rapport au réseau auquel il est raccordé, la protection contre le court-circuit interne entre phases peut être réalisée de la manière suivante (**Fig II.14**) :

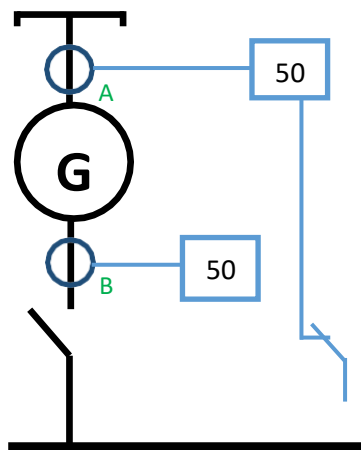


Fig II. 14 Alternateur couplé avec d'autres sources.

- Une protection à maximum de courant instantanée (A), validée lorsque le disjoncteur du générateur est ouvert, les capteurs de courant étant situés du côté du point neutre, avec un réglage inférieur au courant nominal,
- Une protection à maximum de courant instantanée (B), les capteurs de courant étant situés du côté du disjoncteur, avec un réglage supérieur au courant de court-circuit du générateur.

➤ **Défaut à la masse du stator :**

Si le neutre est à la terre au point neutre du générateur, on utilise une protection à maximum de courant terre ou une protection différentielle de terre restreinte.

Si le neutre est à la terre dans le réseau et non au point neutre du générateur, le défaut à la masse est détecté :

- Par une protection à maximum de courant terre au niveau du disjoncteur du générateur quand celui-ci est couplé au réseau.

- Par un dispositif de surveillance d'isolement pour régime de neutre isolé quand le générateur est déconnecté du réseau.

Si le neutre est impédant au point neutre du générateur, on utilise une protection 100 % masse stator qui est l'association de deux fonctions :

- Maximum de tension résiduelle, qui protège 80 % des enroulements,
- Minimum de tension point neutre harmonique trois (H3), qui protège les 20 % des enroulements du côté neutre.

Si le neutre est isolé, la protection contre les défauts à la masse est assurée par un dispositif de surveillance d'isolement ; ce dispositif fonctionne, soit par détection de la tension résiduelle, soit par injection de courant continu entre neutre et terre. Si ce dispositif existe au niveau du réseau, il surveille le générateur quand celui-ci est couplé, mais un dispositif propre au générateur et validé par la position ouverte du disjoncteur du générateur est nécessaire pour surveiller l'isolement quand le générateur est déconnecté.

➤ **Défaut à la masse du rotor :**

Lorsque le circuit d'excitation est accessible, le défaut à la masse est surveillé par un contrôleur permanent d'isolement.

➤ **Perte d'excitation :**

Elle est détectée, soit par une protection à maximum de puissance réactive temporisée pour les réseaux de forte puissance, soit par une protection à minimum d'impédance pour les réseaux ilotes avec générateurs, soit par une surveillance directe du courant dans le circuit d'excitation s'il est accessible.

➤ **Perte de synchronisme :**

Elle est assurée par une protection spécifique de perte de synchronisme; le principe de mesure du glissement est basé soit sur l'estimation de l'instabilité de la machine par la loi des aires, soit sur la détection d'oscillations de puissance active ; une protection à maximum de vitesse peut servir de secours.

➤ **Fonctionnement en moteur :**

Il est détecté par un relais de retour de puissance active absorbée par le générateur.

➤ **Variation de tension et de fréquence :**

Elle est surveillée par une protection à maximum et à minimum de tension d'une part, et par une protection à maximum et à minimum de fréquence d'autre part.

Ces protections sont temporisées car les phénomènes ne nécessitent pas une action instantanée et parce qu'il faut laisser aux protections du réseau et aux régulateurs de tension et de vitesse le temps de réagir, le contrôle de flux peut détecter un surfluxage.

➤ **Mise sous tension accidentelle :**

Le suivi du démarrage d'un générateur selon une séquence normale, est assuré par une protection de mise sous tension accidentelle ; elle est constituée par la mise en oeuvre simultanée :

- D'un maximum de courant instantané et d'un minimum de tension,
- Cette dernière est temporisée pour éviter un déclenchement intempestif en cas de défaut triphasé ; une autre temporisation autorise le démarrage du générateur sans présence de courant avant couplage.

II.10. La sélectivité des protections : [19]

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité qui consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

➤ **La sélectivité totale :**

La sélectivité est totale entre A et B si B fonctionne pour toute valeur de court-circuit au point où il est placé.

➤ **La sélectivité partielle :**

La sélectivité est partielle entre A et B, si B fonctionne seul jusqu'à une certaine valeur du courant de court-circuit, puis au-delà de cette valeur, A et B fonctionnent tous les deux.

➤ **La sélectivité ampérométrique :**

Elle est assurée par les réglages en valeur de courant des seuils de déclenchement.

➤ **La sélectivité chronométrique :**

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

➤ **La sélectivité différentielle :**

Elle est assurée par un découpage du réseau en zones indépendantes, et la détection dans chacune de ces zones d'une différence entre la somme des courants entrant et la somme des courants sortant. Cette technique nécessite une filerie entre les unités de protection situées aux différentes extrémités de la zone surveillée.

➤ **La sélectivité de distance :**

Elle est assurée par un découpage du réseau en zones, et les unités de protection par calcul de l'impédance aval, peuvent localiser dans quelle zone est situé le défaut.

➤ **La sélectivité logique :**

Cette sélectivité est assurée par un ordre d'attente logique d'une durée limitée, émis par la première unité de protection située juste en amont du défaut et devant couper le circuit, vers les autres unités de protection située juste plus en amont. Elle permet d'augmenter le nombre d'étage de sélectivité sans allonger les temps de déclenchement en amont. Des fils pilotes sont nécessaires entre les unités de protection.

Chapitre III :

Simulation de la protection à max de courant directionnelle

Introduction :

L'environnement Simulink est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation de systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle des systèmes. Simulink est intégré dans MATLAB, fournissant ainsi un accès immédiat aux nombreux outils de développement algorithmique, de visualisation et d'analyse de données. Dans ce chapitre nous allons utiliser cet environnement pour la simulation d'une protection électrique à max de courant directionnelle.

III.1. Simulation d'une protection à max de courant :

Dans ce travail réalisé à l'aide de l'environnement Simulink/Matlab on a étudié un exemple d'un court-circuit monophasé le plus connu et fréquent dans les réseaux électriques. Notons que la protection à max de courant consiste à protéger contre ce type de défaut. Cette protection est constituée principalement d'un transformateur de courant (élément de mesure), d'un relais à max de courant (élément de surveillance et de contrôle) et un disjoncteur (élément de coupure). Ce système doit être capable de détecter le courant de court-circuit et envoyer un ordre de déclenchement au disjoncteur pour assurer la protection.

III.1.1. Schémas de simulation :

- **Schéma synoptique** (figure (III.1)) :

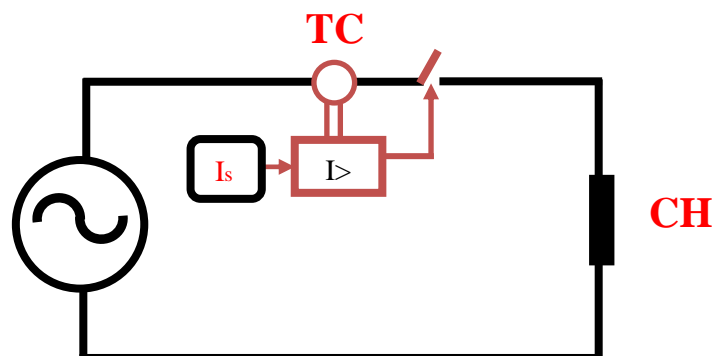


Fig III. 1 : Schéma synoptique d'une protection à max de courant.

La figure figure (III.1) représente le principe de la protection à max de courant. Elle est constituée de :

- Source.
- Charge.
- Transformateur de courant (TC).
- Disjoncteur.
- Relais à max de courant ($I >$).

• **Schémas Simulink/Matlab :**

Pour étudier le relai de protection, nous avons simulé à l'aide de l'environnement Simulink/Matlab avec tous les éléments nécessaires comme illustré dans **les figures Fig III. 1 , Fig III. 3 :**

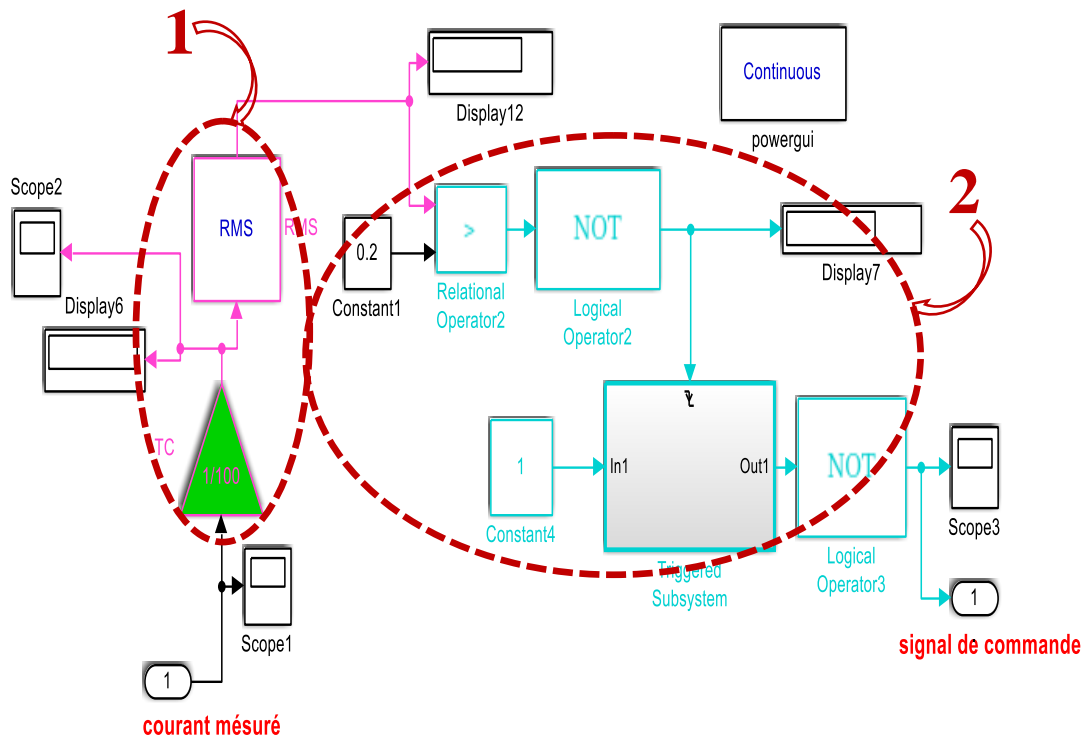


Fig III. 2: Schéma de simulation d'un relai à max de courant.

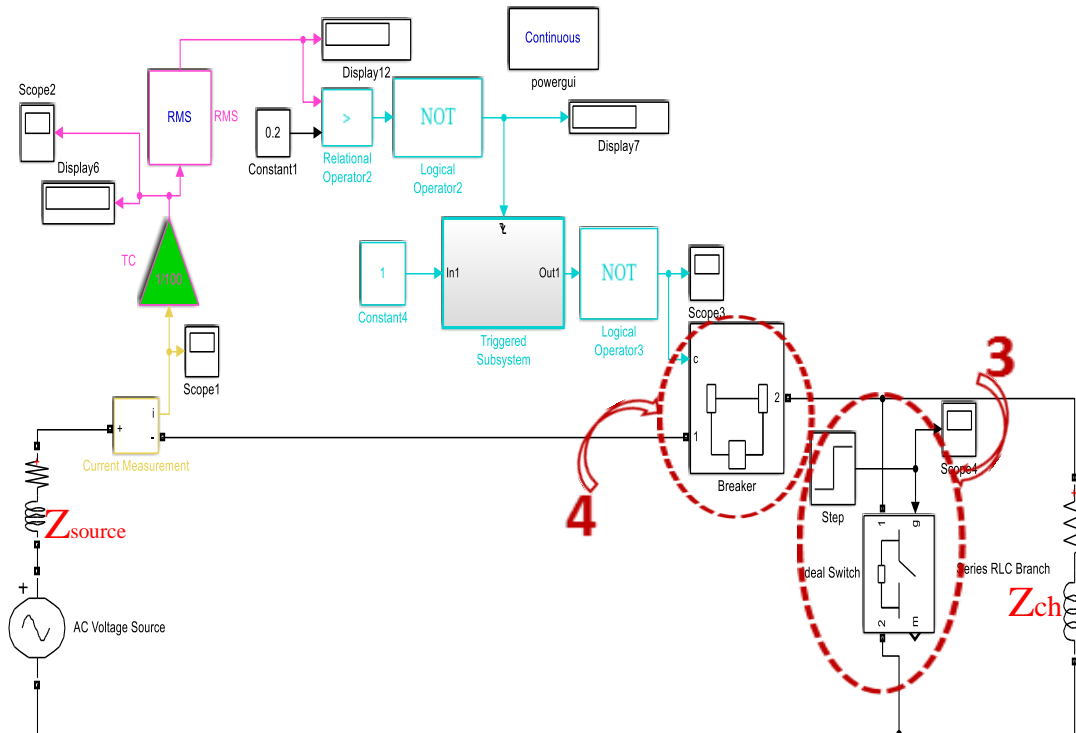


Fig III. 3 : Schéma de simulation d'un système de protection à max de courant.

Les figures **Fig III. 2** et **Fig III. 3** représentent les schémas de simulation d'une protection à max de courant, les éléments principaux sont :

- **Elément 1:** Capteur de courant simulé par un élément de « **Gain** » de rapport 1/100 (le TC) multiplié par la valeur efficace mesurée du courant par « **RMS** ».
- **Elément 2:** Relais à max de courant simulé par un élément de comparaison « **Relational Operator 2** » chargé de comparer le courant mesuré et le seuil configuré, et un « **trigger** » dont le but consiste à délivrer un ordre de commande si la valeur de courant dépasse le seuil.
- **Elément 3 :** interrupteur idéal commandé par l'élément (**step**) pour créer un court-circuit.
- **Elément 4 :** le disjoncteur qui assure la coupure en cas de défaut.

Si le courant de la ligne dépasse le seuil, alors le relais va envoyer un signal de commande instantanément au disjoncteur pour couper et ouvrir la ligne. Les caractéristiques du système choisis pour la simulation sont :

- $V_{\text{Seff}}=220 \text{ V}$,
- $Z_{\text{ch}}=50+j3.04 \ \Omega$,
- $Z_{\text{source}}=2+j0.314 \ \Omega$,
- L'instant d'apparition du court-circuit est $t_{\text{cc}}=0.06\text{s}$
- Le rapport du transformateur de courant est 1/100,

III.1.2. Résultats de la simulation :

Les résultats de cette première simulation sont montrés respectivement : le courant de la charge, tension de la charge et le signal de commande sans défaut dans **les figures III.4, III.5 et III.6**. Les résultats avec défaut de court-circuit sont figurés dans **les figures III.7, III.8 et III.9**.

- **Sans défaut :**

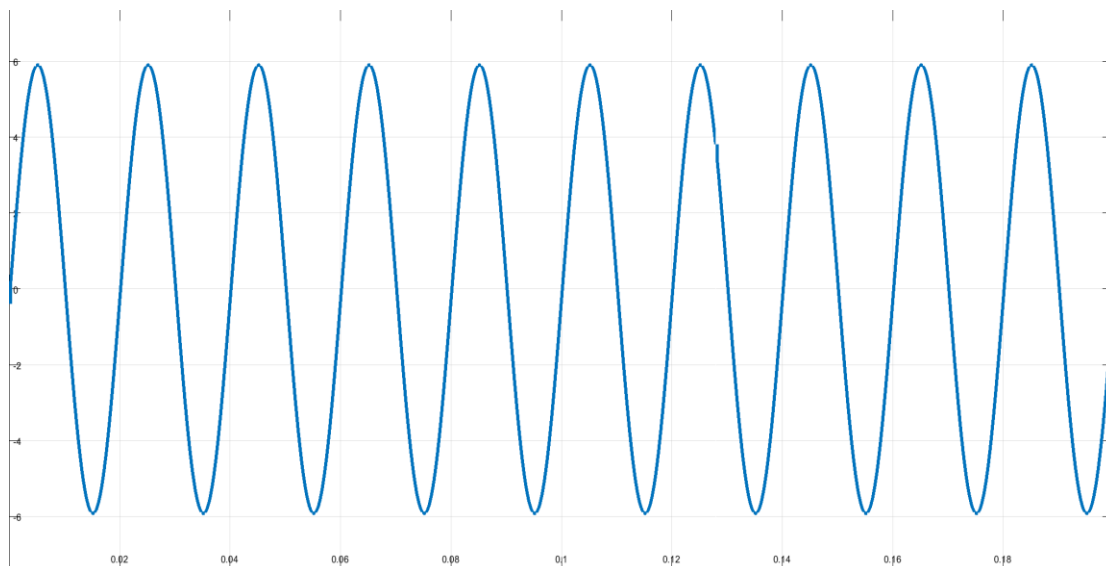


Fig III. 4 : Courant de la charge.

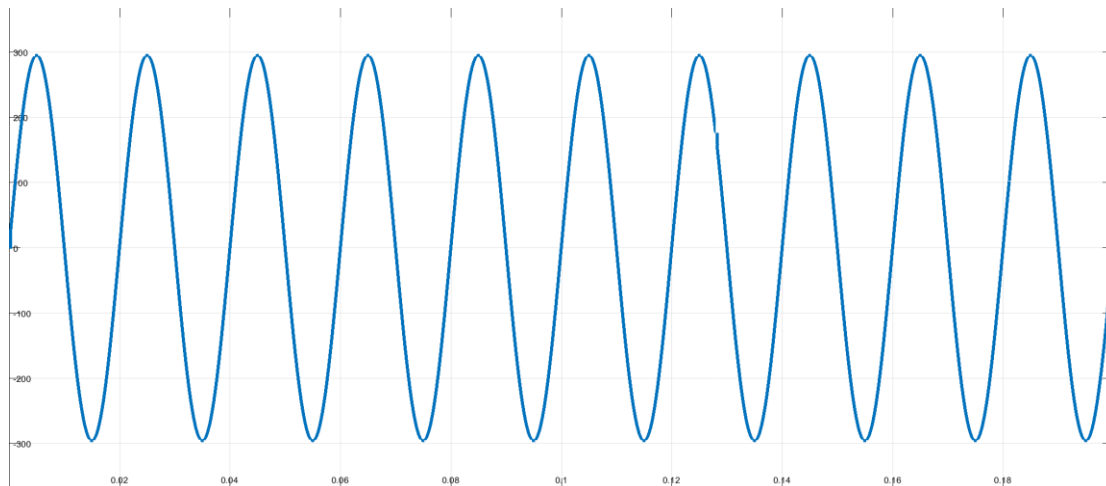


Fig III. 5 : Tension de la charge.

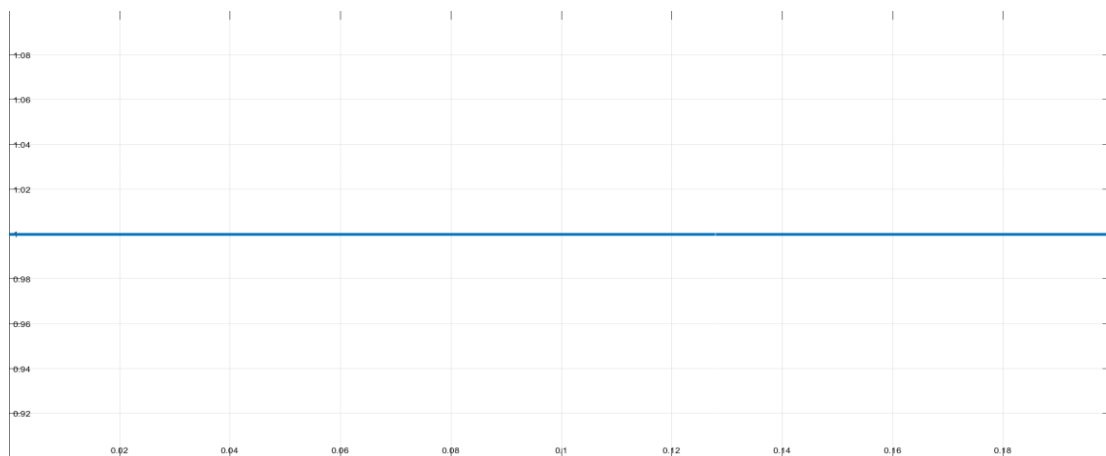


Fig III. 6 : Signal de commande.

- Avec défaut :

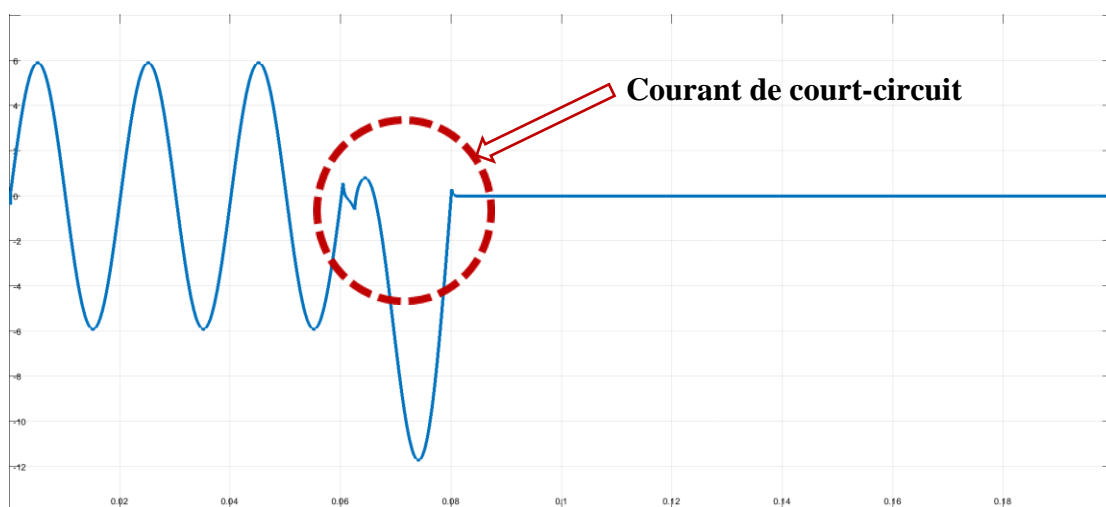


Fig III. 7 : Courant de la charge.

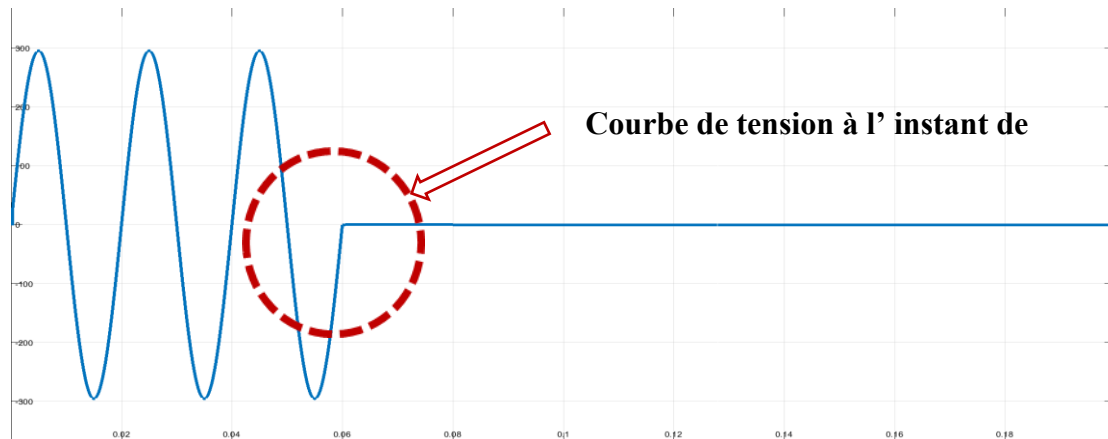


Fig III. 8 : Tension de la charge.



Fig III. 9 : Signal de commande du disjoncteur.

Selon les résultats, les signaux avant le défaut sont tension sinusoïdale, le courant est en phase avec la tension (charge purement résistive) et le signal de commande est au niveau haut grâce a la porte logique « NOT » (1 logique) le « Breaker » fonctionne au niveau bas : 0 logique). A l'instant 0.06 s, on a actionné un défaut au niveau de la ligne au moyen d'un « Switch idéale » commandé par un « step » pour court-circuité la phase et le neutre qui mène une perturbation très courte] 0.06s 0.08s [. Ensuite élimination du courant de CC. D'après la simulation et la comparaison des figures (avant et après l'instant tcc) on observe que ce système contient trois modes, mode de fonctionnement normal, mode de court-circuit et le mode de déclenchement. Donc, selon les résultats et la comparaison, nous pouvons dire que notre système a bien fonctionné.

III.2 Relais de protection directionnel:

Ce type de protection est basée sur la détection du sens d'écoulement du courant, c'est-à-dire le déphasage entre le courant et la tension, qui permet de détecter la direction dans laquelle se trouve le défaut, donc ce relai envoie un ordre de déclenchement vers le disjoncteur. Cette fonction permet d'isoler la partie du réseau en cas de défaut. Elle est utilisée en cas :

- En présence de plusieurs sources.
- Boucles fermées ou câbles en parallèles.
- En neutre isolé pour les retours de courants capacitifs.
- Et pour détecter le sens anormal d'écoulement d'énergie active ou réactive (machines tournantes).

III.2.1. Schémas de simulation :

- Schéma synoptique :

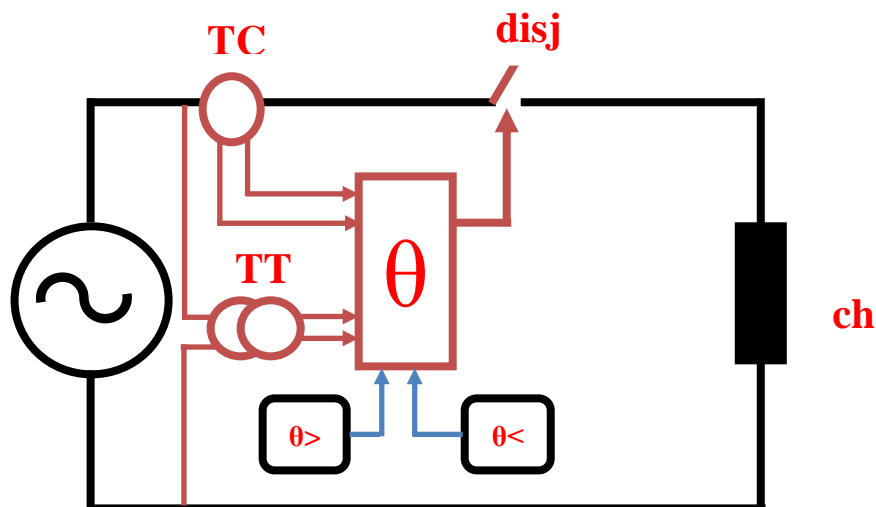


Fig III. 10 : Schéma synoptique d'un relais directionnel.

La **fig III.10** illustre le circuit synoptique d'un relais directionnel, qui contient un transformateur de courant **TC** et un autre de tension **TT** reliés à un phasemètre **Téta** et un disjoncteur.

- **Schémas Simulink/Matlab :**

Le relai est constitué de :

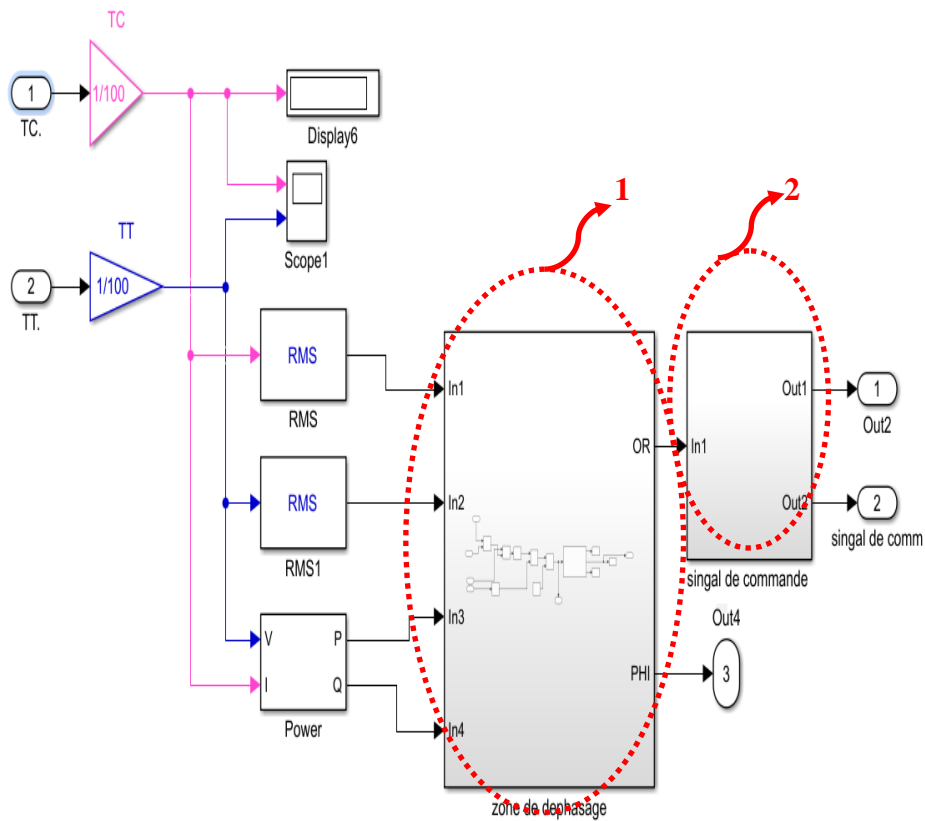


Fig III. 11 : Schéma de simulation d'un relais directionnel.

- **L'élément 1 :** est a pour objectif la mesure de déphasage (Θ).
- **L'élément 2 :** est pour générer le signal de commande du disjoncteur.

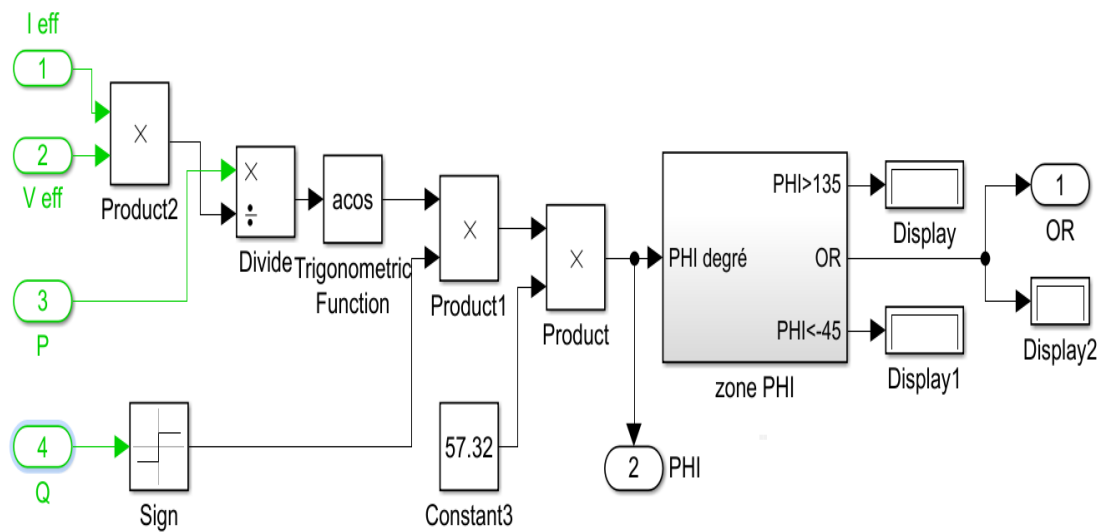


Fig III. 12 : Schéma pour la mesure de déphasage (Elément 1).

La fig III.12 représente la méthode pour mesurer l'angle (θ) selon les relations suivantes:

$$S=U*I \quad \text{(III.1)}$$

$$\text{Cos}(\theta) = P/S \quad \text{(III.2)}$$

$$\theta = \text{acos}*\text{sign}(Q) \quad \text{(III.3)}$$

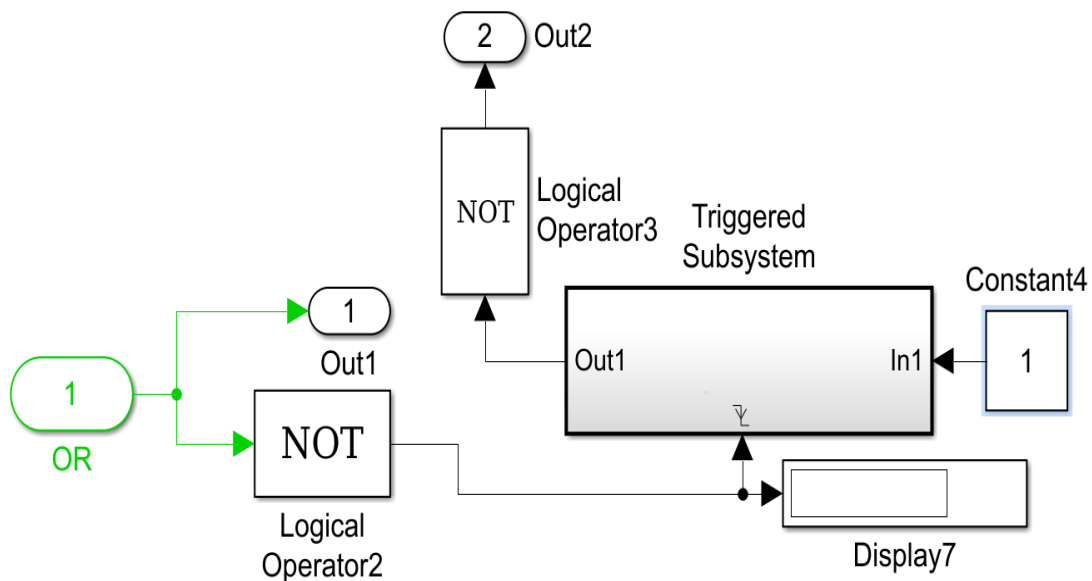


Fig III. 13 : Schéma de simulation pour générer le signal de commande (Elément 2).

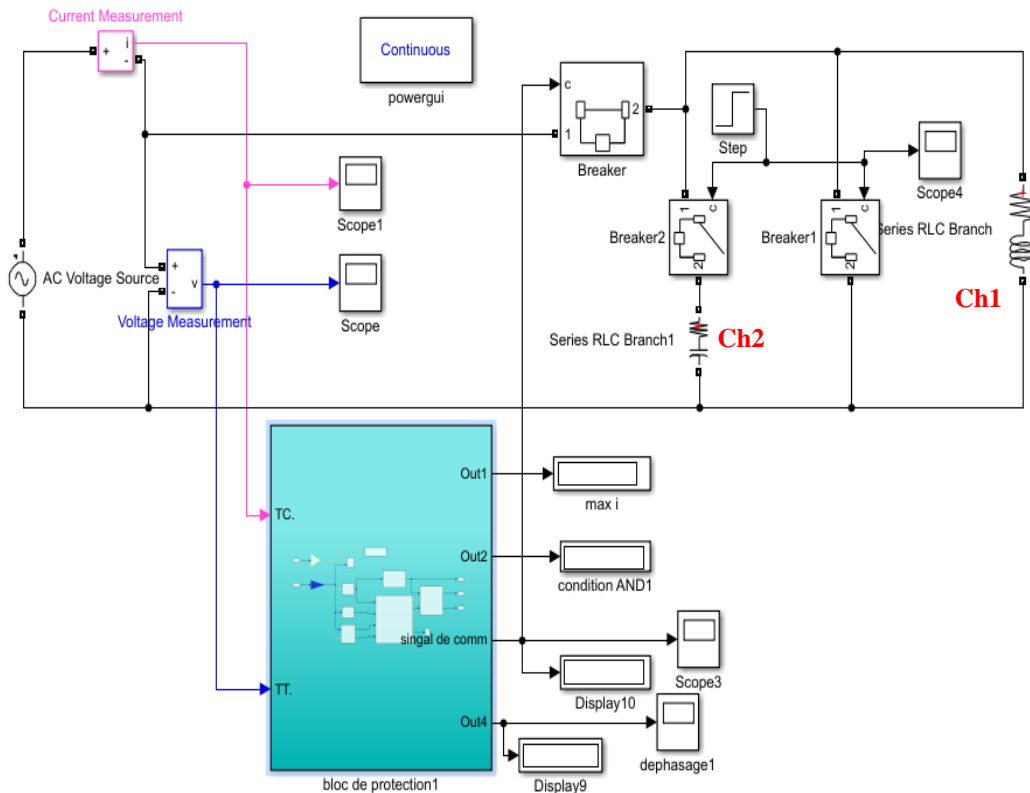


Fig III. 14 : Schéma de simulation complète d'un système de protection directionnelle.

Dans cette simulation on a remplacé la charge 1 par une autre faible charge (charge 2) pour inverser le sens d'écoulement de la puissance. Pour ce faire, on a court-circuité la première charge à l'aide du « **Breaker 1** ». Le branchement de la deuxième charge est assuré par le « **Breaker 2** » à l'instant $t=0.08s$. Les caractéristiques sont :

- $V_{Seff}=220 \text{ V}$,
- $Z_{ch1}=29.2+j29.202 \ \Omega$,
- $Z_{ch2}=0.001-j6.37 \ \Omega$,
- $Z_{source}=2+j0.314 \ \Omega$,
- L'instant d'apparition du court-circuit est $t_{cc}=0.08s$
- Le rapport du transformateur de courant est 1/100,
- La fourchette du relais est : $\varphi \in]-45 \quad 135[$,

III.2.2. Résultats de la simulation :

Les figures III. 15, III. 16, III. 17 et III. 18 représentent les résultats de la simulation :

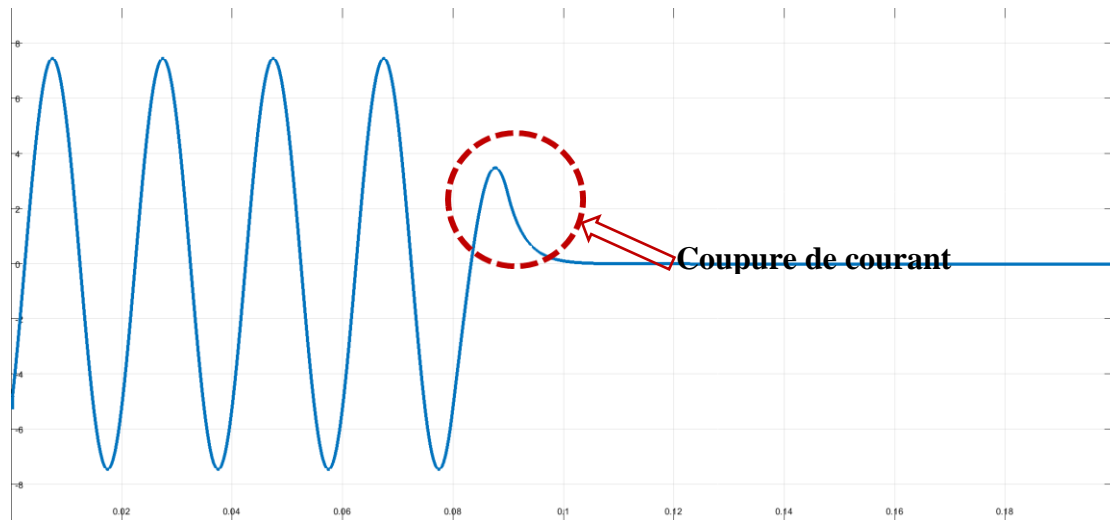


Fig III. 15 : Courant de la charge.

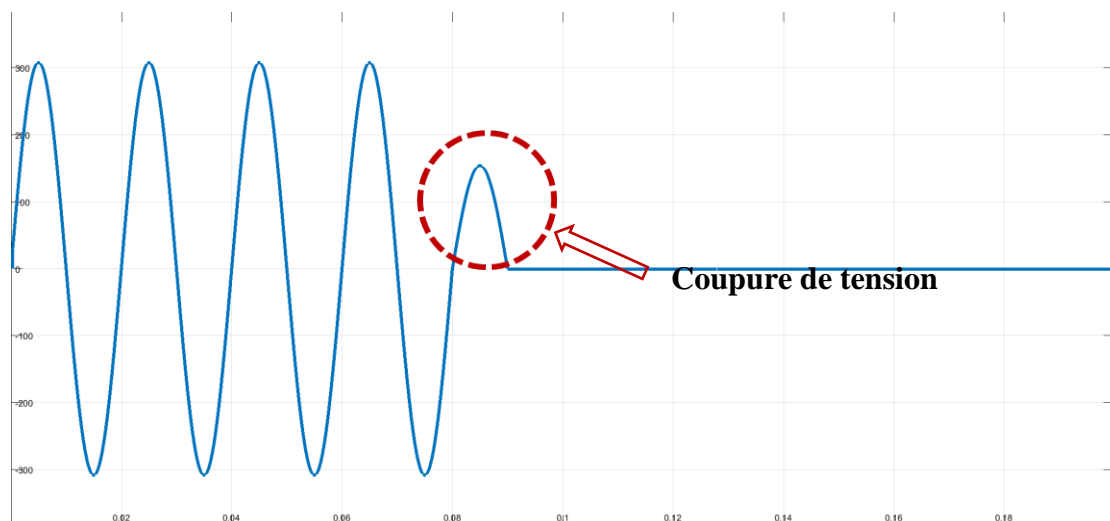


Fig III. 16 : Tension de la charge.

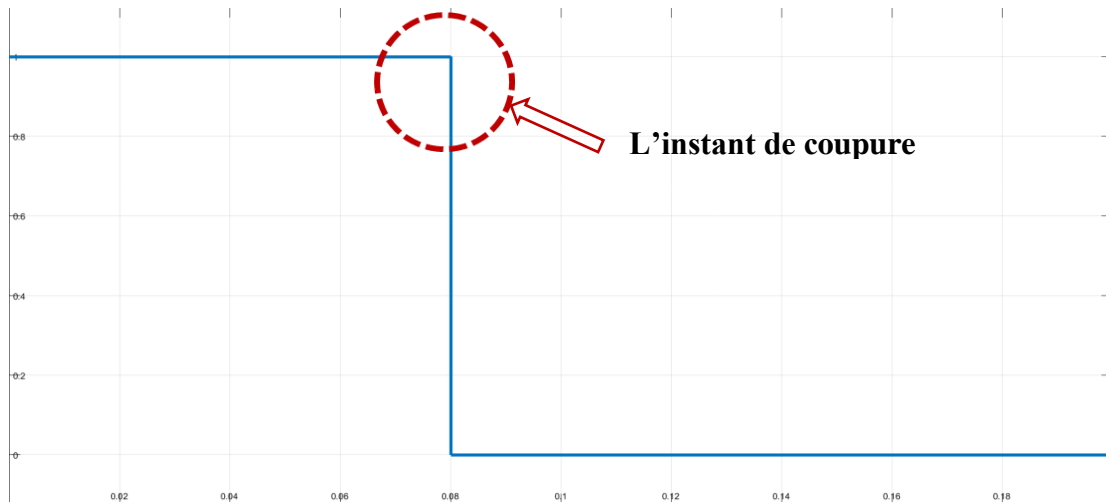


Fig III. 17 : Signal de commande généré par le relai.

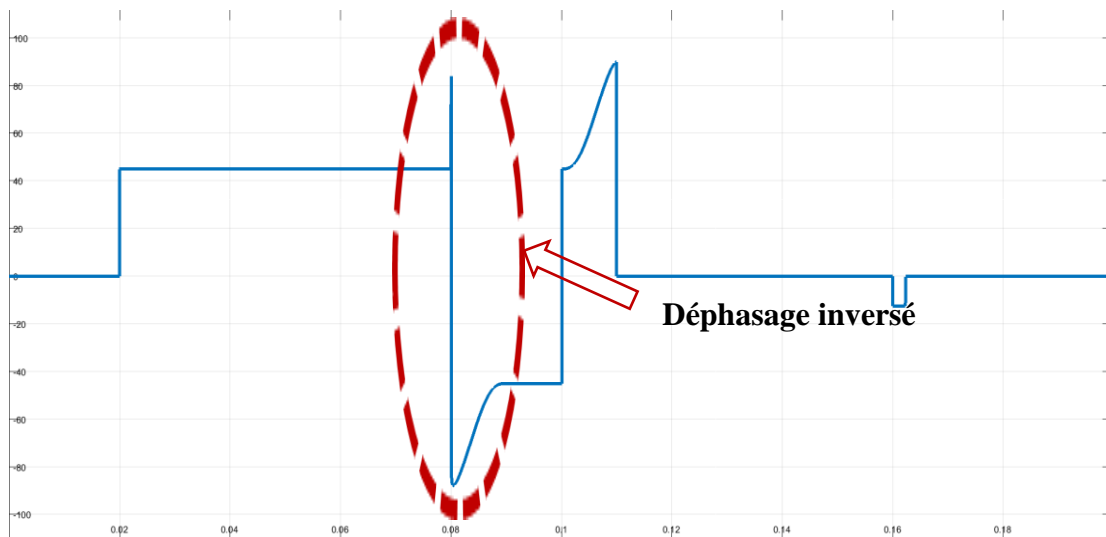


Fig III. 18 : Le déphasage (θ).

La **figure III.18** montre le comportement de déphasage qui représente trois cas de fonctionnement, avant le temps de court-circuit $t < 0.08s$ le système est stable, et durant le temps $[0.08s \ 0.11s]$ [on observe l'inversement de l'écoulement suivie par une grande perturbation. Ensuite, le troisième cas c'est la durée de coupure. Après la simulation d'un relai directionnel et selon les résultats obtenus on observe que cette protection fonctionne correctement, elle agit lorsque l'énergie se propage dans une direction anormale, comme il est montré sur la **figure III.18**, qui exprime le sens inverse de l'écoulement de l'énergie et dépasse la fourchette prédéfinie de (θ).

Dans notre exemple, nous notons que le système répond à un temps excellent, et éliminant la partie défectueuse.

III.3 protection à max de courant directionnel :

Ce type de protection surveille deux grandeurs ; le courant et en même temps le sens de l'écoulement de l'énergie (θ). Elle agit lorsque le courant dépasse certain seuil pré-réglé ou dans le cas d'inversion du sens d'écoulement de l'énergie.

III.1.1. Schémas de simulation :

- Schéma synoptique :

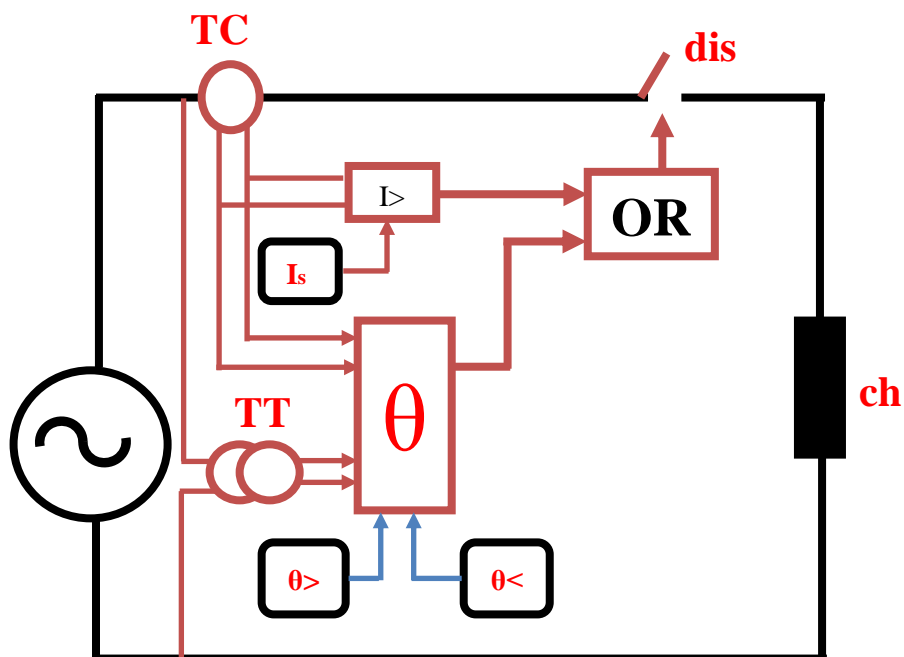


Fig III. 19 : Schéma synoptique d'une protection à max de courant directionnelle.

Ce dernier schéma contient les deux systèmes cités précédemment ; intégré dans un seul système global. Une porte « **OR** » assure l'association des deux relais ; le directionnelle et à max de courant. Les conditions de fonctionnement sont :

- Dépassement du seuil de courant.
- Inversion du déphasage (dépassement d'une fourchette).

- **Schémas Simulink/Matlab :**

Les caractéristiques de la simulation sont :

- $V_{\text{Seff}}=220 \text{ V}$,
- $Z_{\text{ch}}=30+j31.4 \ \Omega$,
- $Z_{\text{source}}(1 \text{ et } 2) = 2+j0.314 \ \Omega$,
- L'instant d'apparition du court-circuit est $t_{\text{cc}}=0.08\text{s}$
- Le rapport du transformateur de courant est 1/100,
- La fourchette du relais directionnel est : $\varphi \in]-45 \quad 135[$,

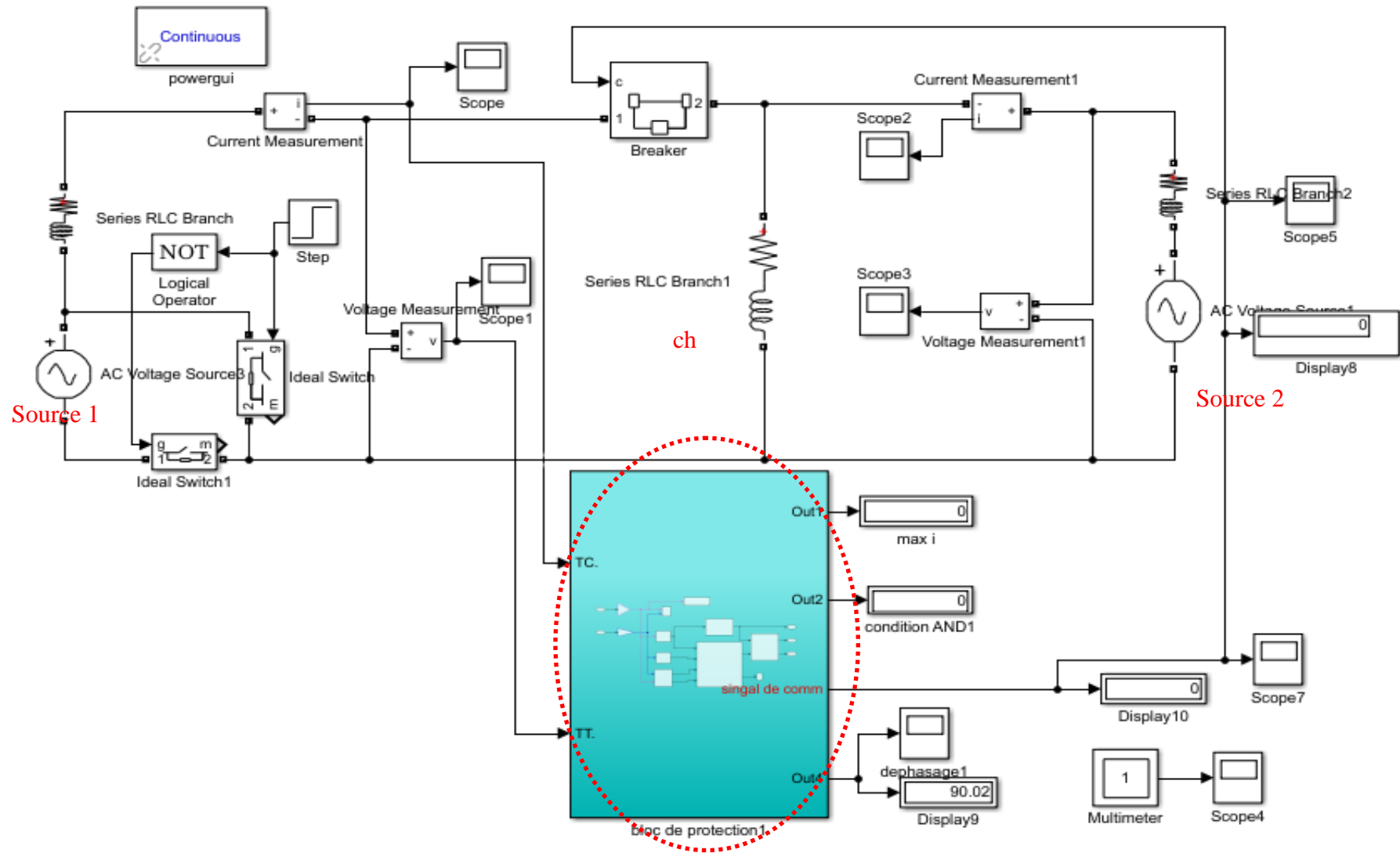


Fig III. 20 : Schéma de simulation d'un système de protection directionnelle.

Simulation de la protection à max de courant directionnelle

Le montage illustré dans la figure III.20, c'est un système électrique complet contient deux source d'alimentation alternatives alimentant la même charge. Après quelques secondes de simulation on a appliqué un défaut (court-circuit) dans la première source pour étudier le comportement du système. On a visualisé les résultats de cette simulation : le courant, la tension de la source 1 et de la charge, le signal de la commande et la courbe de déphasage respectivement dans les figures III.22, III.23, III.24, III.25, III.26, III.27.

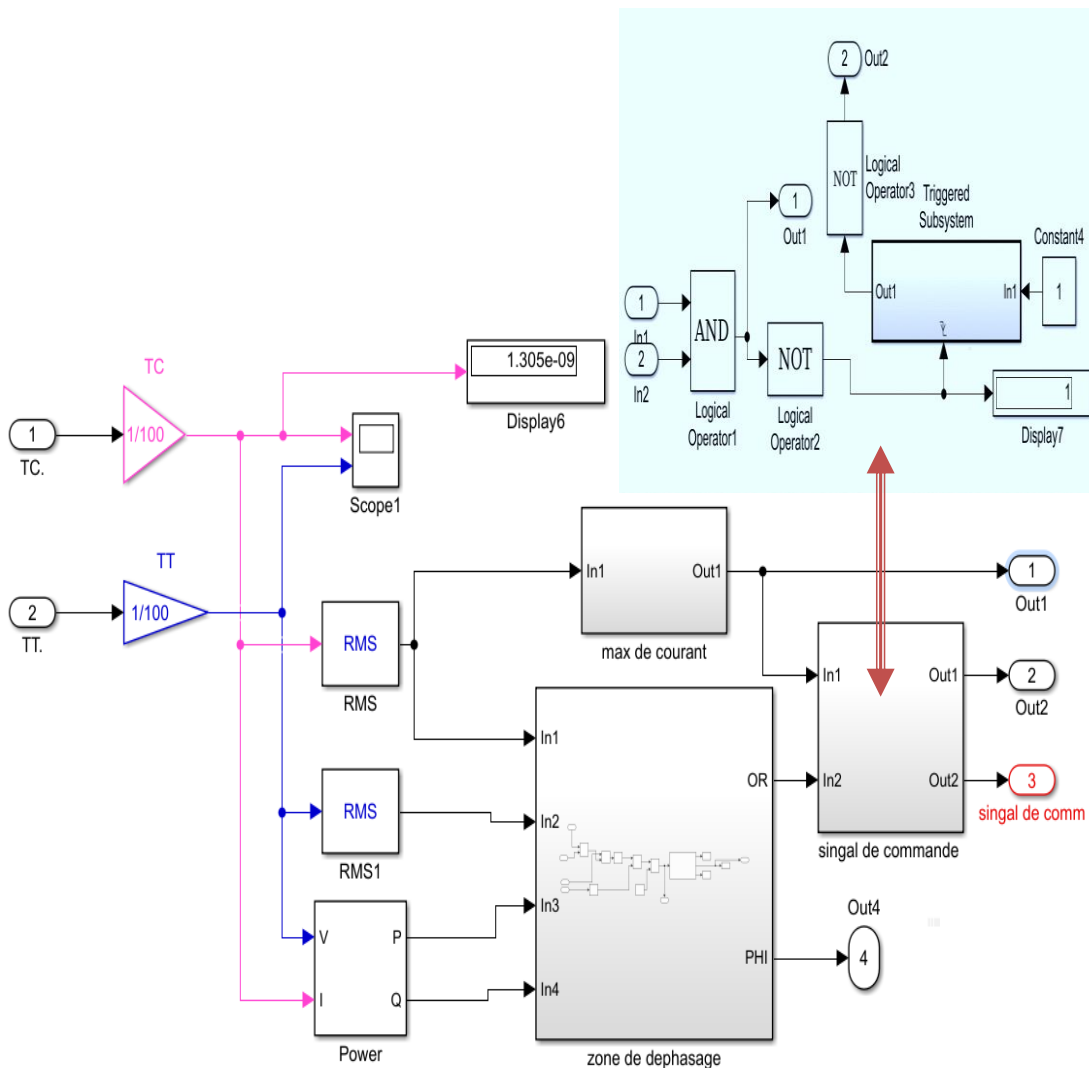


Fig III. 21 : Schéma de simulation d'un relais directionnel.

III.1.2. Résultats de la simulation :

Dans cette partie, nous avons considéré uniquement le cas avec défaut.

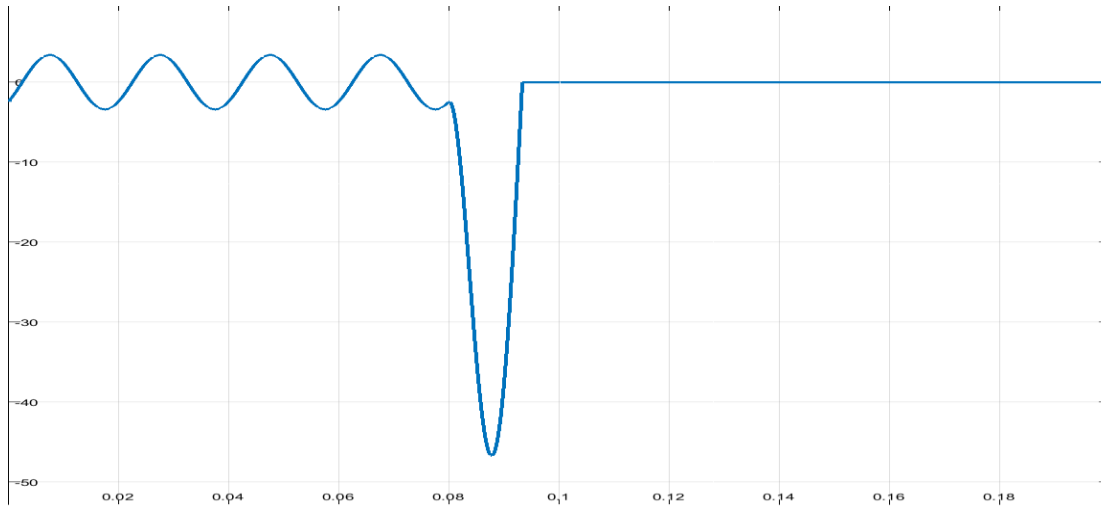


Fig III. 22 : Courant de la source 1.

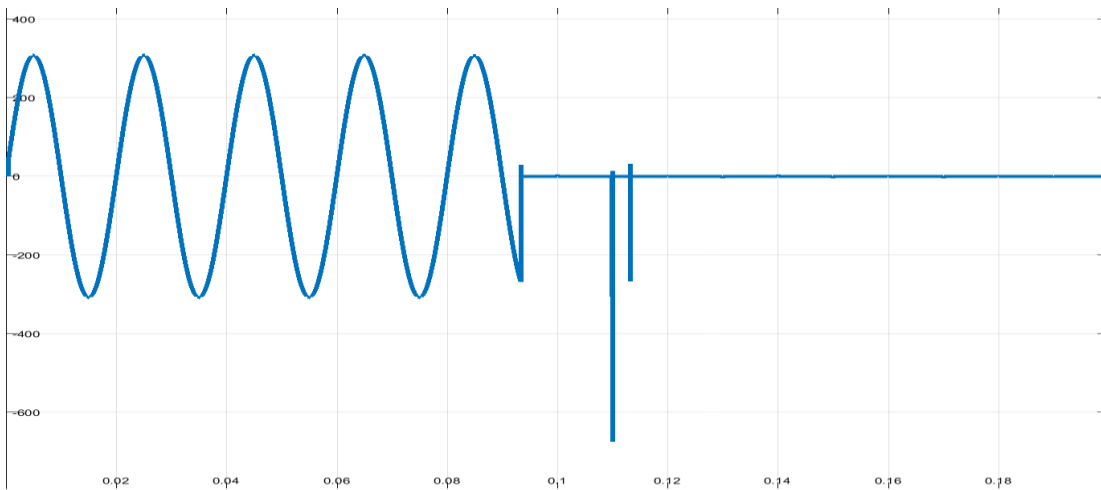


Fig III. 23 : Tension de la source 1.

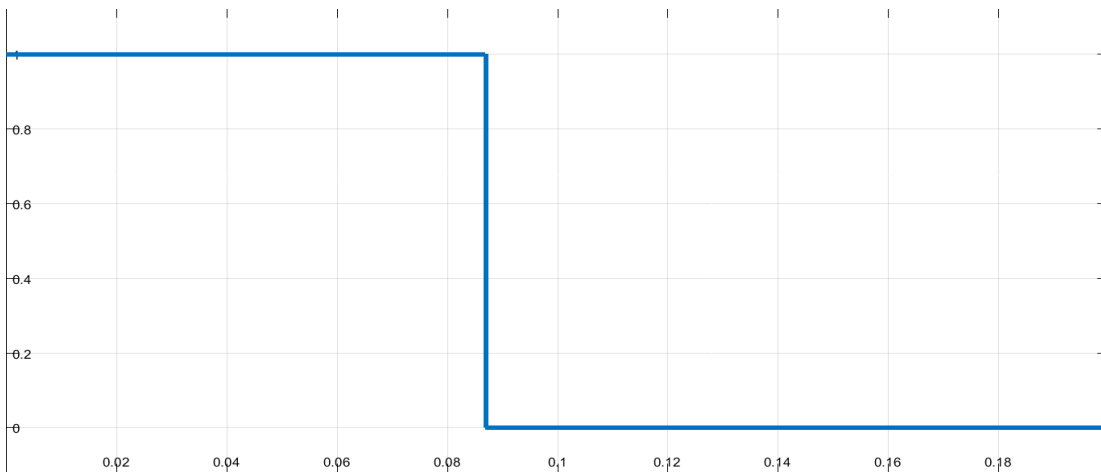


Fig III. 24 : Signal de commande du disjoncteur.

Simulation de la protection à max de courant directionnelle

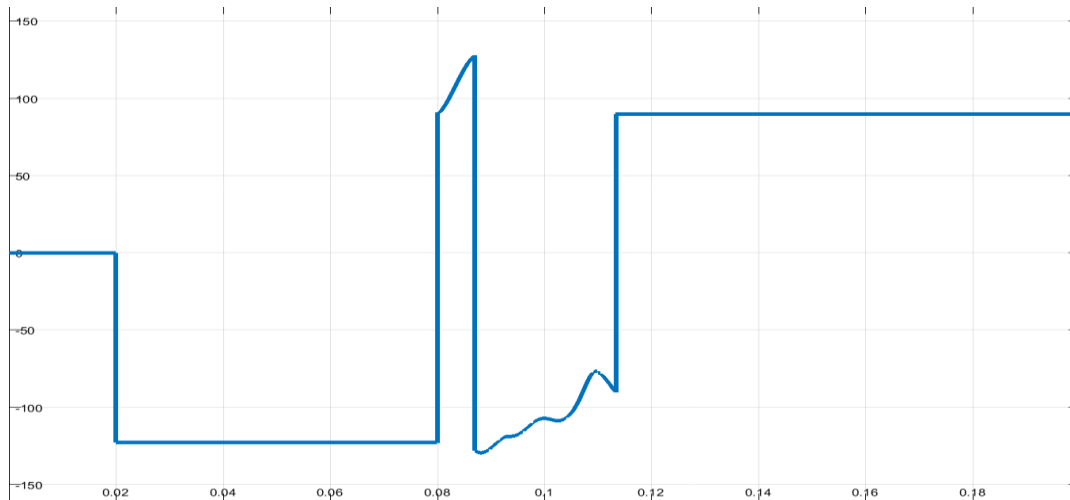


Fig III. 25 : Le déphasage (θ).

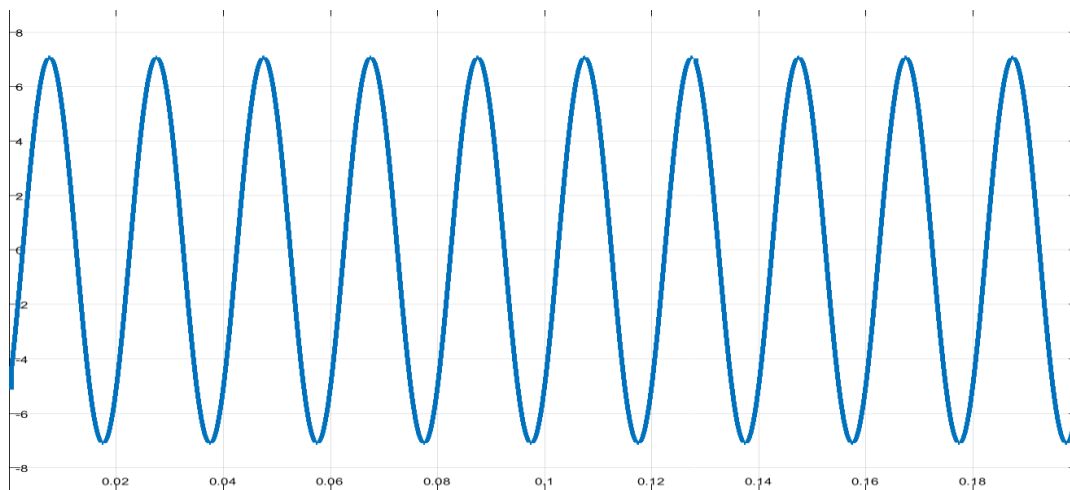


Fig III. 26 : Courant de la charge.

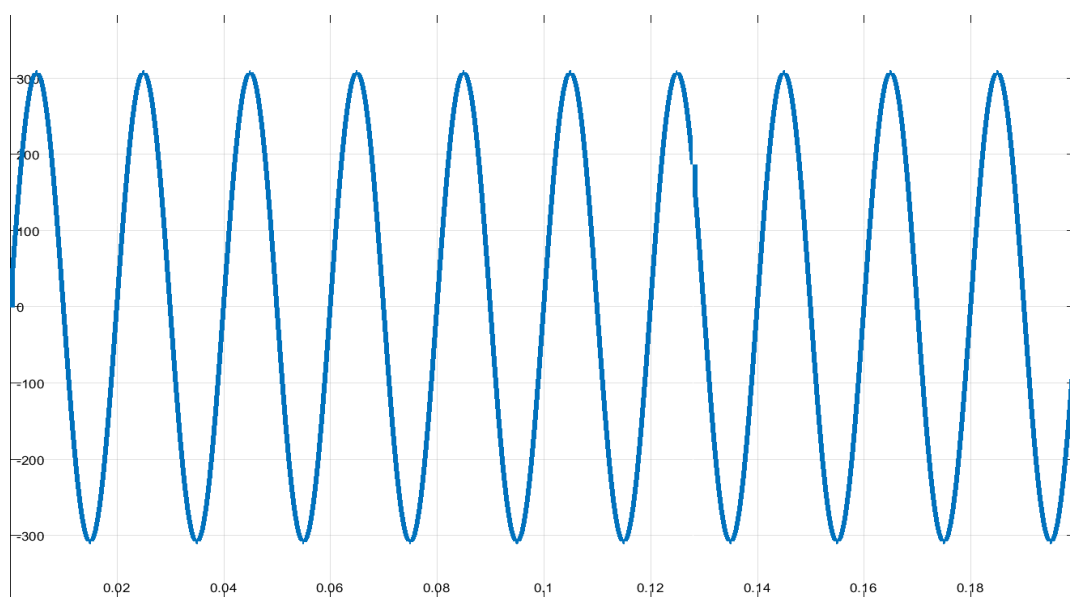


Fig III. 27 : Tension de la charge.

A partir des résultats obtenus, on observe que la tension et le courant de **la source 1** sont éliminés après l'instant de court-circuit $t=0.08s$, comme il est montré dans **les figures III.22, III.23**. Car le courant de CC a dépassé le seuil configuré, et le sens de l'écoulement de la puissance est inversé. Le déphasage (**figure III.25**) montre que la direction de l'écoulement de puissance est inversée de -125° à 138° immédiatement à l'instant du défaut. En ce point, le relais a détecté ce défaut afin d'isoler la source en question de façon efficace et rapide (**figure III.24**). **Les figures III.26 et III.27** montrent que les simulations fonctionnent correctement car seulement le composant défectueux (source 1) est isolé, sachant que la continuité de service est bien assurée par rapport à la charge.

Conclusion :

Dans ce travail, nous avons étudié les schémas des trois protections à max de courant, directionnelle, et à max de courant directionnelle. Les résultats de la simulation effectuées par Simulink /Matlab montrent le bon fonctionnement des schémas proposés. La protection directionnelle assure la continuité de service au niveau de la charge. Elle a pour fonction également d'éviter le risque de faire fonctionner l'alternateur (source) comme un moteur ; c'est l'objectif visé.

Conclusion générale

La protection des lignes de transports est assurée par les relais qui surveillent la ligne à protéger. 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. Le relais permet également d'établir la décision de déclenchement ou pas. Les relais sont conçus pour fonctionner normalement dans un temps très court.

Notre travail a consisté à la simulation d'un relais à max de courant directionnel sous l'environnement Simulink/Matlab, en vue de la conception d'un système de protection à max de courant directionnelle. Les différentes phases de conception sont considérées à savoir la création de défaut, détection des défauts et isolation de défaut. Les résultats de la simulation montrent le bon fonctionnement du schéma Simulink proposé.

Ce travail nous a permis de comprendre le fonctionnement de la protection directionnelle, de connaître les différentes fonctions de protection, de comprendre les principaux défauts et les protections associées des alternateurs.

Références Bibliographiques

- [1] Olivier RICHARDOT « **Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée** » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [2] Schneider Electric, « **Architecteur de Réseau de électrique** », 2007. [6] B. M Weedy, "**Electric Power Systems**", 3rd éd., John Wiley & Sons Ltd., London, 1979.
- [3] Mr. Elakermi Hadj Ahmed « **localisation des défauts dans les lignes de transport en utilisant les valeurs instantanées des signaux** » mémoire magister Université des Mohamed Boudiaf année 2008.
- [4] Cong Duc PHAM « **détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée**» these docteur de l'institut national polytechnique de grenoble septembre 2005.
- [5] Mr Labeled Djamel «**production décentralisée et couplage au réseau**» thèse de doctorat d'état université Mentouri Constantine 2008.
- [6] C. PRÉVÉ, « **Protection des Réseaux Electriques** », pages (29-31), Edition HERMES, Paris 1998.
- [7] Bendenidina Atia «**Modélisation et simulation d'un relais numérique à plusieurs fonctions sous MATLAB-SIMULINK pour la protection des lignes de transport contre les défauts de court-circuit**» mémoire de magitster université Mohamed Boudiaf.
- [8] W.D Stevenson, «**Elements of Power System Analysis**», 4th éd., McGraw-Hill Book.»

- [9] M. LAKROUZ Messaoud M. LEHAD Farid, «**Etude des protections des alternateurs de la centrale thermique de Bab Ezzouar**», mémoire fi d'étude pour l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou 2008/09.
- [10] Thierry Van Cutsem « **Analyse et fonctionnement des systèmes d'énergie électrique**» Université de Liège Janvier 2009.
- [11] « **Principes de science et de fonctionnement des réacteurs - électricité** » www.canteach.candu.org.
- [12] M.Clement Fileau «**Mise en place d'une méthodologie de modélisation en vue du diagnostic des défauts électriques des alternateurs**», thèse de doctorat DE L'UNIVERSITÉ DE TOULOUSE, le vendredi 13 octobre 2017.
- [13] Nouioua Mabrouk et Adoui Merwan «**La protection des réseaux électrique HTB en utilisant de relais de distance** », mémoire fi d'étude master, Université Mohamed Boudiaf-Msila 2016/17.
- [14] SIABDELLAH Toufik, AOUIDJI Oussama et DOGHMANE Zakaria, « **Protections des réseaux électriques MT et HT**», Mémoire de master, Université M'SILA, 2011/2012.
- [15] André SASTRE, « **protection des réseaux HTA industriels et tertiaires** », Cahier Technique n 174 de Schneider Electric, Edition 1994.
- [16] NECIRA Abdelwaheb, «**Simulation et réalisation pratique d'une protection directionnelle**», Mémoire de Master, Université Mohamed Khider Biskra, 2015/2016.
- [17] L.G.Hewitson, MARK Brown et RameshBalakrishnan «**Guide de la protection des équipements électriques**» usine nouvelle 2007,

[18] **«Protection des réseaux électriques»**, Guide de la protection
Schneider Electric, Centre Merlin Gerin. Edition 2003.

[19] Reda AIT ADDA, Nassim MAMOU, **«Etude et présentation du
relais de protection numérique SEPAM S80 du départ aérien 30 kV
Maatkas»**, Mémoire de master, Université TIZI-OUZOU, 2015.

Résumé

Car le système de production et de transport de l'énergie électrique est toujours en développement croissant en raison l'augmentation de consommation énergétique, il est nécessaire d'intégrer des systèmes de protection efficaces, rapides, robustes et permanents en revanche les risques naturels et humains. Les travaux présentés dans ce mémoire concerne la protection des réseaux électriques. Parmi les méthodes couramment employée pour répondre à cette question est la protection à maximum de courant directionnelle. Le but de ce travail est de proposer un schéma de simulation d'un relais à max de courant directionnel sous l'environnement Simulink de Matlab.

ملخص

وبما ان نظام انتاج ونقل الطاقة الكهربائية لا يزال يتطور بسبب زيادة استهلاك الطاقة, فمن الضروري دمج نظم حماية فعالة, سريعة وقوية ودائمة, ضد المخاطر الطبيعية والبشرية. ويتعلق العمل المقدم في هذا الموجز بحماية شبكات الكهرباء. من بين الطرق الشائعة المستخدمة للإجابة على هذا السؤال هو أقصى حماية للتيار. الغرض من هذا العمل هو اقتراح مخطط محاكاة لمرحل تيار أقصى اتجاه ضمن بيئة MATLAB Simulink.

Mots clés : Alternateur, inversion du courant, protection à max de courant directionnelle, simulation

الكلمات المفتاحية:

مولد التيار المتردد، انعكاس التيار، أقصى حماية اتجاهية للتيار، المحاكاة