

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : généralités sur les réseaux électriques	
I Introduction	3
II Normes de la haute tension	4
III. Structure des réseaux électriques	4
III.1. Structure maillée.....	5
III.2. Structure radiale et structure bouclée.....	5
III.3. Structure arborescente.....	5
IV. Types de réseaux.....	6
IV.1. Le réseau de transport à haute tension.....	6
IV.2. Le réseau de répartition.....	7
IV.3. Le réseau de distribution.....	7
V. Constitution des réseaux électriques.....	9
V. 1. Les centrales électriques.....	9
V. 2. Les lignes électriques.....	9
V. 3. Les transformateurs de puissance.....	10
V. 4. Les postes électriques.....	11
VI. Stabilité et réglage des réseaux électriques.....	11
VII. Les défauts électriques.....	12
VII.1. Définitions du défaut électrique.....	13
VII.2. Classification des défauts.....	13
VII.2.1. Par leur durée.....	13
VII.2.1.1. Auto-extincteur.....	13
VII.2.1.2. Fugitif.....	13
VII.2.1.3. Semi-permanent.....	13
VII.2.1.4. Permanent.....	13
VII.2.2. Par leur origine.....	13
VII.2.2.1. Défaut d'origine externe.....	13
VII.2.2.1.1. Origine mécanique.....	14
VII.2.2.1.2. Origine atmosphérique.....	14
VII.2.2.2. Défaut d'origine interne.....	14
VII.2.3. Par leurs natures.....	14
VII.2.3.1. Monophasés.....	14
VII.2.3.2. Biphasés.....	15
VII.2.3.3. Triphasés.....	15
VII.2.3.4. Biphasés-terre (Ou bi-terre).....	15
VII.2.4. Par leur localisation.....	16
VII.2.5. Par la nature de la connexion.....	16
VII.2.5.1. Court circuit franc.....	16
VII.2.5.2. Court circuit impédant.....	16
VII.3. Conséquences des défauts.....	16
VII.4. Paramètres influençant la valeur du courant de court-circuit.....	18
VII.5. Définition de l'intensité de courant de court-circuit.....	18
VII.5.1 réseau monophasé.....	18
VII.5.2 réseau triphasé	18
VIII. Conclusion.....	19
CHAPITRE II: les différents régimes de neutre	
I. Introduction.....	20
II. Définitions.....	20
III. Choix du régime de neutre.....	22
IV. Les différents régimes de neutre.....	22
IV.1. Neutre mis directement à la terre.....	22

IV.2. Neutre isolé de la terre.....	23
IV.3. Neutre fortement impédant.....	24
IV.4. Le neutre mis à la terre à travers une impédance de limitation.....	24
IV.5. Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen).....	26
V. Conclusion.....	27
CHAPITRE III : méthodes de calcul des courants de court-circuit	
I. Introduction.....	29
II. Méthodes de calcul de courant de court-circuit.....	29
II.1. Caractérisation des courts-circuits.....	29
II.2. calcul de l'intensité du court-circuit.....	30
II.3. Composantes symétriques.....	30
II.3.1. Le système direct.....	30
II.3.2. Le système inverse.....	31
II.3.3. Le système homopolaire.....	32
II.3.4. Principe de fonctionnement.....	32
II.4. Décomposition d'un système triphasé en ses composantes symétriques.....	33
III. Méthode de calcul des régimes déséquilibrés.....	38
III.1. Principe de superposition.....	38
III.2. Méthode de résolution pratique.....	39
III.2.1. Défaut phase-terre (monophasé).....	40
III.2.1.1. Ecriture des équations.....	40
III.2.1.2. Résolution des équations.....	41
III.2.1.3. Cas particuliers.....	42
III.2.1.4. Schéma du réseau selon les composantes symétriques.....	43
III.2.2. Défaut biphasé terre.....	44
III.2.2.1. Ecriture des équations.....	44
III.2.2.2. Résolution des équations.....	45
III.2.2.3. Cas particuliers.....	45
III.2.2.4. Schéma du réseau selon les composantes symétriques.....	46
III.2.3. Défaut triphasé.....	46
III.2.3.1. Ecriture des équations.....	47
III.2.3.2. Résolution des équations.....	48
III.2.3.3. Schéma du réseau selon les composantes symétriques.....	48
III.2.4. Réseau à charge déséquilibrée.....	48

III.2.4.1. Ecriture des équations.....	49
III.2.4.2. Résolution des équations.....	50
III.2.4.3.Cas particuliers.....	50
III.2.4.4. Schéma du réseau selon les composantes symétriques.....	50
III.2.5. Réseau avec coupure d'une phase.....	51
III.2.5.1. Ecriture des équations.....	51
III.2.5.2. Résolution des équations.....	52
III.2.5.3. Cas particuliers.....	53
III.2.5.4. Schéma du réseau selon les composantes symétriques.....	53
III.3.l'ordre de grandeur des impédances directes inverses et homopolaires pour différents éléments des réseaux électrique.....	54
III.3.1. les machines synchrones.....	54
III.3.2. Les machines asynchrones.....	55
III.3.3. Les transformateurs.....	55
III.3.4. Les lignes aériennes.....	55
III.3.5. Les câble.....	56
III.4. Formulaire récapitulatif.....	56
III. Conclusion.....	57
<i>CHAPITRE IV : application et discussion derésultats</i>	
I. Introduction.....	58
II. Description de réseau à étudier.....	58
II.1. Caractéristiques des éléments du réseau	58
II.1 .1. Alternateurs.....	58
II.1.2. Transformateurs.....	59
II.1.3 Lignes.....	59
II.1.3. Le réseau infini.....	59
II.1.4. Charges.....	60
II.1.5. Jeu de barre.....	60
II.2. Schéma du réseau.....	60
III. Calcul des courants de courts- circuits.....	61
III.1.Simulation sous logiciel ORCAD.....	61
III.1.1. Calcul des paramètres du schéma modélisé.....	61

III.1.2.Court circuit monophasé.....	66
III.1.2.1.Le neutre est directement mis à la terre.....	66.
III.1.2.2.Le neutre est isolé de la terre.....	69
III.1.2.3.Le neutre mis à la terre à travers une résistance.....	71
III.1.2.4.Le neutre mis à la terre à travers une inductance.....	78
III.1.2.5.Le neutre mis à la terre à travers une résistance variable.....	84
III.1.3.Court-circuit triphasé.....	87
III.1.3.1.Le neutre est directement mis à la terre.....	87
III.1.3.2.Le neutre est isolé de la terre.....	89
III.1.3.3.Le neutre mis à la terre à travers une résistance.....	92
III.1.3.4.Le neutre mis à la terre à travers une inductance.....	94
III.2.Comparaison entre les courants de court-circuit obtenus avec les différents régimes de neutre :.....	97
IV. Conclusion.....	98
<i>Chapitre V : protection électrique et limitation des courants de court-circuit</i>	
I.Introduction :.....	99
II. Généralités sur la protection électrique	99
II.1 Rôle de la protection électrique.....	99
II.2 Schéma fonctionnel d'une protection électrique.....	99
II.3. Qualités d'un système de protection.....	100
II.3.1 Rapidité d'élimination des défauts.....	100
II.3.2 Sélectivité d'élimination des défauts.....	100
II.3.3 Fiabilité des protections statiques analogiques.....	101
II.3.Sensibilité : (niveau des courants de défaut) et dynamique de fonctionnement des protections.....	101
II.4. Grandeurs utilisées dans la détection des défauts.....	101
II.5 Eléments importants dans une protection électrique classique.....	102
II.5.1 Relais.....	102
II.5.2 Disjoncteur.....	102
II.6 Types de protection des lignes.....	102
II.6.1 Protection par fonction.....	102
II.6.1.1 Protection par relais différentiel.....	102
II.6.1.2 Protection par relais de comparaison de phase.....	102

II.6.1.3 protection par relais ampèremétrique (ou de surintensité)	102
II.6.1.4 Protection par relais de distance.....	103
II.6.2 Protection par technologie.....	103
II.6.2.1 Protection électromécanique.....	103
II.6.2.2 Protection électronique (ou statique)	103
II.6.2.3 Protection numérique.....	103
III. Méthodes utilisées dans les protections numériques pour l'analyse des défauts.....	103
III.1 Méthodes utilisées dans la détection.....	103
III.2 Méthodes utilisées dans la classification.	104
III.3 Méthodes de localisation des défauts.....	104
IV. Limitation des courants de court-circuit.....	105
IV.1 Moyen de limitation des courants de court-circuit.....	105
IV.2 Limiteur de courant.....	105
IV.2.1 Définition d'un dispositif limiteur de courant.....	106
IV.3 Types de limiteur de courant.....	107
IV.3.1 Le limiteur résistif.....	107
IV.3.2 Limiteurs à couplage inductif.	107
IV.4 Caractéristiques typiques.	107
V. Conclusion.....	108
Conclusion général	109
Bibliographie	111

Introduction générale

Introduction générale

A notre époque, sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable, il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue. Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines (centrales électriques) capables de produire de l'électricité en grande quantité. Une fois le courant produit, il doit être acheminé vers le consommateur via le réseau électrique constitué par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité.

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité du service.

Les lignes de transport d'énergie électrique constituent une partie essentielle d'un réseau électrique, car elles doivent assurer la continuité de l'alimentation des consommateurs en électricité. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes de transport sont souvent exposés à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

La majorité des défauts sont dus à des courts-circuits causés souvent par la foudre, la pluie ou les surtensions créées par l'ouverture et la fermeture des disjoncteurs. Ces courts-circuits pouvant être permanents, il est ainsi nécessaire de les détecter et localiser avec précision pour réparer et restaurer l'alimentation dès que possible. C'est pour cela que l'on utilise des dispositifs de protection qui assurent le bon fonctionnement des lignes de transports

Notre travail traite :

Le calcul des courants de courts-circuits monophasés et triphasés à des endroits différents du réseau en considérant les différents régimes du neutre.

L'analyse de ces défauts et la définition des principaux concepts de protections électriques dont le rôle est de limiter les courants de courts-circuits et leurs dégâts.

Dans le premier chapitre nous ferons une présentation des réseaux électriques (normes, structure, types de réseaux ...) et des défauts qui apparaissent sur ces réseaux

Introduction générale

Le deuxième chapitre traite les différents régimes du neutre, leur classification, la base du choix d'un régime pour un réseau donné ...

Le troisième chapitre est consacré à la description de la méthode des composantes symétriques pour calculer les différents types de courants de défauts.

Le quatrième chapitre portera sur la simulation et le calcul des courants de courts-circuits (avec le logiciel ORCAD), puis l'analyse, la comparaison et la discussion des résultats pour les différents régimes de neutre.

Dans le cinquième chapitre nous ferons un aperçu des dispositifs de protection utilisés contre les courants de défaut qui assurent le bon fonctionnement des lignes de transports

Nous terminerons ce travail par une conclusion générale résumant les principaux résultats obtenus.

I. Introduction [2]

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques qui permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique est tout d'abord défini par le type de courant électrique qu'il utilise. Les réseaux électriques actuels utilisent un courant alternatif triphasé sinusoïdal. Ce choix décisif découle d'un ensemble de raisons dont la plus importante est la nécessité de transporter l'électricité à une tension élevée.

Le transport de puissances importantes sur de longues distances nécessite des tensions élevées. Il faut donc des transformateurs pour passer d'une tension à une autre ; or ils ne fonctionnent qu'avec du courant alternatif. Les changements de tension sur un système à courant continu n'est pas aussi efficace (plus de pertes) qu'en alternatif (transformateur). Le gain de l'élévation de tension serait contrebalancé par des pertes plus importantes lors des phases d'abaissement de la tension. De plus, la coupure des courants dans les disjoncteurs est facilitée par le passage répétitif à zéro du courant alternatif. Ce dernier génère quand même des contraintes d'utilisation, notamment : l'existence d'effets inductifs et capacitifs dans les lignes électriques qu'il faut compenser afin d'en limiter les effets sur la tension ; la création d'un effet de peau qui concentre le courant à la périphérie des câbles électriques, augmentant ainsi les pertes Joules et nécessitant dans certains cas des dispositions particulières.

Le courant alternatif s'est imposé dans presque tous les réseaux, mais le courant continu reste encore intéressant pour certains projets particuliers où le recours à des stations de conversion onéreuses est nécessaire (exemple des interconnexions sous-marines ou celles de très longue distance où il limite la perte en ligne). La solution la plus commode pour produire de manière industrielle de l'énergie électrique est l'entraînement d'un alternateur par une turbine, le tout en rotation autour d'un axe. De manière naturelle, ces installations produisent des tensions sinusoïdales.

En sens inverse et tout aussi naturellement, ces tensions sinusoïdales permettent l'entraînement régulier d'un moteur électrique.

Cette facilité d'utilisation à la production et à l'usage dans les machines tournantes constitue les deux grands atouts de la tension sinusoïdale.

Il est tout à fait possible de réaliser un réseau uniquement en courant monophasé. Les raisons qui ont conduit à adopter le réseau triphasé sont les avantages techniques et économiques importants qu'il présente : Un alternateur de très forte puissance ne peut pas fonctionner en produisant un courant monophasé car la puissance fluctuante qui en résulte provoque une destruction de l'arbre de liaison entre l'alternateur et la source d'énergie mécanique qui le met en rotation. En effet, un système monophasé voit sa puissance instantanée passer par une valeur nulle à chaque oscillation de l'onde de tension (lorsque la tension ou l'intensité passe par zéro). La puissance instantanée est donc variable. Au contraire, les systèmes triphasés équilibrés assurent une puissance instantanée constante, ce qui est important en électromécanique.

II. Normes de la haute tension [5]

La haute tension est un terme qui caractérise, selon des normes européennes, les valeurs de la tension électrique supérieures à 1 000 volts en courant alternatif et 1 500 volts en courant continu. On distingue deux catégories de hautes tensions :

Le domaine haute tension A (ou HTA), ou moyenne tension (MT), concerne les installations électriques dans lesquelles la tension : excède 1 000 volts sans dépasser 50 000 volts en courant alternatif, ou excède 1 500 volts sans dépasser 75 000 volts en courant continu.

Le domaine haute tension B (ou HTB) concerne les installations électriques dans lesquelles la tension : excède 50 000 volts en courant alternatif, ou excède 75 000 volts en courant continu.

Bien qu'ils ne soient pas normalisés, on utilise également couramment les termes :

Extra-haute tension, pour désigner les tensions en courant alternatif qui sont supérieures à 300 kV et inférieures ou égales à 800 kV

Ultra-haute tension, pour désigner les tensions en courant alternatif qui sont supérieures à 800 kV. Il existe actuellement des projets 1 100 kV en Chine et 1 200kV en Inde. Dans les années 1990, il y a eu un projet 1 100 kV très avancé au Japon avec essais de prototypes, mais à ce jour il n'a été exploité qu'en 550 kV.

L'appellation ***très haute tension (THT)*** est quant à elle une ancienne dénomination de la classe des tensions utilisées pour le transport longue distance de l'électricité, qui concernait les tensions supérieures à 100 000 volts.

III. Structure des réseaux électriques [2]

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous :

III.1. Structure maillée

Les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques, apportant une grande sécurité d'alimentation (Figure I.1)

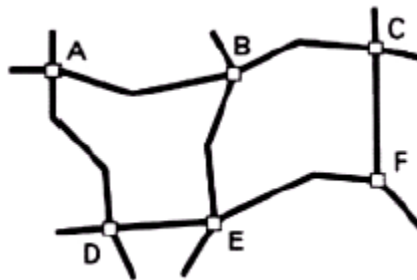


Figure I.1 : Structure maillée

III.2. Structure radiale et structure bouclée

La sécurité d'alimentation, bien qu'inférieure à celle de la structure maillée, reste élevée (figure I.2 et figure I.3).

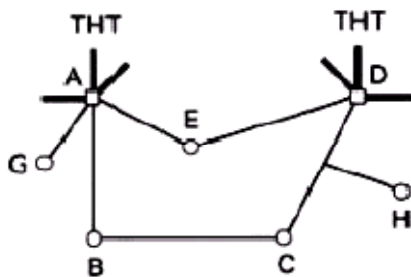


Figure I.2 : Structure bouclée



Figure I.3 : structure radiale

III.3. Structure arborescente (Figure I.4)

(Les postes blancs représentent les apports d'énergie), la sécurité d'alimentation est faible puisqu'un défaut sur la ligne ou sur le poste blanc coupe l'ensemble des clients en aval.

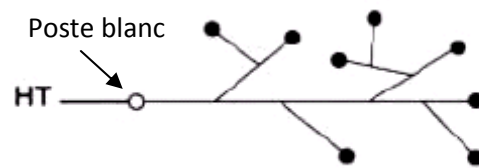


Figure I.4. Structure arborescente

Chaque type de structure possède des spécificités et des modes d'exploitation très différents. Les grands réseaux d'énergie utilisent tous ces types de structure. Dans les niveaux de tension les plus élevés, on utilise la structure maillée : c'est le réseau de transport. Dans les niveaux de tension inférieurs, la structure bouclée est utilisée en parallèle de la structure maillée : c'est le réseau de répartition. Enfin, pour les plus bas niveaux de tension, la structure arborescente est quasiment et exclusivement utilisée : c'est le réseau de distribution.

IV. Types de réseaux [2]

IV.1. Le réseau de transport à haute tension

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) (de 50 kV à 400 kV) et ont pour but de transporter l'énergie des grandes centrales de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée). Ces réseaux constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C (figure I.5) constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils.

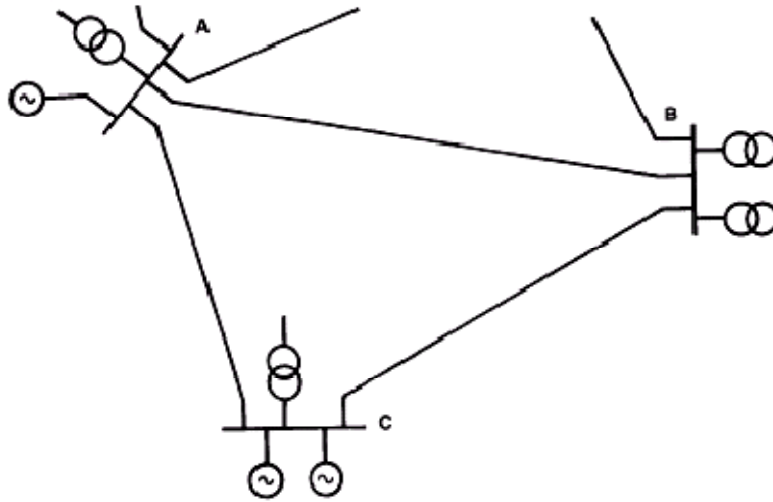


Fig. I.5 : Exemple d'une partie d'un réseau de transport

Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité si l'exploitant du réseau de transport respecte la règle dite du "N-1" (possibilité de perdre n'importe quel élément du réseau sans conséquences inacceptables pour les consommateurs).

IV.2. Le réseau de répartition

Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre de 30 à 150 kV) et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région. Ils ont une structure à la fois maillée et bouclée suivant les régions considérées. Contrairement aux réseaux de transport qui sont toujours bouclés (afin de pouvoir assurer un secours immédiat en N-1), les réseaux de répartition peuvent être exploités bouclés ou débouclés selon les transits sur le réseau (débouclé signifie qu'un disjoncteur est ouvert sur l'artère, limitant ainsi les capacités de secours en N-1). Les problèmes de report de charge se posent également pour le réseau de répartition, sa conduite est donc assurée en coordination avec celle du réseau de transport et nécessite également des moyens de simulation en temps réel.

IV.3. Le réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- les réseaux à moyenne tension ou HTA ;
- les réseaux à basse tension sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

Contrairement aux réseaux de transport et répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population.

Les réseaux à moyenne tension (MT) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses : à partir d'un poste source (lui-même alimenté par le réseau de répartition), l'électricité parcourt une artère (ou ossature) sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes MT/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique MT entraînera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent.

Les ossatures des réseaux à moyenne tension (MT) européens ne sont constituées que des trois phases, alors qu'en Amérique du Nord le fil du neutre est également distribué (3 phases + 1 neutre). Les dérivations MT quant à elles peuvent être constituées d'un fil (cas de l'Australie où le retour du courant s'effectue par la terre) à quatre fils (cas des États-Unis), ou encore systématiquement trois fils (les 3 phases) comme le réseau français.

Les réseaux MT aériens sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement.

Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains. Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas d'avarie (plusieurs dizaines d'heures), il est fait appel à des structures en double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation.

Les réseaux BT résultent de la structure des réseaux MT : en Amérique du Nord les réseaux monophasés sont courants (1 neutre + 1 phase), tandis qu'en Europe la distribution triphasée avec fil de neutre est très majoritaire (1 neutre + 3 phases). La structure arborescente est là

aussi de loin la plus répandue, car elle est à la fois simple, bon marché, et permet une exploitation facile.

V. Constitution des réseaux électriques [6]

V. 1. Les centrales électriques

Il existe cinq principaux types de centrales électriques :

- Les centrales à combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel) dites centrales thermiques classiques,
- Les centrales nucléaires qui sont également des centrales que l'on peut qualifier de thermiques,
- Les centrales hydroélectriques,
- Les centrales solaires ou photovoltaïques,
- Les centrales éoliennes.

V. 2. Les lignes électriques

Les lignes électriques assurent la fonction "transport de l'énergie" sur les longues distances. Elles sont constituées de 3 phases, et chaque phase peut être constituée d'un faisceau de plusieurs conducteurs (de 1 à 4) espacés de quelques centimètres afin de limiter l'effet couronne qui génère des pertes en lignes, différentes des pertes Joule.

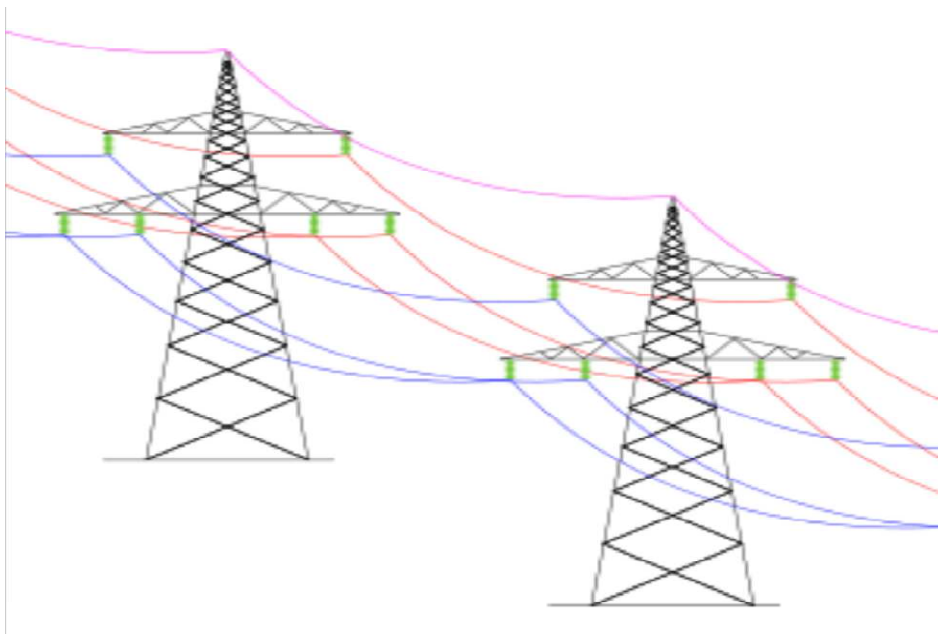


Figure I.6 : lignes électriques

Un pylône électrique peut supporter plusieurs ternes : en France jamais plus de 4, rarement plus de 2, mais d'autre pays comme l'Allemagne ou le Japon font supporter à leur pylône jusqu'à 8 ternes. Les pylônes sont tous soigneusement reliés à la terre par un réseau de terre efficace. Les pylônes supportent les conducteurs par des isolateurs en verre ou en porcelaine qui résistent aux tensions élevées des lignes électriques. Généralement la longueur d'un isolateur dépend directement de la tension de la ligne électrique qu'il supporte. Les isolateurs sont toujours munis d'éclateurs qui sont constitués de deux pointes métalliques se faisant face. Leur distance est suffisante pour qu'en régime normal la tenue de tension puisse être garantie. Leur utilité apparaît lorsque la foudre frappe la ligne électrique : un arc électrique va alors s'établir au niveau de l'éclateur qui contournera l'isolateur. S'il n'y avait pas d'éclateur, la surtension entre le pylône et la ligne électrique foudroyée détruirait systématiquement l'isolateur.

Un câble de garde, constitué d'un seul conducteur, surplombe parfois les lignes électriques. Il est attaché directement au pylône, et ne transporte aucune énergie : il est relié au réseau de terre et son but est d'attirer la foudre afin qu'elle ne frappe pas les 3 phases de la ligne, évitant ainsi les "creux de tension" perturbant les clients. Au centre du câble de garde on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant. Si on décide d'installer la fibre optique sur un câble de garde déjà existant, on utilise alors un robot qui viendra enrouler en spirale la fibre optique autour du câble de garde.

V. 3. Les transformateurs de puissance

On trouve sur les réseaux électriques deux types de transformateurs de puissance :

Les autotransformateurs qui n'ont pas d'isolement entre le primaire et le secondaire. Ils ont un rapport de transformation fixe quand ils sont en service, mais qui peut être changé si l'autotransformateur est mis hors service.

Les transformateurs avec régleurs en charge sont capables de changer leur rapport de transformation quand ils sont en service. Ils sont utilisés pour maintenir une tension constante au secondaire (la tension la plus basse) et jouent un rôle important dans le maintien de la tension. Les transformateurs étant des matériaux particulièrement coûteux, leur protection est assurée par différents mécanismes redondants (figure I.7).



Figure I.7 : Les transformateurs

V. 4. Les postes électriques

Les postes électriques sont les nœuds du réseau électrique. Ce sont les points de connexion des lignes électriques. Les postes des réseaux électriques peuvent avoir 2 finalités :

- L'interconnexion entre les lignes de même niveau de tension : cela permet de répartir l'énergie sur les différentes lignes issues du poste ;
- La transformation de l'énergie : les transformateurs permettent de passer d'un niveau de tension à un autre.

De plus, les postes électriques assurent des fonctions stratégiques :

- ***Assurer la protection du réseau*** : un système complexe de protection permet qu'un défaut sur un seul ouvrage n'entraîne pas la mise hors tension de nombreux ouvrages, ce qui risquerait de mettre une vaste zone hors tension. Cette protection est assurée par des capteurs qui fournissent une image de la tension et du courant à des relais de protection, lesquels élaborent des ordres de déclenchement à destination des disjoncteurs.
- ***permettre l'exploitation normale du réseau*** : présence de plusieurs jeux de barre et de couplage afin de pouvoir prendre différents schéma électriques
- ***assurer la surveillance du réseau*** : la tension du réseau et l'intensité dans les lignes sont surveillées dans les postes électriques, via des transformateurs de mesure de tension et de courant.

VI. Stabilité et réglage des réseaux électriques

L'électricité est une des rares énergies qu'il n'est pas possible de stocker à grande échelle (on exclut les systèmes de batteries ou les barrages considérés comme des réserves d'énergie électromécanique à faible inertie). En permanence, les opérateurs des réseaux doivent

s'assurer de l'équilibre offre demande. En cas de déséquilibre offre demande, il y a deux principaux phénomènes observés:

- une consommation supérieure à la production, le risque de délestage fréquence-métrique ou de black out n'est pas exclu, (perte rapide du synchronisme sur les alternateurs), c'est le cas du délestage massif de l'Italie en 2003,
- une production supérieure à la consommation, il peut dans ce cas y avoir une accélération des machines synchrones qui produisent l'électricité et emballement pouvant conduire également à un black out par l'intermédiaire de protections fréquence-métrique. Cette situation est connue des systèmes électriques insulaires ou la surproduction notamment éolienne entraîne parfois des fréquences "hautes" sur les réseaux, exemple 54 Hz en Guadeloupe lors de l'été 2008 avec une forte production éolienne en sus de la production centralisée de l'île.

Les interconnexions entre pays permettent de mieux répartir le risque de black out à l'échelle des pays, les pays étant "solidaires les uns aux autres" dans la gestion de l'équilibre offre demande, on parle ici de réserve primaire mutualisée.

L'apparition massive de la production décentralisée sur les réseaux terminaux - réseaux de distribution - conduit également à tenir compte de cette production non centralisée dans l'équilibre global des réseaux, notamment pour les problématiques de tenue à la tension. L'émergence des réseaux intelligents ou smartgrid doit notamment concourir à faire cohabiter l'équilibre global du réseau de transport (fréquence, tension), avec l'équilibre local des réseaux de distribution. Les opérateurs européens réfléchissent entre eux à des solutions techniques pertinentes compte tenu de l'évolution progressive des modes de production, aujourd'hui fortement centralisés (centrales nucléaires, hydraulique, ...), et demain beaucoup plus décentralisés (éolien, photovoltaïques...).

Ajouter à ça le réseau électrique est sujet à des courts-circuits ou défauts, (-dus à des phénomènes naturels et à d'autres éléments internes ou externes-) qui peuvent avoir des conséquences très graves sur la stabilité du réseau, l'étude des courts-circuits permet de minimiser leurs effets néfastes sur les installations électriques.

VII. Les défauts électriques

VII.1. Définitions du défaut électrique :

La mise en connexion volontaire ou accidentelle de deux points (ou plus) d'un circuit électrique entre lesquels existe une différence de potentiel, par un conducteur de faible résistance donne naissance au court-circuit, ce dernier est aussi appelé défaut, car c'est un défaut de l'isolement électrique. Dans l'air le défaut apparaît sous forme d'un arc électrique, alors on dit qu'il n'est plus isolant. Lors du court circuit il ya création d'un courant de très grande intensité qui s'appelle courant de court circuit.

VII.2. Classification des défauts :

Il y a plusieurs types de défaut qui sont classés selon : leur durée, origine, nature, localisations et aussi par la nature de leur connexion.

VII.2.1. Par leur durée :**VII.2.1.1. Auto-extincteur :**

Le temps mis par le défaut pour disparaître de lui même est très court de l'ordre de (50ms), il ne provoque pas le déclenchement du (fusible ou disjoncteur).

VII.2.1.2. Fugitif :

Ils sont de l'ordre de 70-90% des défauts et ils nécessitent une brève coupure du réseau d'alimentation D'environ 0,3 secondes, sans nécessiter d'intervention.

VII.2.1.3. Semi-permanent :

Ils sont de l'ordre de 5-15% des défauts, ils disparaissent après une ou plusieurs coupures longues du réseau d'alimentation (quelques dizaines de secondes) sans nécessiter d'intervention

VII.2.1.4. Permanent :

Ils sont de l'ordre de 5-15% des défauts, ils provoquent un déclenchement définitif et nécessite l'intervention du personnel pour la reprise du service

VII.2.2. Par leur origine :

VII.2.2.1. Défaut d'origine externe :

VII.2.2.1.1. Origine mécanique :

Ce sont les défauts causés par la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, ainsi que les amorçages dus aux liaisons électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur (outils ou animaux),

VII.2.2.1.2. Origine atmosphérique :

C'est le cas de la foudre qui frappe les conducteurs d'une ligne ou d'un poste.

VII.2.2.2. Défaut d'origine interne :

C'est le cas des phénomènes qui prennent naissance dans les réseaux eux-mêmes tel que l'ouverture d'un circuit électrique en charge, la surintensité produite par un courant de surcharge, un court-circuit ou un défaut d'isolement.

VII.2.3. Par leurs natures :

On distingue quatre types de courts-circuits d'après l'ordre de fréquence :

VII.2.3.1. Monophasés :

Où une phase et le neutre ou la terre sont reliés ensemble, (80 % des cas).

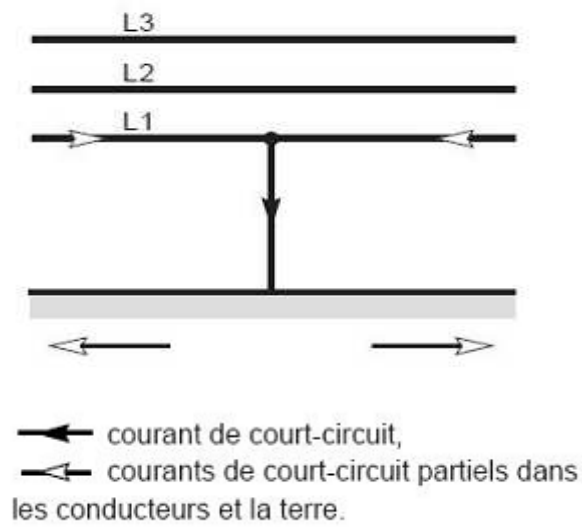


Figure I.8 : Défaut monophasé

VII.2.3.2. Biphasés :

Où deux phases sont raccordées ensemble, (15 % des cas).

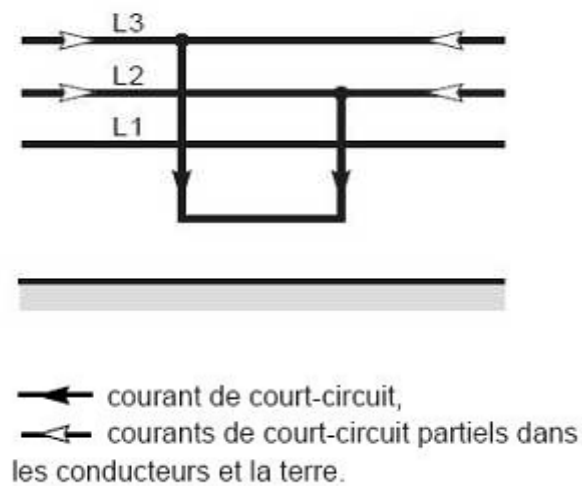


Figure I.9 : Défaut biphasé

VII.2.3.3. Triphasés :

Où les trois phases sont reliées ensemble, (5 % des cas)

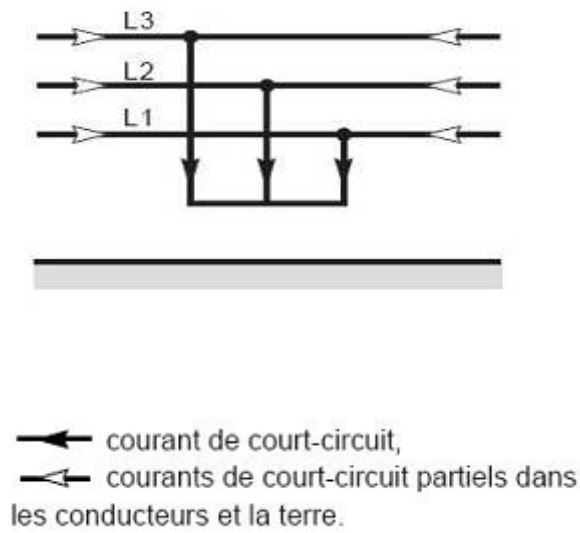


Figure I.10 : Défaut triphasé

VII.2.3.4. Biphasés-terre (Ou bi-terre) :

Où deux phases et la terre sont reliées ensemble.

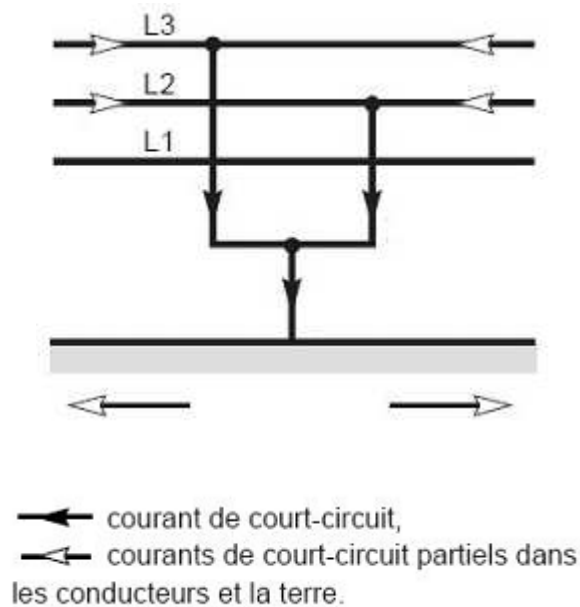


Figure I.11 : Défaut biphasé terre

VII.2.4. Par leur localisation :

Interne ou externe à une machine, sur une ligne aérienne ou souterraine ;

VII.2.5. Par la nature de la connexion :**VII.2.5.1. Court circuit franc :**

Lorsque deux points mis en court-circuit se touchent directement.

VII.2.5.2. Court circuit impédant :

Lorsque les deux points mis en court-circuit sont reliés par un milieu impédant (un arbre par exemple).

VII.3. Conséquences des défauts : [1]

Pendant le court-circuit, l'admittance de la branche en court circuit augmente. L'importance de la diminution de l'impédance est fonction de la position du point de court-circuit dans le réseau. Le problème majeur du court-circuit, c'est qu'il engendre une augmentation importante du courant dans quelques branches du réseau. Les défauts peuvent avoir plusieurs conséquences :

- 1- Destructures provoquées par les arcs qui arrive à détruire les chaînes d'isolations, fondre le cuivre et le plomb en présence du claquage d'un câble souterrain.
- 2- Echauffement dû à la présence des courants de court-circuit consécutifs. Ces courants provoquent des échauffements importants, en particulier dans les câbles souterrains où les échanges calorifiques avec l'extérieur sont assez limités.
- 3- Chutes de tension conséquences immédiate des courants de court-circuit qui provoquent des brusques variations de tension, non seulement sur la ligne court-circuitée, mais aussi sur les lignes adjacentes.
- 4- Présence d'efforts électrodynamiques : Si le matériel supporte le passage des courants de court-circuit très intenses, il sera soumis à des efforts électrodynamiques importants.
- 5- Explosions des disjoncteurs provoquées par l'importante valeur des courants de court-circuit : Le fort courant peut provoquer l'explosion des disjoncteurs particulièrement si ces

derniers sont anciens et sont placés dans les réseaux moyenne tension et alimentés par des transformateurs HTA/HTB de puissances élevées.

6- perte de stabilité de groupes générateurs et des fonctionnements hors synchronisme préjudiciable aux matériels dues aux courts-circuits (- s'ils ne sont pas éliminés rapidement -), surtout lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, entraînant une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur.

7- dégradation des circuits de télécommunications : La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres du réseau. Une tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant, apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunication.

8- risques pour la sécurité des personnes, lors de la mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de défaut à la terre, les conducteurs tombés au sol,... etc.

VII.4. Paramétrés influençant la valeur du courant de court-circuit :

L'importance de l'intensité du courant de court circuit se traduit par le fait qu'elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut.

La valeur de cette intensité en un point d'un réseau quelconque dépend de plusieurs facteurs à savoir :

- la nature des éléments qui constituent le réseau : alternateur, transformateur, lignes, câbles ;
- la structure topologique du réseau, (radial, bouclé, maillé) ;
- le mode d'exploitation du réseau : neutre isolé ou neutre relié à la terre ;
- la résistance du défaut ;
- le type de défaut : triphasé, biphasé et monophasé.

VII.5. Définition de l'intensité de courant de court-circuit : [4]

VII.5.1 réseau monophasé : L'intensité I d'un courant de court-circuit se définit principalement par l'application de la loi d'ohm.

$$I = \frac{V}{Z} \quad V: \text{tension simple de la source}$$

Z : impédance totale du circuit, celle du défaut inclus.

VII.5.2 réseau triphasé L'intensité I_{cc} d'un courant de court-circuit dans un réseau triphasé équilibré se définit par phase à partir de la tension simple du réseau et de l'impédance correspondante par phase. Par contre dans les réseaux triphasés déséquilibrés, le calcul de courant de court-circuit nécessite le recours aux composantes symétriques.

VIII. Conclusion :

On a fait dans ce chapitre une étude générale du réseau électrique, avec l'étude de ses différents composants nécessaire à la production, au transport, à la distribution et à la livraison de l'énergie électrique. Le but premier d'un réseau d'énergie est de pouvoir alimenter la demande des consommateurs. Comme on ne peut encore stocker économiquement et en grande quantité l'énergie électrique il faut pouvoir maintenir en permanence l'égalité : (Production = Consommation + pertes). Le réseau électrique doit permettre de livrer aux utilisateurs un bien de consommation adapté à leurs besoins quotidien, aussi il doit être conçu de sorte à faire face aux défauts électriques en minimisant le plus possible leurs effets néfastes.

I. Introduction

Une installation électrique de qualité doit répondre aux attentes des utilisateurs en termes de sécurité et d'exploitation. Une attention particulière doit être apportée au choix des Schémas de Liaison à la Terre (encore appelés "régimes de neutre"), car leur influence est fondamentale sur la qualité de l'installation. Si tous les régimes de neutre se valent pour la sécurité des personnes, il en va autrement lorsque l'on considère des critères comme la continuité de service, les risques d'incendie, les défauts d'isolement.

II. Définitions [4]

Dans tout système triphasé Haute ou Basse Tension existent trois tensions simples, mesurées entre chacune des phases et un point commun appelé "point neutre". Physiquement, le neutre est le point commun de trois enroulements montés en étoile (voir figure III.1). Lorsque le conducteur de neutre est présent, on dit que le neutre est distribué.

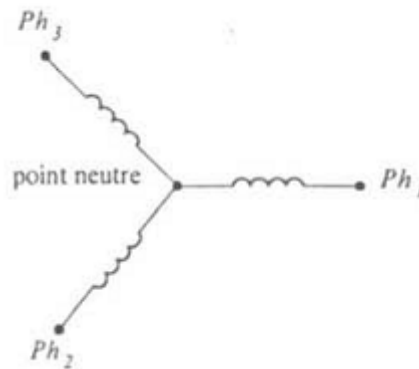


Figure III.1. Point neutre d'un système triphasé en étoile

Dans une installation Haute ou Basse Tension, le neutre peut ou non être relié à la terre. On parle alors de régime du neutre.

La connexion du neutre à la terre peut être réalisée directement, ou par l'intermédiaire d'une résistance ou d'une réactance. Dans le premier cas, on dit que le neutre est mis directement à la terre et dans le second cas, que le neutre est mis à la terre par une impédance.

Lorsqu'il n'existe aucune liaison intentionnelle entre le point neutre et la terre, on dit que le neutre est isolé. Dans un réseau, le régime du 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 les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre.

Un neutre mis directement à la terre limite fortement les surtensions ; par contre, il engendre des courants de défaut très importants. Au contraire, un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtensions élevées.

La continuité de service en présence d'un défaut à la terre est également liée au régime du neutre. Un neutre isolé permet la continuité de service lors d'un défaut à la terre, sous réserve de respecter le décret sur la protection des travailleurs. Un neutre mis directement à la terre ou par une faible impédance impose au contraire un déclenchement dès l'apparition du premier défaut à la terre.

L'importance des dommages que subissent certains équipements, tels que les moteurs et les alternateurs présentant un défaut d'isolement interne, dépend également du régime du neutre.

Dans un réseau à neutre mis directement à la terre, une machine affectée d'un défaut d'isolement est fortement endommagée en raison de la valeur élevée du courant de défaut.

Dans un réseau à neutre isolé ou fortement impédant, les dommages sont au contraire réduits, mais il faut que les équipements aient un niveau d'isolement compatible avec le niveau des surtensions pouvant se développer dans ce type de réseau.

Le régime du neutre a également une influence importante sur le niveau des perturbations électromagnétiques engendrées lors d'un défaut. Les schémas favorisant des courants de défaut élevés et leur circulation dans les structures métalliques des bâtiments sont très perturbateurs ; au contraire, les schémas qui réduisent ces courants et qui garantissent une bonne équipotentialité des masses le sont peu.

Le choix du régime du neutre, tant en Basse Tension qu'en Haute Tension, dépend à la fois de la nature de l'installation et de celle du réseau. Il est également influencé par la nature des récepteurs, la recherche de la continuité de service et la limitation du niveau de perturbation subi par les équipements sensibles.

III. Choix du régime de neutre :

Le choix du régime de neutre s'analyse en fonction des critères suivants :

- Niveau de tension, car le matériel doit avoir un niveau d'isolement compatible avec les surtensions engendrées lors des défauts monophasés.
- Coordination des isolements, les courants de défaut à la terre devant induire, compte tenu de la politique des mises à la terre des ouvrages des montées en tension locales compatibles avec les isolements du matériel à basse et moyenne tension.
- Réglementation et législation concernant les élévations de tensions, des masses, la sensibilité de détection.
- Continuité de fourniture en cas de défaut à la terre.
- Limitation du courant de défaut à la terre pour diminuer les contraintes électrodynamiques sur les matériels et réduire les phénomènes d'induction sur les lignes de télécommunication et les surtensions sur le matériel B.T.
- Recherche de l'auto extinction des défauts monophasés.

IV. Les différents régimes de neutre [3]

Les différents modes de raccordement du point neutre à la terre sont les suivant :

- le neutre directement mis à la terre
- le neutre isolé, ou fortement impédant
- le neutre mis à la terre à travers une impédance de limitation
- le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen).

IV.1. Neutre mis directement à la terre

Une liaison électrique est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre. Ce type de mise à la terre limite au mieux les surtensions et la sélectivité des protections ne présente pas de difficultés et c'est la solution la plus simple et la moins coûteuse. Par contre, en cas de défaut à la terre, le courant n'est pas limité, les dégâts et les perturbations sont maximaux et le danger pour le personnel est important pendant la durée du défaut. Cette solution n'est pas utilisée pour la distribution en haute tension.

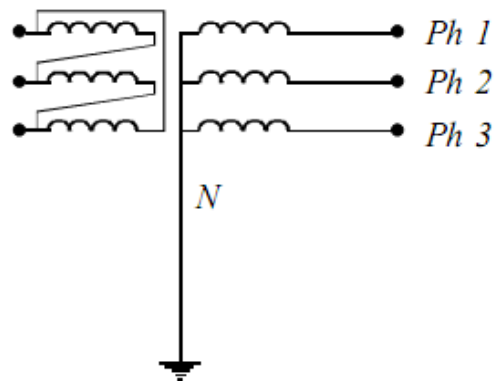


Figure III.2 : Neutre mis directement à la terre

IV.2. Neutre isolé de la terre

Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection. Le potentiel des divers conducteurs de ligne n'est plus limité à la valeur des tensions simples correspondantes, mais dépend des capacités des trois conducteurs en supposant que l'isolement du système est parfait.

Le neutre étant isolé, ce mode n'entraîne pas de courant de court-circuit comme dans le cas du neutre mis à la terre, et l'installation peut continuer à fonctionner, avec les isolements qui sont généralement prévus pour toutes les tensions composées et non pour les tensions simples. Le réseau à neutre isolé est donc sujet à beaucoup moins d'interruption que le réseau à neutre mis à la terre mais le potentiel n'étant fixé que par les impédances de fuite, en particulier par des capacités phase-terre, les risques de surtension sont maximaux. Pour cette raison, on limite l'emploi de ce régime de neutre aux réseaux dont la tension nominale n'excède pas 15 KV.

Ce régime présente de nombreux inconvénients :

Il exige la présence permanente d'un personnel qualifié d'entretien pour maintenir un très bon niveau d'isolement et intervenir rapidement en cas d'accident.

Le courant de défaut est égal au courant de fuite à la terre des phases saines portées à la tension composée.

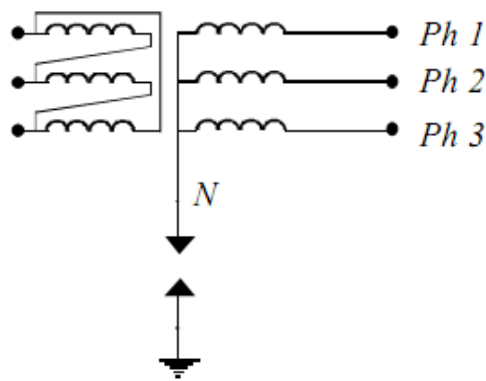
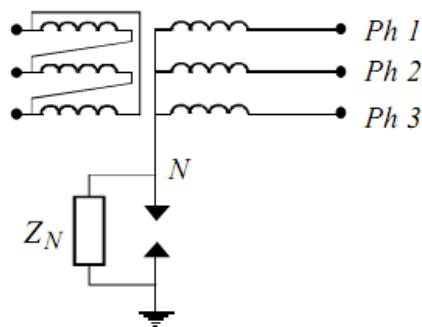


Figure III.3 : Neutre isolé de la terre

IV.3. Neutre fortement impédant

Une impédance de valeur élevée est intercalée entre le point neutre et la terre (ce cas est similaire au cas du neutre isolé de la terre).



IV.4. Le neutre mis à la terre à travers une impédance de limitation

Dans certains cas, il est nécessaire de limiter l'intensité maximale des courants de défauts à la terre par une impédance de limitation placée entre le neutre et la terre. Compte tenu de l'importance du courant à transiter, on utilise une réactance qui n'aura à dissiper qu'une puissance thermique réduite. Suivant des critères techno-économiques, on choisira :

Une résistance pour des tensions inférieures à 30 KV.

Une réactance pour des tensions supérieures à 30 KV.

Le neutre des réseaux moyen tension est mis à la terre par une impédance qui limite le courant de défaut monophasé à 300 A en zone rurale et 1000 A en réseau souterrain.

Des bobines triphasées du point neutre sont toutefois employées lorsque l'on est conduit, pour des raisons d'exploitation, à utiliser des transformateurs dont l'enroulement MT est couplé en triangle.

Les surtensions sont fortement amorties à condition de respecter la règle :

$$(I_R \geq 2I_C) \text{ Avec } I_R = V / R.$$

I_R : Courant maximal dans la résistance pendant le défaut.

$I_C = 3C\omega$: est la somme vectorielle des courants dans les capacités entre phase et terre, pendant le défaut.

Donc :

a). L'impédance employée est une résistance pure

Cette solution n'est valable que pour les tensions inférieures ou égales à 30 KV.

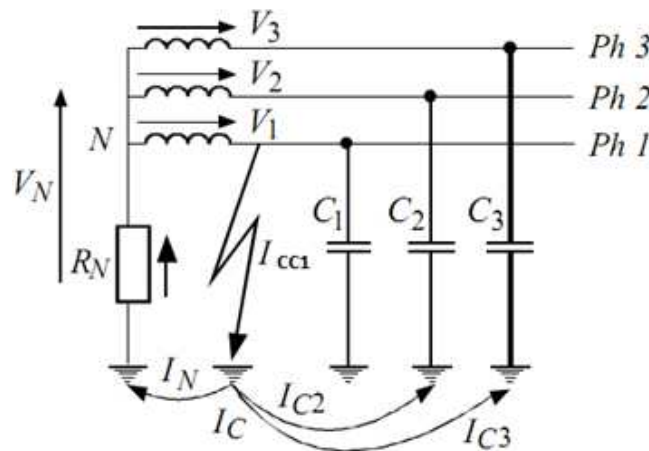


Figure III.5 : mise à la terre du neutre par resistance de limitaion

b). L'impédance employée est une réactance :

Cette solution est adoptée dès que la tension dépasse 30 KV ; elle limite bien les surtensions des phases saines.

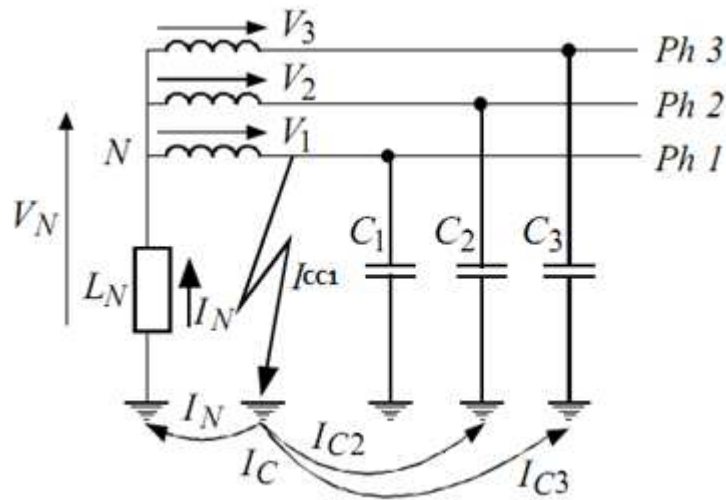


Figure III.6: mise à la terre par du neutre par réactance de limitation

IV.5. Le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen).

Une réactance accordée sur les capacités du réseau est volontairement intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est nul. Quand la valeur de la self est telle que sa réactance est la même que celle de la capacité des phases par rapport à la terre, le courant de défaut ne peut pas s'établir ; on dit que la conductance d'extinction est réalisée.

Le courant de défaut à la terre est la somme vectorielle du courant capacitif de fuite et du courant dans la réactance qui est presque en opposition de phases par rapport à la terre, on aura :

$$3C\omega V = V / L\omega. \text{ ou } 3LC\omega^2 = 1, \text{ le courant de défaut est réduit à une valeur très faible.}$$

Toutefois, l'exploitation est alourdie par la nécessité d'accorder la bobine après chaque modification importante de la capacité du réseau, par suite de manœuvres d'extinction.

Ce système est plus particulièrement intéressant dans les réseaux où les nombreux défauts monophasés fugitifs deviennent auto-extincteurs et dans les réseaux de câble très étendus où le courant capacitif est important.

Cette solution qu'il est bon de connaître, se rencontre très rarement.

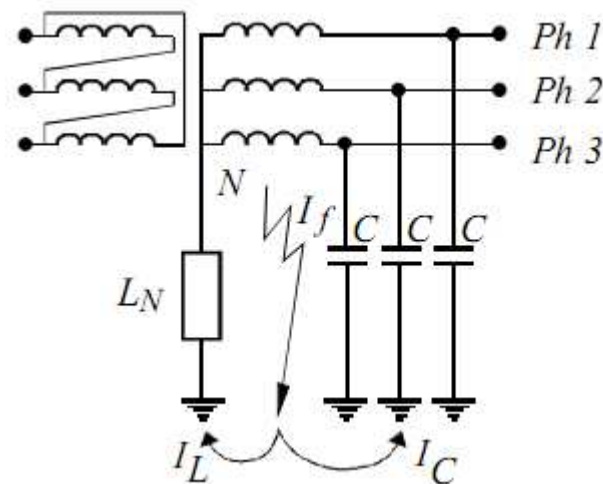


Figure III.7 : mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen).

V. Conclusion

On a pu s'assurer, en passant en revue les différents régimes du neutre, qu'il n'existe pas un qui répond seul à tous les critères et contraintes.

Néanmoins, on a vu que, selon la nature du réseau à exploiter, on peut toujours trouver une méthode de mise à la terre qui offre le meilleur compromis entre les différentes contraintes.

Lors de la conception d'un réseau électrique H.T. industriel, il faut choisir un schéma de liaison du neutre mis à la terre : le neutre peut être soit isolé, soit relié intentionnellement à la terre.

Le schéma à neutre isolé en H.T peut autoriser une continuité de service intéressante en ne déclenchant pas la coupure au premier défaut, mais il implique que la capacité du réseau n'entraîne pas un courant de défaut à la terre prohibitif et dangereux pour le personnel et les machines. En contrepartie, le neutre isolé entraîne:

- des risques de surtensions élevées qui favorisent l'apparition de défauts multiples,
- l'emploi de matériels sur-isolés,
- une surveillance de l'isolement obligatoire,
- une protection contre les surtensions sur le point de devenir obligatoire,
- la réalisation d'une protection sélective complexe contre les défauts à la terre ne pouvant généralement pas être effectuée par de simples relais ampérométriques.

Le schéma à neutre mis à la terre entraîne très généralement un déclenchement obligatoire au premier défaut mais, par contre :

- il amortit les surtensions,
- il conduit à des protections simples, sélectives, fiables,
- il autorise l'emploi de matériel et en particulier de câbles ayant un niveau d'isolement plus réduit que pour le neutre isolé.

Enfin, il est très utile de rappeler que la continuité d'un service ne peut pas se reposer uniquement sur le régime du neutre.

La conception du réseau (sources de remplacement, choix du schéma, sélectivité, recherche de défaut), la réalisation soignée en particulier de l'isolement, la connaissance approfondie de l'installation par le service permettent d'assurer la bonne continuité du service.

I. Introduction

Lors d'un court-circuit, il y a interruption de l'écoulement d'énergie vers les clients, interruption qu'il faut rendre la plus courte possible. Pour pouvoir interrompre le défaut de court-circuit, il faut dans un premier temps le détecter, et l'isoler dans un deuxième temps. Dans les deux cas nous avons besoin de calculer les courants de court-circuit (I_{cc}) pour pouvoir déterminer le pouvoir de coupure des appareils de protections (Disjoncteur, fusible) ainsi que les réglages des protections. La sélectivité (longitudinale et transversale) dépend aussi de la valeur des I_{cc} le long des réseaux.

L'exploitant est donc appelé à déterminer et à prendre en considération les valeurs des I_{cc} dans son réseau de manière à fixer les limites de ses protections et de ses appareillages. En effet l'exploitant doit connaître la valeur des courants les plus résistants de manière à prévoir des protections qui les détectent et qui les éliminent ainsi que les valeurs des courants I_{cc} les plus élevés pour pouvoir dimensionner le pouvoir de coupure et de fermeture des appareillages de coupure (Disjoncteurs, fusible).

Tout défaut d'isolement apparaissant sur un élément du réseau ou raccordé à celui-ci doit être détecté et éliminé par le plan de protection coordonné afin de préserver la sécurité des personnes et l'intégrité des matériels électriques.

II. Méthodes de calcul de courant de court-circuit

II.1. Caractérisation des courts-circuits [1]

Plusieurs types de court-circuit peuvent se produire dans un réseau électrique :

- **Court-circuit triphasé** : il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui qui provoque généralement les courants les plus élevés.
- **Court-circuit monophasé terre** : il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent.
- **Court-circuit biphasé isolé** : il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.
- **Court-circuit biphasé terre** : il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.

II.2. calcul de l'intensité du court-circuit

Dans un réseau monophasé, l'intensité d'un courant de court-circuit se définit par :

$$I_{CC} = V_n / Z_{CC}$$

V_n : tension de source.

Z_{CC} : représente l'impédance totale du circuit y compris celle du défaut.

L'intensité I_{CC} dans un circuit triphasé se définit à partir de la tension simple du réseau, et de l'impédance correspondante par phase.

D'où :

$$I_{CC} = U_n / \sqrt{3} Z_{CC}$$

Le calcul des courants de courts circuits avec la méthode générale faisant appel aux lois d'ohms, de Kirchhoff est possible mais complexe et lourde. La méthode dite des Composantes symétriques, décrite ci-dessous simplifie les calculs et permet des résolutions beaucoup plus facile.

Cette méthode appelé aussi de FORTESCUE repose sur le fait qu'un système déséquilibré de grandeurs sinusoïdales de tension V_1, V_2, V_3 peut être considéré comme la superposition de trois systèmes équilibré : Le système direct, le système inverse et le système homopolaire.

II.3. Composantes symétriques [7] :

Soit un ensemble de trois vecteurs triphasés sinusoïdaux tournant à la même vitesse. Ils sont donc fixes les uns par rapport aux autres.

Il existe trois dispositions particulières présentant une symétrie des vecteurs entre eux et pour cela qualifiées de « composantes symétriques » :

II.3.1. Le système direct :

Encore appelé par l'anglo-saxonne « séquence positive » (figure II.1), dans lequel $\vec{v}_1, \vec{v}_2, \vec{v}_3$

* Ont la même amplitude.

* Sont décalés de 120° .

* Sont disposés de telle façon qu'un observateur au repos voit défiler les vecteurs dans l'ordre : $\vec{v}_1, \vec{v}_2, \vec{v}_3$

$$\vec{v}_1$$

$$\vec{v}_2 = a^2 \vec{v}_1 = a \vec{v}_3$$

$$\vec{v}_3 = a \vec{v}_1$$

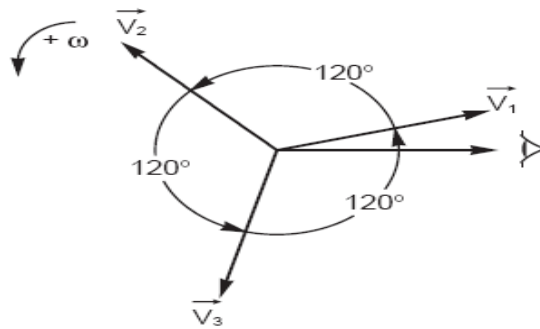


Figure II.1 : système direct

II.3.2. Le système inverse :

Encore appelé par les anglo-saxons « séquence négative » (figure II.2), dans lequel :

$$\vec{v}_1, \vec{v}_2, \vec{v}_3$$

* Ont la même amplitude.

* Sont décalés de 120°.

* Sont disposés de telle façon qu'un observateur au repos voit défiler les vecteurs dans l'ordre : $\vec{v}_1, \vec{v}_3, \vec{v}_2$.

$$\vec{v}_1$$

$$\vec{v}_2 = a \vec{v}_1$$

$$\vec{v}_3 = a^2 \vec{v}_1 = a \vec{v}_2$$

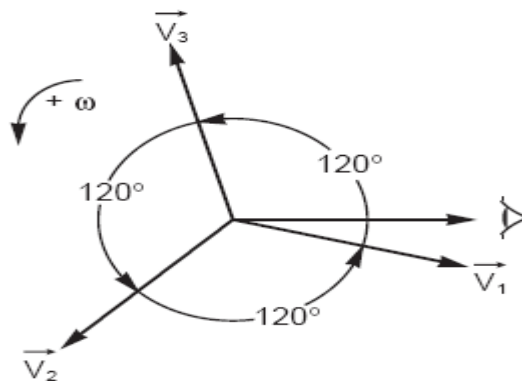


Figure II.2 : système inverse

II.3.3. Le système homopolaire :

Encore appelé par l'anglo-saxonne « séquence nulle » (figure II.3), dans lequel $\vec{v}_1, \vec{v}_3, \vec{v}_2, :$

* Ont même amplitude.

* Sont en phase et donc colinéaires, ainsi un observateur au repos peut les voir passer en même temps.

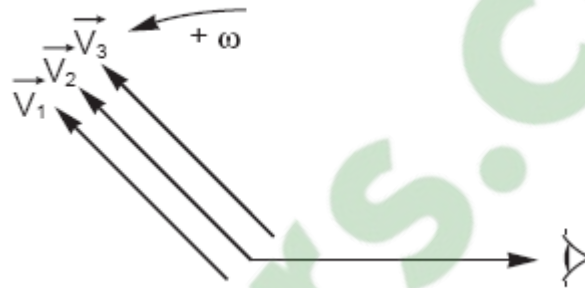


Figure II.3 : système homopolaire

Les composantes symétriques permettent surtout d'étudier le fonctionnement d'un réseau polyphasé de constitution symétrique lorsque l'on branche en un point un récepteur déséquilibré, soit parce qu'il s'agit effectivement d'une charge non équilibrée soit plus fréquemment lorsque se produit un court-circuit. L'utilisation des composantes symétriques pour un système récepteur /générateur exige que l'on pratique le principe de superpositions, c'est-à-dire que la relation doit être linéaire ($R=\text{constante}$, $L=\text{constante}$) ce qui signifie absence de saturation et de distorsion.

Pour étudier dans ces conditions le fonctionnement d'un réseau soumis à un système de courant déséquilibré, il suffit de connaître son comportement devant chacun des systèmes pris isolement.

II.3.4. Principe de fonctionnement :

La méthode des composantes symétrique consiste à substituer à un système initial déséquilibré de « q » grandeurs complexes quelconque un système de « q » grandeurs génératrices, permettant de définir « q » systèmes symétrique.

La transformation est assurée par un opérateur matriciel complexe appelé matrice de Fortescue noté « F_q », dont les coefficients sont formés à partir de la résolution de l'équation complexe $Z^q - 1 = 0$.

Cette équation peut s'écrire :

$$Z^q - 1 = (Z - Z_1)(Z - Z_2) \dots (Z - Z_q)$$

Où Z_1, Z_2, \dots, Z_q sont les racines complexes de l'équation.

$$Z=1.$$

$$Z_2 = e^{j\frac{2\pi}{q}} = a.$$

$$Z_3 = e^{j\frac{4\pi}{q}} = a^2.$$

.....

$$Z_q = e^{j\frac{2\pi(q-1)}{q}} = a^{q-1}.$$

II.4. Décomposition d'un système triphasé en ses composantes symétriques :

Soit un système triphasé « $q=3$ » déséquilibré de grandeurs sinusoïdales, de tension simples V_1, V_2, V_3 . On peut donc considérer ce système déséquilibré comme la superposition de trois systèmes équilibrés : direct, inverse et homopolaire. Leur construction géométrique est aisée en tenant compte de la signification de l'opérateur « a » qui est la rotation de $2\pi/3$ voir figure

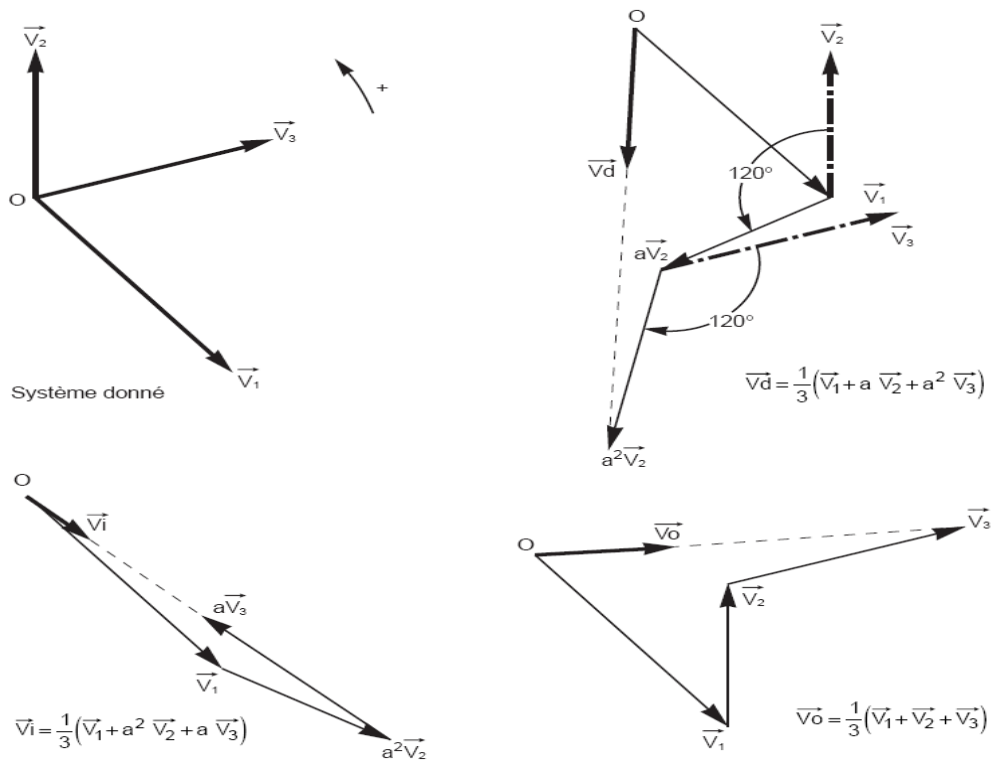


Figure II.4 : construction géométrique des composantes symétriques avec l'opérateur « a ».

De façon plus pratique on peut construire les composantes symétriques directement sur la figure sans avoir à faire des reports de vecteurs (figure II.4).

En effet, soient les points D et E tels que BDCE soit un losange composé de deux triangles équilatéraux BDC et BCE, et avec (O : le barycentre du triangle ABC) ; un simple calcul montre que :

$$\vec{V}_d = \frac{\vec{EA}}{3}, \vec{V}_I = \frac{\vec{DA}}{3}, \vec{V}_0 = \vec{OO}$$

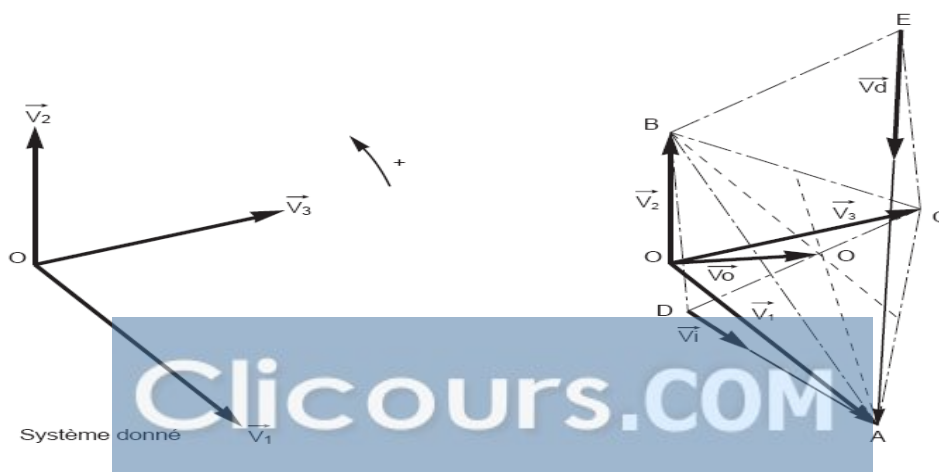


Figure II.5 : construction géométrique des composantes symétriques sur le système triphasé.

Le théorème de décomposition de Fortescue s'énonce ainsi :

Un système de trois grandeurs complexes V_1, V_2, V_3 se décompose en 3 systèmes symétriques :

- Un système direct (défini par V_d) constitué de trois grandeurs ayant le même module et des arguments différents tel que :

$$\bar{V}_d \quad a^2 \bar{V}_d \quad a \bar{V}_d$$

- Un système inverse (défini par V_i) constitué de trois grandeurs ayant le même module et des arguments différents tels que :

$$\bar{V}_i \quad a \bar{V}_i \quad a^2 \bar{V}_i$$

- Un système homopolaire (défini par V_0) constitué de trois grandeurs ayant le même module le même argument.

$$\bar{V}_0 \quad \bar{V}_0 \quad \bar{V}_0$$

❖ **Rappelle :**

Dans le cas d'un système triphasé direct, on prenant le vecteur V_1 comme origine on aura le schéma suivant :

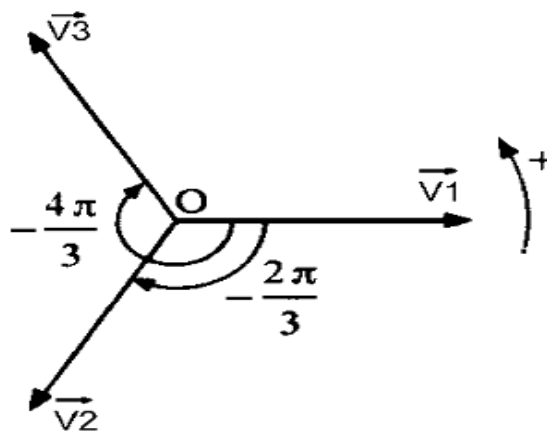


Figure II.6

Chapitre III : Méthodes de calcul des courants de court-circuit

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_1 \quad \bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_1 \quad \bar{V}_3 = a \bar{V}_1$$

Dans un système équilibré direct on aura

$$\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3 = \bar{V}_1 (1 + a^2 + a) = \bar{V}_1 (1 + e^{j\frac{4\pi}{3}} + e^{j\frac{2\pi}{3}}) = 0.$$

Les coefficients de la matrice de Fortescue sont alors formés par la résolution de l'équation :

$$Z^3 - 1 = 0$$

On a alors :

$$Z_1 = 1 \quad Z_2 = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad Z_3 = e^{j\frac{4\pi}{3}}$$

D'où :

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_1 \\ \bar{v}_2 \\ \bar{v}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{v}_0 \\ \bar{v}_d \\ \bar{v}_i \end{bmatrix} = (F_3) \begin{bmatrix} \bar{v}_0 \\ \bar{v}_d \\ \bar{v}_i \end{bmatrix}$$

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

On définit la matrice de Fortescue F_3 ainsi :

$$F_3 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Et son inverse :

$$F_3^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Il suffira alors de multiplier par F_3 les composantes du système triphasé pour obtenir les composantes symétriques et de multiplier les composantes symétriques par F_3^{-1} pour revenir au système réel.

On aura alors :

Transformation de Fortescue :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_0 + \bar{V}_d + \bar{V}_i$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_0 + a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i$$

$$\bar{V}_3 = \bar{V}_0 + a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i$$

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_1 \\ \bar{v}_2 \\ \bar{v}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{v}_0 \\ \bar{v}_d \\ \bar{v}_i \end{bmatrix}$$

Et la transformation inverse de Fortescue nous donne:

$$\bar{V}_0 = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3)$$

$$\bar{V}_d = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a \bar{V}_2 + a^2 \bar{V}_3)$$

$$\bar{V}_i = \frac{1}{3}(\bar{V}_1 + a^2 \bar{V}_2 + a \bar{V}_3)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_0 \\ \bar{v}_d \\ \bar{v}_i \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{v}_1 \\ \bar{v}_2 \\ \bar{v}_3 \end{bmatrix}$$

La figure suivante est la représentation graphique de la transformation de Fortescue et de son inverse, sur un système de courant triphasé :

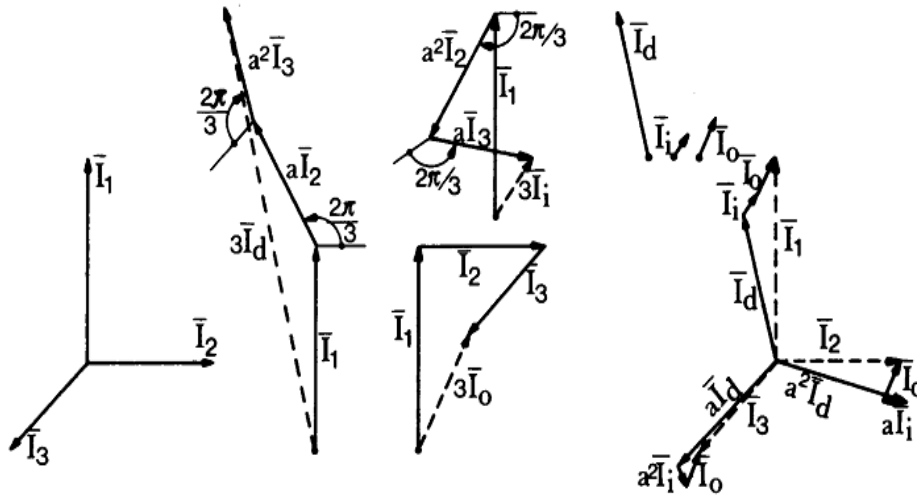


Figure II.7

III. Méthode de calcul des régimes déséquilibrés :

III.1. Principe de superposition :

Nous allons examiner le comportement d'un réseau triphasé linéaire et symétrique, c'est-à-dire composé d'impédances constantes et identiques pour les trois phases (c'est le cas en pratique) ne comportant que des forces électromotrices équilibrées mais dont les courants et les tensions peuvent se trouver déséquilibrés du fait de la connexion à une zone dissymétrique D. Les forces électromotrices (f.e.m.) constituent par nature des systèmes directs, les f.e.m. des systèmes inverses et homopolaires étant nulles.

Le fonctionnement du réseau est interprété en considérant la superposition de trois régimes correspondant chacun à l'un des systèmes direct, inverse et homopolaire.

En effet dans ce réseau linéaire et symétrique, les courants de chaque système sont liés uniquement aux tensions du même système, et réciproquement, par l'intermédiaire des impédances du système considéré. Notons que ces impédances Z_d , Z_i et Z_o sont fonction des impédances réelles, notamment des inductances mutuelles.

Pour un réseau comportant une seule f.e.m., les composantes symétriques de tension et de courant étant respectivement V_d , V_i , V_o , I_d , I_i , I_o , à l'endroit D de la dissymétrie, les relations définissant les 3 régimes sont :

$$\vec{E} = \vec{V}_d + \vec{Z}_d \times \vec{I}_d$$

$$0 = \vec{V}_i + \vec{Z}_i \times \vec{I}_i$$

$$0 = \vec{V}_0 + \vec{Z}_0 \times \vec{I}_0$$

Ces relations sont schématisées par la figure II.8.

Pour les réseaux comportant plusieurs sources, ces équations restent valables à condition de considérer E et Z_d, Z_i, Z_o, respectivement comme la f.e.m. et comme les impédances internes du générateur équivalent de Thévenin.

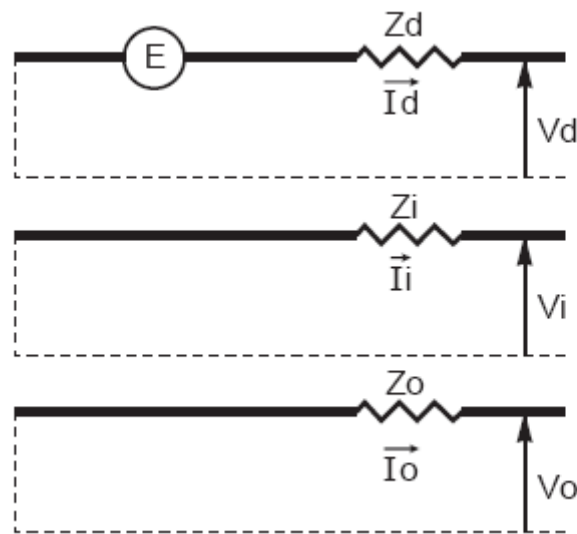


Figure II.8

III.2. Méthode de résolution pratique :

La méthode résumée ci-dessous est développée en détail dans l'exemple du paragraphe suivant (défaut monophasé terre).

Le réseau est divisé en 2 zones :

- * Une zone dissymétrique D (réseau déséquilibré).
- * Une zone symétrique S (réseau équilibré).

On écrit les équations liant les courants et les tensions :

- * Dans la zone D (composantes réelles),
- * Dans la zone S (composantes symétriques),
- * Continuité à la frontière D-S,
- * Fonctionnement dans la zone S.

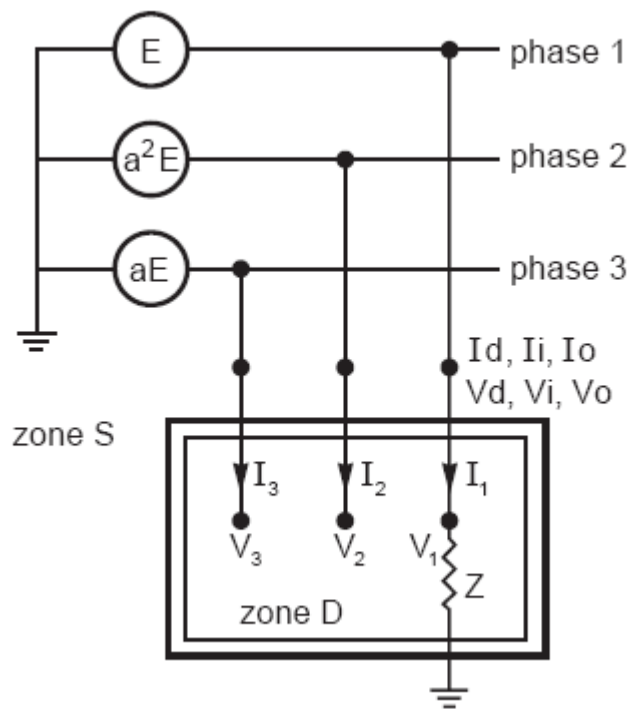
La résolution mathématique des équations permet de calculer les valeurs des composantes symétriques et des composantes réelles des courants et tensions des zones D et S.

III.2.1. Défaut phase-terre (monophasé):

Le circuit est supposé non chargé.

III.2.1.1. Ecriture des équations :

La figure suivante (figure II.9) montre l'isolement de la zone dissymétrique D et la zone symétrique S



(Figure II.9)

• **Equations des composantes réelles dans la zone (D) :**

$$I_2 = I_3 = 0$$

$$V_1 = Z \times I_1$$

Ces équations décrivent le cas examiné. Ce sont les seules qui soient propres à ce cas de figure.

• **Equations des composantes symétriques dans la zone(S) :**

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_0 \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_0 \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_0 \end{cases}$$

$$\begin{cases} v_1 = v_d + v_i + v_0 \\ v_2 = a^2 v_d + a v_i + v_0 \\ v_3 = a v_d + a^2 v_i + v_0 \end{cases}$$

Ces équations lient respectivement les courants réels et les tensions réelles à leurs composantes symétriques. On les retrouvera à l'identique dans tous les calculs de régimes déséquilibrés.

• **Continuité à la frontière D-S :**

En combinant les équations des composantes réelles dans (D) et les équations des composantes symétriques dans (S) entre elles on obtient :

$$\begin{cases} a^2 I_d + a I_i + I_0 = 0 \\ a I_d + a^2 I_i + I_0 = 0 \\ v_d + v_i + v_0 = Z \times I_1 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} I_d = I_i = I_0 = I_1/3 \\ v_d + v_i + v_0 = 3Z \times I_0 \end{cases}$$

• **Equations de fonctionnement de S :**

$$\begin{cases} E = v_d + Z_d \times I_d \\ 0 = v_i + Z_i \times I_i \\ 0 = v_0 + Z_0 \times I_0 \end{cases}$$

Ces trois équations se retrouveront systématiquement dans tous les calculs des régimes déséquilibrés ne comportant qu'une seule source de tension.

III.2.1.2. Résolution des équations :

• **Valeurs des composantes symétriques des courants et des tensions :**

$$E + 0 + 0 = V_d + V_i + V_0 + Z_d \times I_d + Z_i \times I_i + Z_0 \times I_0 = 3Z \times I_0 + (Z_d + Z_i + Z_0) I_0$$

Soit :

$$I_0 = I_d = I_i = E / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z)$$

$$\Rightarrow V_d = E - Z_d \times I_d = E - (Z_d \cdot E) / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z)$$

$$V_d = E(Z_i + Z_0 + 3Z) / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z)$$

$$V_i = -Z_i \times I_i = - (Z_i \cdot E) / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z)$$

Et

$$V_0 = -Z_0 \times I_0$$

$$V_0 = - (Z_0 \cdot E) / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z)$$

• Valeurs des tensions et des courants réels :

$$I_1 = I_d + I_i + I_0$$

$$I_1 = 3E / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z)$$

$$I_2 = 0$$

$$I_3 = 0$$

$$V_1 = Z \times I_1$$

$$V_1 = (3Z \cdot E) / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z)$$

$$V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_0 = E [Z_i (a^2 - a) + Z_0 (a^2 - 1) + 3a^2 Z] / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z)$$

$$V_2 = a^2 E \left(1 - \left[(Z_d + a^2 Z_i + a Z_0) / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z) \right] \right) = a^2 E K_1$$

Avec $K_1 = 1 - \left[(Z_d + a^2 Z_i + a Z_0) / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z) \right]$

$$V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_0 = E [Z_i (a - a^2) + Z_0 (a - 1) + 3a Z] / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z)$$

$$\Rightarrow V_3 = a E \left[1 - \left[(Z_d + a Z_i + a^2 Z_0) / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z) \right] \right] = a^2 E K_2$$

Avec $K_2 = 1 - \left[(Z_d + a Z_i + a^2 Z_0) / (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z) \right]$

III.2.1.3. Cas particuliers :

a. Défaut franc :

Pour $Z = 0$, le courant de défaut phase-terre prend la valeur :
$$I_1 = \frac{3E}{Z_d + Z_i + Z_0}$$

b. Défaut de terre impédant :

Soit $3Z \gg Z_d + Z_i + Z_0$ le courant de défaut phase-terre est défini par l'impédance de défaut

:

$$I_1 = \frac{E}{Z}$$

remarque :

Les termes k_1 et k_2 sont appelés facteurs de défaut à la terre, leur valeur varie entre 1 et 1,8. Le facteur de défaut à la terre à un endroit donné est le rapport de la tension efficace la plus élevée entre une phase saine et la terre pendant que le réseau est affecté par un défaut, rapportée à la tension efficace entre phase et terre en l'absence du défaut.

La figure II.8 montre la situation globale dans le cas particulier où $Z = 0$ (défaut franc) et $Z_d = Z_i \approx X_d$.

La gamme des fortes valeurs de X_0/X_d correspond à des réseaux à neutre isolé ou compensé.

La gamme des faibles valeurs positives de X_0/X_d correspond à des réseaux à neutre à la terre.

La gamme des faibles valeurs négatives de X_0/X_d ne convient pas, en pratique à cause de l'existence de résonances.

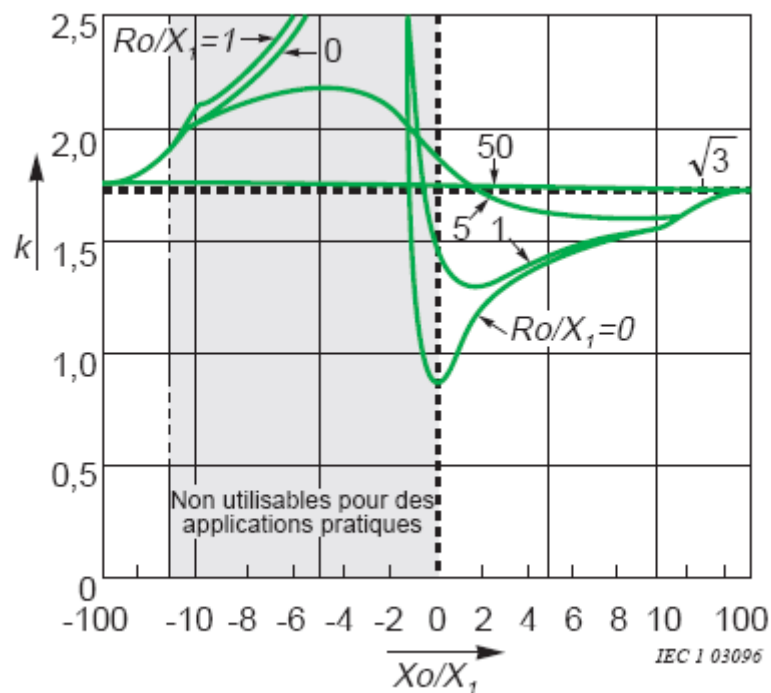
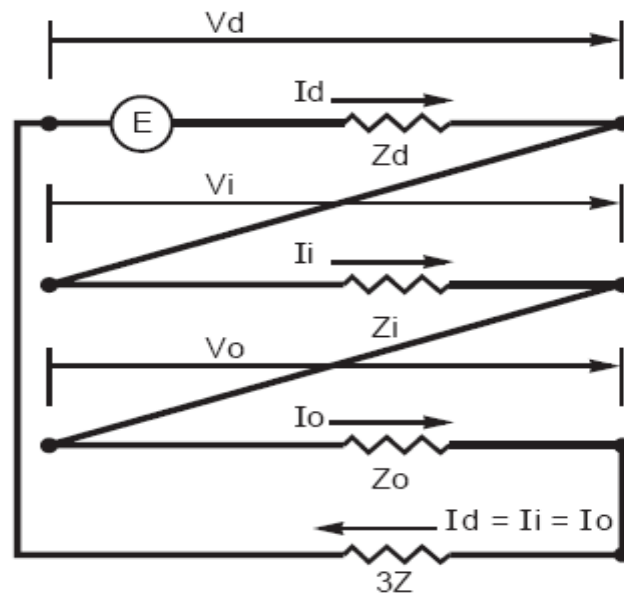


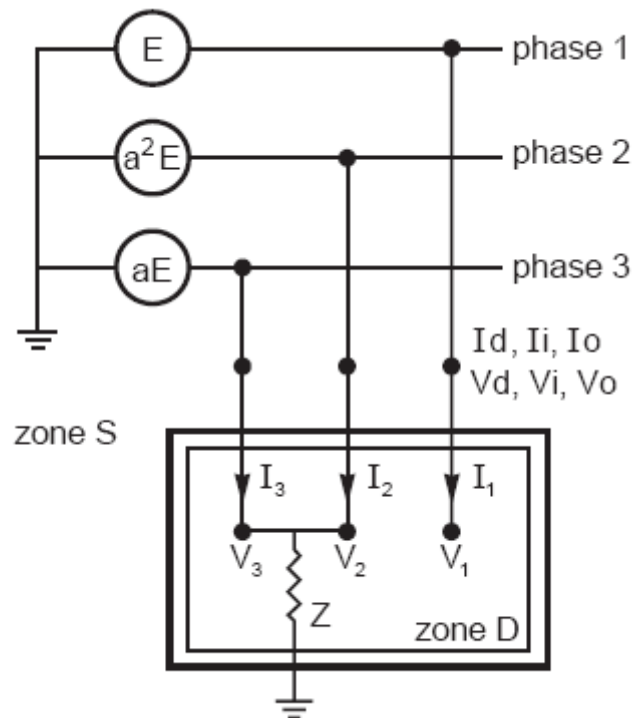
Figure II.10 : Facteur de défaut à la terre en fonction de X_0 / X_1 pour $R_1 / X_1 = 0$ et $R = 0$ (courbe selon la norme CEI 60071- 2).

III.2.1.4. Schéma du réseau selon les composantes symétriques : (figure II.11)



(Figure II.11)

III.2.2. Défaut biphasé terre : (figure II.12)



(Figure II.12)

III.2.2.1. Ecriture des équations :

- Dans la zone (D) :



$$\begin{cases} I_1 = 0 \\ v_2 = v_3 = Z(I_2 + I_3) \end{cases}$$

•Dans la zone (S) :

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_0 \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_0 \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_0 \end{cases}$$

$$\begin{cases} v_1 = v_d + v_i + v_0 \\ v_2 = a^2 v_d + a v_i + v_0 \\ v_3 = a v_d + a^2 v_i + v_0 \end{cases}$$

•Continuité à la frontière (D) - (S) :

$$\begin{cases} I_d + I_i + I_0 = 0 \\ v_d = v_i \\ v_0 = v_d + 3Z \times I_0 \end{cases}$$

•Fonctionnement de (S) :

$$\begin{cases} E = v_d + Z_d \times I_d \\ 0 = v_i + Z_i \times I_i \\ 0 = v_0 + Z_0 \times I_0 \end{cases}$$

III.2.2.2. Résolution des équations :

$$I_d = E(Z_i + Z_0 + 3Z) / [Z_d \times Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z)]$$

$$I_i = -E(Z_0 + 3Z) / [Z_d \times Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z)]$$

$$I_0 = -E \times Z_i / [Z_d \times Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z)]$$

$$V_d = V_i = E \times Z_i (Z_0 + 3Z) / [Z_d \times Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z)]$$

$$V_0 = E \times Z_i \times Z_0 / [Z_d \times Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z)]$$

$$I_1 = 0$$

$$I_2 = -j\sqrt{3}E(Z_0 + 3Z - aZ_i) / [Z_d \times Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z)]$$

$$I_3 = j\sqrt{3}E(Z_0 + 3Z - a^2Z_i) / [Z_d \times Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z)]$$

$$I_2 + I_3 = -3E Z_i / (Z_d \times Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z))$$

$$V_1 = E \times 3Z_i (Z_0 + 2Z) / (Z_d \times Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z))$$

$$V_2 = V_3 = E(-3Z \times Z_i) / (Z_d \times Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_0 + 3Z))$$

III.2.2.3. Cas particuliers :

a. Défaut franc :

Soit $Z = 0$, le courant de défaut phase-terre prend la valeur :

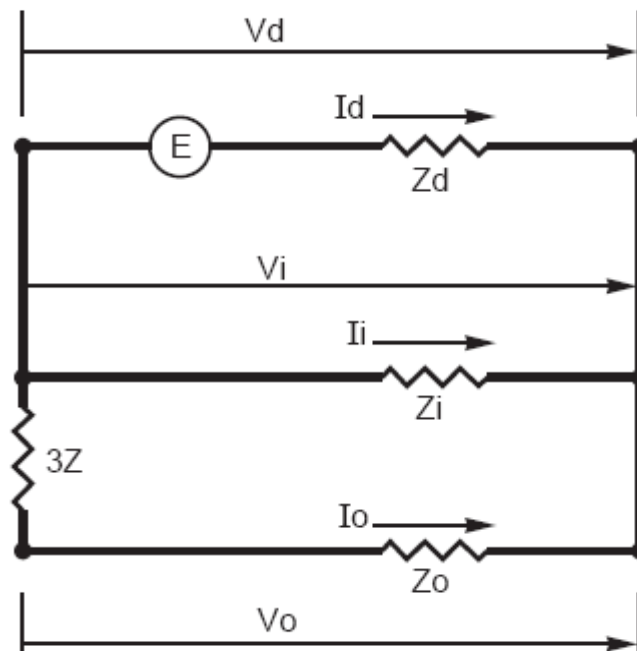
$$I_2 + I_3 = -3E \times Z_i / (Z_d \times Z_i + Z_i \times Z_0 + Z_d \times Z_0)$$

b. Défaut biphasé :

Soit $Z = \infty$, le courant de défaut par phase vaut alors :

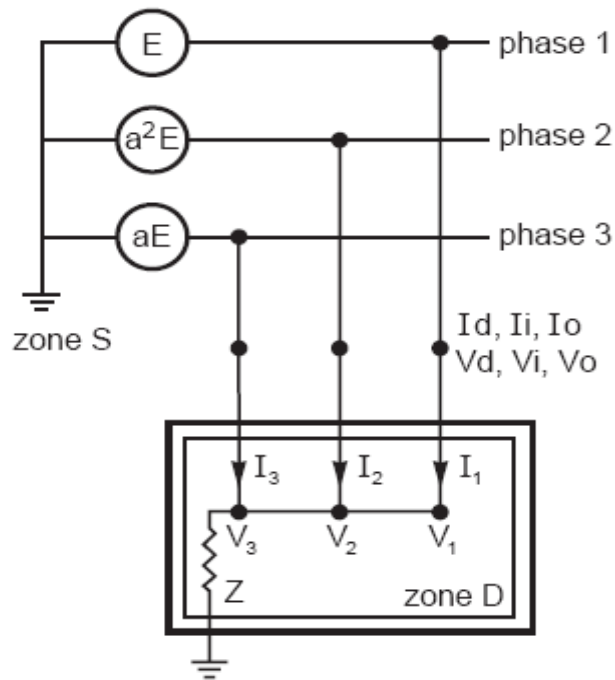
$$I_2 = -I_3 = E(a^2 - a) / (Z_d + Z_i) = -jE\sqrt{3} / (Z_d + Z_i)$$

III.2.2.4. Schéma du réseau selon les composantes symétriques : (figure II.13)



(Figure II.13)

III.2.3. Défaut triphasé (figure II.14)



(Figure II.14)

III.2.3.1. Ecriture des équations :

- Dans la zone (D) :

$$V_1 = V_2 = V_3 = Z (I_1 + I_2 + I_3)$$

- Dans la zone (S) :

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_o \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_o \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_o \end{cases}$$

$$\begin{cases} V_1 = v_d + v_i + v_o \\ V_2 = a^2 v_d + a v_i + v_o \\ V_3 = a v_d + a^2 v_i + v_o \end{cases}$$

- Continuité à la frontière (D) - (S) :

$$\begin{cases} I_1 + I_2 + I_3 = 3I_o = V_o / Z \\ V_d = V_i = 0 \\ V_1 = V_2 = V_3 = V_o \end{cases}$$

- Fonctionnement de (S) :

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d \times I_d \\ 0 = V_i + Z_i \times I_i \\ 0 = V_0 + Z_0 \times I_0 \end{cases}$$

III.2.3.2. Résolution des équations :

$$I_d = E/Z_d \text{ et } I_i = I_0 = 0$$

$$V_d = V_i = V_0 = 0$$

$$I_1 = E/Z_d$$

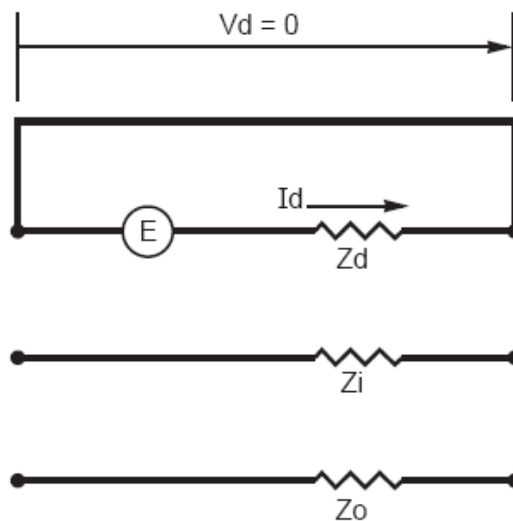
$$I_2 = a^2 E/Z_d$$

$$I_3 = a E/Z_d$$

$$V_1 = V_2 = V_3 = 0$$

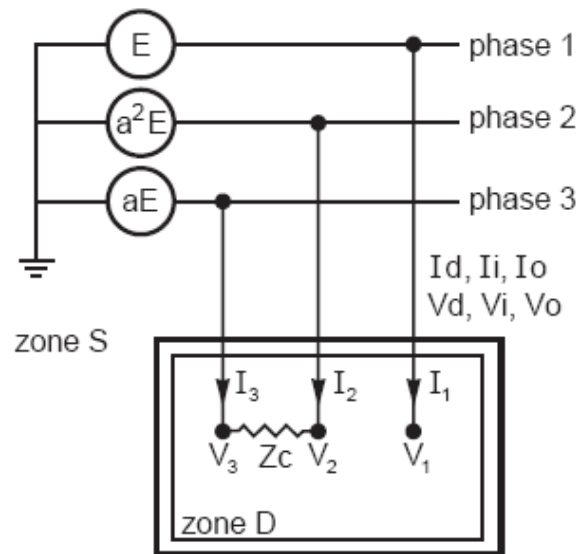
Les résultats sont indépendants des valeurs Z, Zi et Zo.

III.2.3.3. Schéma du réseau selon les composantes symétriques :(figure II.15)



(Figure II.15)

III.2.4. Réseau à charge déséquilibrée : (figure II. 16)



(Figure II.116)

III.2.4.1. Ecriture des équations :

- Dans la zone (D) :

$$\begin{cases} I_1 = 0 \\ V_3 - V_2 = I_3 Z_c = -I_2 Z_c \end{cases}$$

- Dans la zone (S) :

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_0 \\ I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_0 \\ I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_0 \end{cases}$$

$$\begin{cases} V_1 = v_d + v_i + v_0 \\ V_2 = a^2 v_d + a v_i + v_0 \\ V_3 = a v_d + a^2 v_i + v_0 \end{cases}$$

- Continuité à la frontière (D) - (S) :

$$\begin{cases} I_0 = 0 \\ I_d = -I_i \\ V_d - V_i = Z_c \times I_d \end{cases}$$

- Fonctionnement de (S) :

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d \times I_d \\ 0 = V_i + Z_i \times I_i \\ 0 = V_0 + Z_0 \times I_0 \end{cases}$$

III.2.4.2. Résolution des équations :

$$I_d = E / (Z_d + Z_i + Z_c)$$

$$I_i = -E / (Z_d + Z_i + Z_c)$$

$$I_0 = 0$$

$$V_d = E(Z_i + Z_c) / (Z_d + Z_i + Z_c)$$

$$V_i = E \times Z_i / (Z_d + Z_i + Z_c)$$

$$V_0 = 0$$

$$I_1 = 0$$

$$I_2 = -jE\sqrt{3} / Z_d + Z_i + Z_c$$

$$I_3 = jE\sqrt{3} / Z_d + Z_i + Z_c$$

$$V_1 = E(2Z_i + Z_c) / (Z_d + Z_i + Z_c)$$

$$V_2 = E(a^2 Z_c - Z_i) / (Z_d + Z_i + Z_c)$$

$$V_3 = E(a Z_c - Z_i) / Z_d + Z_i + Z_c$$

III.2.4.3. Cas particuliers :

a. Charge de puissance faible :

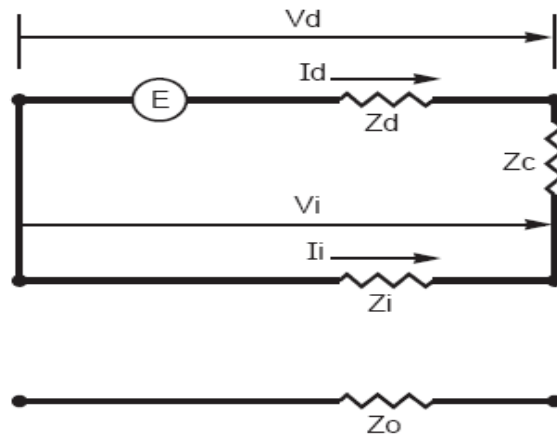
Soit : $Z_c \rightarrow \infty$ d'où I_1 et $I_3 \rightarrow 0$ et V_1, V_2, V_3 tendent vers les valeurs du réseau symétrique, c'est-à-dire vers $E, a^2 E, a E$.

b. Court-circuit biphasé isolé :

Soit : $Z_c = 0$. Le courant de défaut, alors est égale a :

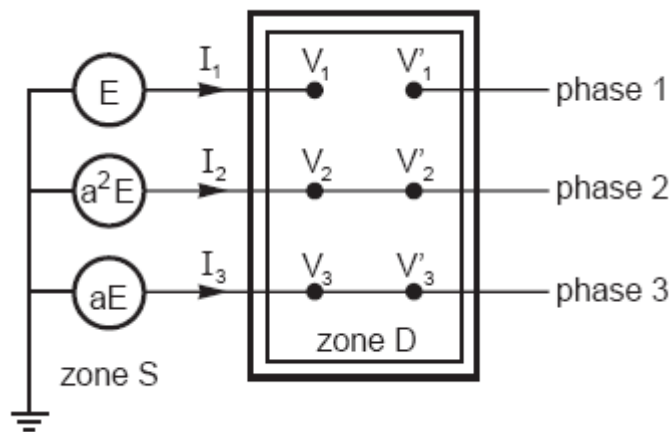
$$I_3 = -I_3 = jE\sqrt{3} / (Z_d + Z_i)$$

III.2.4.4. Schéma du réseau selon les composantes symétriques : (figure II.17)



(Figure II.17)

III.2.5. Réseau avec coupure d'une phase : (Figure II.18)



(Figure II.18)

III.2.5.1. Ecriture des équations :

• Dans la zone (D) :

$$\begin{cases} I_1 = 0 \\ V_2 = V'_2 \\ V_3 = V'_3 \end{cases}$$

• Dans la zone (S) :

$$I_1 = I_d + I_i + I_0$$

$$I_2 = a^2 I_d + a I_i + I_0$$

$$I_3 = a I_d + a^2 I_i + I_0$$

$$V_1 = V_d + V_i + V_0$$

$$V_2 = a^2 V_d + a V_i + V_0$$

$$V_3 = a V_d + a^2 V_i + V_0$$

$$V'_1 = V'_d + V'_i + V'_0$$

$$V'_2 = a^2 V'_d + a V'_i + V'_0$$

$$V'_3 = a V'_d + a^2 V'_i + V'_0$$

• Continuité à la frontière (D) -(S) :

$$\begin{cases} I_d + I_i + I_0 = 0 \\ V_d - V'_d = V_i - V'_i \end{cases}$$

• Fonctionnement de (S) :

$$E = V_d + Z_d \times I_d$$

$$0 = V'_d - Z'_d \times I_d$$

$$Z_d = Z_d + Z'_d$$

$$0 = V_i + Z_i \times I_i$$

$$0 = V'_i - Z'_i \times I_i$$

$$Z_i = Z_i + Z'_i$$

$$0 = V_0 + Z_0 \times I_0$$

$$0 = V'_0 - Z'_0 \times I_0$$

$$Z_0 = Z_0 + Z'_0$$

III.2.5.2. Résolution des équations :

$$I_d = E[(Z_i + Z_0)/(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)]$$

$$I_i = -E[Z_0/(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)]$$

$$I_0 = -E[Z_i/(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)]$$

$$V_d = E[(Z'_d(Z_i + Z_0) + Z_i \times Z_0)/(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)]$$

$$V_i = E[(Z_0 \times Z_i)/(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)]$$

$$V_0 = E[(Z_i \times Z_0)/(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)]$$

$$V'_d = E[(Z'_d(Z_i + Z_0))/(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)]$$

$$V'_i = -E[(Z_0 \times Z'_i)/(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)]$$

$$V_0' = -E \left[\frac{(Z_i \times Z_0')}{(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)} \right]$$

$$I_1 = 0$$

$$I_2 = E \left[\frac{(Z_i(a^2 - 1) - j\sqrt{3}Z_0)}{(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)} \right]$$

$$I_3 = E \left[\frac{(Z_i(a^2 - 1) + j\sqrt{3}Z_0)}{(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)} \right]$$

$$V_1 = E \left[\frac{(Z_d'(Z_i + Z_0) + Z_i \times Z_0 + Z_i \times Z_0 + Z_i \times Z_0)}{(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)} \right]$$

$$\text{Et } V_1' = E \left[\frac{(Z_d'(Z_i + Z_0) - Z_0 \times Z_i' - Z_i \times Z_0')}{(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)} \right]$$

$$V_1 - V_1' = 3 E \left[\frac{(Z_i \times Z_0)}{(Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0)} \right]$$

$$V_2 = V_2' = E \left[\frac{a^2 (Z_d'(Z_i + Z_0) + Z_i \times Z_0) + aZ_0 \times Z_i + Z_i \times Z_0}{Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0} \right]$$

$$\text{Et } V_3 = V_3' = E \left[\frac{a (Z_d'(Z_i + Z_0) + Z_i \times Z_0) + a^2 Z_0 \times Z_i + Z_i \times Z_0}{Z_d \times Z_i + Z_d \times Z_0 + Z_i \times Z_0} \right]$$

III.2.5.3. Cas particuliers :

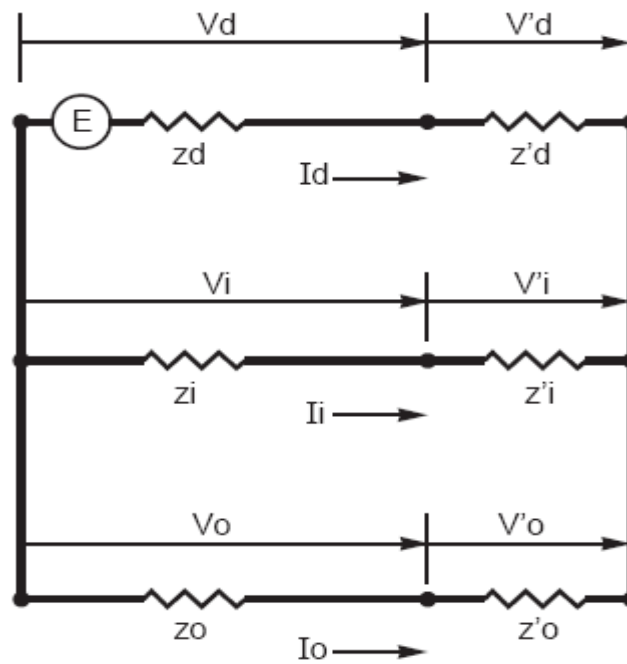
- Lorsque la charge est isolée, l'impédance homopolaire du système est très grande. Le courant dans les phases non ouvertes est :

$$I_2 = -I_3 = -jE \frac{\sqrt{3}}{Z_d + Z_i}$$

La tension apparaissant au niveau de la phase ouverte est :

$$V_1 - V_1' = 3E \frac{Z_i}{Z_d + Z_i}$$

III.2.5.4. Schéma du réseau selon les composantes symétriques : (figure II.19)



(figure II.19)

III.3.l'ordre de grandeur des impédances directes inverses et homopolaires pour différents éléments des réseaux électrique : [6]

III.3.1. les machines synchrones :

Lors d'un court circuit triphasé sur une machine synchrone, l'amplitude des courants de court-circuit varie dans les grandes proportions. Les courants très intenses aux premiers instants tendent progressivement vers un régime plus modéré.

Pour traduire le plus simplement ce phénomène complexe, il est d'usage de définir trois différentes réactances de la machine :

- La réactance subtransitoire pour les premiers instants.
- La réactance transitoire pour les temps courts.
- la réactance synchrone pour les temps long (régime établis).

Lors d'un court-circuit, la réactance directe d'une machine varie de sa valeur subtransitoire à sa valeur synchrone avec les ordres de grandeur présentés dans le tableau ci-dessous :

Réactance %	Pôles saillants	Entrefer constant
Subtransitoire	30	20
Transitoire	40	25
Synchrone	120	200

Les alternateurs génèrent la composante directe du système symétrique des tensions. La réactance inverse est inférieure à la réactance directe transitoire. La réactance homopolaire n'est prise en compte que lorsque le point neutre de l'alternateur est relié à la terre directement ou au travers d'une réactance de limitation de la circulation du courant homopolaire. Sa valeur est de l'ordre de la moitié de la réactance subtransitoire directe.

III.3.2. Les machines asynchrones :

La composante directe crée un champ tournant dans le sens direct, la réactance directe est équivalente à l'impédance de la machine en fonctionnement $Z_d = U^2 / (P - j.Q)$.

La composante inverse crée un champ tournant dans le sens inverse qui génère un couple de freinage, la réactance inverse est équivalente à l'impédance de la machine au point de démarrage. Comme le courant appelé au démarrage est de 6 à 8 fois le courant nominal, l'impédance inverse sera de 6 à 8 fois plus faible que la réactance directe.

III.3.3. Les transformateurs :

Les impédances directes et inverses sont égales à l'impédance de court-circuit, qui est de l'ordre de 4% à 15 %. La circulation d'un courant homopolaire dans les enroulements d'un transformateur nécessite un couplage ayant un point neutre relié à la terre ou à un conducteur de neutre. La réactance homopolaire dépend de couplage des enroulements et de la nature de circuit magnétique.

Transformateur (vu du secondaire)	Réactance homopolaire	
Pas de neutre	∞	
Yyn ou Zyn	Flux libre	∞
	Flux forcé	10 à 15 X_d
Dyn ou YNyn	X_d	
Primaire zn	0,1 à 0,2 X_d	

III.3.4. Les lignes aériennes :

L'impédance et la capacité directe et inverse dépendent de la géométrie de la ligne :

- Pour les lignes à 1 conducteur par phase (cas des lignes 63KV, 90KV, 150KV et 225KV) nous avons : $R_d = R_i \approx 0,16 \Omega / \text{Km}$; $X_d = X_i \approx 0,4 \Omega/\text{Km}$; $C_d = C_i \approx 9 \text{ nF/Km}$.

- Pour les lignes à 2, 3 ou 4 conducteurs par phase (cas des lignes 400 KV) nous avons : $R_d = R_i \approx 0,04 \Omega / \text{Km}$; $X_d = X_i \approx 0,32 \Omega / \text{Km}$; $C_d = C_i \approx 12 \text{nF/Km}$ (pour 2 conducteurs par phase).

L'impédance homopolaire vaut environ trois fois l'impédance directe, et la capacité homopolaire vaut environ six fois l'impédance directe.

III.3.5. Les câbles :

La réactance et la capacité directe et inverse sont fonction de la géométrie des câbles. Nous avons : $R_d = R_i$; $X_d = X_i \approx 0,1$ à $0,15 \Omega / \text{Km}$;

$$C_d = C_i \approx 120 \text{ à } 320 \text{ nF/Km.}$$

Les caractéristiques homopolaire d'un câble ne se déduisent pas aussi facilement que les caractéristiques directe et inverse. Toutefois, elles sont en général négligeables devant celles des transformateurs qu'ils alimentent.

III.4. Formulaire récapitulatif :

a. Notation :

* Tension efficace composée du réseau triphasé = U

* Tension efficace simple du réseau triphasé $V = U / \sqrt{3}$

* Courant de court-circuit en module = I_{cc}

* Courant de défaut à la terre en module = I_{terre}

* Impédances symétriques = $Z_d, Z_i, Z_o,$

* Impédance de court-circuit = $Z_c,$

* Impédance de terre = $Z.$

Le tableau ci-dessous récapitule les courants en module dans différentes Dissymétries.

Chapitre III : Méthodes de calcul des courants de court-circuit

Type de dissymétrie	Dissymétrie impédante	Dissymétrie franche (Z = 0 et/ou Zc = 0)
Court-circuit monophasé	$I_{cc} = \frac{U\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o + 3Z } = \frac{3V}{ Z_d + Z_i + Z_o }$	$I_{cc} = \frac{U\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o } = \frac{3V}{ Z_d + Z_i + Z_o }$
Court-circuit biphasé terre (Zc = 0)	$I_{terre} = \frac{U\sqrt{3} Z_i }{ Z_d \times Z_i (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z) }$	$I_{terre} = \frac{U\sqrt{3} Z_i }{ Z_d \times Z_i + Z_i \times Z_o + Z_d \times Z_o }$
Court-circuit biphasé isolé (Z = ∞)	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d + Z_i + Z_c } = \frac{V\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o }$	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d + Z_i } = \frac{V\sqrt{3}}{ Z_d + Z_i }$
Court-circuit triphasé (Z quelconque)	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d + Z_c \sqrt{3}} = \frac{V}{ Z_d + Z_c }$	$I_{cc} = \frac{U}{ Z_d \sqrt{3}} = \frac{V}{ Z_d }$

III. Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre une méthode de calcul des courants de courts-circuits qui est la méthode des composantes symétriques et on a vu que l'application de cette dernière diffère d'un type de court-circuit à un autre.

Les calculs effectués pendant ce chapitre ont pour but d'aider à faire des choix de base de conception pour limiter les effets néfastes des défauts, en ce qui concerne :

- le dimensionnement approprié des matériels,
- les systèmes de liaisons à la terre des installations,
- le réglage des protections, déterminé à partir du calcul des courants de défaut.

I. Introduction :

Notre étude consiste, au calcul des courants de courts-circuits monophasés, dans un réseau (figure IV.1) ou le neutre est : mis directement à la terre, isolé de la terre, mis à la terre à travers une résistance, mis à la terre à travers une inductance et mis à la terre à travers une résistance variable). Le calcul se fera par simulation avec le logiciel CADENCE ORCAD 16.3.

Lors de cette analyse on va faire la simulation d'un court-circuit en deux points du réseau (K1 proche de la source et K2 éloigné de la source - figure IV.1), puis on fera la comparaison entre les courants de courts-circuits obtenu sur ces deux points avec les différents régimes du neutre.

Cette étude va nous permettre de mieux comprendre le comportement du réseau lors d'un court-circuit à fin de mieux le protéger.

II. Description de réseau à étudier :

C'est un réseau de 220KV, constituer de deux centrales : la première comprend quatre alternateurs et quatre transformateurs, et quant à la deuxième elle comprend quatre alternateurs et deux transformateurs, les deux centrales sont connectées a un jeu de barre, l'une à travers deux lignes en parallèles de 150km tandis que l'autre est connecté directement, alimentant un réseau par deux lignes en parallèles de 250 KM et deux charges Z1 à travers aussi deux lignes en parallèles de 100 KM et Z2 par une ligne de 200 KM.(Figure IV.1)

II.1. Caractéristiques des éléments du réseau :***II.1 .1. Alternateurs :***

	Alternateurs A1		Alternateurs A2
S_n	125MVA($P_n=100$ MW)	S_n	40MVA($P_n=32$ MW)
V_n	10,5KV	V_n	10,5KV
I_n	6,875KA	I_n	2,2KA
$\text{Cos}\alpha$	0,8	$\text{Cos}\alpha$	0,8
X''_d	0,192	X''_d	0,153
X_d	1,907	X_d	2,648
X_0	0,097	X_0	0,074
X_z	0,234	X_z	0,187

II.1.2. Transformateurs :

	Transformateurs T1		Transformateurs T2
S_n	125 MVA	S_n	80 MVA
V_n	220/10,5 KV	V_n	220/10,5 KV
ΔP_{cc}	380 KW	ΔP_{cc}	79 KW
ΔP_0	120 MW	ΔP_0	315 KW
$U_{cc}\%$	11%	$U_{cc}\%$	11%
I_0	0,55%	I_0	0,45%

II.1.3 Lignes :

	Ligne 1		Ligne 2		Ligne 3		Ligne 4
L	150 KM	L	200 KM	L	100 KM	L	250 KM
D_m	7 M	D_m	7 M	D_m	7 M	D_m	7 M
d_0	21 ,5 mm	d_0	21 ,5 mm	d_0	21 ,5 mm	d_0	21 ,5 mm
r_0	0,13 Ω /KM	r_0	0,13 Ω /KM	r_0	0,13 Ω /KM	r_0	0,13 Ω /KM

II.1.3. Le réseau infini :

$S_{cc} = 5000 \text{ MVA}$

$$*_E_r = 1 \quad *_X_r = 0,2$$

II.1.4. Charges :

	Charge Z1		Charge Z2
\overline{S}_{ch1}	160 MVA	\overline{S}_{ch2}	100 MVA

II.1.5. Jeu de barre :

$$C_{jb} = 0,1 \div 0,15 \text{ UF}$$

$$G_{jb} = 3 \cdot 10^{-6} \text{ } \Omega^{-1}$$

$$R_{jb} = 30000 \text{ } \Omega$$

II.2. Schéma du réseau :

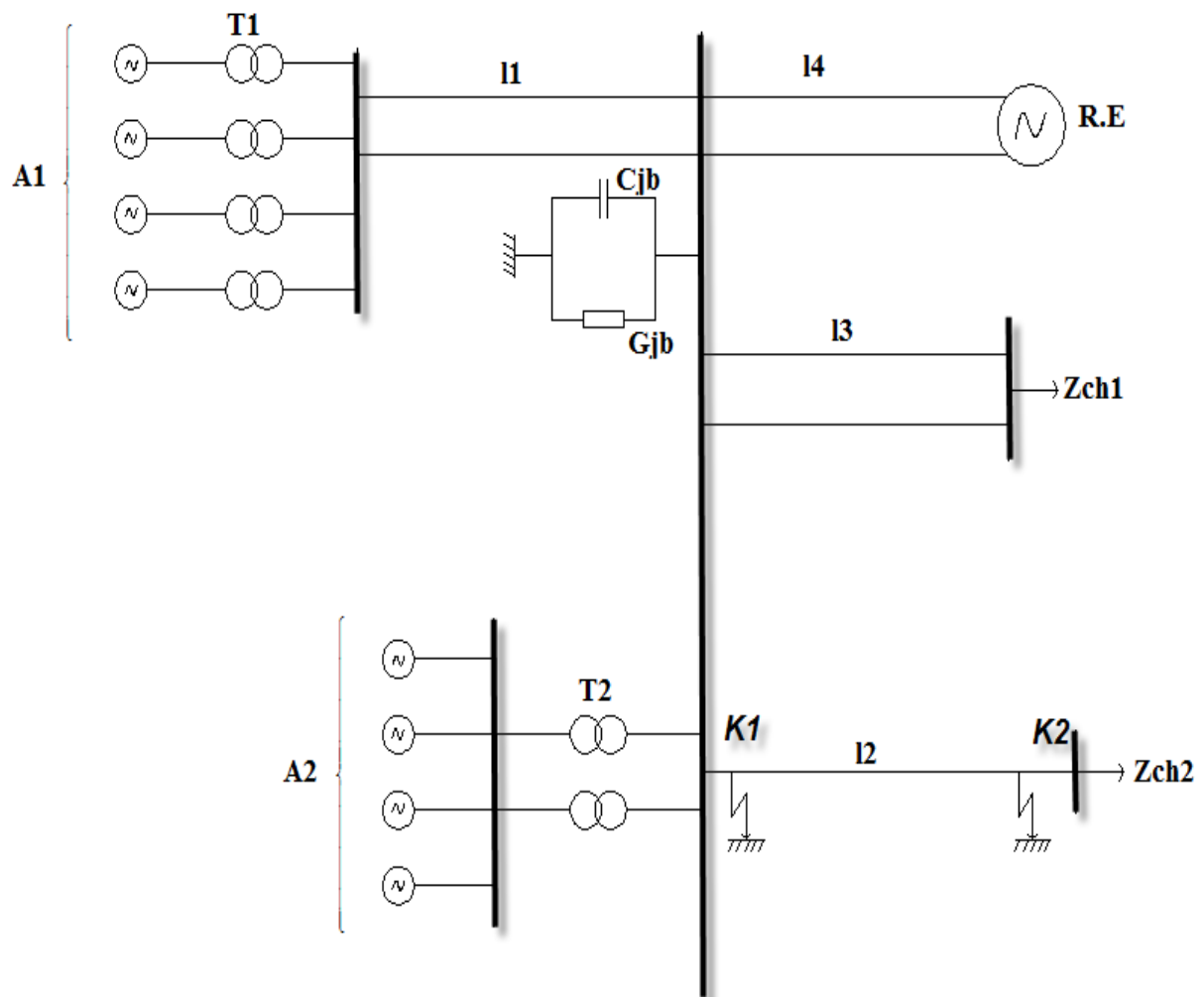


Figure VI.1 : Schéma du réseau à étudier

III. Calcul des courants de courts-circuits

III.1. Simulation sous logiciel ORCAD

Le schéma du réseau réel donné dans la figure VI.1 à été modélisé et implémenté sous environnement ORCAD, ceci nous a permis de relever les courbes des courants de courts-circuits avec les différentes disposition du neutre .

Remarque :

Les alternateurs sont représentés dans le schéma modélisé avec des sources de tensions, les transformateurs avec des inductances ou on considère juste un seul enroulement et les lignes avec le schéma équivalent en π .

III.1.1. Calcul des paramètres du schéma modélisé :

- **Transformateur T1 :**
 - **Calcul des inductances :**

$$L_{T1} = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{1}{2.3,14.50} \frac{11}{100} \frac{220^2}{125} = 0,1356 H$$

$$L_1 = L_2 = L_3 = \frac{L_{T1}}{2.4} = \frac{0,1356}{2.4} = 0,01695 H$$

f : La fréquence du réseau

U_{cc} : La tension du court-circuit des transformateurs

U_n : La tension nominale du réseau

Remarque :

Vue qu'on a quatre alternateurs en parallèle on divise la valeur de l'inductance par quatre puis par deux puisque on considère un seul enroulement des transformateurs.

- **Ligne L1 :**
 - a) **Les inductances :**

$$X_0 = 0,144 \cdot \log \frac{2D_m}{d_c} + 0,016 = 0,144 \cdot \log \frac{2.7000}{21,5} + 0,016 = 0,4211 \Omega / Km$$

$$X_0 = 0,4211 \Omega / Km$$

$$X_0 = L_0 \cdot \omega \rightarrow L_0 = \frac{X_0}{\omega} = \frac{X_0}{2\pi f} = \frac{0,4211}{2.3,14.50} = 1,34 \cdot 10^{-3} H / Km$$

$$L_0 = 1,34 \cdot 10^{-3} H / Km$$

$$L_{l1} = L_0 \cdot l_1 = 1,34 \cdot 10^{-3} \cdot 150 = 0,201 H$$

$$L_4 = L_5 = L_6 = \frac{L_{l1}}{2} = 0,1005 H$$

X_0 : La réactance kilométrique des lignes

D_m : Distance moyenne entre les conducteurs des phases des lignes

d_c : Diamètre des conducteurs des phases

L_0 : Inductance kilométrique des lignes

Remarque :

On a divisé l'inductance par deux car on a deux lignes en parallèle.

b) *les capacités :*

$$B_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_m}{r_c}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{7000}{10,75}} = 2,69 \cdot 10^{-6} \Omega / Km$$

$$B_0 = 2,69 \cdot 10^{-6} \Omega / Km$$

$$B_o = C_0 \cdot \omega \rightarrow C_0 = \frac{B_0}{\omega} = \frac{B_0}{2\pi f} = \frac{2,69 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 8,57 \cdot 10^{-9} F / Km$$

$$B_o = 8,57 \cdot 10^{-9} f / Km$$

$$C_{L1} = C_0 \cdot l_1 = 8,57 \cdot 10^{-9} \cdot 150 = 1285,5 \cdot 10^{-9} F$$

$$C_1 = C_2 = C_3 = C_4 = C_5 = C_6 = C_{L1} = 1,284 \mu F$$

B_0 : La conductibilité kilométrique des lignes

r_c : Rayon des conducteurs des phases

C_0 : La capacité kilométrique des lignes

c) *Les résistances :*

$$R_{L1} = R_0 \cdot l_1 = 0,13 \cdot 150 = 19,5 \Omega$$

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{R_{L1}}{2} = 9,75 \Omega$$

R_0 : La résistance kilométrique des lignes

• *Transformateur T2 :*

▪ *Calcul des inductances :*

$$L_{T2} = \frac{1}{2\pi f} \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \frac{11}{100} \frac{220^2}{80} = 0,2119 H$$

$$L_{T2} = 0,2119 H$$

$$L_7 = L_8 = L_9 = \frac{L_{T2}}{2 \cdot 2} = \frac{0,2119}{2 \cdot 2} = 0,05298 H$$

Remarque :

On a divisé l'inductance par deux car on a deux transformateur en parallèle et on divise encore une autre fois par deux car on considéré juste un seul enroulement du transformateur

- **Ligne L4 :**

- a) **Les inductances :**

$$X_0 = 0,144 \cdot \log \frac{2D_m}{d_c} + 0,016 = 0,144 \cdot \log \frac{2 \cdot 7000}{21,5} + 0,016 = 0,4211 \Omega / Km$$

$$X_0 = 0,4211 \Omega / Km$$

$$X_0 = L_0 \cdot \omega \rightarrow L_0 = \frac{X_0}{\omega} = \frac{X_0}{2\pi f} = \frac{0,4211}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 1,34 \cdot 10^{-3} H / Km$$

$$L_0 = 1,34 \cdot 10^{-3} H / Km$$

$$L_{L4} = L_0 \cdot l_4 = 1,34 \cdot 10^{-3} \cdot 250 = 0,335 H$$

$$L_{10} = L_{11} = L_{12} = \frac{L_{L4}}{2} = 0,1675 H$$

- b) **Les capacités :**

$$B_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_m}{r_c}} = 2,69 \cdot 10^{-6} \Omega / Km$$

$$B_0 = C_0 \omega \Rightarrow C_0 = \frac{B_0}{\omega} = \frac{B_0}{2\pi f} = \frac{2,69 \cdot 10^{-6}}{2\pi \cdot 50} = 8,57 \cdot 10^{-9} F / Km$$

$$C_{L4} = C_0 \cdot l_4 = 8,57 \cdot 10^{-9} \cdot 250 = 2187,5 \cdot 10^{-9} F$$

$$C_7 = C_8 = C_9 = C_{10} = C_{11} = C_{12} = C_{L4} = 2,187 \mu F$$

- c) **Les résistances :**

Clicours.COM

$$R_{L4} = R_0 \cdot l_4 = 0,13 \cdot 250 = 32,5 \Omega$$

$$R_4 = R_5 = R_6 = \frac{R_{L4}}{2} = 16,25 \Omega$$

- **Le réseau infini :**

Les inductances :

$$*X_r = 0,2 pu$$

$$Z_b = V_b / I_b = \frac{220 / \sqrt{3}}{2,624} = 48,8 \Omega$$

$$X_r = *X_r \cdot Z_b = 0,2 \cdot 48,8 = 9,68 \Omega$$

$$X_r = L_r \cdot \omega \rightarrow L_r = L_{13} = L_{14} = L_{15} = \frac{X_r}{\omega} = \frac{X_r}{2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{9,68}{3,14} = 0,03082 H$$

$$X_r = 0,03082 H$$

Z_b : La valeur de base de l'impédance

V_b : La valeur de base de la tension

I_b : La valeur de base du courant

La Charge Z2

$$S_{a2} = 40 MVA \cdot 4 = 160 MVA$$

$$I = S / \sqrt{3} U_n = 160 \cdot 10^6 / \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3 = 420 A$$

$$Z_{charge2} = U / I = 220 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 420 = 302,42 \Omega$$

$$Z_{charge} = Z_{charge} \cos \alpha + j Z_{charge} \sin \alpha = 302,42 \cdot 0,8 + j 302,42 \cdot 0,6 = 241,6 \Omega + j 181,2 \Omega$$

a) **Les inductances :**

$$L_{19} = L_{20} = L_{21} = 181,2 H$$

b) **Les résistances :**

$$R_{10} = R_{11} = R_{12} = 241,6 \Omega$$

- **Ligne L2 :**

a) **Les inductances :**

$$X_0 = 0,144 \log \frac{2D_m}{d_c} + 0,016 = 0,144 \log \frac{2.7000}{21,5} + 0,016 = 0,4211 \Omega/Km$$

$$X_0 = L_0 \omega \Rightarrow L_0 = \frac{X_0}{\omega} = \frac{0,4211}{2\pi 50} = 1,34.10^{-3} H/Km$$

$$L_{16} = L_{17} = L_{18} = L_{12} = L_0 l_2 = 1,34.10^{-3}.200 = 0,268H$$

X_0 : La réactance kilométrique des lignes

D_m : Distance moyenne entre les conducteurs des phases des lignes

d_c : Diamètre des conducteurs des phases

L_0 : Inductance kilométrique des lignes

b) Les capacités :

$$B_0 = \frac{7,58.10^{-6}}{\log \frac{D_m}{r_c}} = 2,69.10^{-6} \Omega/Km$$

$$B_0 = C_0 \omega \Rightarrow C_0 = \frac{B_0}{\omega} = \frac{B_0}{2\pi f} = \frac{2,69.10^{-6}}{2\pi 50} = 8,57.10^{-9} F/Km$$

$$C_{L2} = C_0 L_2 = 8,57.10^{-9}.200 = 1,714 \mu F$$

$$C_{13} = C_{14} = C_{15} = C_{16} = C_{17} = C_{18} = C_{L2} = 1,714 \mu F$$

c) Les résistances :

$$R_{L2} = R_0.l_2 = 0,13.200 = 26\Omega = R_7 = R_8 = R_9$$

R_0 : La résistance kilométrique des lignes

❖ **Tableau récapitulatif des paramètres calculés :**

	Transformateurs		Lignes			Réseau infini	Charge Z2
	T1	T2	L1	L4	L2		
Inductances (H)	0,01695	0,05298	0,1005	0,1675	0,268	0,0382	181.2
Résistances (Ω)	–	–	9,75	16,25	26	–	241.6
Capacités (μF)	–	–	1,284	2,187	1,714	–	–

Nous allons relever les courbes de courant de court-circuit, après la simulation, pour les différent cas de figure :

III.1.2. Court circuit monophasé :

III.1.2.1. Le neutre est directement mis à la terre

a) point k1

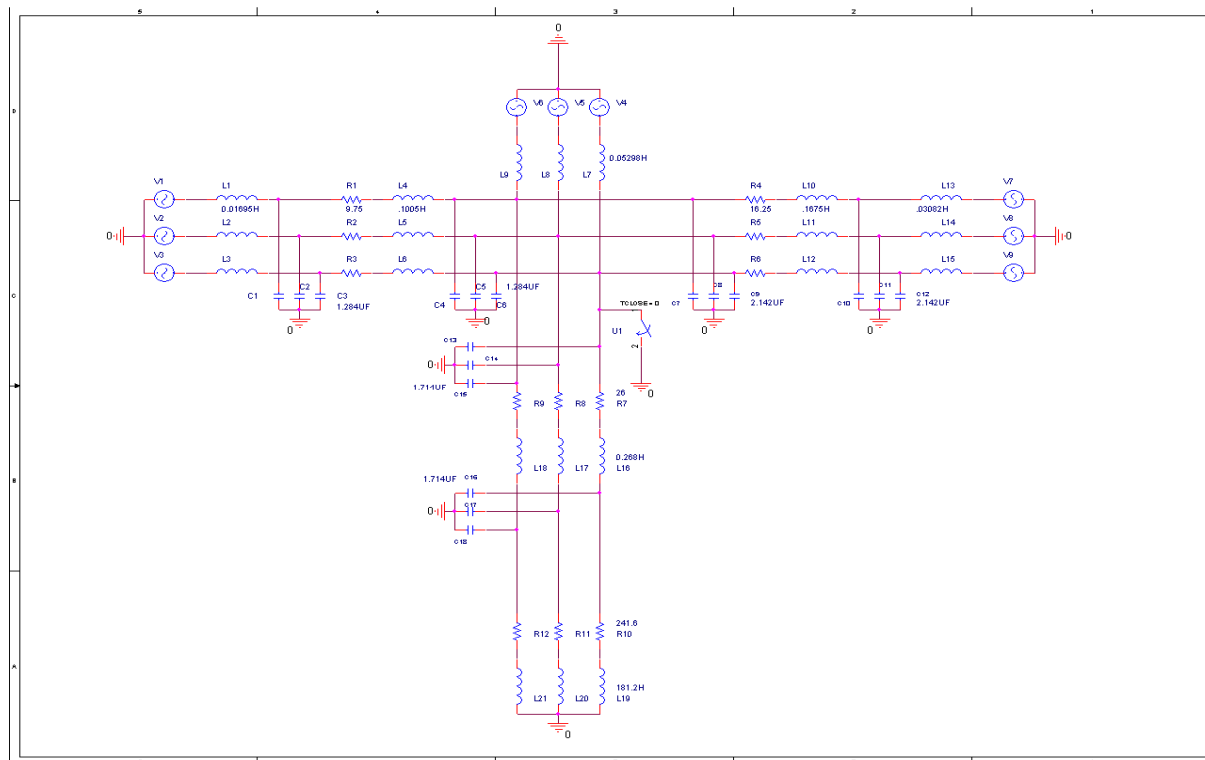


Figure IV.2 : Le neutre est directement mis à la terre, point K1.

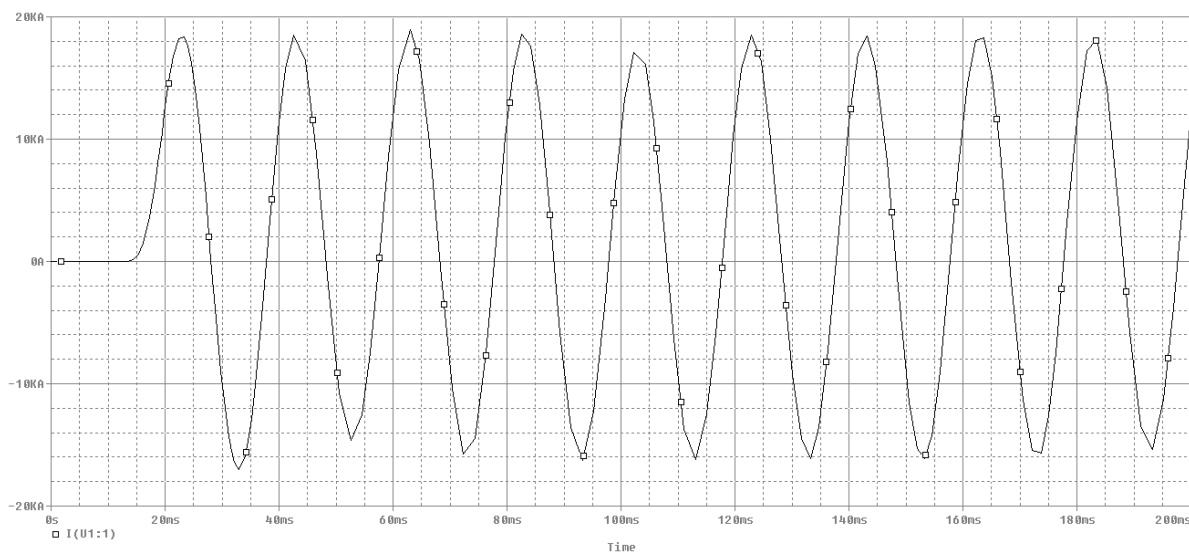


Figure IV.3 : Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis directement à la terre, point K1.

b) point k2

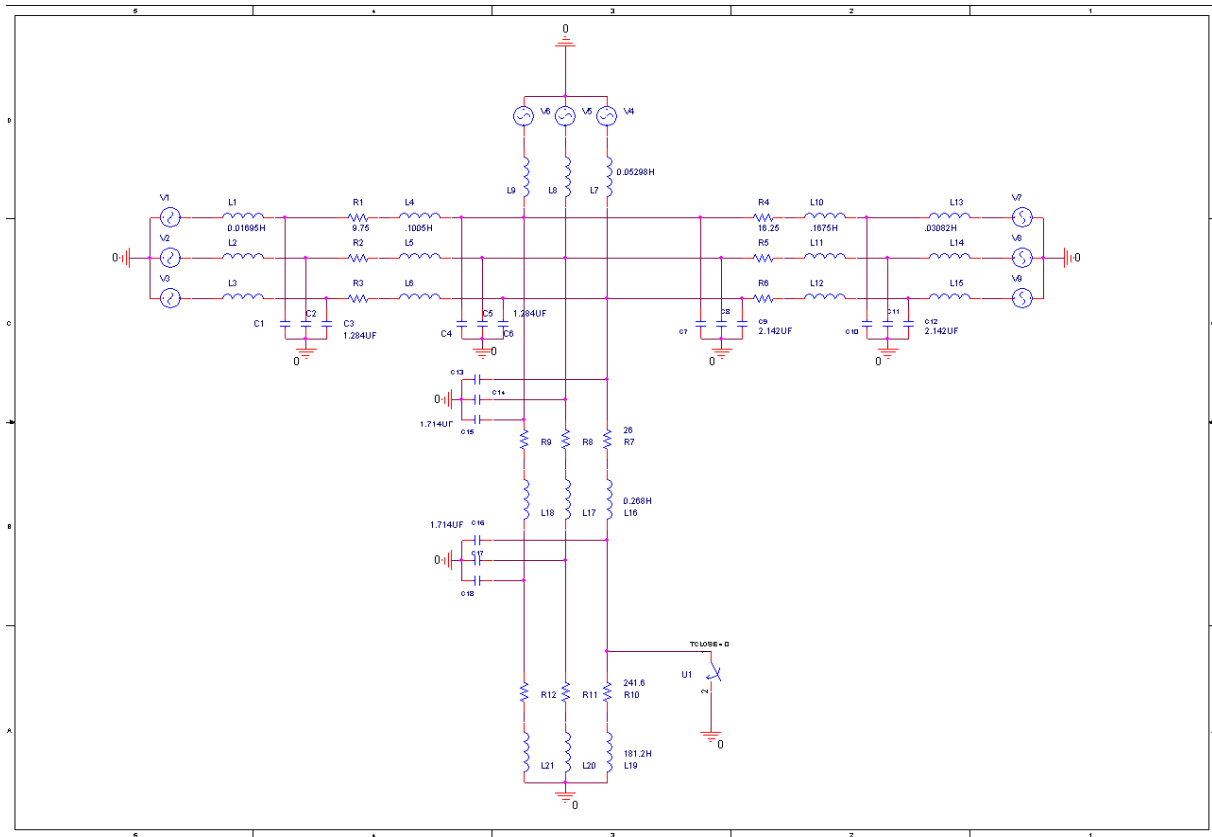


Figure IV.4 : Le neutre est directement mis à la terre, point K2

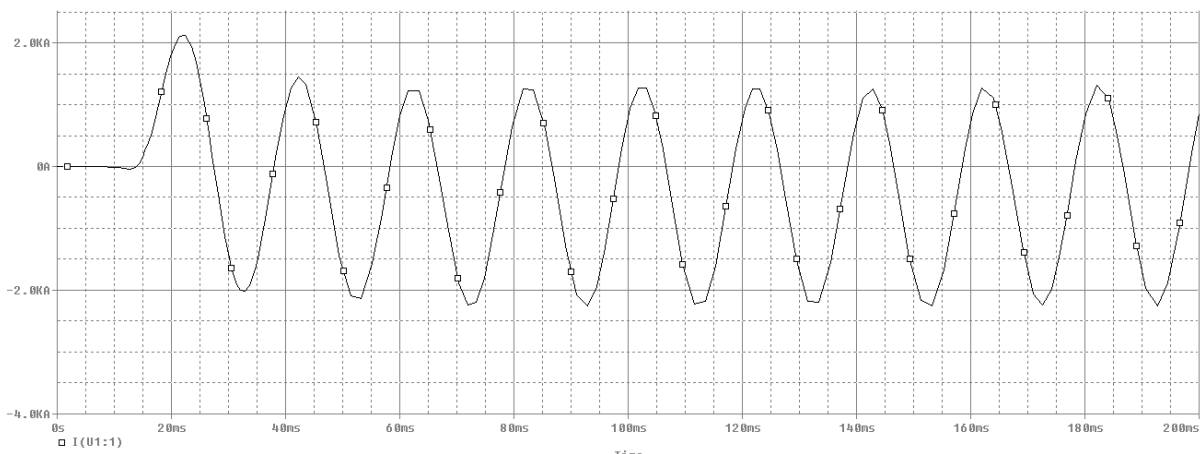


Figure IV.5 : Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis directement à la terre, point K2

Les résultats obtenus pour les courants de courts-circuits sont représentés dans le tableau suivant :

le neutre mis directement à la terre	Point K1	Point K2
Icc monophasé (KA)	12.70	1.548

III.1.2.2. Le neutre est isolé de la terre

a) point k1

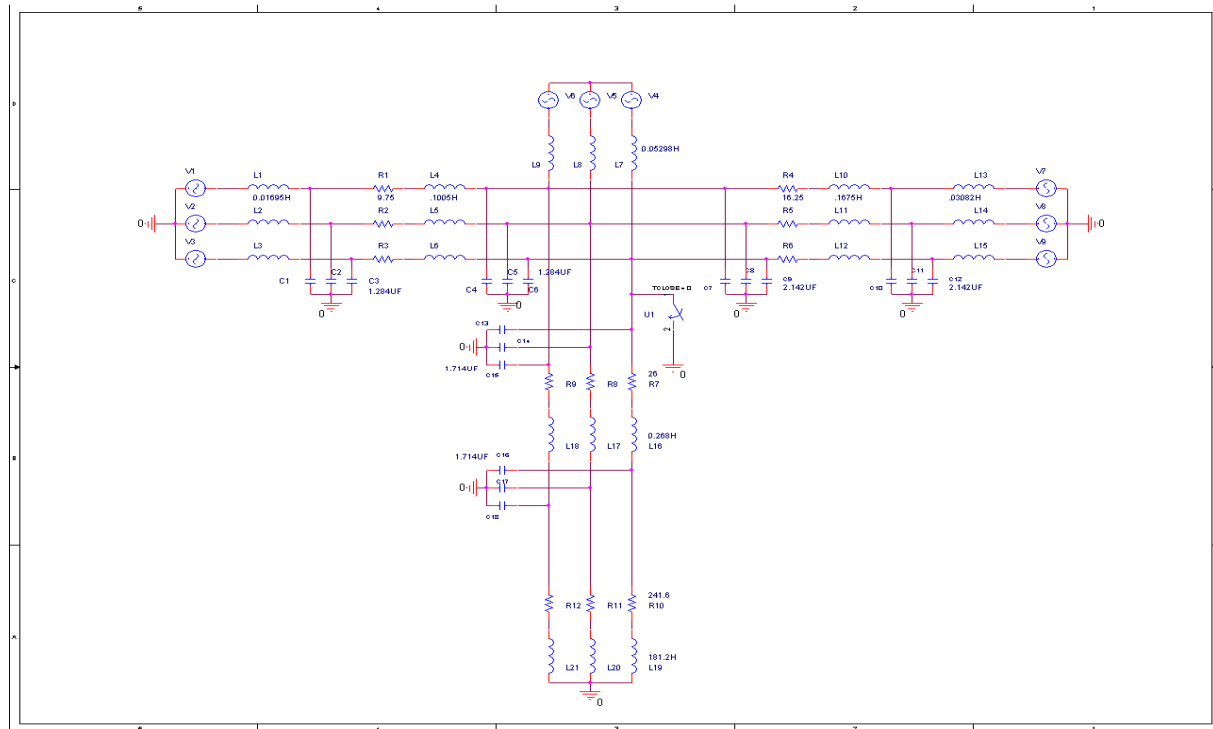


Figure IV.6 : Le neutre est isolé de la terre, point K1

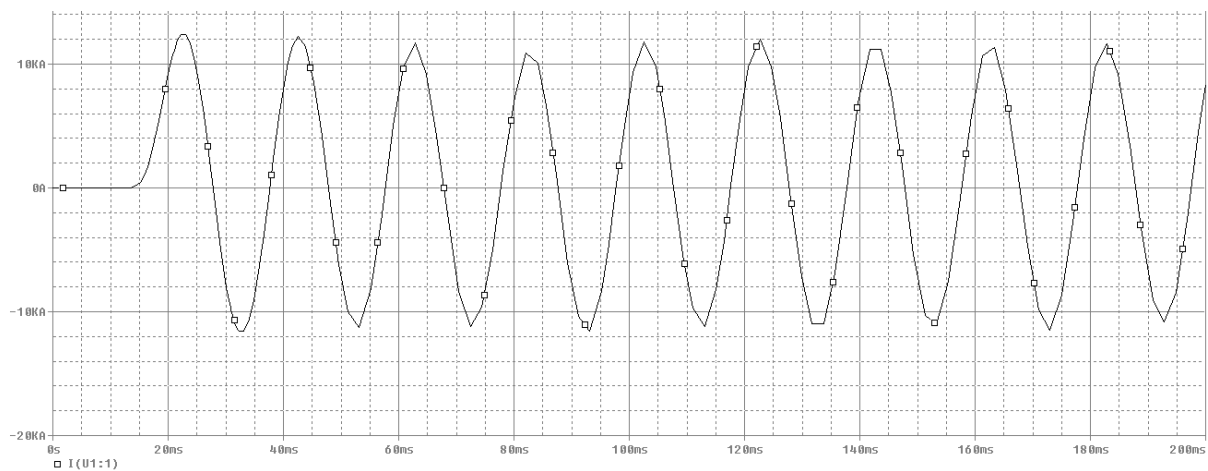


Figure IV.7 : Courant de court-circuit monophasé avec le neutre isolé de la terre, point K1

b) point k2

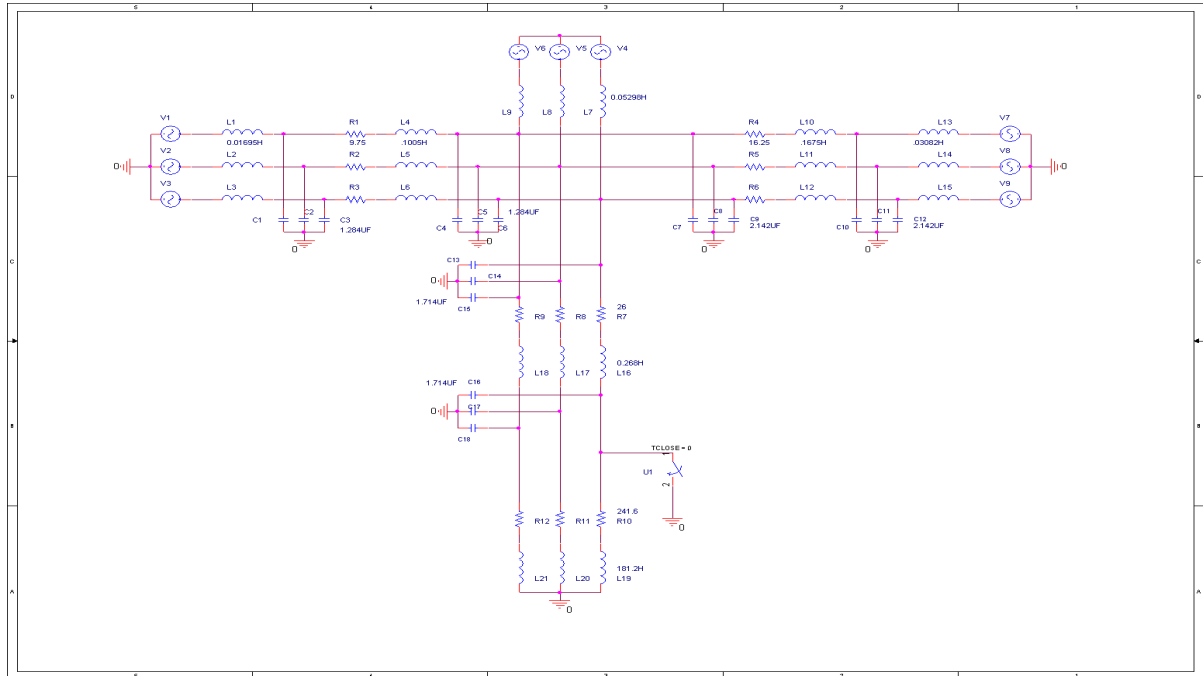


Figure IV.8 : Le neutre est isolé de la terre, point K2

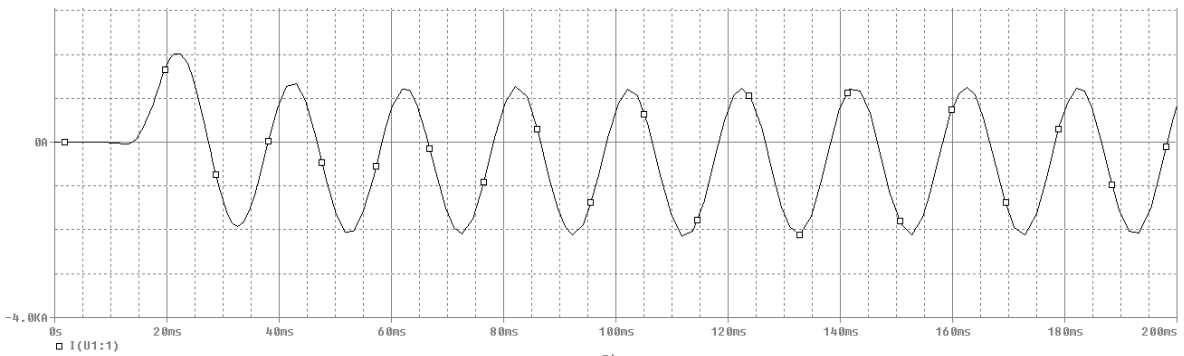


Figure IV.9 : Courant de court-circuit monophasé avec le neutre isolé de la terre, point K2

Les résultats obtenus pour les courants de courts-circuits sont représentés dans le tableau suivant :

le neutre isolé de la terre	Point K1	Point K2
Icc monophasé (KA)	8.48	1.46

Interprétation des résultats :

On voit que le courant de court-circuit monophasé obtenu sur le point K1 avec le neutre isolé de la terre (8,48 KA) est moins dangereux par rapport à celui avec le neutre mis à la terre.

III.1.2.3. Le neutre mis à la terre à travers une résistance

a) Point k1

Nous allons relever les courbes des courants de courts-circuits sur le point k1 pour les différentes valeurs de la résistance.

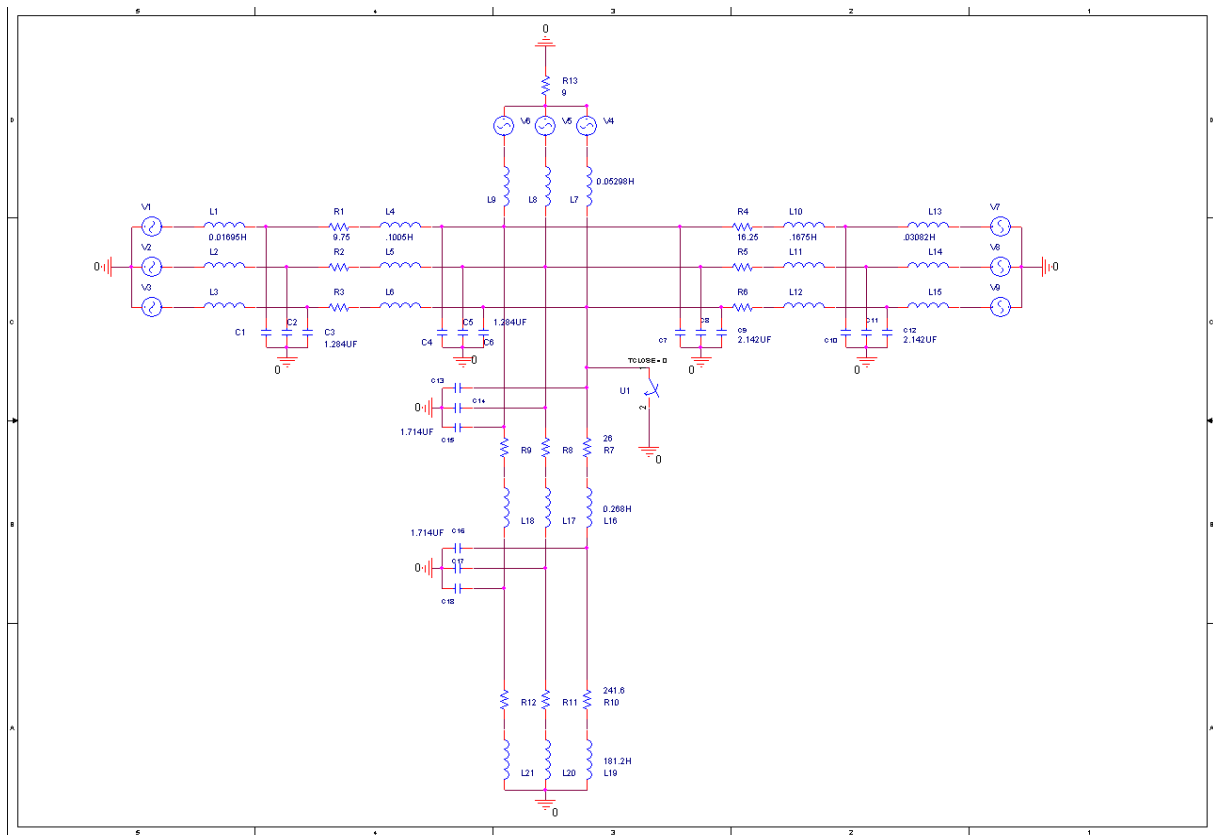


Figure IV.10 : Le neutre mis à la terre à travers une résistance, point K1

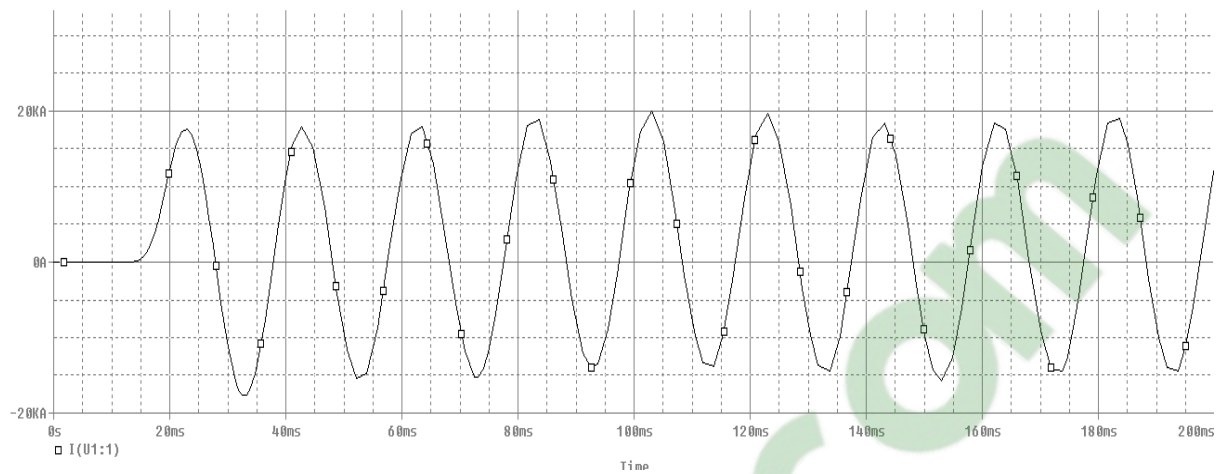


Figure IV.11: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=1\Omega$, point K1

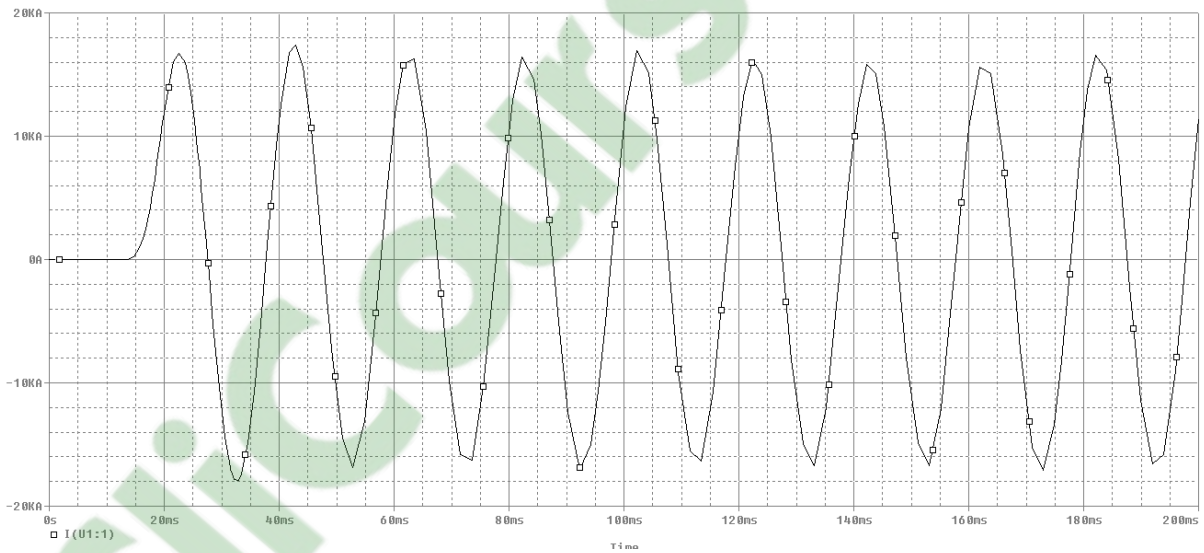


Figure IV.12: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=3\Omega$, point K1

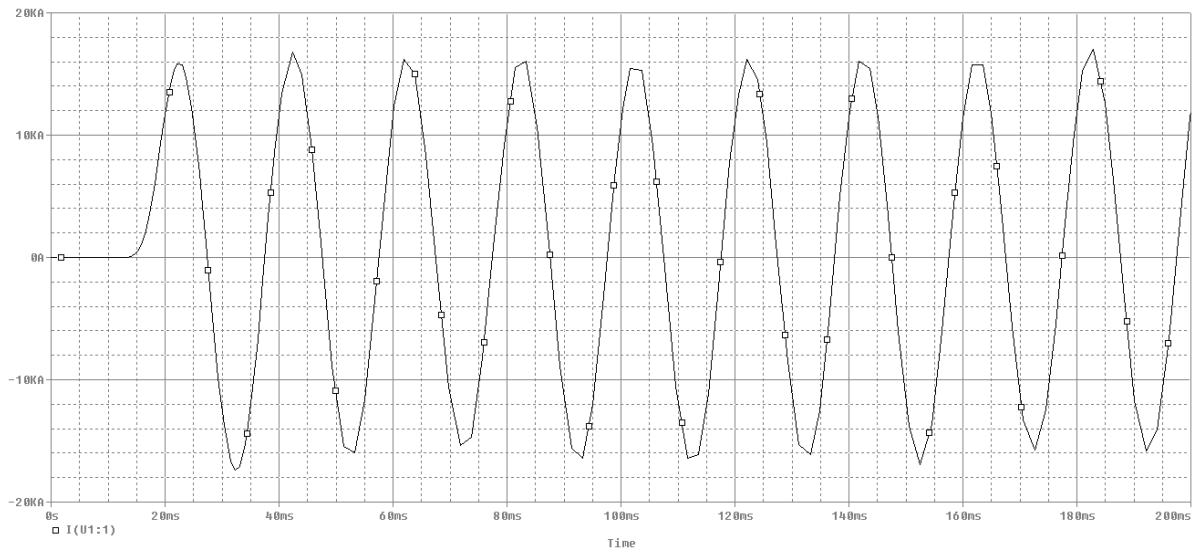


Figure IV.13: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=5\Omega$, point K1

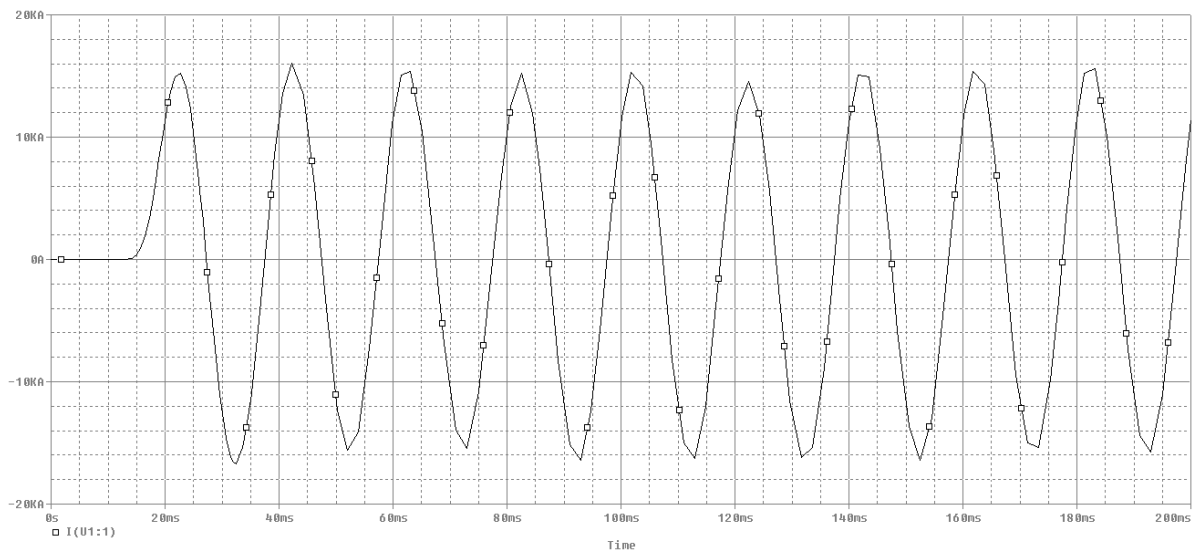


Figure IV.14: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=7\Omega$, point K1

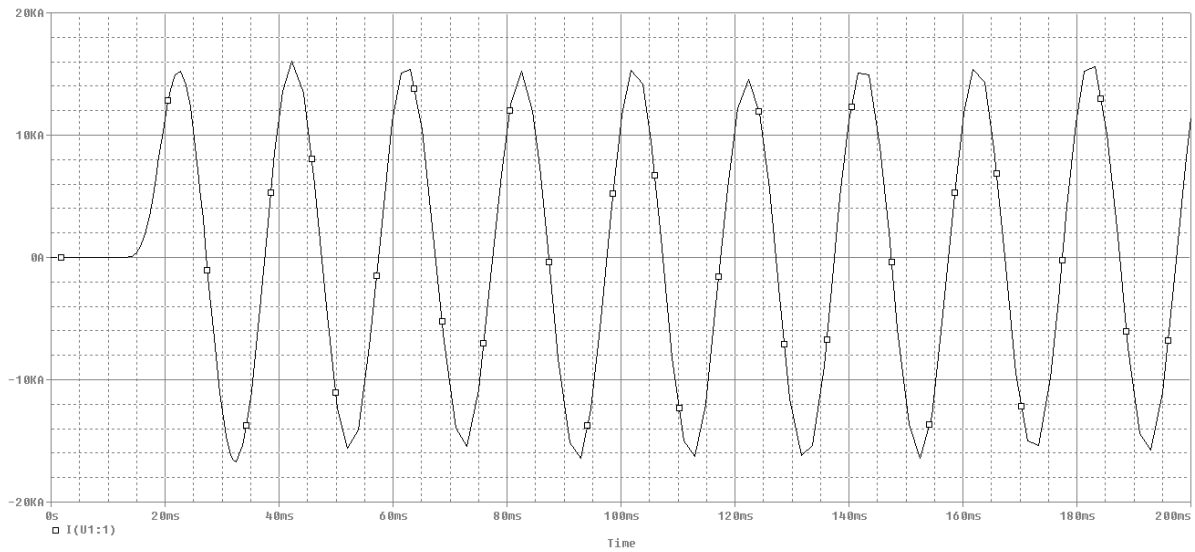


Figure IV.15: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=9\Omega$, point K1.

Le tableau suivant représente les résultats obtenus pour le courant de court-circuit avec les différentes valeurs de la résistance.

R(Ω)	1	3	5	7	9
I _{cc} (kA)	13.28	12.67	12.28	11.81	11.46

La courbe suivante représente la variation de courant de court-circuit en fonction de la résistance.

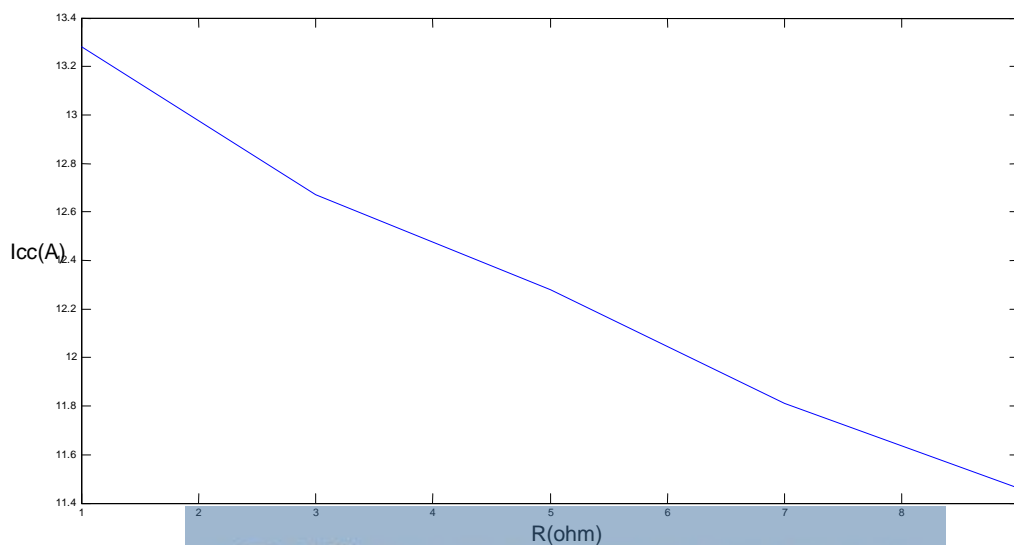


Figure IV.16 variation de courant de court-circuit en fonction de la résistance, point k1

b) Point k2

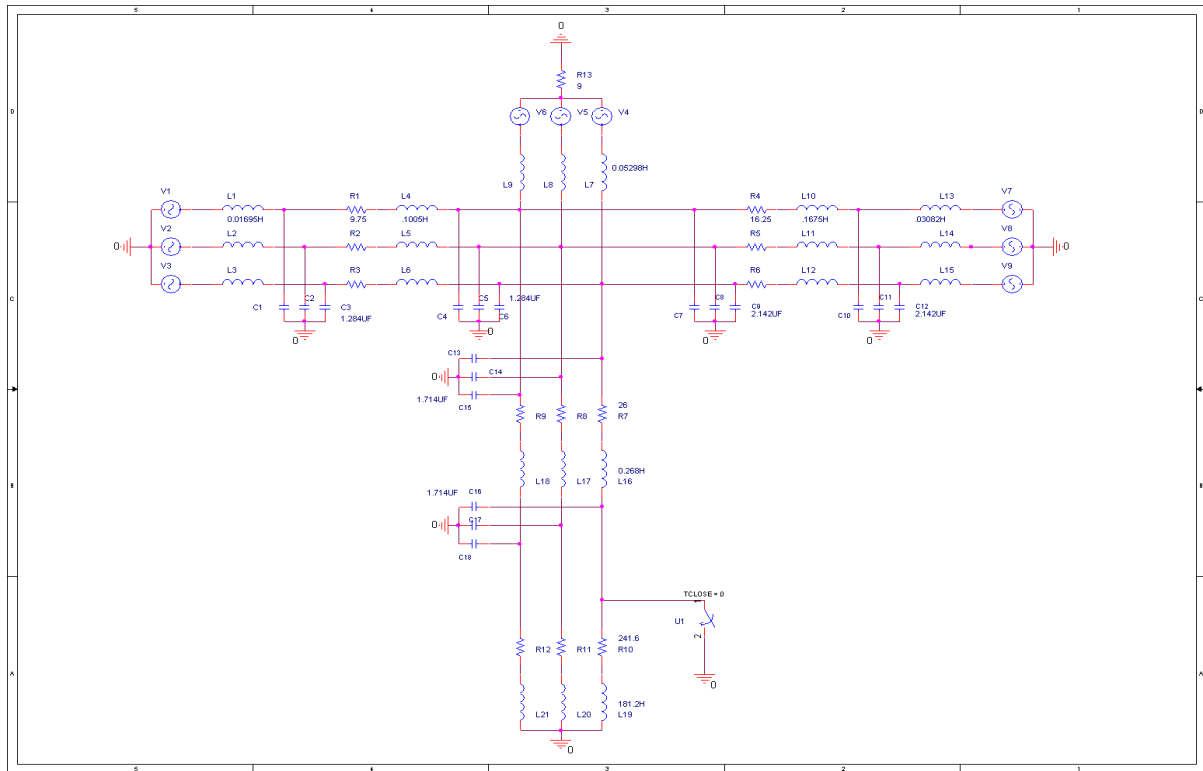


Figure IV.17 : Le neutre mis à la terre à travers une résistance, point K2

Nous allons relever les courbes des courants de courts-circuits sur le point k2 pour les différentes valeurs de la résistance.

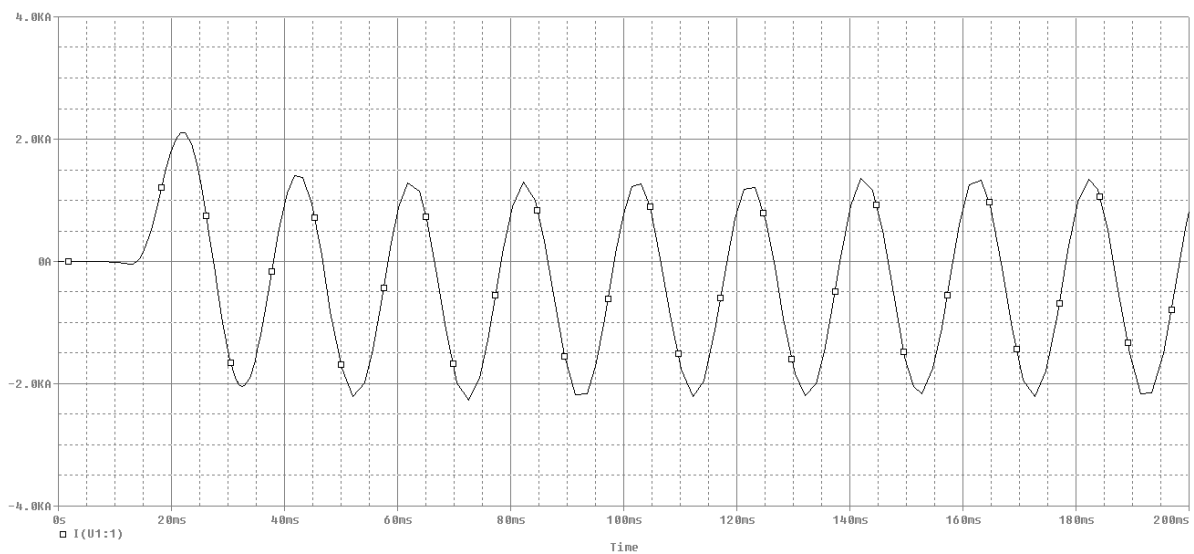


Figure IV.18: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=1\Omega$, point K2

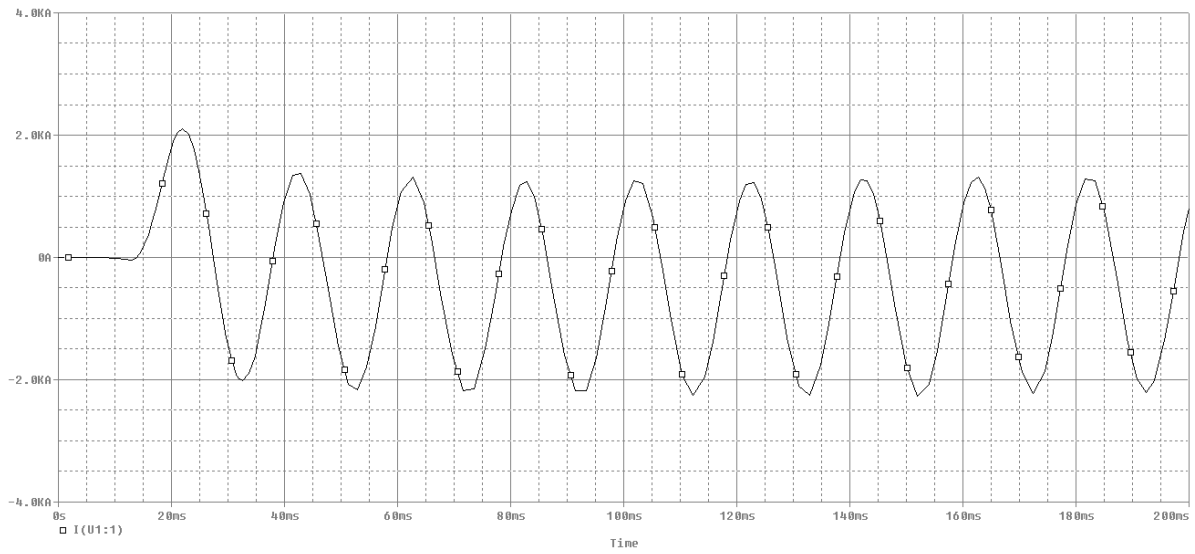


Figure IV.19: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=3\Omega$, point K2

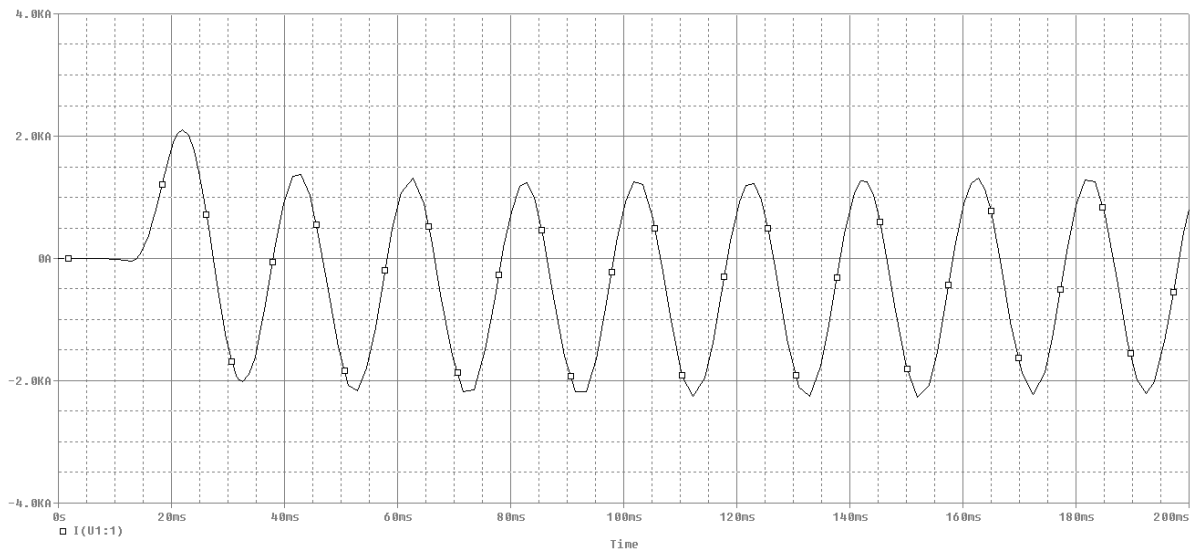


Figure IV.20: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=7\Omega$, point K2

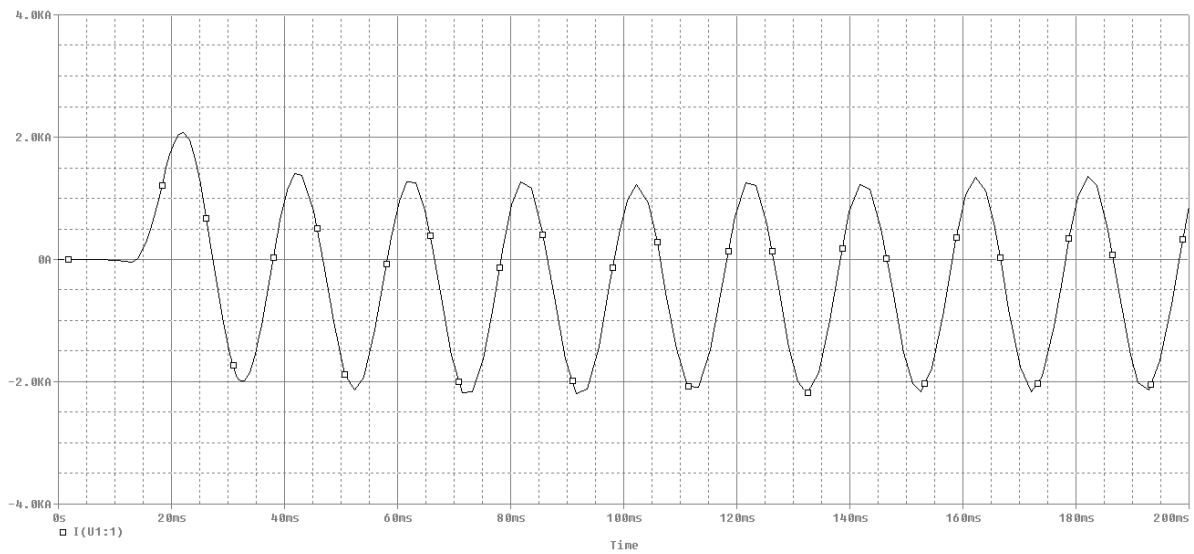


Figure IV.21: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=9\Omega$, point K2

Le tableau suivant représente les résultats obtenus pour le courant de court-circuit avec les différentes valeurs de la résistance.

$R(\Omega)$	1	3	7	9
$I_{cc}(kA)$	1.547	1.543	1.511	1.507

La courbe suivante représente la variation de courant de court-circuit en fonction de la résistance.

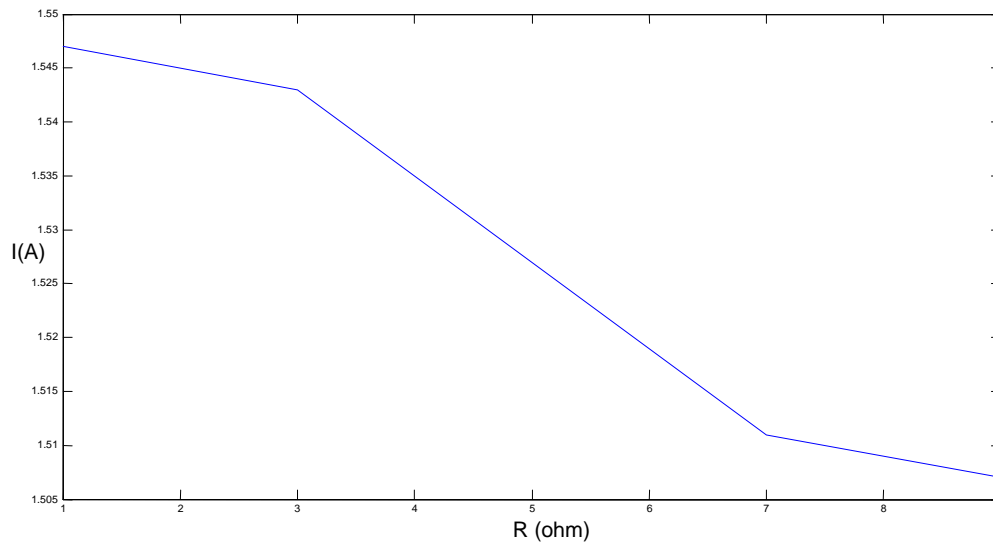


Figure IV.22 variation de courant de court-circuit en fonction de la résistance, point k2

Les résultats obtenus pour les courants de courts-circuits avec le neutre mis à la terre à travers une résistance sont représentés dans le tableau suivant :

	R(Ω)	1	3	7	9
Point K1	I _{cc} (kA)	13.28	12.67	11.81	11.46
Point K2	I _{cc} (kA)	1.547	1.543	1.511	1.507

Interprétation des résultats :

On remarque qu'on faisant varier la résistance de 1 à 9 Ω le courant de court-circuit pour le point k1 a diminué de 13.28 à 11.46KA respectivement, ce courant est moins dangereux par rapport à celui avec le neutre est mis directement à la terre.

III.1.2.4. Le neutre mis à la terre à travers une inductance :

On va relever les courbes des courants de court-circuit avec le neutre mis à la terre à travers une inductance qu'on fait varier de 0,0031 à 0,0286 H.

a) Point k1

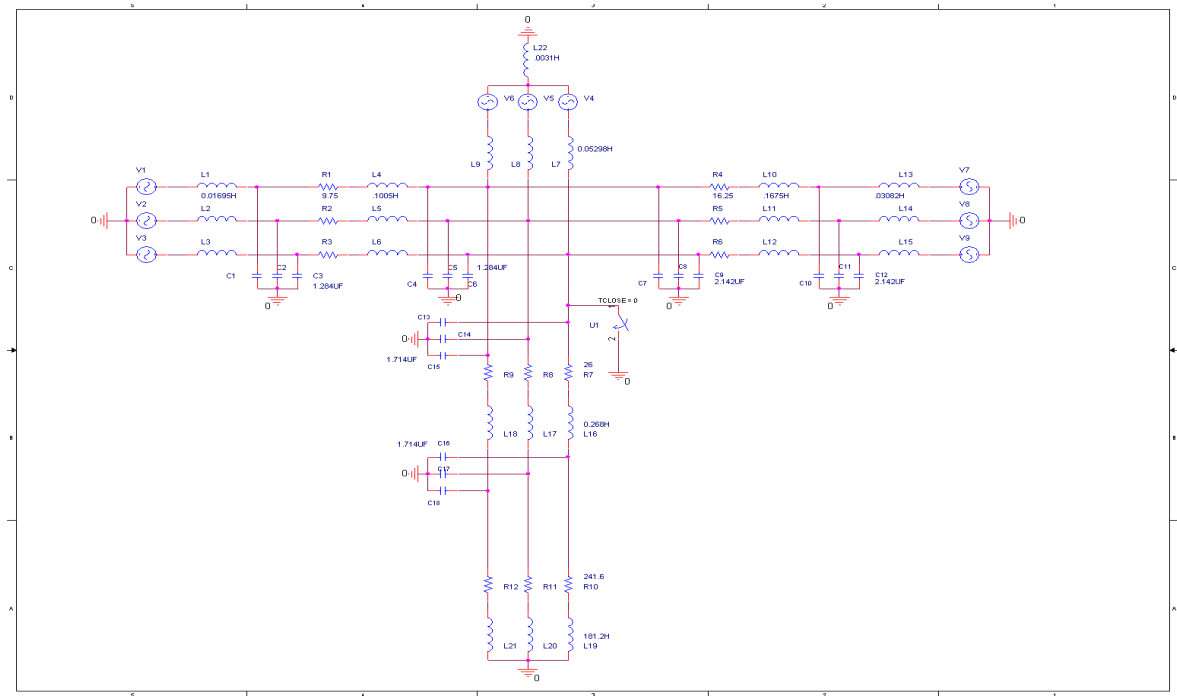


Figure IV.23 : Le neutre mis à la terre à travers une inductance, point K1

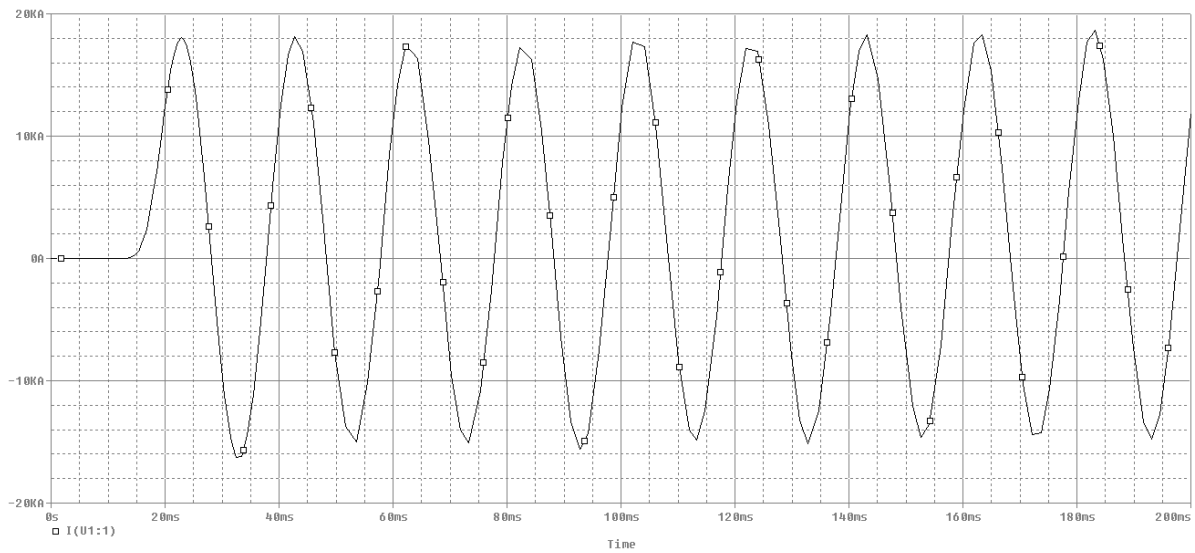


Figure IV.24: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0031\text{H}$, point K1

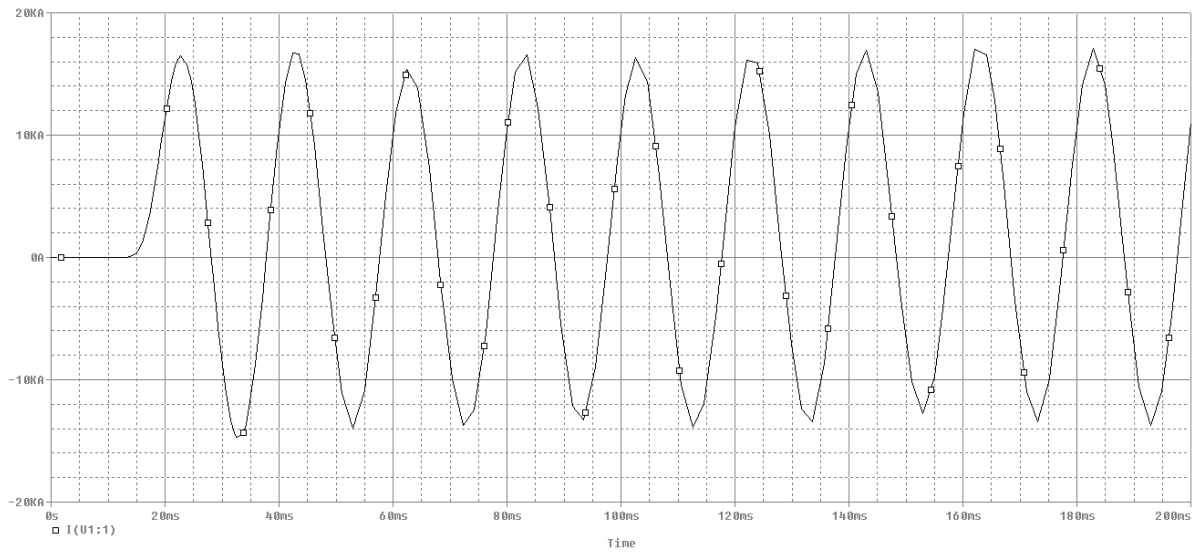


Figure IV.25: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0159H$, point K1

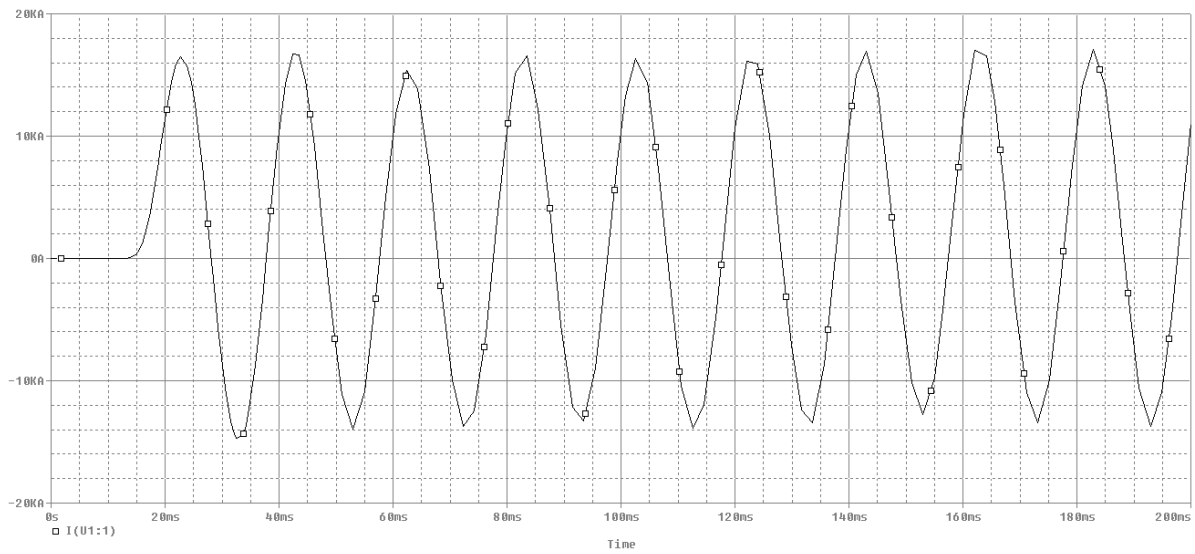


Figure IV.26: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0222H$, point K1

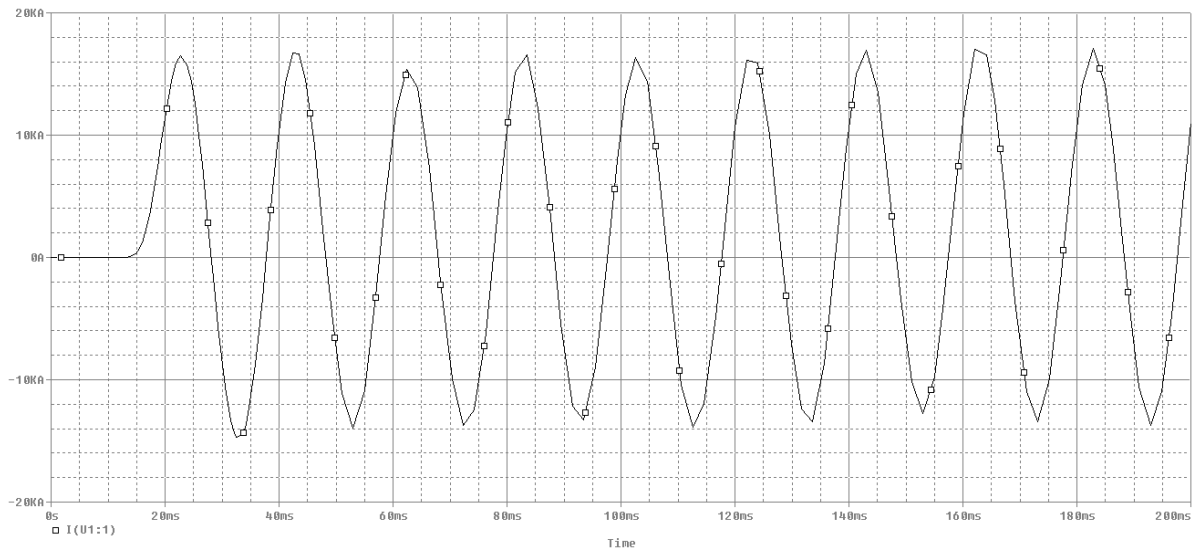


Figure IV.27: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0286H$, point K1

Le tableau suivant représente les résultats obtenus pour le courant de court-circuit avec les différentes valeurs de l'inductance.

L(H)	0,0031	0,0159	0,0222	0,0286
I _{cc} (KA)	12.30	11.19	10.68	10.47

La courbe suivante représente la variation de courant de court-circuit en fonction de l'inductance.

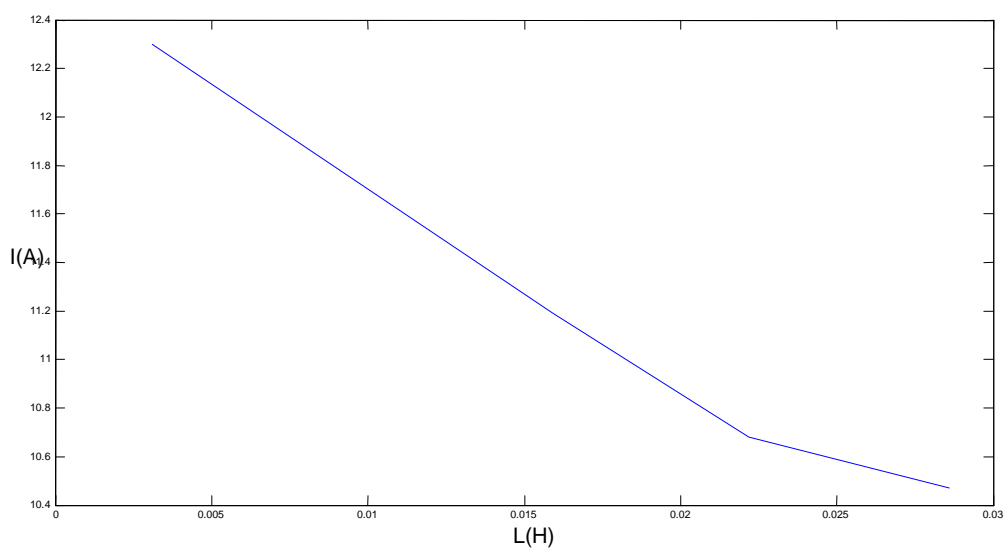


Figure IV.28 variation de courant de court-circuit en fonction de l'inductance, point k1

b) Point k2

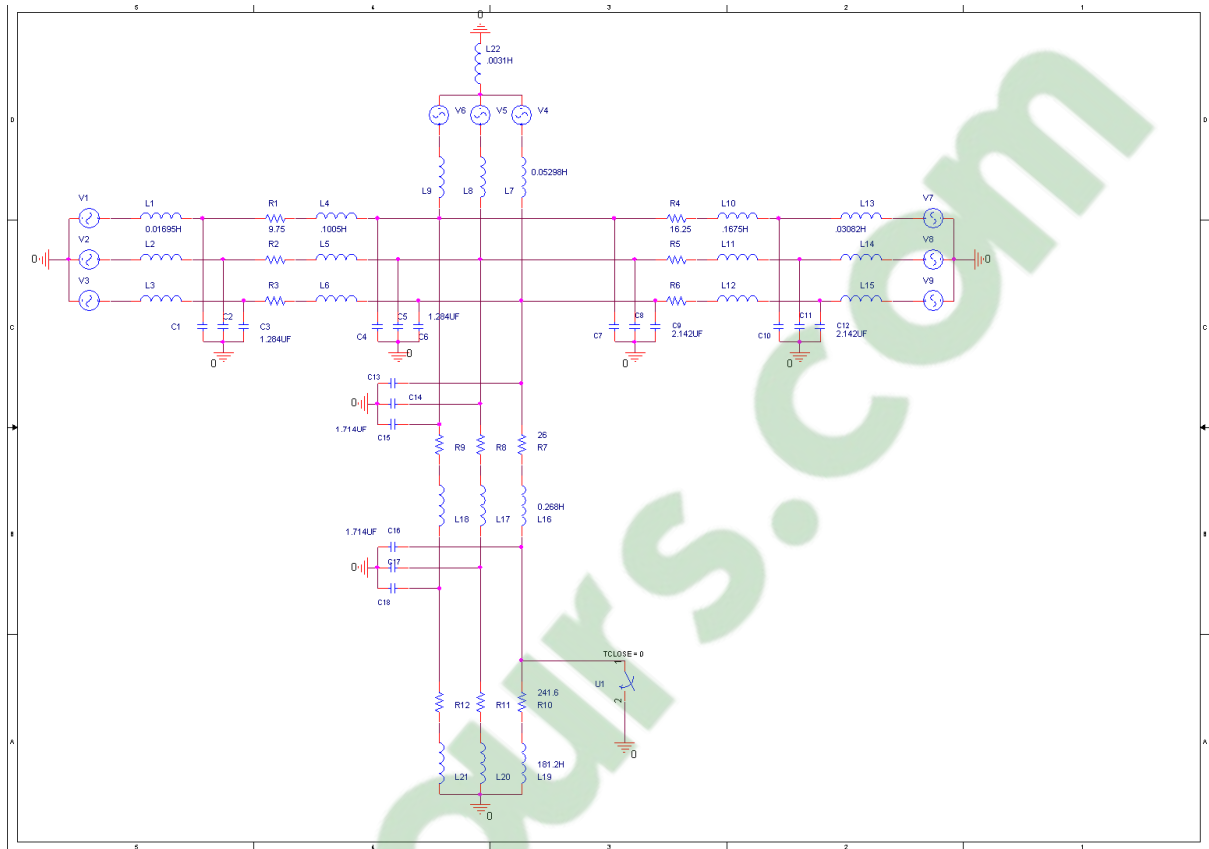


Figure IV.29 : Le neutre mis à la terre à travers une inductance, point K2

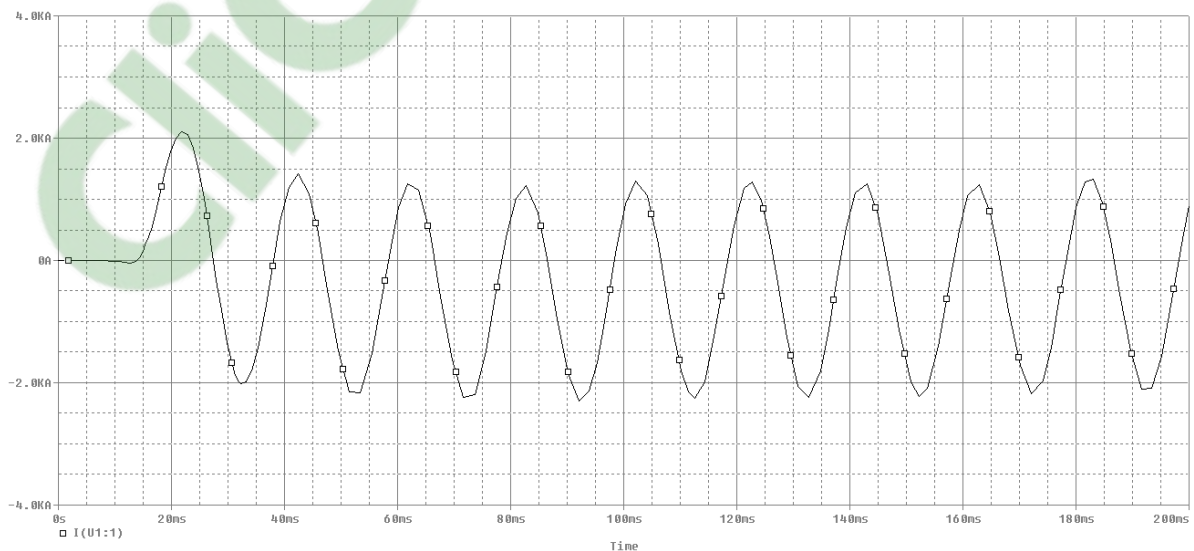


Figure IV.30: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0031\text{H}$, point K2

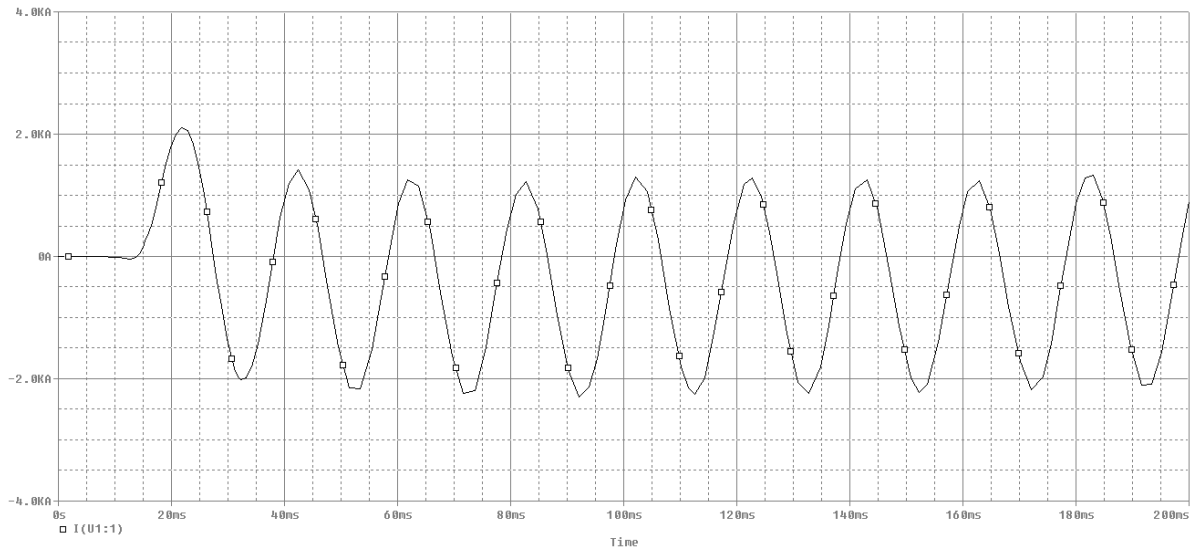


Figure IV.31: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0159H$, point K2

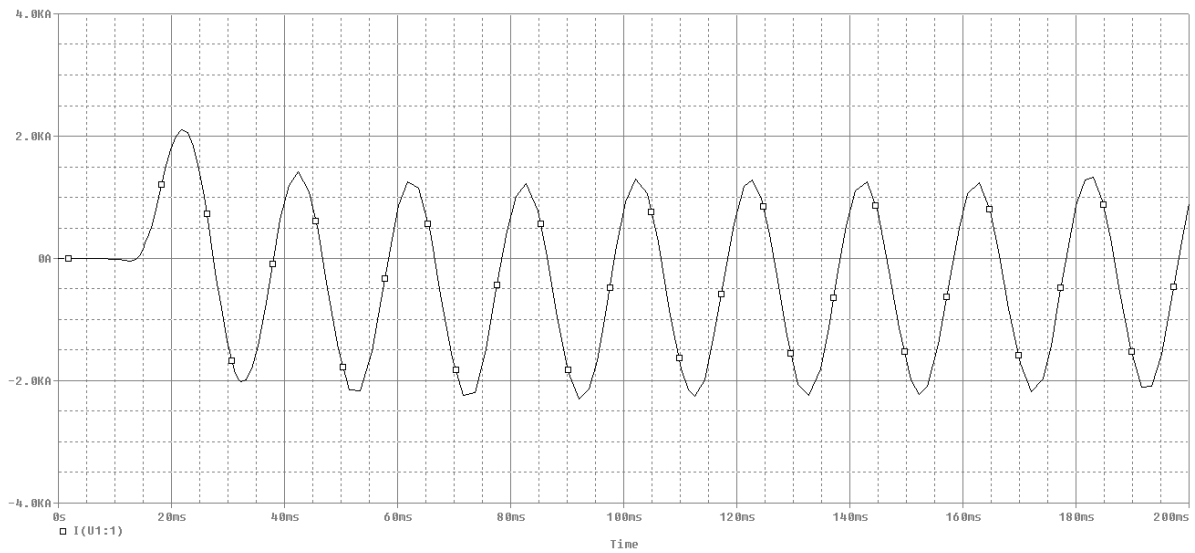


Figure IV.32: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0222H$, point K2

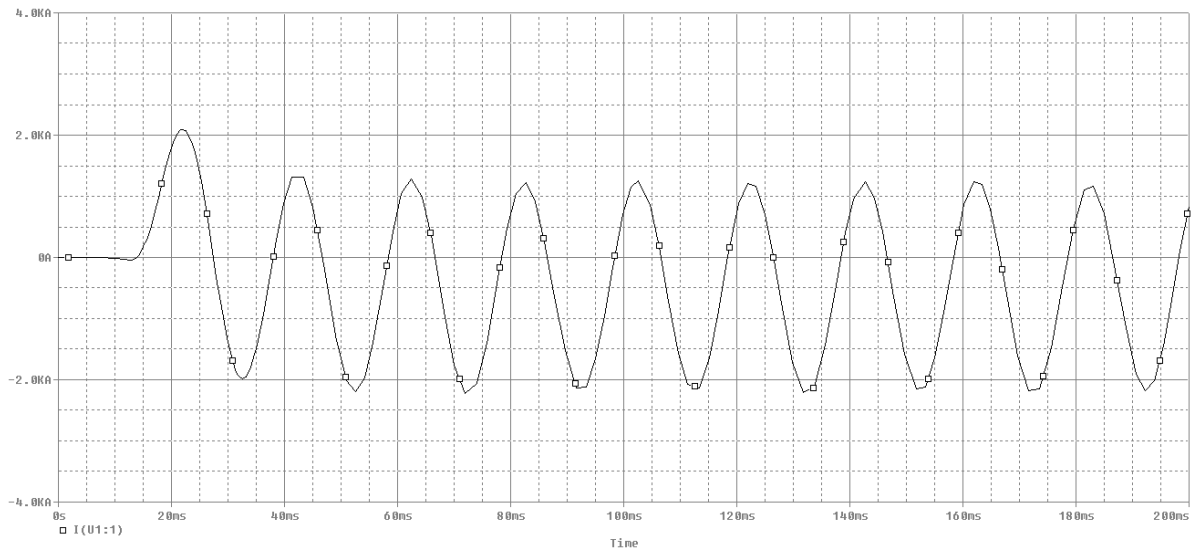


Figure IV.33: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0286H$, point K2

Le tableau suivant représente les résultats obtenus pour le courant de court-circuit avec les différentes valeurs de l'inductance.

L(H)	0,0031	0,0159	0,0222	0,0286
I _{cc} (KA)	1.559	1.543	1.524	1.521

La courbe suivante représente la variation de courant de court-circuit en fonction de l'inductance.

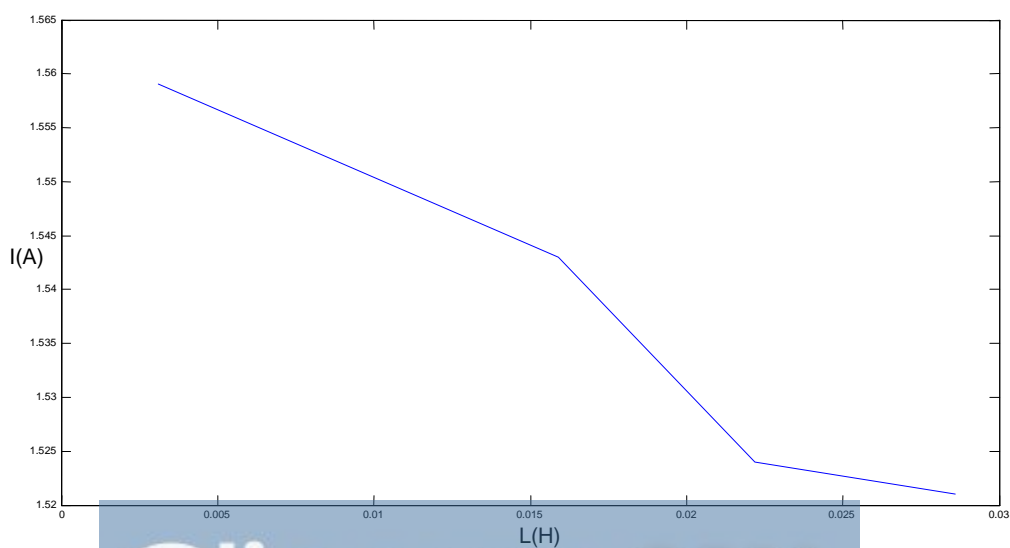


Figure IV.34 variation de courant de court-circuit en fonction de l'inductance, point k2

Les résultats obtenus pour les courants de courts-circuits avec le neutre mis à la terre à travers une inductance sont représentés dans le tableau suivant :

	L(H)	0,0031	0,0159	0,0222	0,0286
Point K1	I _{cc} (KA)	12.30	11.19	10.68	10.47
Point K2	I _{cc} (KA)	1.559	1.543	1.524	1.521

Interprétation des résultats :

On voit que l'augmentation de l'inductance de 0,0031 à 0,0286 H ,fait diminuer le courant de court-circuit de 12.30 à 10.47KA (point k1).

III.1.2.5.Le neutre mis à la terre à travers une résistance variable :

a) point k1

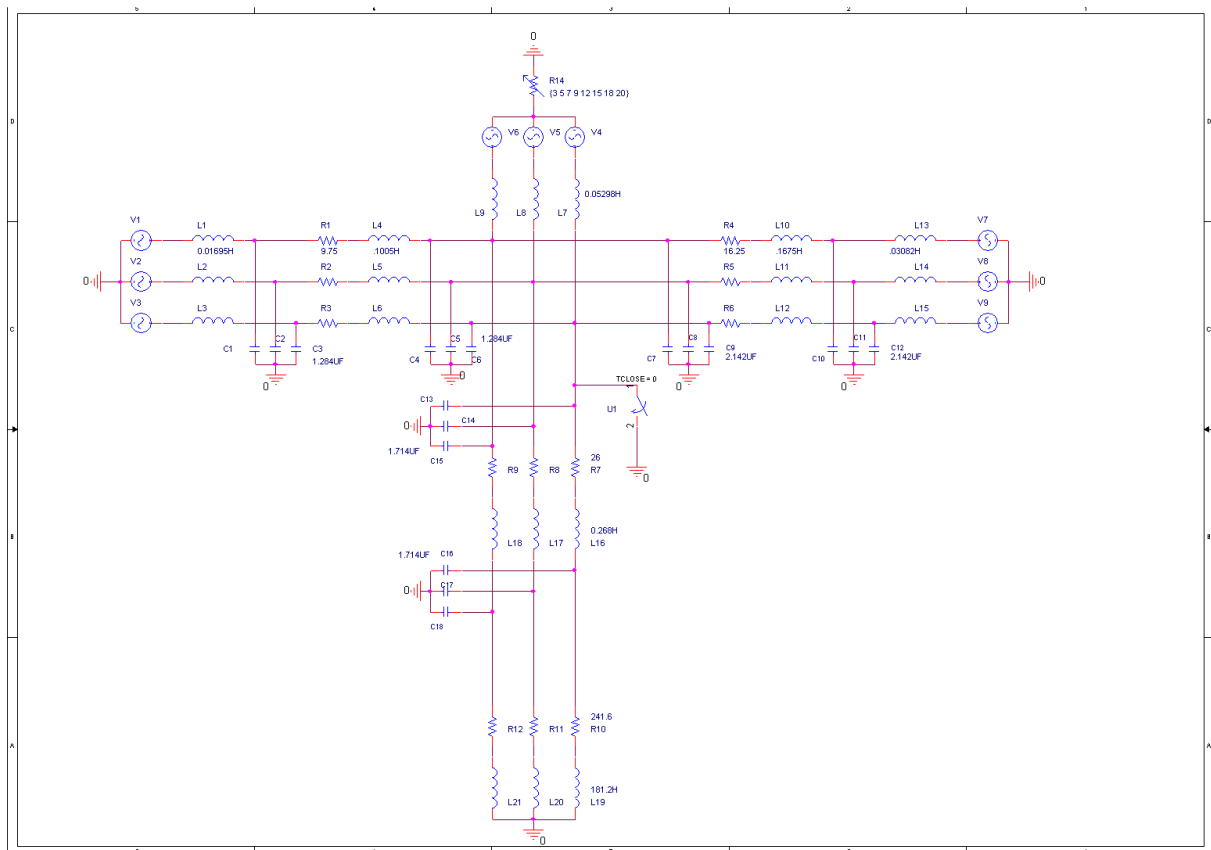


Figure IV.35 : Le neutre mis à la terre à travers une résistance variable, point K1

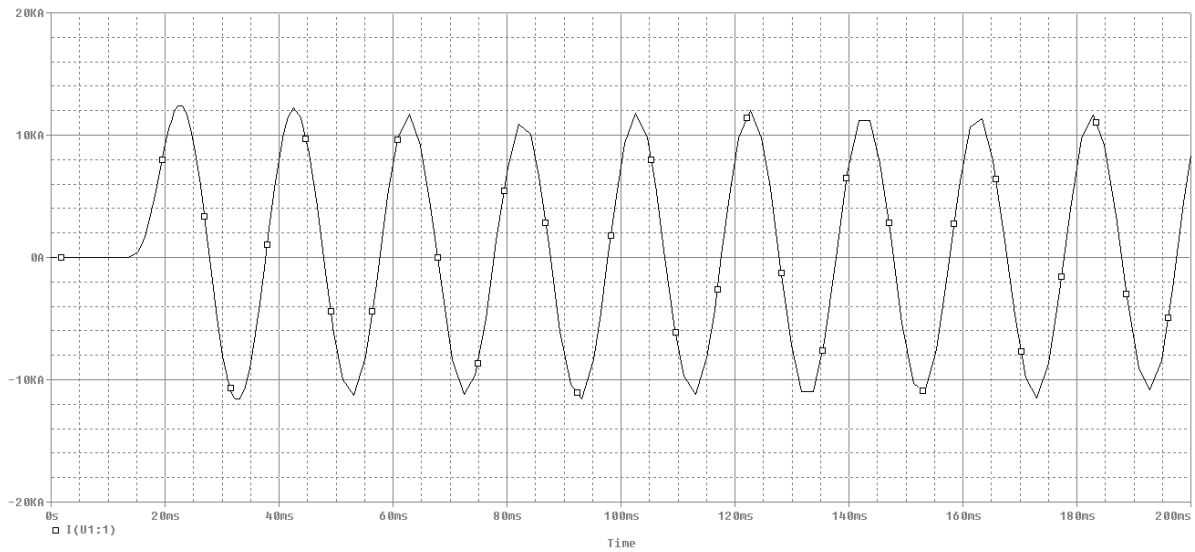


Figure IV.36: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance variable, point K1

b) point K2

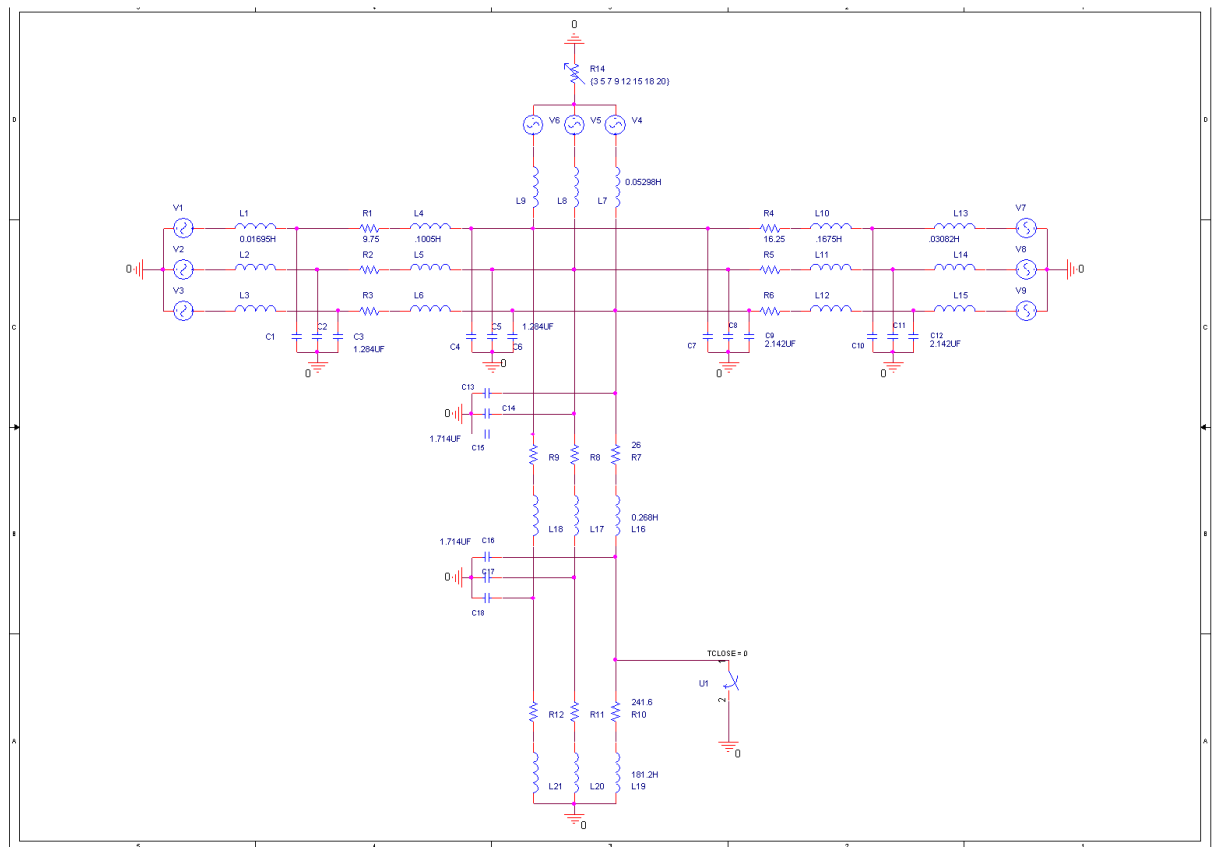


Figure IV.37 : Le neutre mis à la terre à travers une résistance variable, point K2

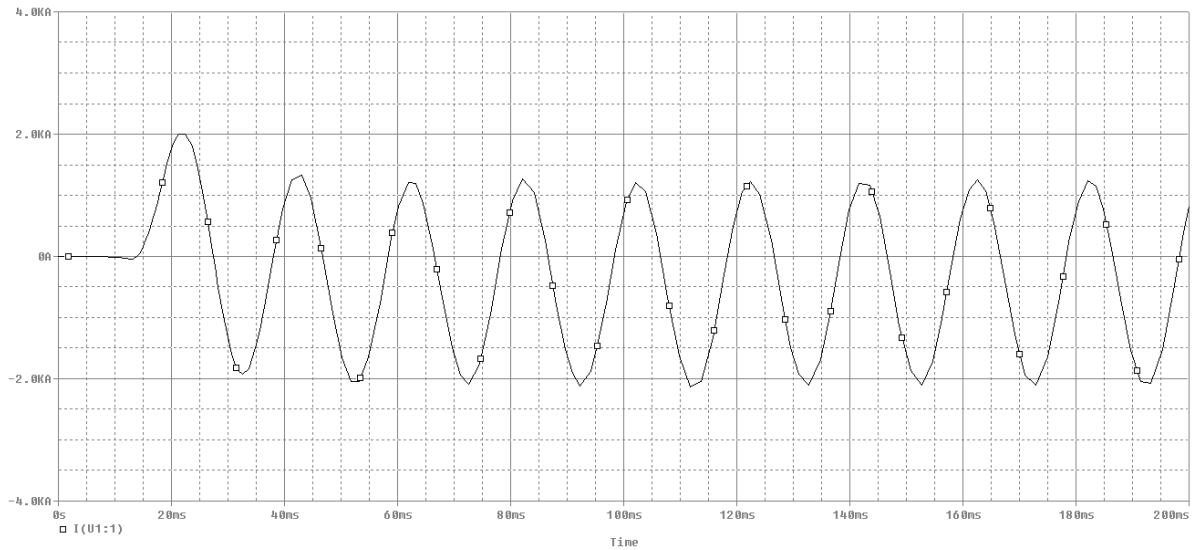


Figure IV.38: Courant de court-circuit monophasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance variable, point K2

Les résultats obtenus pour les courants de courts-circuits sont représentés dans le tableau suivant :

le neutre mis à la terre à travers une résistance variable,	Point K1	Point K2
Icc monophasé (KA)	8.77	1.46

Interprétation des résultats :

On voit que le courant de court-circuit à travers une résistance variable est moins dangereux par rapport aux autres courants, la résistance variable limite les courants de défaut.

III.1.3.Court circuit triphasé

III.1.3.1.Le neutre est directement mis à la terre

a) point k1

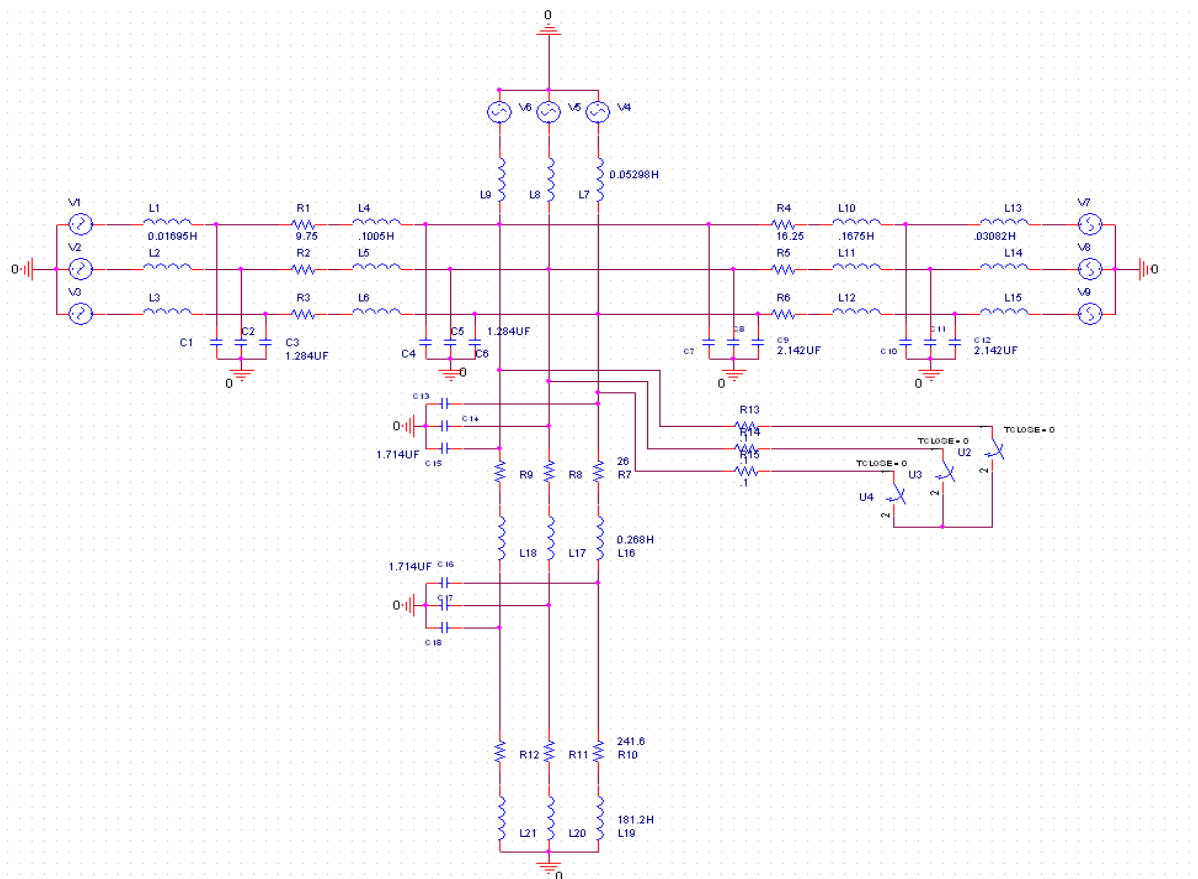


Figure IV.39 : Le neutre est directement mis à la terre, point K1

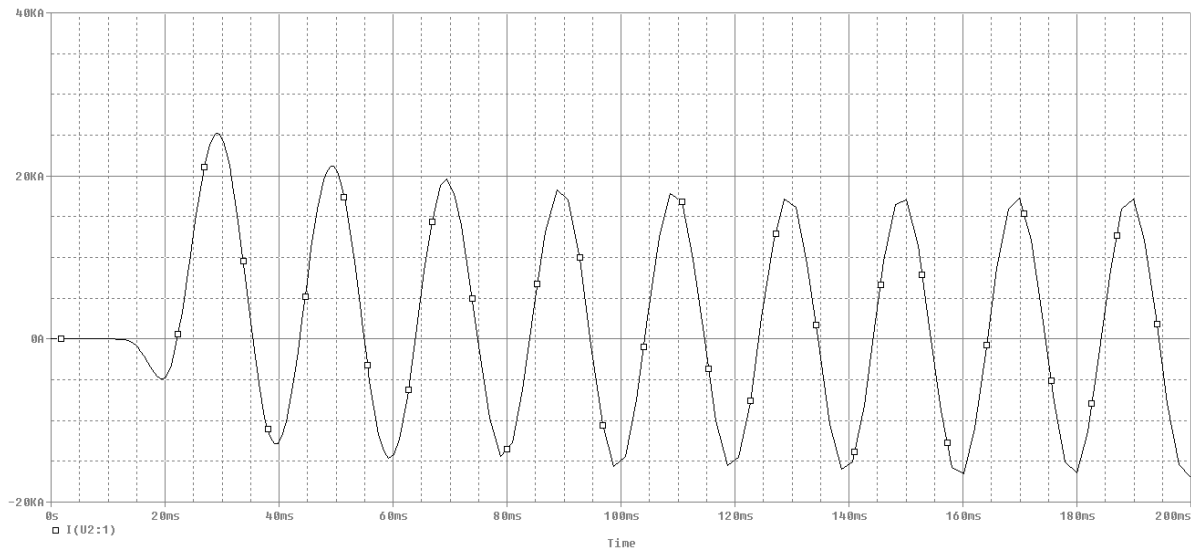


Figure IV.40 : Courant de court-circuit triphasé avec le neutre mis directement à la terre, point K1.

b) point k2

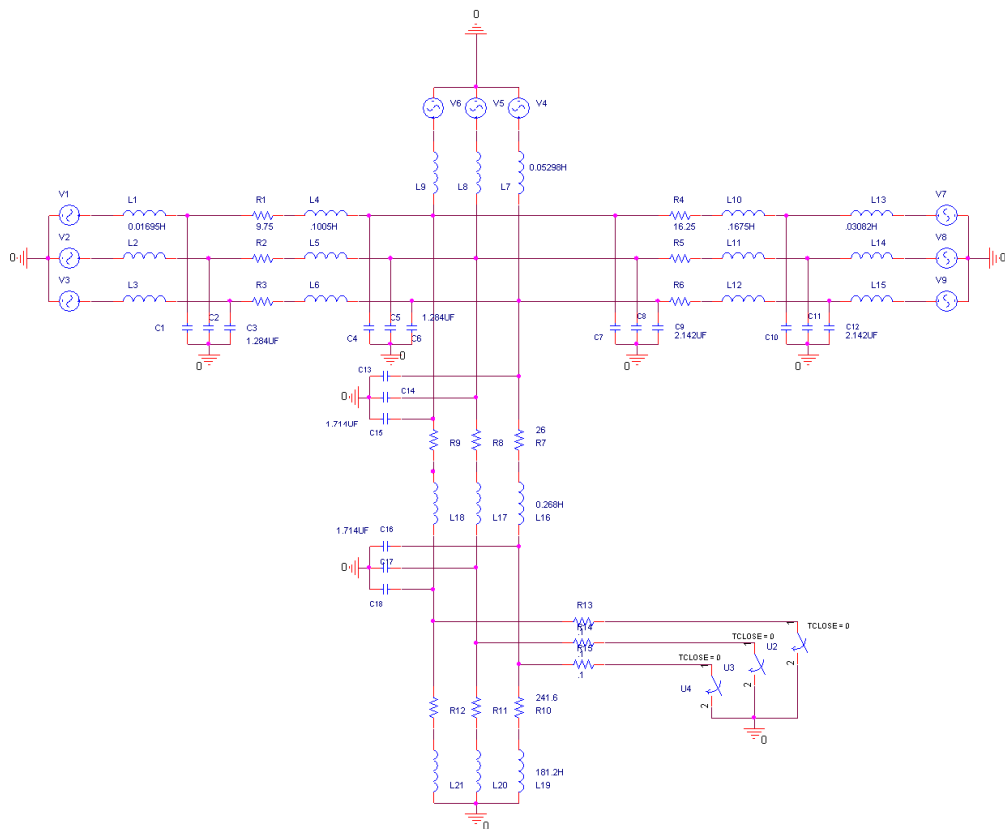


Figure IV.41 : Le neutre est directement mis à la terre, point K2

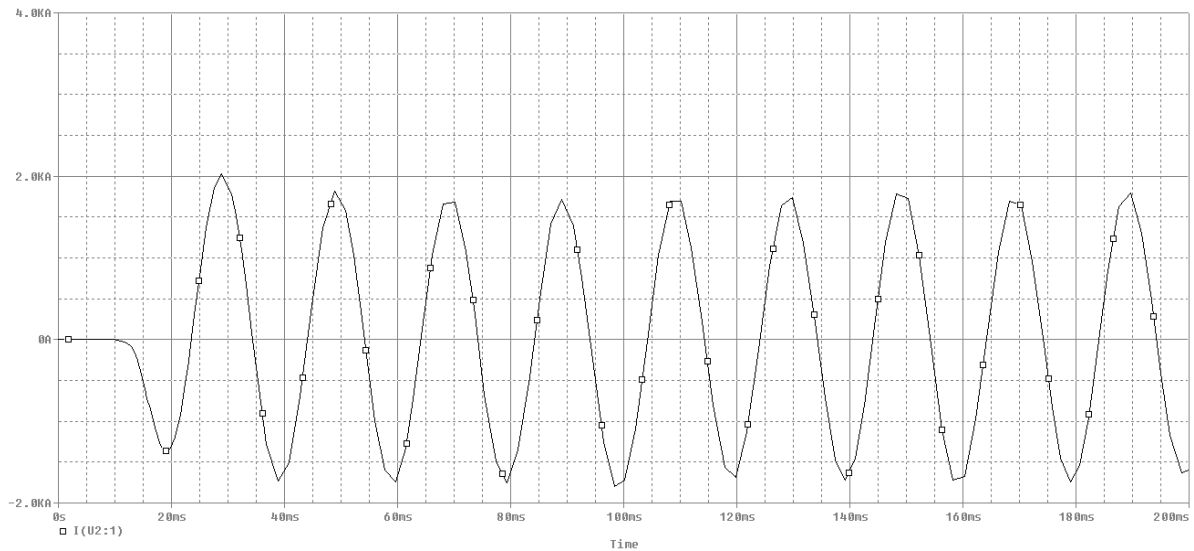


Figure IV.42 : Courant de court-circuit triphasé avec le neutre mis directement à la terre, point K2.

Les résultats obtenus pour les courants de courts-circuits sont représentés dans le tableau suivant :

le neutre mis directement à la terre	Point K1	Point K2
I_{cc} triphasé (KA)	14.23	1.43

Interprétation des résultats : le courant de court-circuit près de la source ($I_{CC\ K1} = 14.23\text{K}$) est beaucoup plus grand que celui éloigné de la source ($I_{CC\ K2} = 1.48$)

III.1.3.2. Le neutre est isolé de la terre

a) point k1

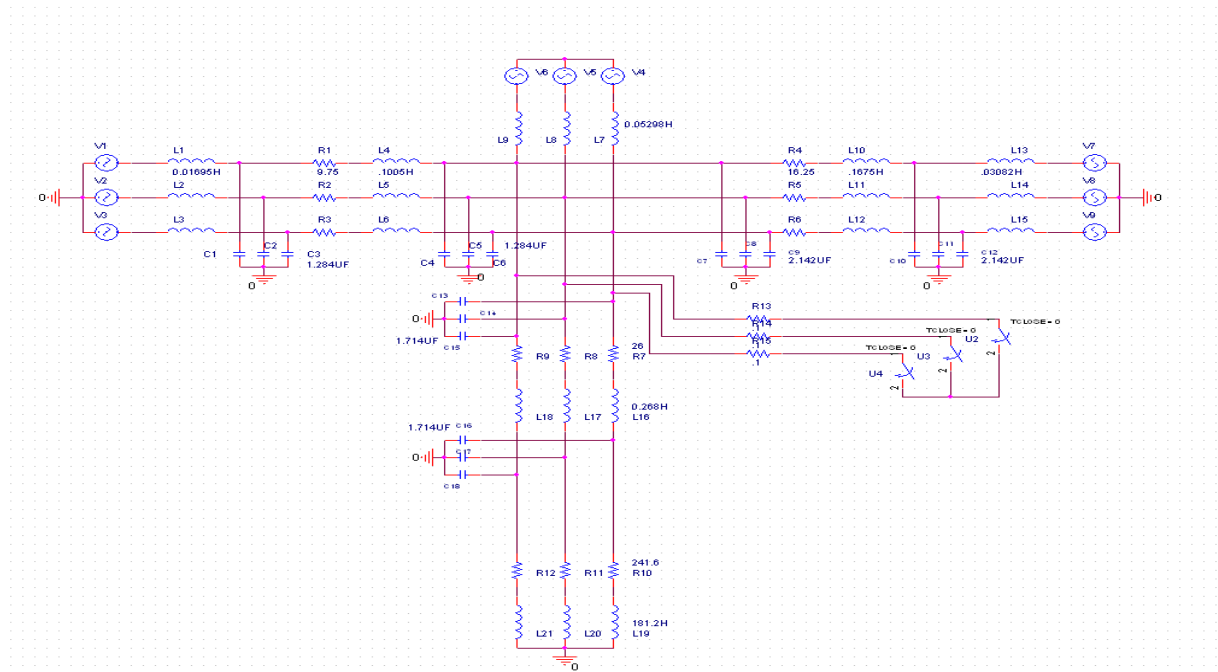


Figure IV.43 : Le neutre est isolé de la terre, pointk1

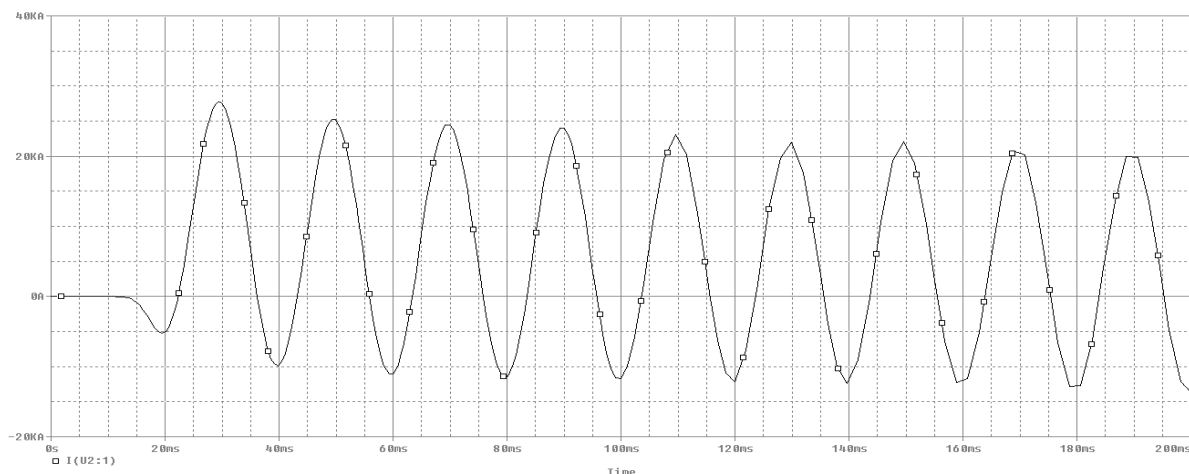


Figure IV.44: Courant de court-circuit triphasé avec le neutre isolé de la terre, point K1.

a) point k2

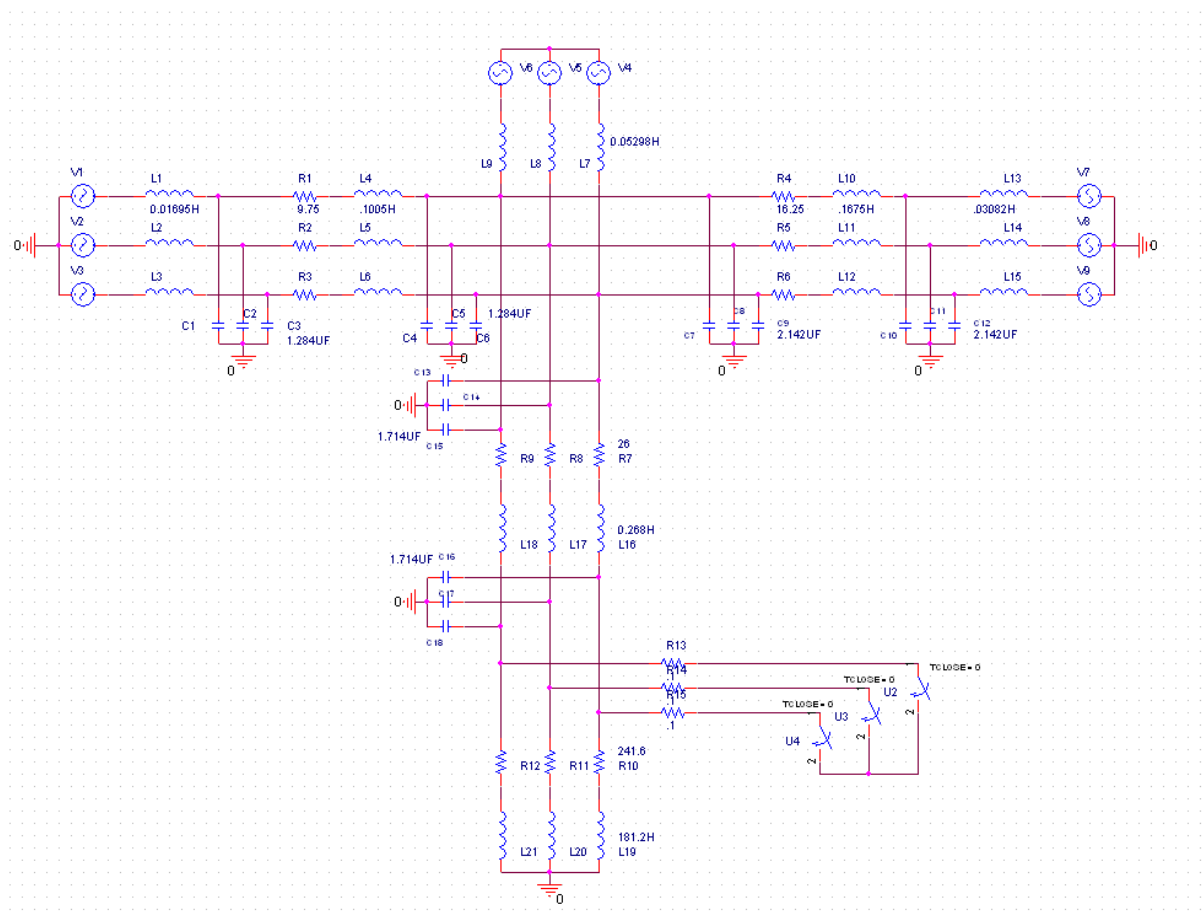


Figure IV.45 : Le neutre est isolé de la terre, point k2

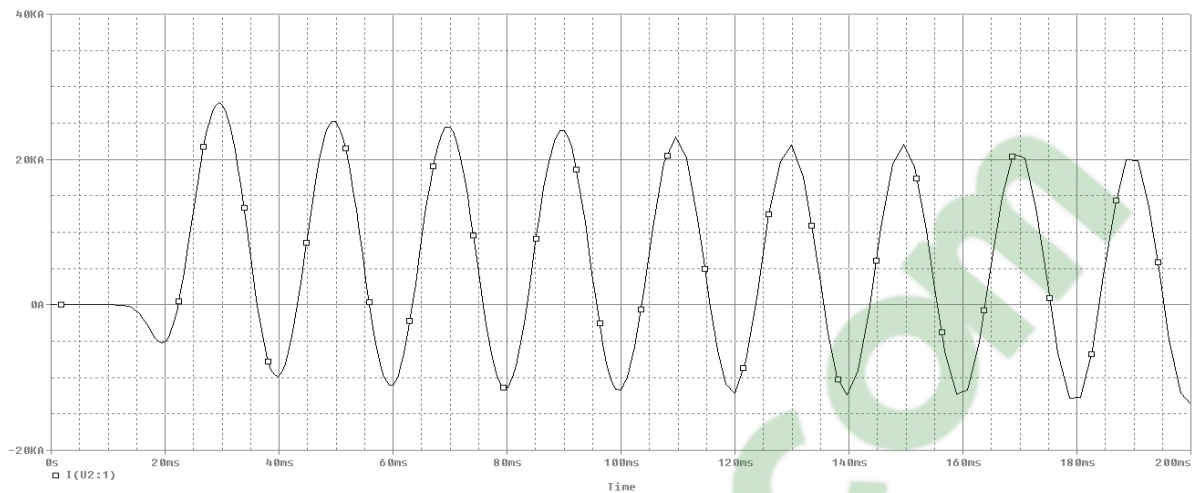


Figure IV.46: Courant de court-circuit triphasé avec le neutre isolé de la terre, point K2.

Les résultats obtenus pour les courants de courts-circuits sont représentés dans le tableau suivant :

le neutre mis directement à la terre	Point K1	Point K2
Icc triphasé (KA)	11.63	1.43

Interprétation des résultats :

On voit que le courant de court-circuit triphasé obtenu sur le point K1 avec le neutre isolé de la terre (11,63 KA) est moins dangereux par rapport à celui avec le neutre mis à la terre.

III.1.3.3. Le neutre mis à la terre à travers une résistance

a) Point k1

Nous allons relever les courbes des courants de courts-circuits sur le point k1 pour la valeur de la résistance $R=7\Omega$.

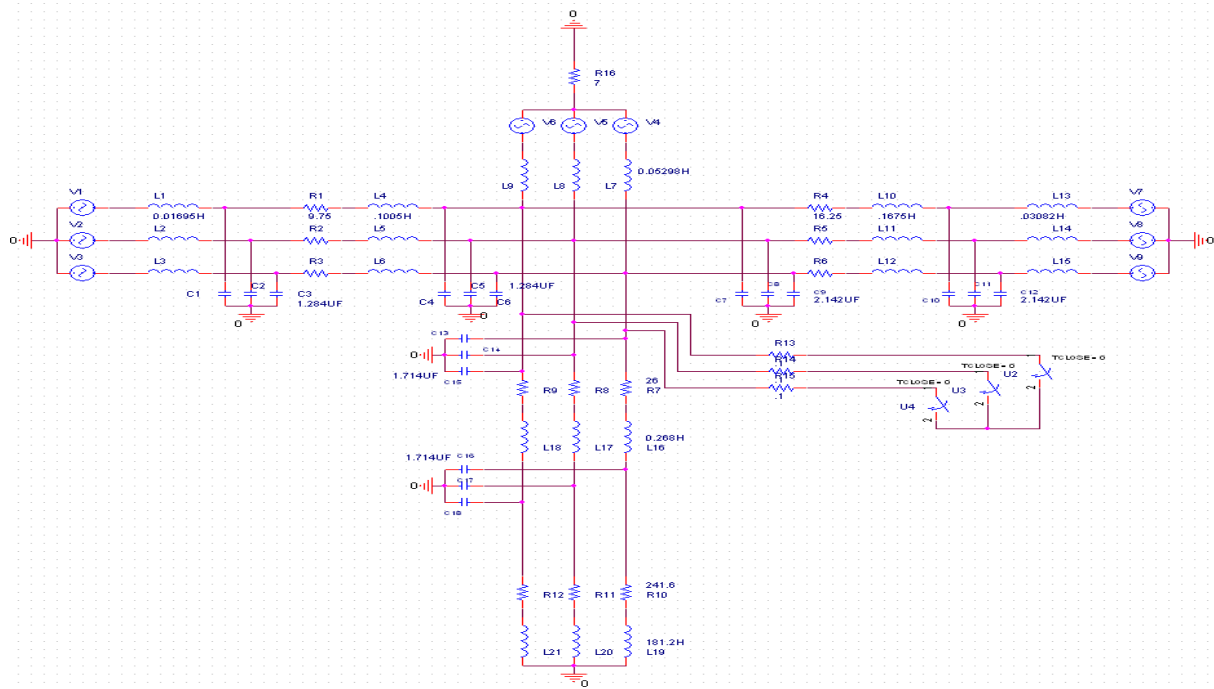


Figure IV.47 : Le neutre mis à la terre à travers une résistance, point K1

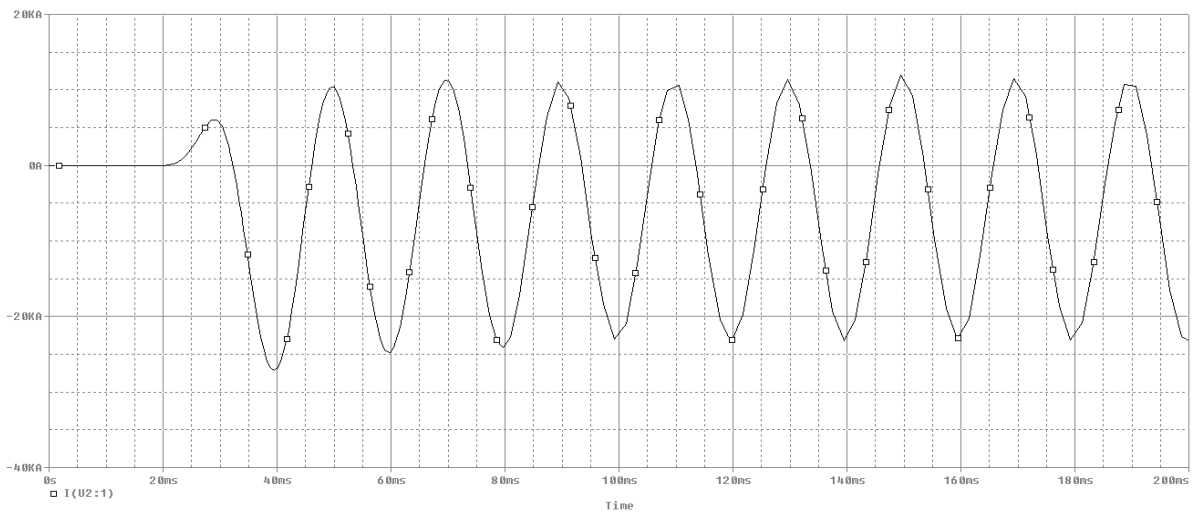


Figure IV.48: Courant de court-circuit triphasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=7\Omega$, point K1

b) point k2

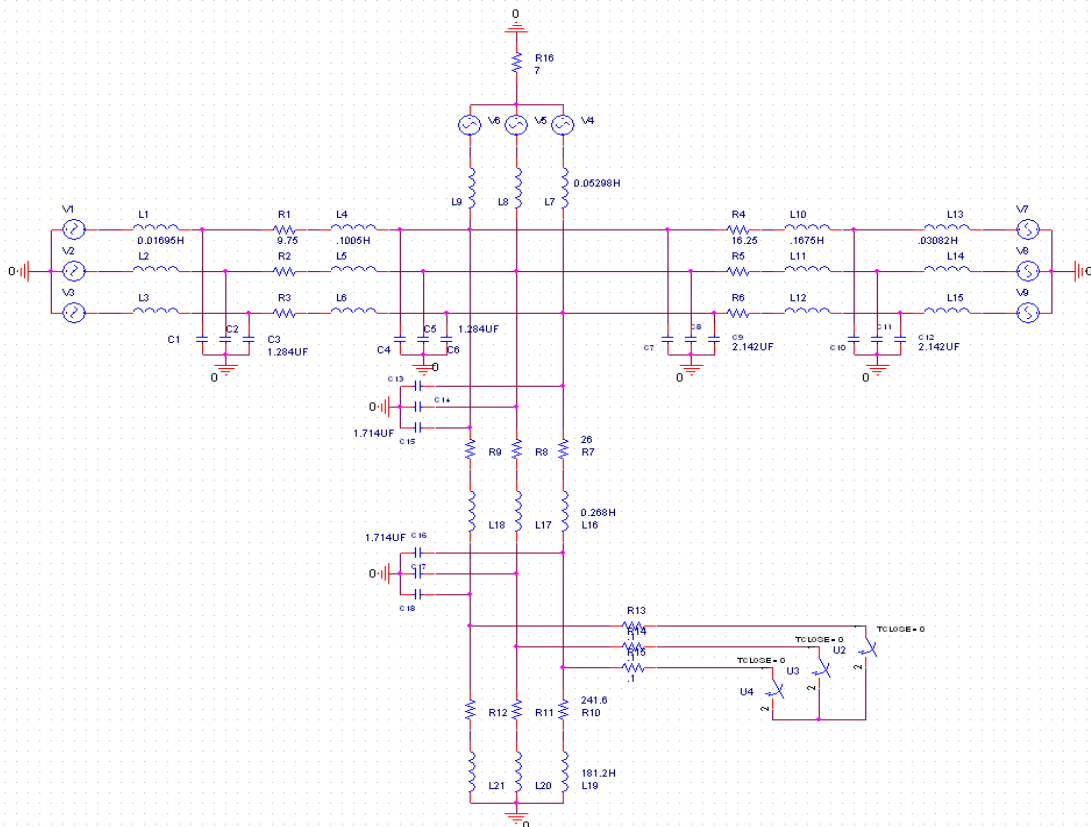


Figure IV.49 : Le neutre mis à la terre à travers une résistance, point K2

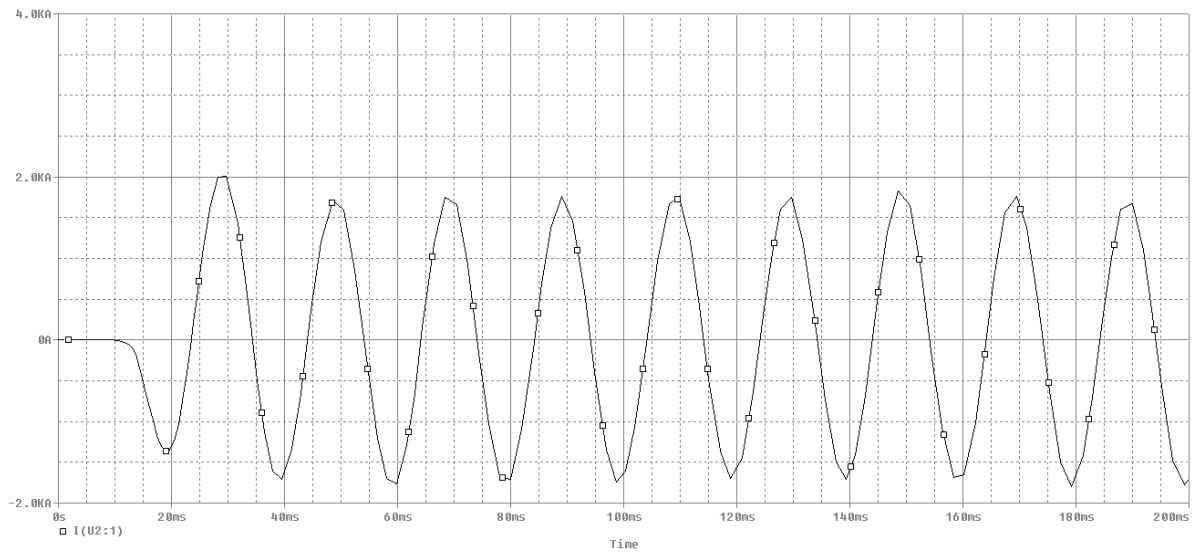


Figure IV.50: Courant de court-circuit triphasé avec le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=7\Omega$, point K2

Les résultats obtenus pour les courants de courts-circuits sont représentés dans le tableau suivant :



le neutre mis à la terre à travers une résistance $R=5\Omega$	Point K1	Point K2
Icc triphasé (KA)	13.78	1.34

Interprétation des résultats :

Ce courant est moins dangereux par rapport a celui avec le neutre est mis directement à la terre.

III.1.3.4.Le neutre mis à la terre à travers une inductance :

On va relever les courbes des courants de court-circuit avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L= 0,0159$ H.

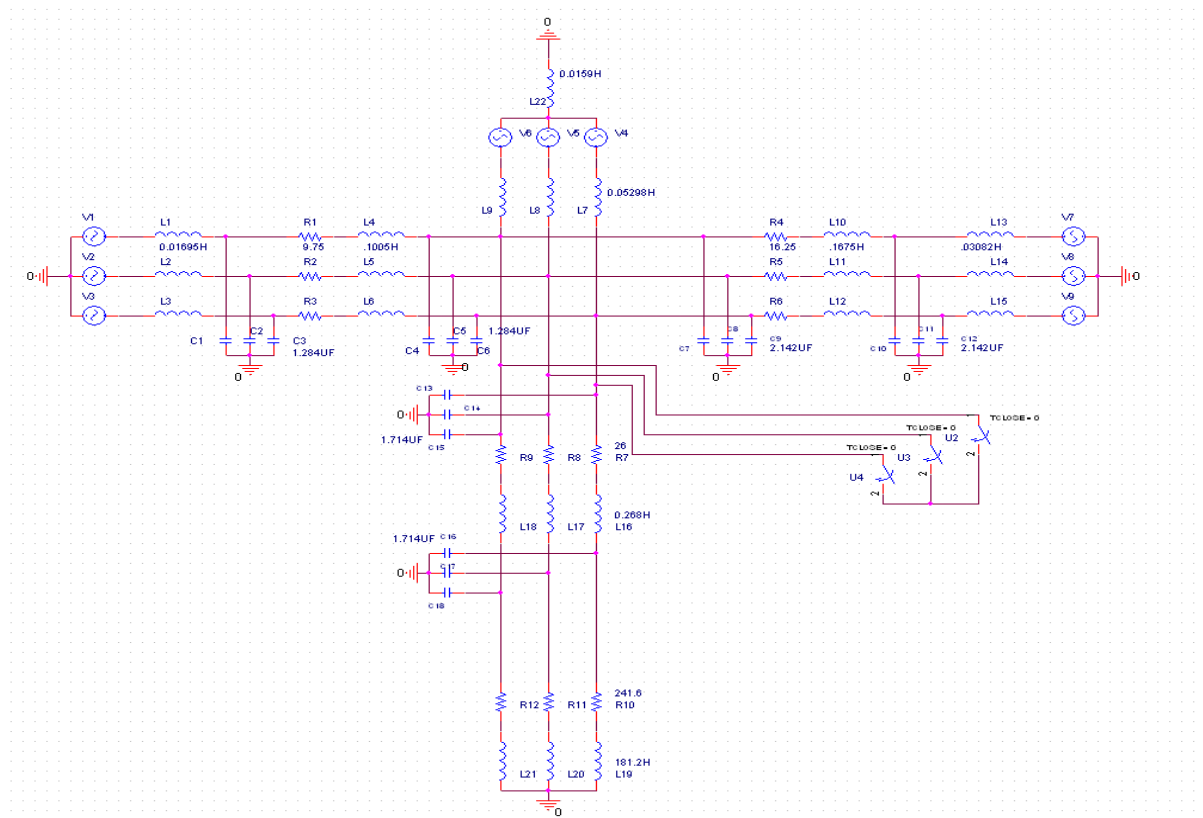


Figure IV.51: court-circuit triphasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0159$ H, point K1

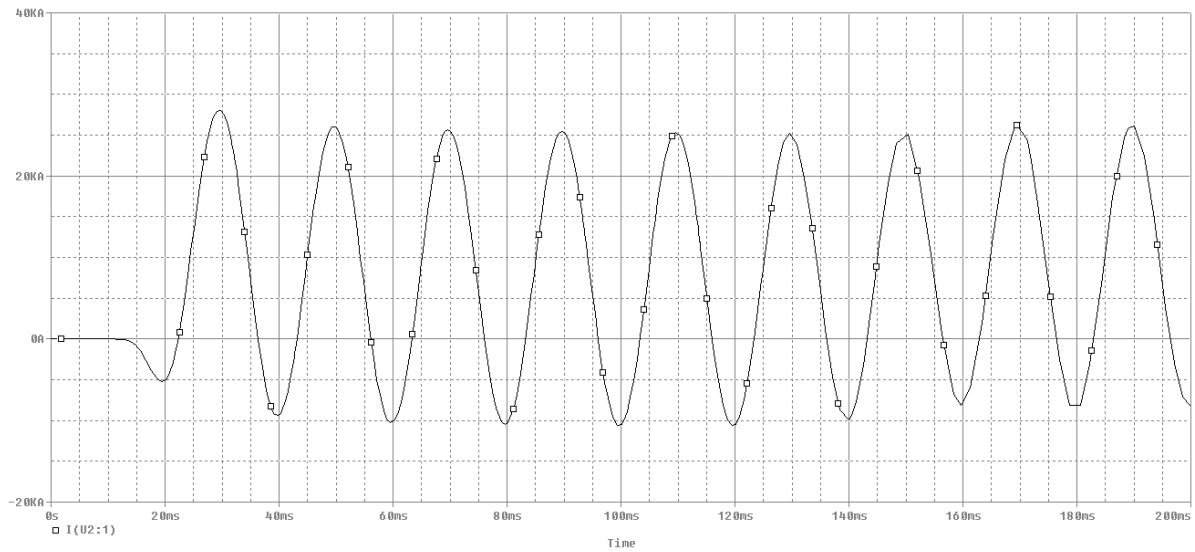


Figure IV.52: Courant de court-circuit triphasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0159$ H, point K1

a) point k2

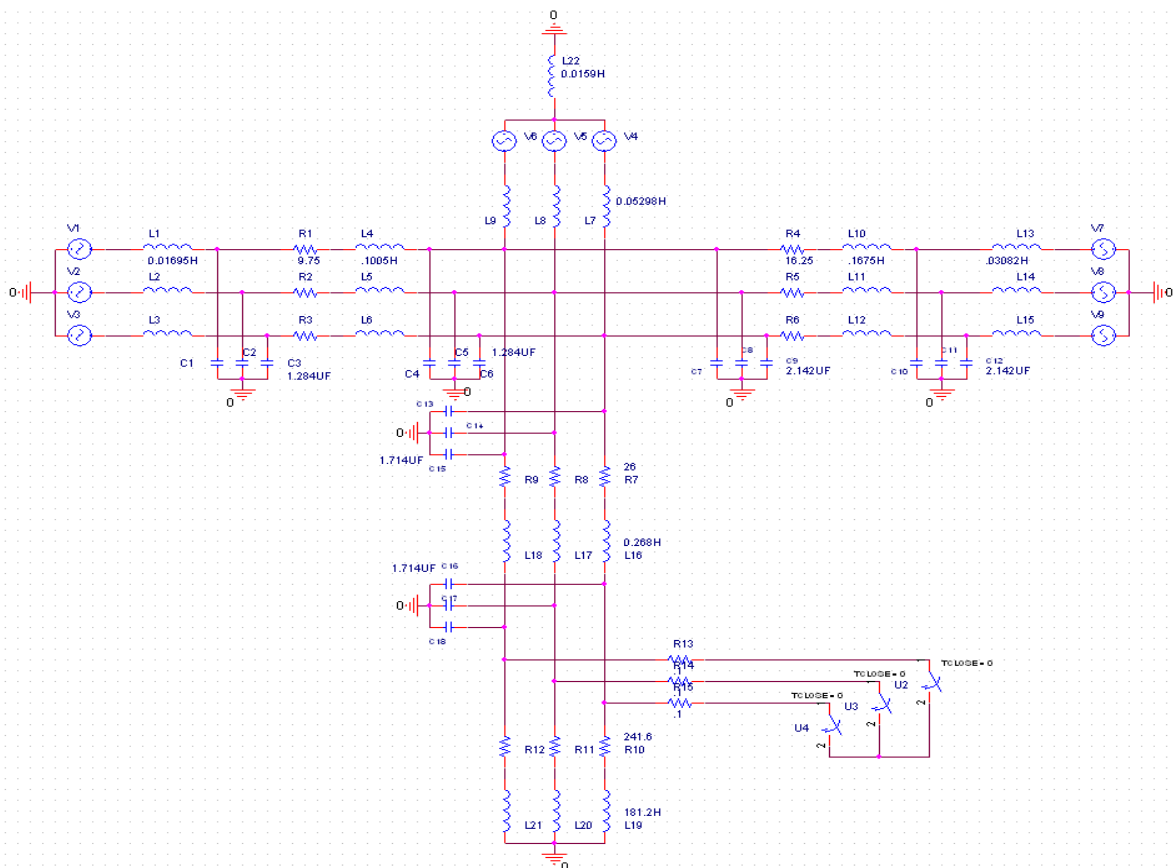


Figure IV.53: court-circuit triphasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0159$ H, point K1

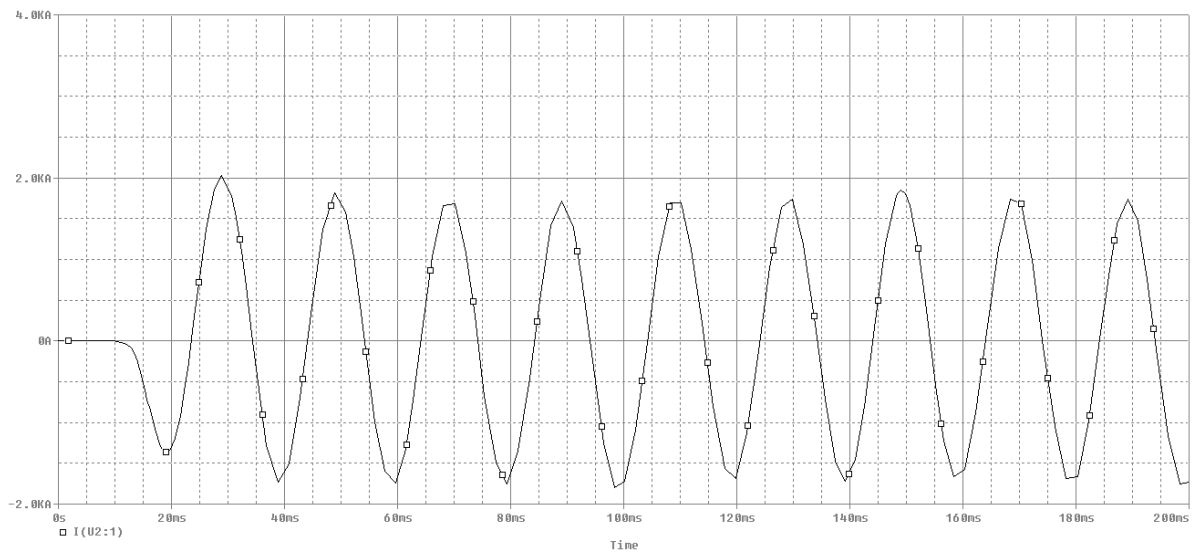


Figure IV.54: Courant de court-circuit triphasé avec le neutre mis à la terre à travers une inductance $L=0,0159$ H, point K2

Les résultats obtenus pour les courants de courts-circuits sont représentés dans le tableau suivant :

le neutre mis directement à la terre	Point K1	Point K2
Icc triphasé (KA)	13.25	1.43

Interprétation des résultats :

Ce courant est moins dangereux par rapport à celui avec le neutre est mis directement à la terre.

III.2.Comparaison entre les courants de courts-circuits obtenus avec les différents régimes de neutre :

Le tableau ci-dessous représente les valeurs des courants de court-circuit monophasé et triphasé sur le point K1 et K2 pour les différents régimes du neutre.

Régime de neutre	Icc monophasé (KA) Point K1	Icc triphasé (KA) Point K1	Icc monophasé (KA) Point K2	Icc triphasé (KA) Point K2

Le neutre mis directement à la terre	12.70	14.23	1.548	1.43
Le neutre isolé de la terre	8.48	11.63	1.46	1.43
Le neutre mis à la terre à travers une résistance $R = 7\Omega$	11.81	13.78	1.511	1.34
Le neutre mis à la terre à travers une inductance $X = L\omega = 5\Omega$, ($L=0,0159H$)	11.19	13.25	1.543	1.43
Le neutre mis à la terre à travers une résistance variable	8.77	/	1.46	/

Interprétation et comparaison des résultats

En comparons les différentes résultats obtenus, on constate que le meilleur choix du régime du neutre pour notre réseau, dont le courant de court-circuit est minimal : est le neutre isolé de la terre ou I_{cc} monophasé = 8.48KA et I_{cc} triphasé = 11.63KA (point k1) et $I_{cc} = 1.46KA$ (point k2). Le courant le plus dangereux est celui avec le neutre directement mis à la terre I_{cc} monophasé = 12.70KA, I_{cc} triphasé = 14.23KA (point k1) et I_{cc} monophasé = 1.548KA (Point k2). Aussi on remarque que le neutre à travers une résistance ou inductance minimise les courants de courts-circuits par rapport au neutre mis directement à la terre.

IV. Conclusion

D’après cette étude on constate que le courant de court-circuit triphasé et plus sévère par rapport au courant de court-circuit monophasé sur le même point [1] et aussi que le courant de court circuit près de la source (point K1) est plus dangereux par rapport a celui éloigner de la source (point K2).

Le régime de neutre adéquat pour ce réseau, est le neutre isolé de la terre où on a trouvé le courant de court-circuit le moins dangereux (8.48KA) par rapport aux autres régimes du neutre qu’on a considéré.

I. Introduction :

L'expansion, des réseaux électriques en tous genres : distribution d'énergie, télécommunication, dans les secteurs tant industriels que domestique a fortement contribué à l'augmentation des risques d'apparition de défauts. Vu cette multiplicité et complexité des réseaux électrique, le besoin de disposer de systèmes fiables et à haut rendement a favorisé le développement de dispositifs de protection devenus incontournables à la protection des installations et des personnes.

Disposer de systèmes de protection performants, fiables et bon marché est un défi important à relever. Toutefois, pour certaines gammes de tension et de courant, l'utilisation de systèmes simples n'est pas aisée.

II. Généralités sur la protection électrique [8]

II.1 Rôle de la protection électrique

Lorsqu'un défaut ou une perturbation se produit sur un réseau électrique, il est indispensable de mettre hors tension l'élément ou la partie du réseau en défaut à l'aide des dispositifs de protection. Ces derniers auront pour rôle de limiter les dégâts causés par l'arc électrique, et d'éviter les répercussions du défaut sur le fonctionnement normal de réseau.

II.2 Schéma fonctionnel d'une protection électrique

La protection électrique par relais est destinée à débrancher l'élément endommagé dans le système électrique et à signaler l'apparition des régimes de fonctionnement anormaux des éléments du réseau. La protection électrique agit comme un système autonome installé sur les éléments du réseau (lignes, transformateurs,...etc.) voir schémas de la Figure V.1.

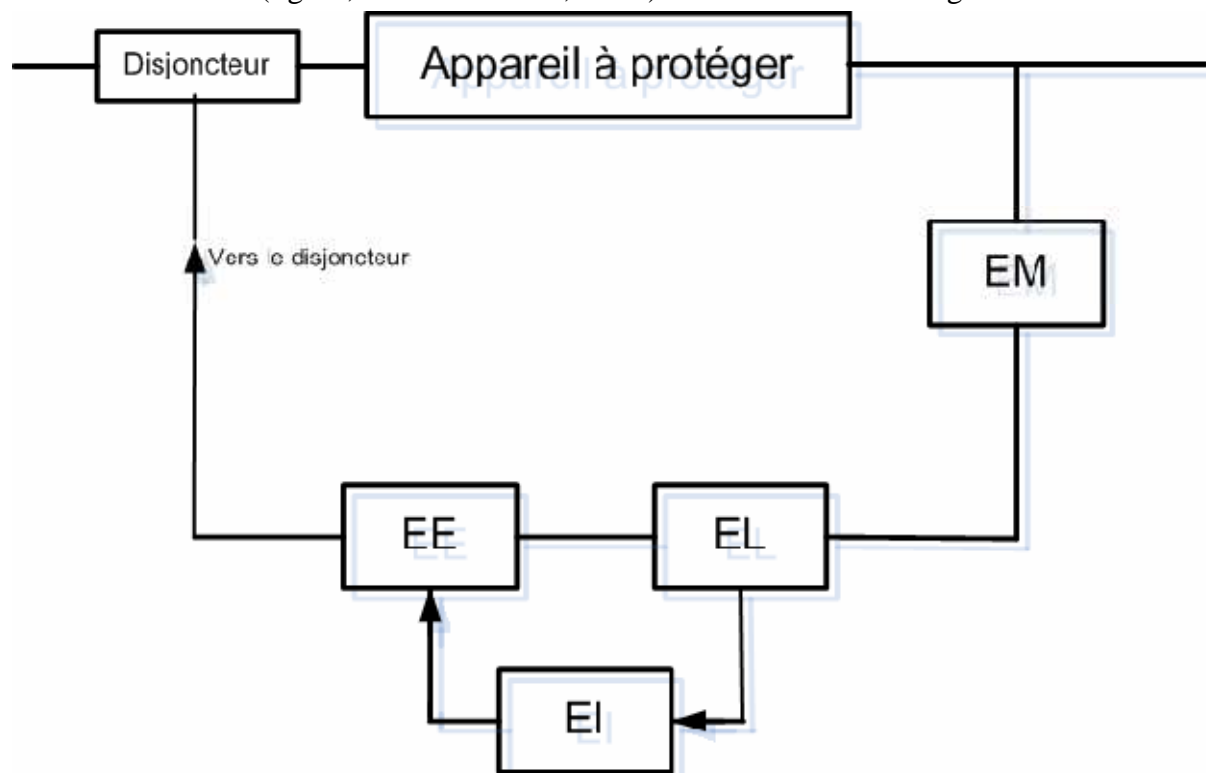


Figure V.1 Schéma fonctionnel d'une protection électrique.

Le schéma fonctionnel de toute protection électrique comprend les éléments suivants :

EM: élément de mesure qui contrôle l'état de l'élément à protéger.

EL : élément logique qui élabore un signal logique pour les conditions de fonctionnement de la protection.

EE : élément exécutif qui forme un signal de débranchement du disjoncteur.

EI : élément d'indication qui informe le personnel sur l'état de la protection.

II.3. Qualités d'un système de protection [9]

Pour que la protection soit adéquate, il faut qu'elle remplisse les conditions suivantes :

- Rapidité de fonctionnement.
- Sélectivité.
- Fiabilité.
- Sensibilité.

II.3.1 Rapidité d'élimination des défauts

Dans la plupart des réseaux HT, c'est le maintien de la stabilité transitoire de fonctionnement des groupes générateurs qui impose le temps maximal d'élimination des défauts, essentiellement des défauts polyphasés qui sont les plus contraignants. Ce temps maximal se situe le plus souvent dans la fourchette 100 à 200 ms ; des valeurs plus basses (de l'ordre de 60 à 80 ms) peuvent être nécessaires dans des situations de réseau contraignantes. Sur les réseaux à 225 kV électriquement proches, ce temps est de l'ordre de 150 à 250 ms. Le temps de fonctionnement des disjoncteurs modernes (ouverture des pôles et coupure du courant) étant de l'ordre de 30 à 50 ms, ces exigences sur les temps d'élimination des défauts imposent aux protections les plus rapides de fonctionner en un temps de 20 à 30 ms.

II.3.2 Sélectivité d'élimination des défauts

Les réseaux HT de transport et d'interconnexion sont également caractérisés par de forts transits d'énergie ; des courants de charge de plusieurs milliers d'ampères sont fréquents. En cas de déclenchement d'un ouvrage, il se produit instantanément un report de charge sur l'ouvrage restant en service. Il est indispensable de ne déclencher que les ouvrages strictement nécessaires à l'élimination d'un défaut sous peine d'être confronté à des conditions de transit insupportables sur d'autres ouvrages, entraînant des déclenchements en cascade. Cette faculté est appelée *sélectivité*. La sélectivité d'élimination des défauts est donc indispensable pour garantir la pérennité du fonctionnement d'un réseau. En HT, on rencontre de plus en plus des configurations de réseau pour lesquelles la prise en compte de la contrainte de sélectivité conduit à accroître la complexité des protections. C'est le cas des lignes à deux circuits sur la même file de pylônes et sur lesquelles peuvent survenir des défauts atteignant simultanément les deux circuits : en France, on compte en moyenne 0,2 défaut de ce type par an et par 100 km de file de pylônes. Lorsque ces défauts doubles sont monophasés et atteignent deux phases

différentes, la sélection de la phase en défaut est délicate. Seules certaines protections permettent d'éviter un déclenchement triphasé des deux circuits, inutile et contraignant.

II.3.3 Fiabilité des protections statiques analogiques

La notion de fiabilité recouvre à la fois l'absence de fonctionnement intempestif (sûreté) et l'absence de défaut de fonctionnement (sécurité). Le non-fonctionnement d'une protection est contraignant s'il conduit à une élimination tardive et non sélective des défauts. En fonction du type de protection et de son rôle dans le réseau, des objectifs de sécurité, de sûreté et de disponibilité (probabilité de pannes) sont fixés par les exploitants. Pour atteindre ces objectifs, le concepteur doit les prendre en compte dès le début de l'étude du matériel. Il est ainsi conduit à utiliser des composants parfaitement stabilisés dont la fiabilité est connue et qui répondent aux besoins du cahier des charges de l'équipement de protection.

II.3. Sensibilité : (niveau des courants de défaut) et dynamique de fonctionnement des protections.

Sur les réseaux considérés ici, les courants de court-circuit les plus élevés atteignent plusieurs dizaines de kilo ampères ; par exemple, les installations du réseau français à 400 kV sont conçues pour tenir un courant de court-circuit de 40 kA et même de 63 kA sur quelques sites en nombre limité. Dans certains pays, des valeurs de 50 kA sont courantes. Les protections sont donc susceptibles d'être sollicitées par de tels courants. Les courants très élevés se rencontrent la plupart du temps en cas de défaut triphasé. Ils ne sont alors limités que par les impédances naturelles du réseau. Certaines compagnies d'électricité adoptent des dispositions constructives (installation de réactances de limitation par exemple) pour en réduire le niveau ; la limitation peut également être obtenue en jouant sur le schéma d'exploitation : débouclage partiel des réseaux aux points où les courants de court-circuit risquent de dépasser les valeurs admissibles. En cas de défaut à la terre, le niveau des courants de court-circuit dépend très fortement du mode de mise à la terre des points neutres des réseaux. L'interposition d'une impédance dans cette mise à la terre permet de réduire les courants de court-circuit.

Il apparaît donc que le niveau des courants de défaut peut varier de manière imprévisible, parfois même inférieures aux courants de charge normaux. De telles conditions sont particulièrement contraignantes pour les protections qui doivent être très sensibles et avoir une dynamique de fonctionnement importante. Ces aspects ne doivent jamais être perdus de vue lorsque l'on a à concevoir un système de protection.

II.4. Grandeurs utilisées dans la détection des défauts

Parmi les rôles importants des dispositifs de protection : la détection des défauts qui apparaissent sur un réseau. Pour cela, ces dispositifs sont rendus sensibles à la variation de l'une au moins des caractéristiques physiques ou électriques du réseau parmi lesquelles on cite: La tension. L'intensité du courant. La fréquence. La vitesse de variation de l'une de ces quantités.

II.5 Eléments importants dans une protection électrique classique

Dans un dispositif de protection électrique les éléments les plus importants sont :

II.5.1 Relais

Le relais est un dispositif automatique qui commence à fonctionner sous l'action d'une grandeur d'entrée. On distingue deux types de relais :

- Les relais à contacts électromagnétiques.
- Les relais sans contacts

II.5.2 Disjoncteur

Le disjoncteur est un appareil qui peut interrompre des courants importants, qu'il s'agisse du courant normal ou des courants de défaut. Il peut donc être utilisé comme un gros interrupteur, commandé sur place par un bouton-poussoir ou télécommandé. Par ailleurs, le disjoncteur ouvre un circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur prédéterminée. Quand il sert à interrompre les forts courants de court-circuit, il joue le rôle d'un fusible avec un fonctionnement plus sûr et on n'a pas besoin de le remplacer après chaque coupure.

Les types de disjoncteurs les plus répandus sont :

- les disjoncteurs à l'huile.
- les disjoncteurs à air comprimé.
- les disjoncteurs au gaz SF₆.
- les disjoncteurs à vide.

II.6 Types de protection des lignes [8]

D'après le type de relais utilisé, on peut caractériser deux types de protection :

II.6.1 Protection par fonction

II.6.1.1 Protection par relais différentiel

Cette protection est basée essentiellement sur la mesure de la différence géométrique de deux courants (ou tensions). D'après le principe de mesure, on distingue deux types :

- Protection ampèremétrique différentielle longitudinale
- Protection ampèremétrique différentielle transversale

II.6.1.2 Protection par relais de comparaison de phase

Ce type de relais est basé sur la comparaison des phases des deux courants : l'angle de phase du courant entrant et celui sortant de l'élément à protéger.

II.6.1.3 protection par relais ampèremétrique (ou de surintensité)

Les relais utilisés dans ce type de protection fonctionnent quand l'intensité du courant qui les traverse dépasse la valeur admissible (nominale). Ils peuvent être alimentés par le courant d'une phase, ou par une composante symétrique (inverse ou homopolaire) du courant.

II.6.1.4 Protection par relais de distance

La protection par relais de distance est basée sur le principe de mesure de la distance entre l'emplacement du relais et le point de défaut. Lorsque celle-ci est supérieure à la valeur préétablie, le relais fonctionne.

II.6.2 Protection par technologie

II.6.2.1 Protection électromécanique

Un relais électromécanique se compose de deux parties : l'une est fixe et l'autre est mobile, entre lesquelles s'exerce une force (ou un couple) d'origine mécanique ou thermique ou électromagnétique. La partie mobile est solidaire d'un contact qui se déplace par rapport au circuit d'utilisation (exemple : le circuit de disjoncteur). Le mouvement de cette partie mobile sert à fermer ou ouvrir le circuit d'utilisation. Cette protection est relativement abandonnée parce qu'elle est caractérisée par un temps de fonctionnement très élevé, une grande consommation d'énergie et un grand prix de revient.

II.6.2.2 Protection électronique (ou statique)

Cette protection est basée sur des relais statiques dont les circuits de mesure et de commutation sont généralement à base de composants semi-conducteurs : transistors, diodes, thyristors,....etc. Le parcours du signal d'état depuis les capteurs des grandeurs (physiques ou électriques) jusqu'à la prise de décision (le fonctionnement de la protection ou pas) s'effectue dans des modules entièrement électroniques propres à chaque fonction. Cette protection est caractérisée par une construction simple, un temps de déclenchement très court et une grande précision.

II.6.2.3 Protection numérique

La protection numérique est une protection sophistiquée basée sur le traitement de signal. Les signaux analogiques issus des transformateurs de mesure seront convertis en grandeurs numériques par l'intermédiaire d'un convertisseur analogique – numérique. Cette conversion permet de stocker ces données dans des mémoires et les traiter par un microprocesseur en utilisant les différents programmes de détection, classification et localisation des défauts.

III. Méthodes utilisées dans les protections numériques pour l'analyse des défauts

L'analyse des défauts qui apparaissent dans les lignes de transport d'énergie électrique comporte trois étapes essentielles représentées par la Figure V.2.



Figure V.2 Schéma bloc des méthodes utilisées dans l'analyse des défauts

III.1 Méthodes utilisées dans la détection

Parmi les méthodes proposées dans la littérature et utilisées dans la détection des défauts, nous citerons les suivantes :

- La méthode basée sur la comparaison entre deux échantillons successifs d'un même signal (courant ou tension). Lorsque la différence entre eux atteint un seuil prédéterminé, on conclut directement qu'il y a un défaut sur la phase qui correspond au signal traité.
- Lorsque le courant de défaut d'une phase est différent de zéro, on conclut directement que cette ligne est le siège d'un défaut qui peut être détecté en utilisant un indicateur T_n calculé à partir des échantillons du courant issus des deux extrémités de la ligne. Les valeurs de l'indicateur T_n sont comparées à une valeur prédéterminée T pour le système à l'état sain. Si la valeur de T_n est supérieure à T , donc la ligne est en défaut.
- Les méthodes intelligentes ont été largement utilisées dans ce domaine. Parmi lesquelles, nous citerons la détection par les réseaux de neurones artificiels 'ANN'

III.2 Méthodes utilisées dans la classification

Parmi les méthodes utilisées dans la classification, nous résumerons les suivantes:

- De tous les algorithmes intelligents, les réseaux de neurones artificiels sont les plus utilisés dans le domaine de classification des défauts.
- La logique floue (FL) a été appliquée par plusieurs chercheurs tels J. Mendel en 1995, J.
- A cause de la variété des problèmes rencontrés dans les réseaux électriques, plusieurs Chercheurs ont essayé de combiner les réseaux de neurones artificiels et La logique floue. Cette combinaison diffère d'un travail à un autre : La logique floue est utilisée pour optimiser les paramètres d'apprentissage des réseaux de neurones et améliore la sortie représentant le type de défaut.

Une autre approche consiste à utiliser les neurones flous (par exemple : entrée du neurone flou et poids non flou ou entrée non floue et poids flou).

- Les algorithmes génétiques (GA) sont aussi appliqués à l'optimisation des entrées du réseau neuronal et à l'optimisation des poids synaptiques des réseaux de neurones.
- D'autres méthodes hybrides consistant à combiner les trois systèmes intelligents (FL, ANN, GA) ont été appliquées avec toutefois des résultats mitigés.

III.3 Méthodes de localisation des défauts

La première utilisation d'un microprocesseur dans la protection électrique (utilisation des relais numériques) était en 1969 par G.D. Rockefeller. A nos jours, plusieurs algorithmes proposés dans ce nouveau domaine servent à localiser les défauts apparents dans les réseaux électriques. On peut distinguer ces algorithmes suivant trois catégories:

- **La première catégorie**

Ces algorithmes sont les plus répandus et sont basés sur l'utilisation des phaseurs en régime permanent, calculés à partir des données issues d'une ou des deux extrémités de la ligne.

- **La deuxième catégorie**

Ces algorithmes ont comme principe l'utilisation des équations différentielles dans le modèle du réseau de transport.

➤ **La troisième catégorie**

Ces algorithmes utilisent le principe de propagation des ondes offrant des avantages considérables, surtout pour les longues lignes.

IV. Limitation des courants de court-circuit

Les courants de défaut peuvent atteindre des valeurs extrêmement élevées causant des dommages de type:

- Thermique, par effet Joule
- Mécaniques, dus aux trop grandes forces électromagnétiques

Les dommages thermiques sont généralement limités par l'actionnement d'un disjoncteur après quelques demi-périodes. Cependant il peut être trop tard pour des dommages mécaniques, sans parler du fait qu'il devient plus difficile d'interrompre le circuit en présence de courants très élevés.

La limitation de courant de défaut est donc nécessaire pour éviter tout dommage mécanique Pour éviter de dépasser la capacité de coupure du disjoncteur.

Les équipements des réseaux actuels sont dimensionnés pour résister au courant de court-circuit maximum, par là même, il s'agit d'une limitation importante à la capacité de transport des réseaux.

Le maillage des réseaux est utilisé pour augmenter leur stabilité face à la variation de la demande et aux interruptions possibles. Cependant cela conduit au fait que plusieurs sources peuvent alimenter le même court-circuit. La limitation des courants de défaut va donc augmenter les possibilités de maillage des réseaux.

IV.1 Moyen de limitation des courants de court-circuit

Il existe plusieurs méthodes de limitation des courants de défauts parmi lesquels :

- L'amélioration et le remplacement du matériel et des installations des réseaux électriques
- L'utilisation du régime du neutre adéquat pour le réseau en question (isolé de la terre, mise à la terre à travers une résistance ou réactance de limitation...)
- L'usage de limitation inductive dans les générateurs et les transformateurs
- L'utilisation d'un dispositif limiteur de courant

IV.2 Limiteur de courant

Un dispositif est limiteur lorsque le courant qu'il laisse passer, sur un court-circuit, est nettement inférieur en amplitude au courant présumé (figure V.2).

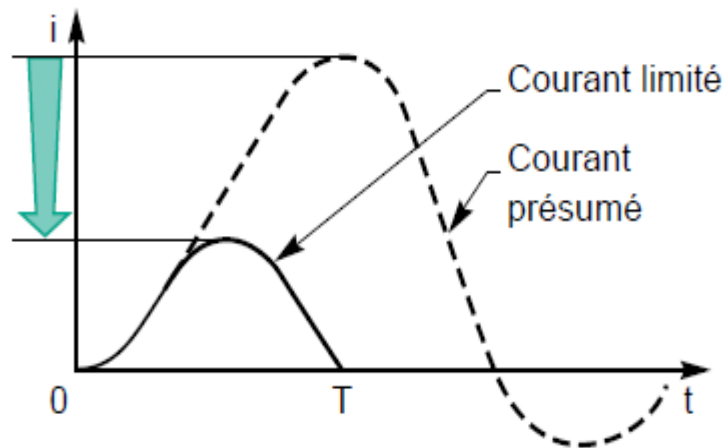


Figure V.2 : Représentation des courants de court-circuit, présumé et limité.

IV.2.1 Définition d'un dispositif limiteur de courant

Un limiteur de courant de défaut (fault Current Limiter « FCL ») en anglais. Est un appareil unique, sans équivalent classique, qui limite automatiquement et naturellement le courant dès qu'il dépasse une valeur prédéterminée. Il peut être comparé à un « super fusible » permanent puisqu'il se régénère automatiquement après un défaut d'alimentation (court circuit par exemple). Le FCL est basé sur la transition intrinsèque et pratiquement instantanée d'un état sans résistance à un état fortement résistif d'un élément *supraconducteur* lorsque le courant franchit une certaine valeur du courant critique. Il suffit donc d'insérer dans la ligne électrique à protéger un élément supraconducteur avec un courant critique correctement choisi par rapport au courant assigné (normal) de la ligne. La longueur est déterminée en générale par des considérations thermiques. L'arrangement de cette longueur doit être fait pour que l'inductance soit minimale, le limiteur doit être pratiquement invisible en régime normal. Un disjoncteur est associé à l'élément supraconducteur pour l'isolation indispensable du défaut. Par ailleurs, une fois isolé, le supraconducteur récupère son état non dissipatif et peut être remis en service sur la ligne. Si la transition supraconducteur /dissipatif est extrêmement rapide (des millièmes de secondes), la récupération est beaucoup plus longue et peut atteindre quelques minutes. Il existe des schémas qui permettent de contourner cet inconvénient pour assurer la continuité du service (remise en service très rapide, de l'ordre de la centaine de millisecondes, de la ligne après défaut).

Actuellement les courants de défaut ne sont pas limités mais seulement coupés par des disjoncteurs. Cette situation actuelle n'est pas satisfaisante et apporte beaucoup de contraintes pour les réseaux électriques. Le limiteur supraconducteur de courant de défaut est l'appareil idéal dont les concepteurs de réseaux électriques ont rêvé. Il fait sauter le verrou des courants de défaut dans les réseaux permettant en particulier une sécurisation accrue et une meilleure qualité de l'énergie électrique.

Deux limiteurs supraconducteurs de courant fonctionnent de manière très satisfaisante dans le réseau Européen, un au Royaume-Uni et l'autre en Allemagne. Les limiteurs supraconducteurs de courant de défaut sont promis à un bel avenir que ce soit dans les réseaux actuels ou dans ceux du futur.

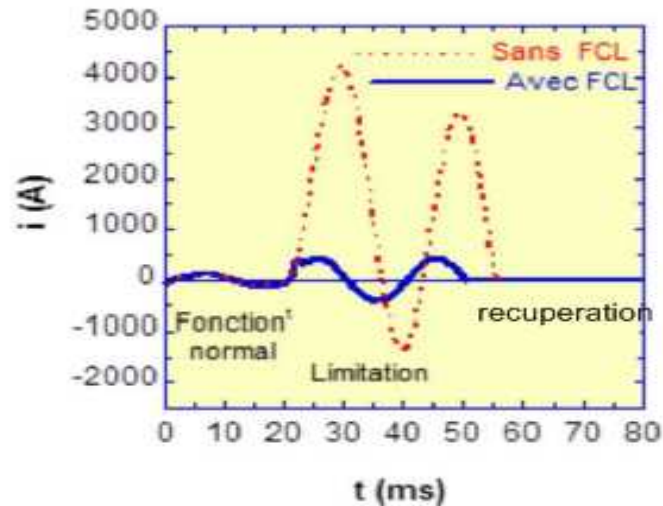


Figure V.3 : Évolution du courant lors d'un défaut avec et sans limiteur de courant.

IV.3 Types de limiteur de courant

Il existe plusieurs types de limiteurs fonctionnent de manière très satisfaisante dont les plus courant :

IV.3.1 Le limiteur résistif

La limitation réside dans la très grande différence de résistivité entre l'état supraconducteur et l'état normal.

IV.3.2 Limiteurs à couplage inductif.

Le terme de limiteur inductif est souvent utilisé pour des appareils utilisant la réactance comme limitation.

IV.4 Caractéristiques typiques.

L'efficacité d'un limiteur de courant peut être mesurée à l'aide des critères suivants:

- Il doit avoir en régime normal des pertes actives et réactives suffisamment basses.
- Il doit accepter les surintensités qui surviennent lors des manœuvres normales, une surcharge de 50% pour 20 min ou des pics de courant à l'enclenchement d'un transformateur par exemple (3-4 I_n).
- Quelque soient les conditions externes il doit limiter le courant à 5 I_n par exemple, ce qui est bien en dessous des courants de court-circuit sans limiteurs.
- Il doit revenir à l'état passant aussi vite que possible
- Sa taille, son poids et son coût doit rester suffisamment faible en regard des avantages apportés.
- Les pertes froides doivent être limitées au maximum (cryogénie)
- Il doit être totalement fiable et exiger un minimum de maintenance

V. Conclusion

Les réseaux HT qui comportent des dizaines de milliers de kilomètres de liaisons et des centaines de postes, dispersés sur tout le territoire, sont susceptibles de défauts internes ou d'agressions externes contre lesquels il faut les protéger. Les protections doivent être conçues pour protéger non seulement les ouvrages mais aussi tout le système électrique dont l'équilibre est fragile. On a donc besoin de protections individuelles dont les performances en rapidité, fiabilité et sélectivité sont fixées par les besoins des réseaux qu'il faut aussi combiner pour former un véritable plan de protection de l'ensemble du système. Cela suppose la mise en œuvre d'équipements très performants, sur les plans fonctionnels et de la fiabilité, utilisant les techniques les plus modernes de mesure, couplées à des systèmes de transmission non moins performants et modernes.

Les électriciens de réseaux et les constructeurs (de protections et systèmes couplés de transmission) ont su relever ce défi et ont fait faire à leurs plans et équipements de protection les progrès permettant d'assurer le bon fonctionnement des réseaux alternatifs malgré les augmentations constantes de puissance et de taille de ceux-ci.

Le développement des dispositifs limiteurs de courants supraconducteurs et l'application des systèmes intelligents à la protection numérique tels les réseaux de neurones artificiels (ANN), l'algorithme génétique (GA) et la logique floue (FL) sont bien des exemples qui illustrent les progrès fait dans la protection ces dernières années.

Conclusion général

Conclusion général

Le travail que nous avons entrepris, nous à permis d'approfondir nos connaissances sur les défauts, les différentes méthodes de calcul des courants de courts-circuits et les moyens de les limiter.

D'après ce qui a été évoqué dans le premier chapitre on constate que les défauts peuvent être classé selon différents critères (par leurs durée, leurs origine, leurs nature, leurs localisation) et leurs conséquences peuvent être très dangereuses sur le fonctionnement du réseau, le matériels et la sécurité des personnes

La valeur du courant de court-circuit dépend essentiellement de la nature des éléments qui constituent le réseau, le mode d'exploitation du régime neutre et le type de défaut.

Dans le deuxième chapitre on a vu que dans un réseau ,le régime de neutre joue un rôle très important, on a constaté que le choix de ce régime est difficile vu les contraintes qui entre en jeu (les surtensions, le cout des protection ...) ou ,par exemple la mise directe à la terre ou par une faible impédance exige la coupure au premier défaut mais amorti les surtensions, le neutre isolé de la terre ou la mise à la terre à travers une forte impédance assure la continuité de service mais engendre des surtensions élevées et des protections plus couteuses.

Le calcul des courants de courts-circuits peuvent être effectué selon différentes méthodes analytiques, nous avons opté pour la méthode des composantes symétriques et l'application de cette dernière diffère d'un type de court-circuit à un autre.

Dans le quatrième chapitre, on à fait une simulation sur un réseau H.T ou on à calculer les courants de courts-circuits monophasés et triphasés sur deux points du réseau (l'un proche et l'autre éloigné de la source) avec le logiciel ORCAD.

En considérant les différents régimes du neutre, et en calculons les courants de défauts on à constaté que le courant triphasé est plus sévère que le monophasé sur le même point et que le courant près de la source est plus dangereux par rapport au courant loin de cette source.

Dans le dernier chapitre on a vu que les protections sont un élément essentiel pour le bon fonctionnement des réseaux électriques.

Conclusion général

Après avoir fait un aperçu du Rôle de la protection, de son mode de fonctionnement et du type de protections classiques qui sont utilisé dans l'industrie, on a constaté que des progrès phénoménales sont en cours de réalisation (déjà utilisé dans certains pays). L'introduction des systèmes intelligents à la protection numérique et le développement des dispositifs limiteurs de courants supraconducteurs : illustrent ce progrès qui, dans un futur proche va bouleverser la conception de base des réseaux électriques.

Il augmentera considérablement les possibilités de maillage des réseaux (car les valeurs de défaut pour lesquelles le réseau doit être construit seront plus faibles) et leur résistance aux courants de court-circuit. D'où un important gain de qualité de l'énergie fournie, notamment si l'on prend en compte la complexité croissante issue de la déréglementation et l'intégration de sources d'énergie renouvelable telles que les énergies éolienne et solaire.

- [1] CLAUDE CORROYER, protection des réseaux, généralités techniques de l'ingénieur, traité génie électrique
- [2] article Réseau électrique de Wikipedia Régime du neutre
- [3] François Sautriau , Mise à la terre du neutre dans un réseau industriel haute tension. Extrait du Cahier technique n° 62 SCHNEIDER ELECTRIC
- [4] « Guide de conception des réseaux électriques industriels » Extrait du cahier technique SCHNEIDER ELECTRIC.
- [5] article Haute tension – Wikipédia
- [6] PATRICK LAGONOTTE, « les installations électriques » ; édition HERMES Science Publications, Paris, 2000.
- [7] B. de METZ-NOBLAT Les calculs sur les réseaux électriques BT et HT Extrait du Cahier Technique Schneider Electric n° 213
- [8] Karim GUENIFI, Raouf DIREM DETECTION, CLASSIFICATION ET LOCALISATION DES DEFAUTS DANS LES RESEAUX PAR LES TECHNIQUES INTELLIGENTES
- [9] Claude CORROYER, Pierre DUVEAU : Protection des réseaux de transport et de répartition

Résumé

Ce présent travail comporte les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et continuité du service.

Les lignes de transport d'énergie électrique constituent une partie essentielle d'un réseau qui doit assurer la continuité d'alimentation des consommateurs. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes de transport sont souvent exposés à des défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs. La majorité des défauts sont dus à des courts-circuits causés souvent par la foudre, la pluie ou les surtensions créées par l'ouverture et la fermeture des disjoncteurs.

Il est ainsi nécessaire de les détecter et localiser avec précision pour réparer et restaurer l'alimentation dès que possible. C'est pour cela que l'on utilise des dispositifs de protection qui assurent le bon fonctionnement des lignes de l'énergie électrique

Le travail que nous avons entrepris, nous a permis d'approfondir nos connaissances sur les défauts, les différentes méthodes de calcul des courants de courts-circuits et les moyens de les limiter.

- ✓ Les défauts peuvent être classés selon différents critères, leurs conséquences peuvent être très dangereuses sur le fonctionnement du réseau,
- ✓ En passant en revue les différents régimes de neutre on a constaté que le choix de celui-ci obéit à des règles bien définies
- ✓ Le calcul des courants de courts-circuits peut être effectué selon différentes méthodes analytiques, tel que la méthode des composantes symétriques ou par simulation avec le logiciel (ORCAD dans notre cas).
- ✓ Il augmentera considérablement les possibilités de maillage des réseaux (car les valeurs de défaut pour lesquelles le réseau doit être construit seront plus

faibles) et leur résistance aux courants de court-circuit. D'où un important gain de qualité de l'énergie fournie, notamment si l'on prend en compte la complexité croissante issue de la déréglementation et l'intégration de sources d'énergie renouvelable telles que les énergies éolienne et solaire.

Mots clefs

Réseaux de neurones, Algorithmes génétiques, Détection, Localisation. Courants de court-circuit, régime du neutre