

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Mouloud MAMMARI, Tizi-Ouzou



Faculté de Génie Electrique et d'Informatique
Département d'Electrotechnique

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

Master académique en électrotechnique
Option machines électriques

Thème

*Etude des courants de courts-
circuits et leurs conséquences dans
les réseaux électriques*

Proposé et Dirigé par :

Mr. HADJ SAID Karim

Présenté par :

Mr. AIT SAI Baizi

Mr. SAMAH Hakim

Promotion 2012

Remerciements

Au terme de cette étude, il nous est agréable d'adresser nos vifs remerciements à notre promoteur Mr. HADJ SAID. K de nous avoir encadré, accepté de diriger ce travail, et pour son soutien.

Nous tenons à témoigner notre reconnaissance à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail.

Nos remerciements anticipés aux membres du jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents qui ont toujours été derrière mes exploits.

A toute ma famille.

A mes chers copains et copines, en particulier

Ghani.O et Hacene.I

A tous ceux qui me sont chers.

Baizi

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents qui ont toujours été derrière mes exploits.

A toute ma famille.

A mes chers copains et copines, en particulier

Farið, Lyes et Arezki

A tous ceux qui me sont chers.

Hakim

SOMMAIRE

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
Chapitre I. Généralités sur les réseaux électriques	
I.1. Introduction.....	3
I.2. Production de l'énergie électrique.....	3
I.3. Structure des réseaux électriques.....	3
I.3.1. radial en simple antenne.....	4
I.3.2. radial en double antenne sans couplage.....	5
I.3.3. radial en double antenne avec couplage.....	6
I.3.4. en boucle.....	7
I.4. Types des réseaux électriques.....	8
I.4.1. Le réseau de transport.....	8
I.4.2. Le réseau de répartition.....	9
I.4.3. Le réseau de distribution.....	9
I.5. Constitution des réseaux électriques.....	9
I.5.1. Les lignes électriques.....	9
I.5.2. Les transformateurs de puissance.....	10
I.5.3. Les postes électriques.....	11
I.6. Stabilité et réglage des réseaux électriques.....	11
I.7. Les régimes de neutres.....	11
I.7.1. Les différents régimes de neutre en basse tension.....	12
I.7.2. Les différents régimes de neutre en haute tension.....	16
Chapitre II : Etude des courants de courts-circuits	
II.1. Introduction.....	21
II.2. Différents types de défauts.....	21
II.2.1. Courts-circuits.....	21
II.2.2. Surintensités.....	21
II.2.3. Surtensions.....	21
II.2.4. Déséquilibres.....	21
II.3. Les courts-circuits.....	22
II.3.1. Caractéristiques des courts-circuits.....	22
II.3.2. Les différents types de courts-circuits.....	22
II.3.3. Les causes des courts-circuits.....	24
II.4. Les autres types de défauts.....	24
II.5. Etude des courts-circuits.....	25

II.5.1. Le courant de court-circuit.....	25
II.5.2. La valeur efficace du courant de court-circuit maximal.....	25
II.5.3. La valeur crête du courant de court-circuit maximal.....	25
II.5.4. Le courant de court-circuit minimal.....	26
II.5.5. Etablissement des courants de courts-circuits.....	26
II.5.5.1. Courant de court-circuit aux bornes de l'alimentation du distributeur.....	27
II.5.5.2. Courant de court-circuit aux bornes d'un alternateur.....	29

Chapitre III Méthodes de calcul des courants de courts-circuits.

III.1. Méthode de calcul des courts- circuits.....	30
III.2. Le court-circuit triphasé symétrique.....	30
III.2.1. Impédance équivalente d'un élément à travers un transformateur	31
III.2.2. Impédance des liaisons en parallèle.....	32
III.2.3. Expression des impédances en % et tension de court-circuit en%.....	33
III.2.4. Valeurs des impédances des différents éléments du réseau.....	34
III.2.5. Contribution des moteurs à la valeur du courant de court-circuit.....	40
III.3. Calcul par la méthode des composantes symétriques.....	41
III.4. Valeurs des impédances directes, inverses et homopolaires.....	44
III.4.1. les impédances directes.....	44
III.4.2. les impédances inverses.....	44
III.4.3. Impédances directes, inverses et homopolaires des machines tournantes....	44
III.4.4. Réactance homopolaire des câbles.....	46
III.4.5. Réactance homopolaire des lignes aériennes.....	48
III.4.6. Impédance homopolaire du distributeur.	48
III.5. Le court-circuit biphasé-isolé.....	48
III.6. Le court-circuit biphasé-terre.....	49

Chapitre IV : Exemples de calcul des courts-circuits.







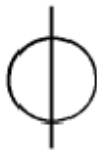
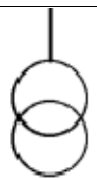
IV.1. Calcul du court-circuit minimal en schéma TT.....	50
IV.2. Calcul du court-circuit minimal en schéma TN sans neutre distribué.....	54
IV.3. Calcul du court-circuit minimal en schéma IT sans neutre.....	58
IV.4. exemple de calcul de court-circuit triphasé symétrique.....	62

Chapitre V : Conséquences des courts-circuits.

V.1. Effet thermique	70
V.2. Effet électrodynamique	71
V.2.1. Effet sur les appareils de coupure (disjoncteurs ou interrupteurs).....	72
V.2.2. Disjoncteurs basse tension	73
V.2.3. Disjoncteurs haute tension.....	73

V.3. Chutes de tension	73
V.3.1. Effet sur les contacteurs	73
V.3.2. Effet sur les moteurs asynchrones	74
V.3.3. Effet sur les alternateurs	74
V.3.4. Fonctionnement anormal des équipements d'électroniques de puissance.....	74
V.4. Surtension temporaires	74
V.5. Tensions de contact	75
V.6. Surtensions de manœuvre	75
Conclusion générale.....	76

Symboles Graphiques

Symbole	Mot clé
	Ligne ou câble triphasé
	La terre
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Interrupteur fusible
	Fusible
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension (potentiel)

Abréviations

Indice	Mot clé	Unité
AC	Courant Alternatif	A
DC	Courant continue	A
BT A	Basse tension	V
HT ou HTB	Haute tension	V
MT ou HTA	Moyenne tension	V
JB	Jeu de barre (nœud)	
L	Longueur de la ligne ou câble	Km
RL	Résistance de la ligne ou câble	Ω/km
X_L	Inductance de ligne ou câble	H
Z_d, Z_i, Z_o	Impédance direct, inverse et homopolaire	Ω
I_n	Courant nomina	A
U_n	Tension composé nominal	V
I_{\max}	Courant maximal	A
$I_{\text{cc,min}}$	Courant de court-ciecuit minimal	A
$I_{\text{cc,max}}$	Courant de court-circuit maximal	A
U_{cc}	Tension de court-circuit d'un transformateur	%
P	Puissance active	W
Q	Puissance réactive	VAR
S	Puissance apparente	VA

Introduction

Générale

Introduction générale

A notre époque, sans l'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, et 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 les 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 transport.

Notre travail consiste à étudier les courants de courts-circuits dans des endroits différents du réseau.

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

Le deuxième chapitre traite l'étude des courants de courts-circuits, leurs caractéristiques, leurs types, leurs causes,...

Le troisième chapitre est consacré aux méthodes de calculs des différents types de courants de courts-circuits.

Le quatrième chapitre est consacré aux différents exemples de calcul pour différents types de courts-circuits.

Le cinquième chapitre portera sur les conséquences des courants de courts-circuits.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale résumant les principaux résultats obtenus.

CHAPITRE I

GÉNÉRALITÉS

I.1. Introduction :

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 tensions, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

I.2. Production de l'énergie électrique : [1]

L'énergie électrique, dont l'exploitation ne cesse d'augmenter, est l'un des principaux éléments auquel on accorde une importance majeure du fait que son rôle dans le développement économique est primordial, l'énergie électrique est une énergie non stockable, cependant on doit produire à chaque instant la quantité nécessaire pour une consommation immédiate. Cette production pose des difficultés aux compagnies d'électricité à cause de l'importance et la variation de la consommation causée d'une part par les saisons et de l'autre part les heures de la journée.

Bien que l'énergie électrique n'est pas stockable, elle présente l'avantage d'être facile à transporter à grande distance et cela par des conducteurs.

I.3. Structure des réseaux électriques : [2]

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types des structures et, nous allons identifier les principales structures des réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA / BT.

Les schémas électriques des réseaux HTA les plus rencontrés sont les suivants :

I.3.1. radial en simple antenne :

I.3.1.1 . Architecture :

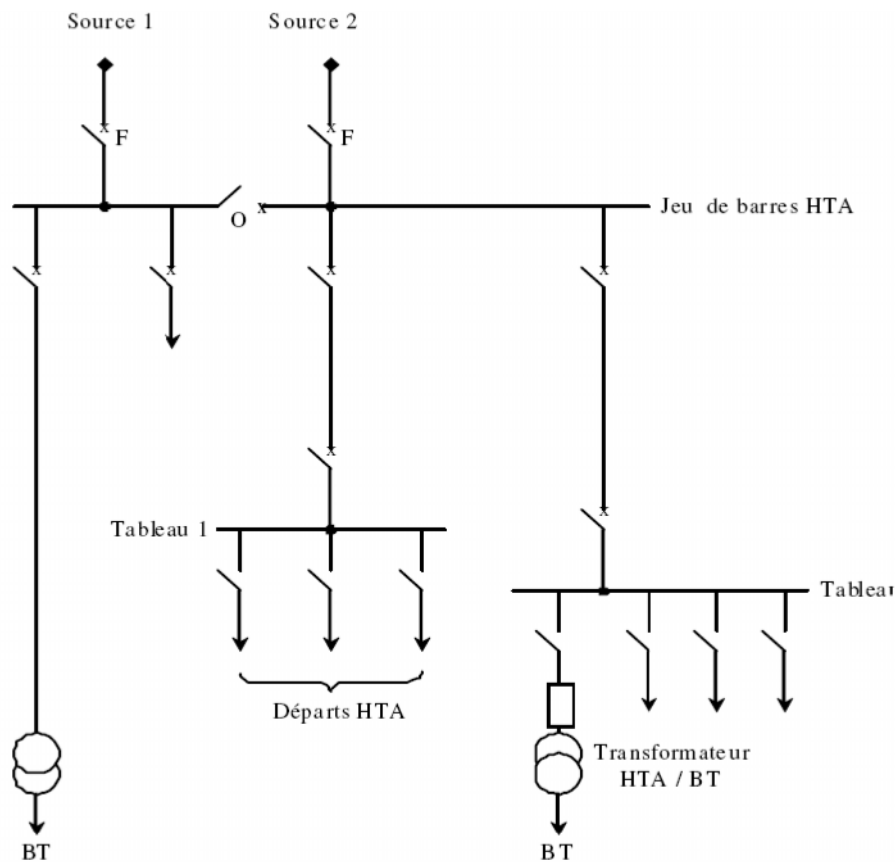


Figure I.1 : réseau HTA radial en simple antenne.

I.3.1.2. Fonctionnement :

- Les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage.
- Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilités sont faibles.

I.3.2. Radial en double antenne sans couplage :

I.3.2.1. Architecture :

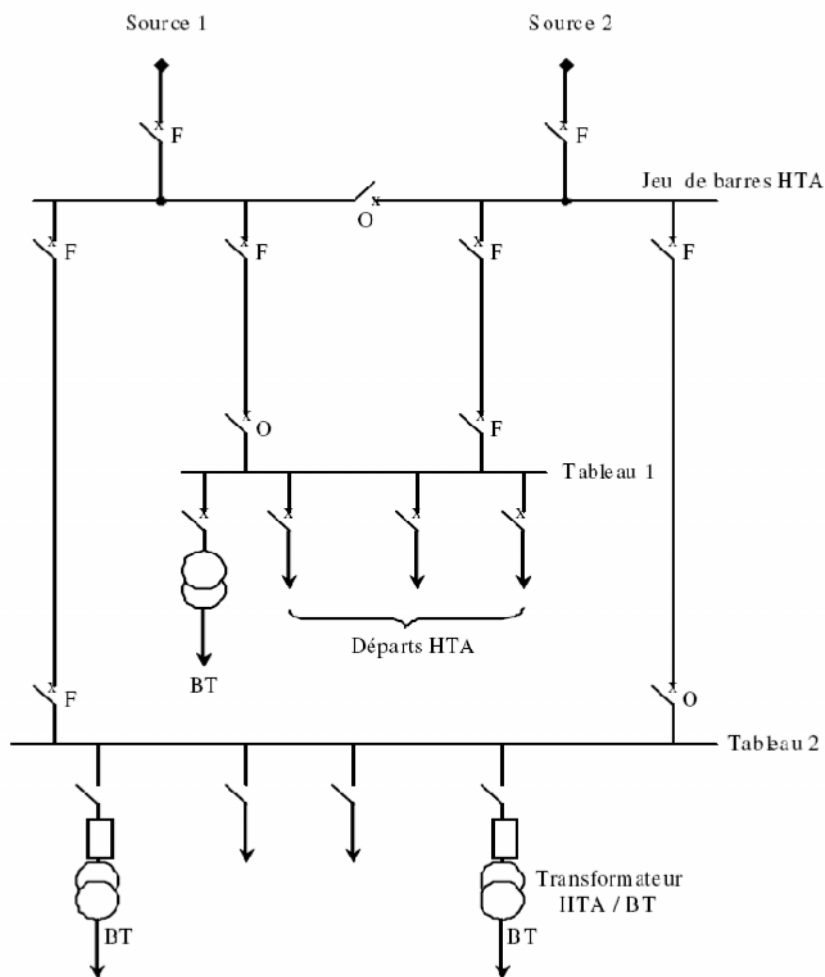


Figure I.2 : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage.

I.3.2.2. Fonctionnement :

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre,
- La disponibilité est bonne,
- L'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.

I.3.3. Radial en double antenne avec couplage :

I.3.3.1. Architecture :

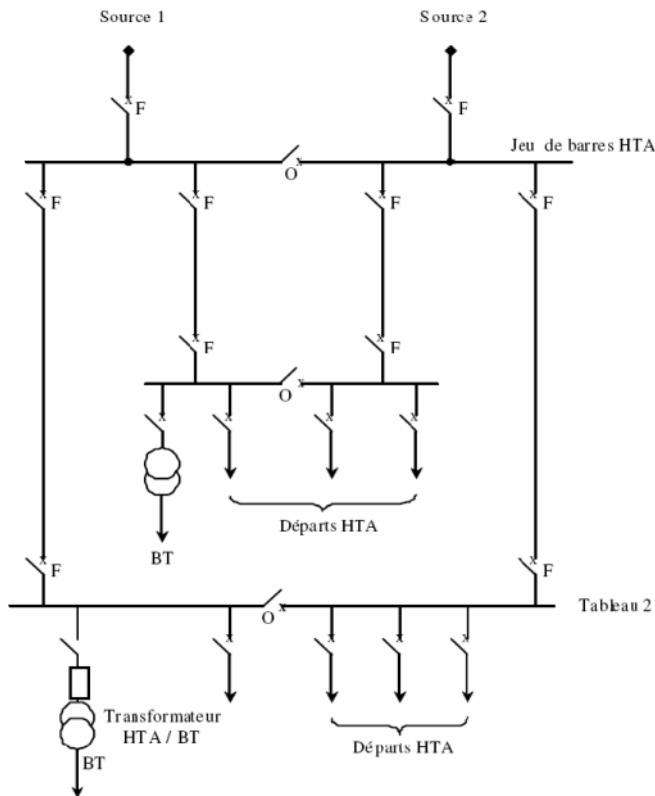


Figure I.3 : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage.

I.3.3.2. Fonctionnement :

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts,
- Chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources,
- Cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie.

I.3.4. En boucle :

- Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

I.3.4.1. Boucle ouverte :

I.3.4.1.1. Architecture :

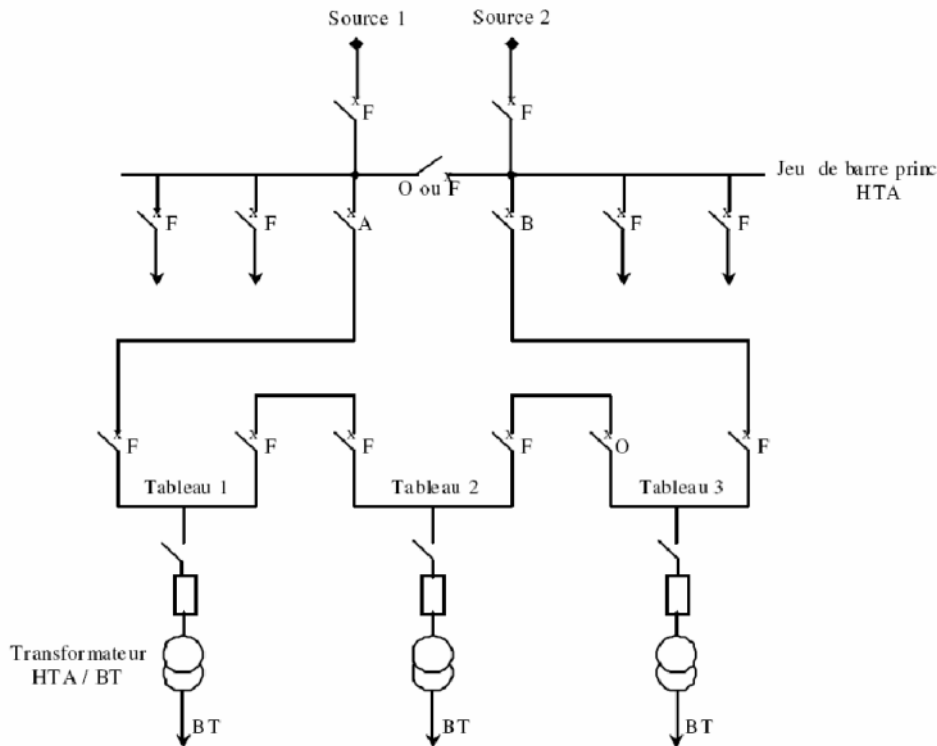


Figure I.4 : Réseau HTA en boucle ouverte.

I.3.4.1.2. Fonctionnement :

- Les têtes de boucle en A et B sont équipées des disjoncteurs,
- Les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs,
- En fonctionnement normal, la boucle est ouverte (elle est ouverte au niveau du tableau 2),
- Les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources,

I.3.4.2. Boucle fermée :

I.3.4.2.1. Architecture :

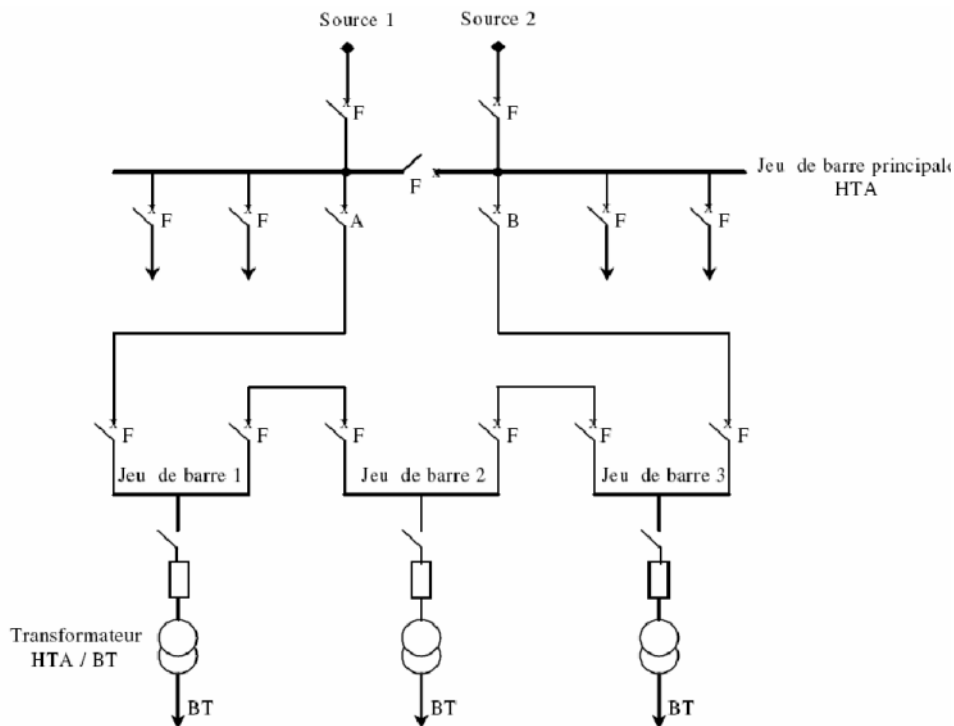


Figure I.5 : Réseau HTA en boucle fermée.

I.3.4.1.2. Fonctionnement :

- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est fermée.
- Le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut.
- Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation.
- Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

I.4. Types des réseaux électriques :[3]

Les réseaux électriques sont partagés en trois types :

I.4.1. Le réseau de transport :

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) et ont pour but de transporter l'énergie électrique des grandes centrales de production vers les régions consommatrices d'électricités.

Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de fortes capacités de transit, ainsi qu'une structure maillée. Ces réseaux constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupe, transformateur).

I.4.2. Le réseau de répartition :

Les réseaux de répartitions sont à haute tension (HTB) 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 (inférieure à 100MW). Les réseaux de répartitions contrairement aux réseaux de transport qui sont toujours bouclés, les réseaux de répartitions peuvent être exploités bouclés ou débouclés selon les transits sur les réseaux. Les problèmes de report de charges 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.

I.4.3. Le réseau de distribution :

Les réseaux de distributions 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 de 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.

I.5. Constitution des réseaux électriques :[8]

I.5.1. les lignes électriques :

Les lignes électriques assurent la fonction « transport de l'énergie » sur les longues distances. Elles sont constituées de trois 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 entraîne des pertes en lignes.



Figure I.6 : les lignes électriques.

I.5.2. 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 matériels particulièrement coûteux, leurs protections est assurée par différents mécanismes redondants.



Figure I.7 : le transformateur de puissance

I.5.3. Les postes électriques :

Les postes électriques sont les nœuds du réseau électrique. Ce sont les points de connexions des lignes électriques. Les postes des réseaux électriques peuvent avoir deux 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.

I.6. Stabilité et réglage des réseaux électriques : [2]

L'électricité est une des rares énergies qu'il n'est pas possible de stocker à grande échelle, en permanence, les opérateurs des réseaux doivent s'assurer de l'équilibre entre l'offre et la demande. En cas de déséquilibre, on observe principalement deux phénomènes

- 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).
- une production supérieure à la consommation : il peut y avoir dans ce cas une accélération des machines synchrones qui produisent l'électricité et un emballement pouvant conduire également à un *black out* par l'intermédiaire de protections fréquence métriques. Cette situation est connue des systèmes électriques insulaires où la surproduction notamment éolienne entraîne parfois des fréquences « hautes » sur les réseaux

Le réseau électrique est aussi 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.

I.7. Les régimes de neutres :

Dans tout système triphasé haut ou basse tension existent trois tensions simples, mesurées entre chacune des phases et un point commun appelé "point neutre". En régime équilibré ces Trois tensions sont déphasées de 120° (Figure I.8).

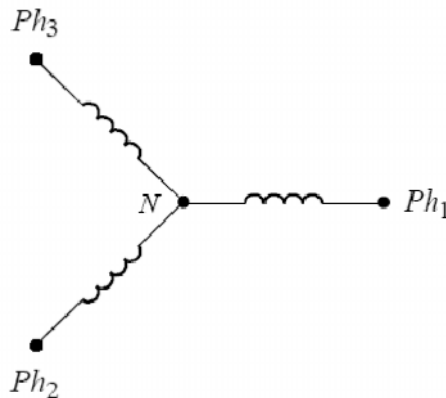


Figure I.8 : système triphasé équilibré

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 l'on a un neutre direct à la terre et dans le second cas, que le neutre est impédant.

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 défauts, les tensions de contacts et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre.

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 imposé aux équipements sensibles.

I.7.1. Les différents régimes de neutre en basse tension :

En basse tension, on trouve trois régimes de neutre : IT, TT, TN.

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

La deuxième lettre définit la situation des masses de l'installation électrique par rapport à la terre.

I.7.1.1. Neutre isolé ou impédant, schéma IT :

Le neutre est isolé ou relié à la terre par une impédance élevée.

Les masses des récepteurs sont interconnectées soit totalement, soit par groupe de récepteurs. Chaque groupe interconnecté est relié à une prise de terre.

Une masse peut être reliée individuellement à la terre si elle est très éloignée des autres.

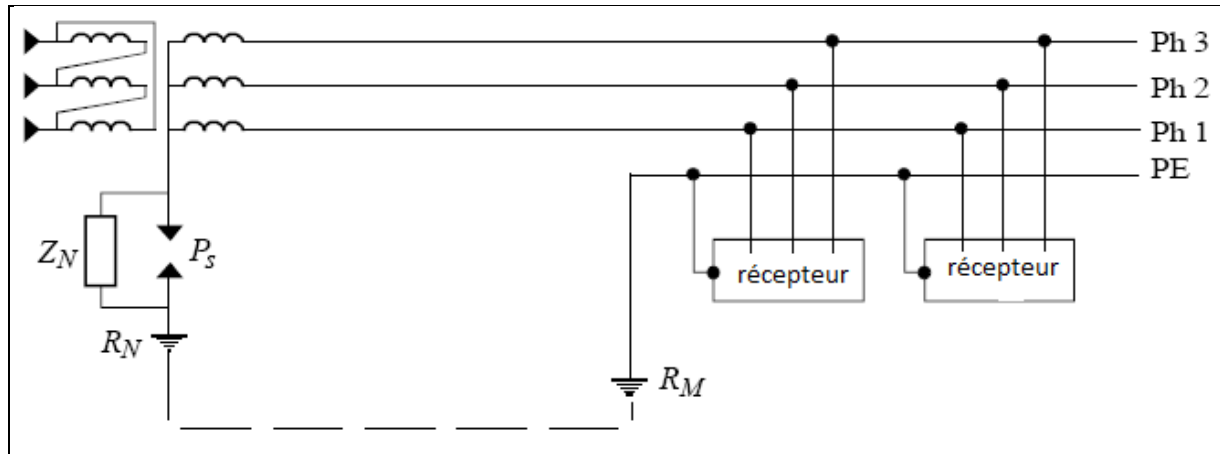


Figure I.9 : Neutre isolé ou impédant, IT.

-Les avantages :

- solution assurant la meilleure continuité de service en exploitation.
- la signalisation du premier défaut d'isolement, suivie de sa recherche et de son élimination, permet une prévention systématique contre tout risque d'électrocution.

-Les inconvénients :

- nécessite un personnel d'entretien pour la surveillance en exploitation.
- nécessite un bon niveau d'isolement du réseau (implique la fragmentation du réseau si celui-ci est très étendu, et l'alimentation des récepteurs à courant de fuite important par les transformateurs de séparations).

I.7.1.2. Neutre mis directement à la terre, schéma TT :

Le neutre est mis directement à la terre.

Les masses des récepteurs sont interconnectées soit toutes ensemble, soit par groupe de récepteurs. Chaque groupe interconnecté est relié à une prise de terre.

Une masse peut être reliée individuellement à la terre si elle est très éloignée des autres.

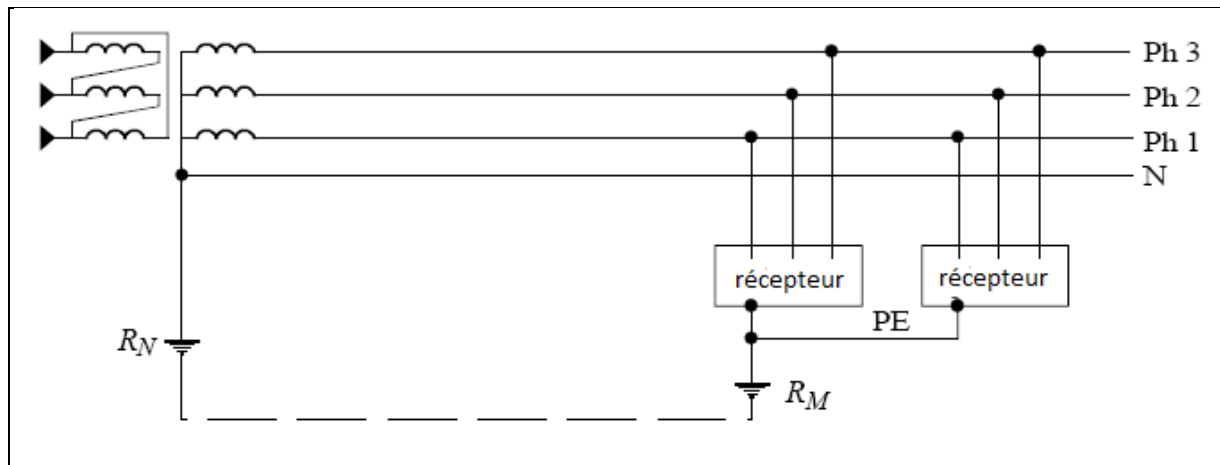


Figure I.10 : Neutre mis directement à la terre, TT

-Les avantages :

- le plus simple à étudié, mettre en œuvre, contrôler, exploiter.
- ne nécessite pas une permanence de surveillance en exploitation (seul un contrôle périodique des dispositifs différentiels résiduels être nécessaire).
- localisation facile des défauts.

-Les inconvénients :

- coupure au premier défaut d'isolement.
- utilisation d'un dispositif différentiel résiduel sur chaque départ pour obtenir une sélectivité totale.
- les récepteurs ou parties d'installations qui sont la cause, en marche normale, de courants de fuites importants, doivent faire l'objet de mesures spéciales pour éviter des déclenchements intempestifs (alimenter les récepteurs par transformateurs de séparations ou utiliser des différentiels résiduels à seuil élevé, compatible avec la résistance de la prise de terre des masses).

I.7.1.3. Masse au neutre, schéma TN :

On distingue deux schémas possibles suivant que le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont confondus ou non.

➤ **Schéma TNC :**

Les conducteurs de neutre et de protection sont confondus en un seul conducteur, le schéma est identifié par une troisième lettre C et est appelé TNC.

Ce schéma est interdit pour les sections inférieures à 10 mm² cuivre, et 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles.

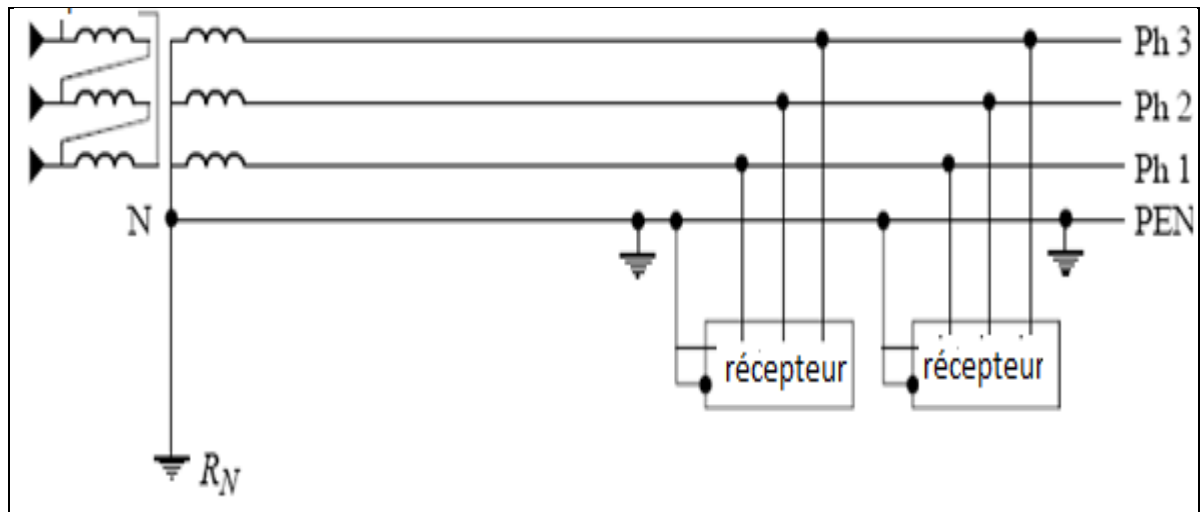


Figure I.11 : schéma TNC.

➤ **Schéma TNS :**

Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont séparés, le schéma est identifié par une troisième lettre S.

Il faut répartir uniformément des prises de terre tout le long du conducteur de protection PE afin d'éviter les montées de potentiels des masses en cas de défaut.

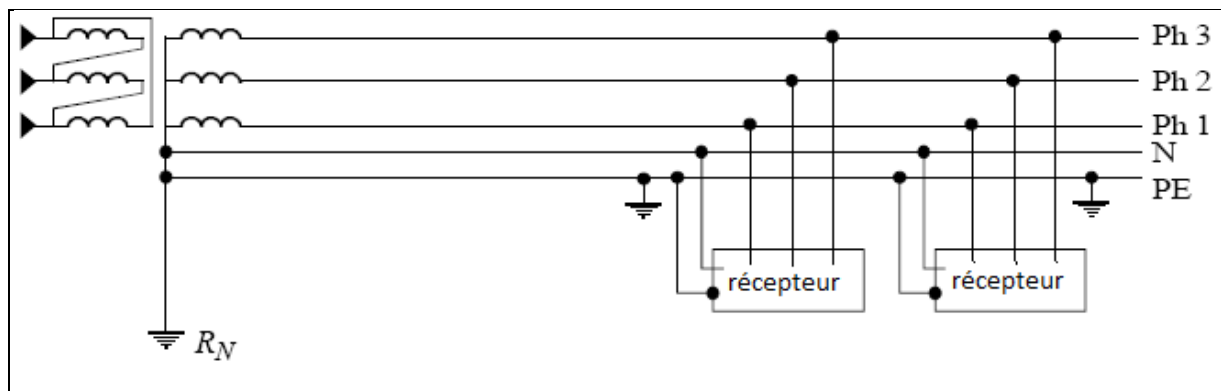


Figure I.12 : Schéma TNS.

-Les avantages :

- le schéma TNC peut faire apparaître une économie à l'installation (suppression d'un pôle d'appareillage et d'un conducteur).
- utilisation des dispositifs de protection contre les surintensités pour assurer la protection contre les contacts indirects.

-Les inconvénients :

- la coupure au premier défaut d'isolement.
- le schéma TNC implique l'utilisation de canalisations fixes et rigides.
- nécessite des prises de terre uniformément répartie dans toute l'installation, de façon à maintenir le conducteur de protection au potentiel de la terre.
- la vérification des déclenchements sur premier défaut d'isolement doit être effectuée si possible lors de l'étude par le calcul, et obligatoirement, lors de la mise en service, par des mesures ; cette vérification est la seule garantie de fonctionnement de ce régime, aussi bien au moment de la réception qu'en exploitation et après toute intervention (modification, extension) sur le réseau.
- passage du conducteur de protection dans les mêmes canalisations que les conducteurs actifs des circuits correspondant.
- nécessite de réaliser souvent des liaisons équipotentielles supplémentaires.
- des précautions doivent être prises pour éviter toute rupture du conducteur neutre lorsqu'il est utilisé comme conducteur de protection.

I.7.2. Les différents régimes de neutre en haute tension :

Les régimes de neutre en haute tension se distinguent suivant le mode de raccordement du point neutre.

I.7.2.1. Neutre mis directement à la terre :

Une liaison électrique est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.

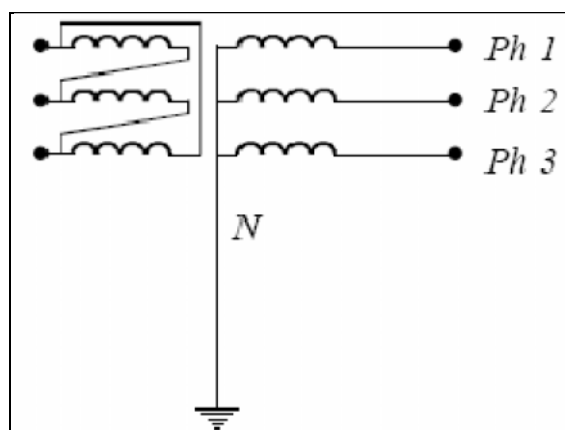


Figure I.1 : Neutre mis directement à la terre

-Les avantages :

- réduit le risque d'apparition des surtensions.
- autorise l'emploi de matériel ayant un niveau d'isolement phase/terre normal.
- permet de réaliser des protections simples et sélectives.

-Les inconvénients :

- déclenchement obligatoire au premier défaut.
- courant de défaut très important.
- le danger pour le personnel est important pendant la durée du défaut, les tensions de contacts qui se développent étant importantes.

I.7.2.2. Neutre isolé :

Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection.

Neutre fortement impédant :

Une impédance de valeur élevée est intercalée entre le point neutre et la terre.

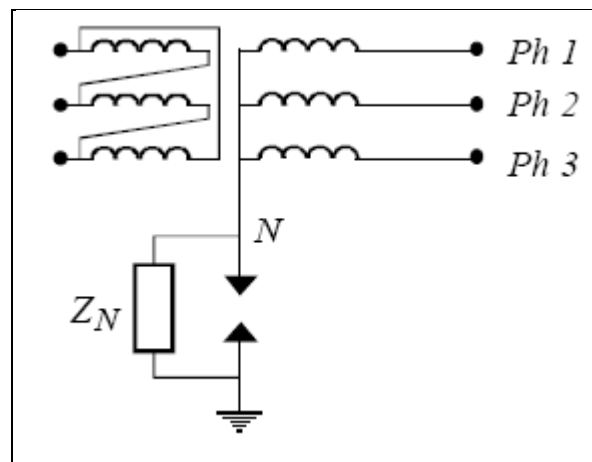


Figure I.14 : Neutre isolé

-Les avantages :

- le neutre étant isolé, son mode n'entraîne pas de courant court-circuit comme dans le cas de 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.

-Les inconvénients :

-une surveillance de l'isolement obligatoire, avec signalisation visuelle et sonore du premier défaut si le déclenchement n'a lieu qu'au seconde.

-il exige la présence d'un personnel d'entretien pour la surveillance et la recherche du premier défaut en exploitation.

-des difficultés pour la mise en œuvre des protections sélectives au premier défaut.

-des risques de surtensions d'origine interne élevées.

I.7.2.3. Neutre mis à la terre par résistance :

Une résistance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre.

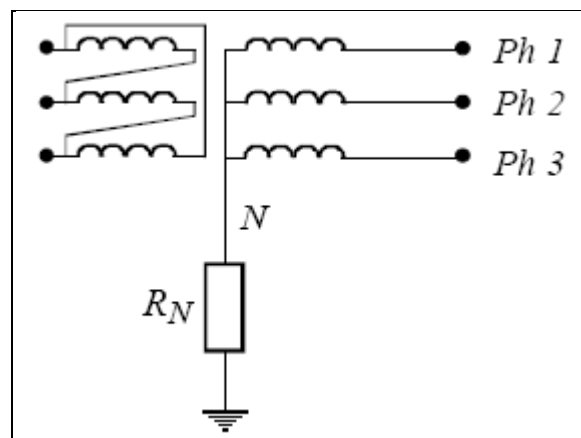


Figure I.15 : Neutre mis à la terre par résistance

-Les avantages :

- limite les courants de défauts (dégâts et perturbations réduits)
- amortit les surtensions d'origine interne dans la mesure où le courant de limitation I_L est supérieur à deux fois le courant capacitif I_C soit $I_L > 2 \cdot I_C$.
- n'exige pas l'emploi de matériel et en particulier de câbles ayant un niveau d'isolement phase/terre spécial.
- permet l'utilisation de protections sélectives simples

-Les inconvénients :

- déclenchement au premier défaut.

I.7.2.4. Neutre mis à la terre par réactance :

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre.

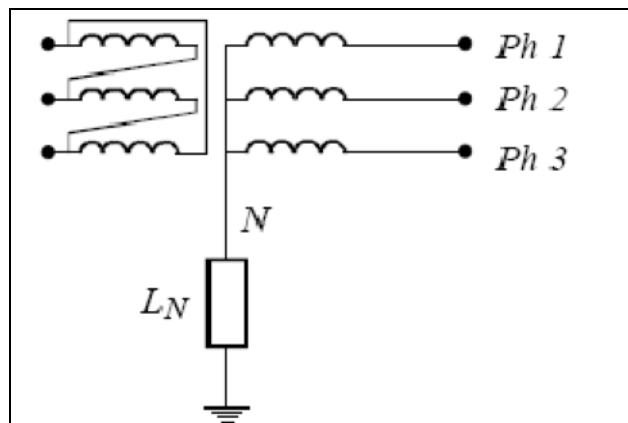


Figure I.16 : Neutre mis à la terre par réactance

-Les avantages :

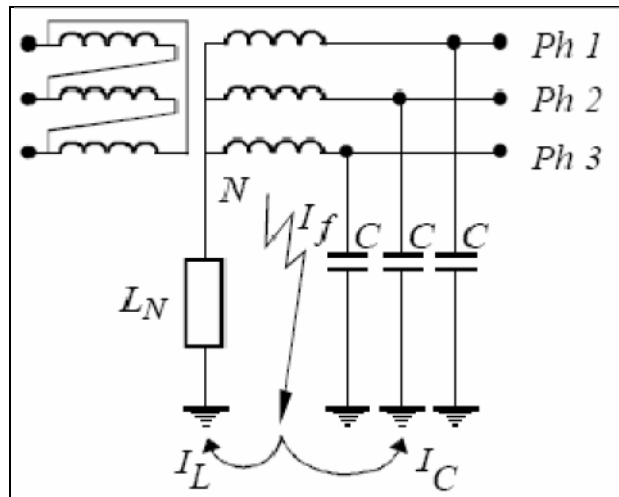
- limite les courants de défauts (dégâts et perturbations réduites).
- permet la mise en œuvre de protections sélectives simples si $I_L \gg I_C$
- la bobine, de faible résistance, n'a pas à dissiper une puissance thermique élevée.

-Les inconvénients :

- peut provoquer des surtensions importantes lors de l'élimination des défauts à la terre.
- déclenchement obligatoire au premier défaut.

I.7.2.5. Neutre mis à la terre par bobine d'extinction 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.



$$\vec{I}_f = \vec{I}_L + \vec{I}_C$$

I_f : courant de défaut

I_L : courant dans la réactance de mise à la terre du neutre

I_C : courant dans les capacités phase-terre

Figure I.17 : Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen

-Les avantages :

- l'extinction spontanée des défauts à la terre non permanents.
- le premier défaut est signalé par la détection du passage du courant dans la bobine. La bobine est dimensionnée pour un fonctionnement permanent.

-Les inconvénients :

- les risques de surtensions sont importants.
- demande la présence d'un personnel de surveillance.

CHAPITRE II

ETUDE DES COURANTS

DE COURTS-CIRCUITS

II.1. Introduction :

Un défaut électrique est la modification accidentelle affectant le fonctionnement normal d'un processus, ou d'un circuit électrique, et pouvant dans certain cas conduire à un effondrement électrique de celui-ci et la mise en charge de son environnement.

II.2. Différents types des défauts : [8]

Les différents types des défauts sont : les courts-circuits, les surintensités, les surtensions et les déséquilibres.

II.2.1. Les courts-circuits :

Un court-circuit est la mise en connexion volontaire ou accidentelle de deux points ou plus d'un circuit électrique entre lesquelles existe une différence de potentielle.

Sur les réseaux HTA, les courts-circuits sont dus en général à des contacts accidentels entre phases ou entre phase et terre, à une fausse manœuvre ou à un défaut d'isolement.

II.2.2. Les surintensités :

Les surcharges sur une ligne ou un équipement apparaissent lorsqu'ils sont traversés par un courant supérieur au courant pour lequel ils sont conçus.

Leurs origines sont les surcharges et les courts-circuits.

On a deux types de surcharges :

- **Surcharges normales** : Elles se produisent lors de la mise sous tension des moteurs, des transformateurs et des appareils électriques divers.
- **Surcharges anormales** : Les appareils de grande puissance causent des échauffements lents mais nuisibles aux installations.

II.2.3. Surtensions :

La surtension est le passage de la tension nominale à une valeur supérieure à la normale ; elle survient suite aux différentes manœuvres sur les organes de coupure, tels les coups de foudres et contacts accidentels avec des installations de tension supérieure. Les surtensions sont dangereuses dans les réseaux, car elles soumettent les isolants à des contraintes qui risquent de les détériorer.

II.2.4. Déséquilibres :

Il y a déséquilibre sur un réseau triphasé lorsque les valeurs de la tension ou du courant sur les trois phases sont différentes.

II.3. Les courts-circuits : [4]

II.3.1. Caractéristiques des courts-circuits :

Dans les installations électriques différents courts-circuits peuvent se produire. Ils sont principalement caractérisés par :

1. Leur durée

- auto extincteur : le défaut disparaît de lui-même.
- fugitif : le défaut disparaît sous l'action des protections et ne réapparaît pas lors de la remise en service
- permanent : ils nécessitent la mise hors tension d'un câble, d'une machine et l'intervention du personnel d'exploitation.

2. Leur origine

- mécanique : C'est le cas de la rupture des conducteurs, liaison électrique entre deux conducteurs par un corps étranger.
- électrique : suite à la dégradation de l'isolement entre phases, ou entre phase et masse ou terre, ou suite à des surtensions d'origine interne (manœuvre) ou atmosphérique (coup de foudre).
- Humaine : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

3. Leur localisation:

- Le court-circuit peut être interne à un matériel (câble, moteur, transformateur, tableau...), il entraîne généralement des détériorations.
- Le court-circuit peut être externe à un matériel (câble, moteur, transformateur, tableau...), les conséquences sont limitées à des perturbations pouvant entraîner à plus au moins longue échéance des détériorations dans le matériel considéré, et conduire ainsi à un défaut interne.

II.3.2) Les différents types de courts-circuits :

1- Triphasé : Les trois phases sont reliées ensemble, (5% des cas).

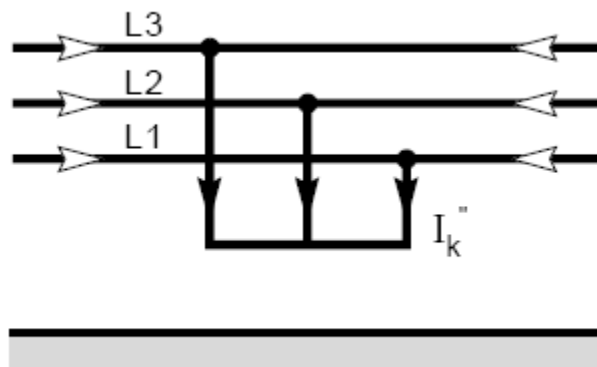


Figure II.1

2- Biphasé : deux cas sont possible : (15% des cas)

Biphasé isolé : Deux phases sont raccordées ensemble.

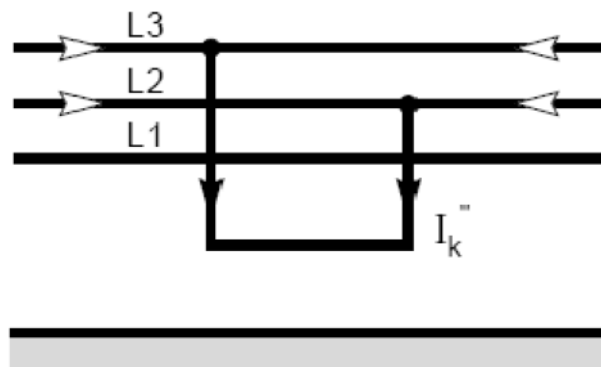


Figure II.2

Biphasé mis à la terre : Deux phases et la terre sont reliées ensemble.

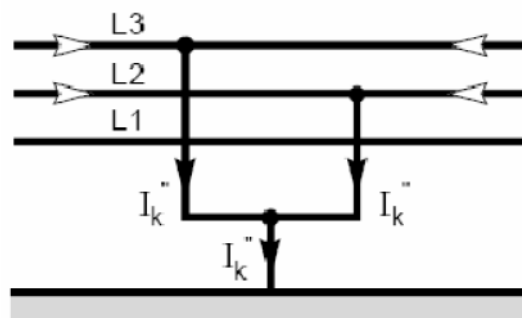


Figure II.3

3- Monophasé : Une phase et la terre sont reliées ensemble. (80% des cas)

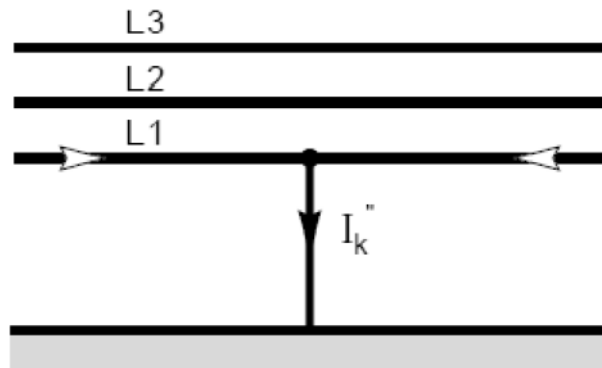


Figure II.4

II.3.3. Les causes des courts-circuits :

-la dégradation des isolants due à :

- une dégradation de la qualité de surface (pollution).
- une température excessive.
- une décharge partielle dans les vacuoles (micropoches) à l'intérieur des isolants.

- la diminution accidentelle des distances d'isolement (présence d'animaux, branches d'arbre,).

- la destruction pour cause extérieure.

- les surtensions entraînant le claquage de l'isolation des matériels (surtension de manœuvre ou coup de foudre).

II.4) Les autres types de défauts :

- **Sur les moteurs :**

-une fréquence de démarrage trop élevée entraînant un échauffement exagéré et des chocs mécaniques sur les accouplements.

-les démarrages trop longs ou le blocage du rotor entraînant les mêmes conséquences.

- **Sur les alternateurs :**

-la perte d'excitation due à un défaut dans le circuit du rotor (coupure, court-circuit,...),elle entraîne un échauffement du rotor et du stator et, une perte de synchronisme avec le réseau.

-les variations de fréquences dues à une surcharge ou au mauvais fonctionnement d'un régulateur de fréquence (pour un alternateur fonctionnant iloté du réseau de distribution).

II.5. Etude des courts- circuits :[4]

L'installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs. L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation ; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou qui doit couper ce courant de défaut.

II.5.1. Le courant de court-circuit :

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

II.5.2. La valeur efficace du courant de court-circuit maximal :

Elle détermine :

- Le pouvoir de coupure des disjoncteurs et fusibles.
- La contrainte thermique que doivent supporter les matériels.

II.5.3. La valeur crête du courant de court-circuit maximal :

Elle détermine :

- Le pouvoir de fermeture des disjoncteurs et des interrupteurs.
- La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

II.5.4. Le courant de court-circuit minimal :

Il est indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles ou au réglage des seuils des protections à maximum de courant, en particulier quand :

-la longueur des câbles est importante ou lorsque la source à une impédance interne relativement élevée.

-la protection des personnes repose sur le fonctionnement des dispositifs de protection à maximum de courant de phase, c'est essentiellement le cas en basse tension pour les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou TT.

II.5.5. Etablissement des courants de courts-circuits :

Un réseau simplifié se réduit à une source de tension alternative constante, un interrupteur et une impédance Z_{cc} représentant toutes les impédances situées en amont de l'interrupteur.

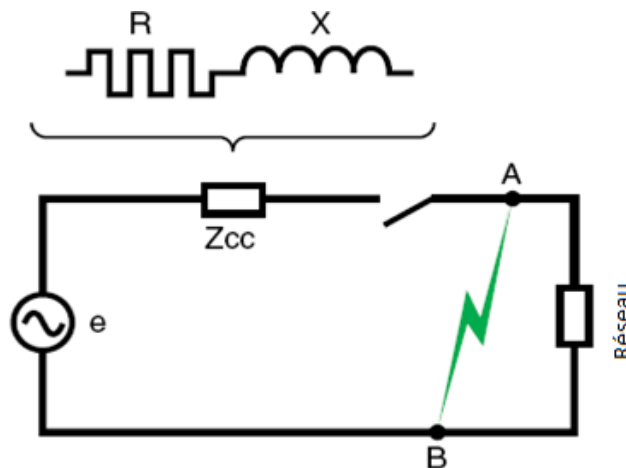


Figure II.5 : schéma équivalent du réseau amont au court-circuit

Un défaut d'impédance négligeable entre A et B donne naissance à un courant de court-circuit I_{cc} limité par l'impédance Z_{cc} .

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad \text{avec } X = L\omega$$

La réactance X est bien plus élevée que la résistance R en HTB et HTA.

Le rapport $\frac{R}{X}$ vaut :

- Entre 0,05 et 0,3 en HTA
- Entre 0,3 et 0,6 en BT

En régime établi, le courant de court-circuit vaut : $I_{cc} = \frac{E}{Z_{cc}}$

II.5.5.1. Courant de court-circuit aux bornes de l'alimentation du distributeur :

Lorsqu'on applique une tension $e = E \sqrt{2} \sin(\omega t + \alpha)$ à un circuit self-résistance.

α : angle d'enclenchement définissant la phase de la tension à l'apparition du défaut.

Φ : déphasage entre la tension et le courant, avec $\operatorname{tg}\varphi = \frac{X}{R}$

Le courant I_{cc} est la somme des deux composantes : $I_{cc} = I_a + I_c$ (figure II.6)

avec I_a : courant sinusoïdal de valeur $I_a = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi)$

et I_c : courant apériodique tendant vers 0 de façon exponentielle de valeur

$$I_c = -\frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{X}\omega t}$$

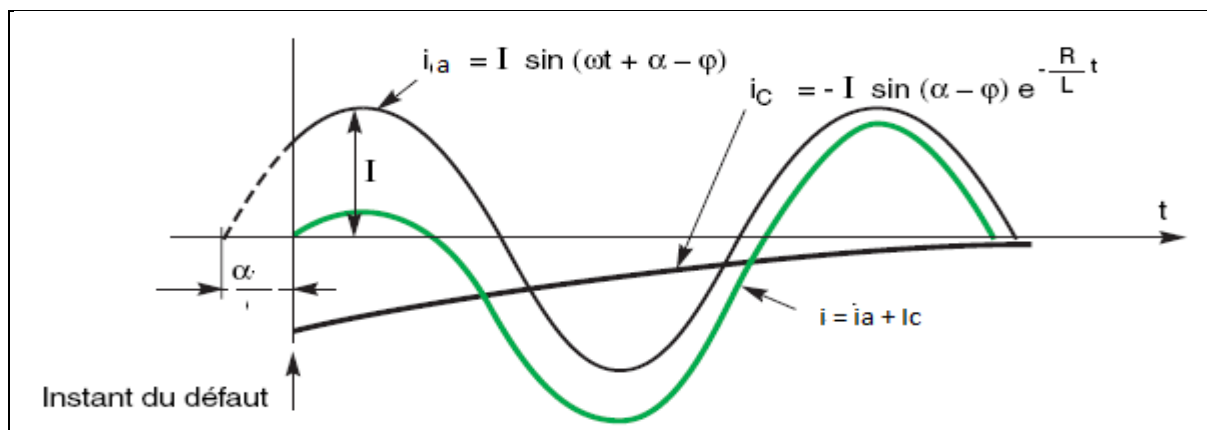


Figure II.6 : décomposition du courant de court-circuit s'établissant aux bornes de l'alimentation du distributeur.

A l'instant de l'apparition du défaut ou de fermeture par rapport à la valeur de la tension le réseau étant caractérisé par son angle d'enclenchement α , L'évolution du courant est alors de la forme :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{X}\omega t} \right]$$

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

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{X}{R}$$

Si $\alpha = \varphi$ à l'instant du défaut, la partie continue est nulle, le régime est dit symétrique.

Si $\alpha - \varphi = \frac{\pi}{2}$ à l'instant du défaut la composante aperiodique est maximale, le régime est dit asymétrique maximal, c'est la condition qui entraîne la plus grande valeur de crête du courant, on a alors :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \sin\left(\alpha + \frac{\pi}{2}\right) - e^{-\frac{R}{X}wt}$$

La valeur du courant est crête pour $\sin\left(wt + \frac{\pi}{2}\right) = -1$ d'où $wt = \pi$

Donc la valeur crête du courant est :

$$\hat{I} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} [1 + e^{-\frac{R}{X}\pi}]$$

Le coefficient K est la caractéristique du rapport du courant transitoire crête au courant en régime établi.

$$\hat{I} = K I_a \quad \text{avec} \quad I_a = \frac{E}{Z_{cc}}$$

$$K = \sqrt{2} [1 + e^{-\frac{R}{X}\pi}]$$

Et on définit les valeurs de K dans le tableau suivant :

$\frac{R}{X}$	0	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	∞
K	2,83	2,62	2,45	2,17	1,97	1,82	1,71	1,63	1,41
$\frac{K}{\sqrt{2}}$	2	1,85	1,73	1,53	1,39	1,29	1,21	1,15	1

Tableau II.1 : valeurs de K, rapport entre le courant transitoire crête et le courant en régime établi en fonction de $\frac{R}{X}$

II.5.5.2. Courant de court-circuit aux bornes d'un alternateur :

Les calculs sur les régimes transitoires des machines synchrones montrent que le courant de court-circuit $i(t)$ est maximal pour $\alpha = 0$ et il vaut :

$$i(t) = E\sqrt{2} \left[\left(\frac{1}{X_d''} - \frac{1}{X_d'} \right) e^{-t/T_d''} + \left(\frac{1}{X_d'} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-t/T_d'} + \frac{1}{X_d} \right] \cos \omega t - \frac{E\sqrt{2}}{X_d} e^{-t/T_a}$$

E : tension simple efficace aux bornes de l'alternateur.

X_d'' : réactance subtransitoire.

X_d' : réactance transitoire.

X_d : réactance synchrone (permanente)

T_d'' : constante de temps subtransitoire.

T_d' : constante de temps transitoire.

T_a : constante de temps apériodique.

Ce courant est la somme des deux courants apériodique et sinusoïdal.

CHAPITRE III

MÉTHODES DE CALCUL DES COURANTS DE COURTS-CIRCUITS

III.1. Méthode de calcul des courts- circuits :

Le but de ce paragraphe est de donner tous les éléments permettant de calculer les différents courts- circuits :

- Triphasé symétrique,
- Monophasé terre,
- Biphase isolé,
- Biphase terre.

en tout point d'un réseau. Un calcul détaillé de court-circuit triphasé symétrique en différents points d'un réseau est exécuté à titre d'exemple.

III.2. Le court-circuit triphasé symétrique : [5]

C'est le défaut correspondant à la figure suivante :

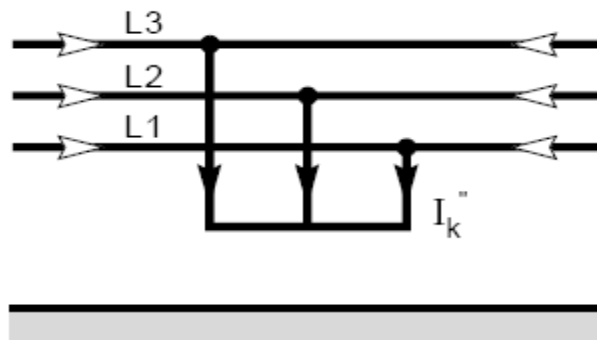


Figure III.1 : Le court-circuit triphasé symétrique

En général, il provoque les courants de défauts les plus importants. Son calcul est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

La méthode de calcul est simple en raison du caractère symétrique du court-circuit. Le courant de court-circuit a la même valeur dans chaque phase. On peut donc faire un calcul en utilisant un schéma monophasé équivalent du réseau amont au court-circuit (figure III.2), comme on peut le faire en régime normal.

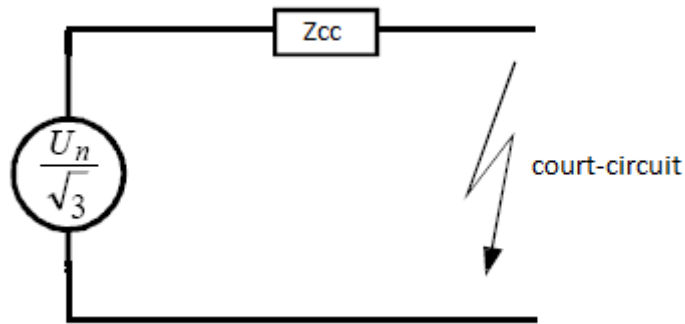


Figure III.2 : schéma monophasé équivalent du réseau amont au court-circuit

La valeur du courant de court-circuit triphasé I_{cc3} est alors

$$I_{cc3} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{cc}} \quad \text{avec } U_n : \text{tension composée entre phases.}$$

Z_{cc} : impédance équivalente à l'ensemble des impédances parcourues par le courant de défaut, de la source jusqu'au défaut présumé.

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$$

$\sum R$: sommes des résistances en série parcourues par le courant de défaut

$\sum X$: sommes des réactances en série parcourues par le courant de défaut

Dans la pratique, on commence par déterminer l'impédance équivalente de la source d'alimentation (alimentation par le distributeur ou par un alternateur de sources), puis les impédances de chaque transformateur, câble ou ligne, parcourues par le défaut.

Chaque impédance devra être ramenée au niveau de tension du défaut présumé.

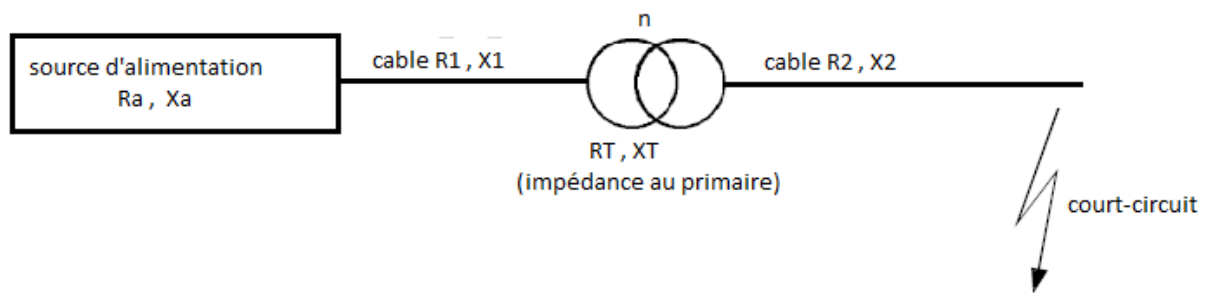
III.2.1. Impédance équivalente d'un élément à travers un transformateur :

Par exemple, pour un défaut en basse tension, la contribution d'un câble HT en amont du transformateur HT/BT sera :

$$R_{BT} = R_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}}\right)^2 \quad \text{et} \quad X_{BT} = X_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}}\right)^2$$

$$\text{ainsi} \quad Z_{BT} = Z_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}}\right)^2$$

Cette formule est valable quel que soit le niveau de tension du câble, c'est-à-dire même à travers plusieurs transformateurs en série.

Exemple :**Figure III.3 :** impédance équivalente des éléments à travers un transformateur

n : rapport de transformation

Impédance vue du point de court-circuit :

$$\sum Z = Z_2 + \frac{Z_T}{n^2} + \frac{Z_1}{n^2} + \frac{Z_a}{n^2}$$

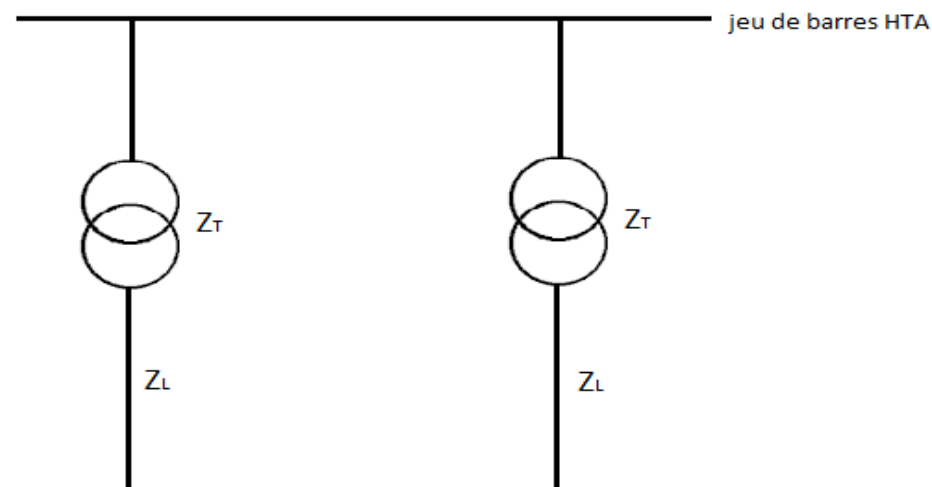
$$\sum X = X_2 + \frac{X_T}{n^2} + \frac{X_1}{n^2} + \frac{X_a}{n^2}$$

III.2.2. Impédance des liaisons en parallèles :

Si le courant de défaut parcourt deux liaisons en parallèles d'impédance Z_1 et Z_2 , l'impédance équivalente est :

$$Z_{eq} = \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

Si les impédances Z_1 et Z_2 sont différentes, un calcul en nombre complexe est alors à effectuer.

Exemple :**Figure III.4 :** impédance équivalente de deux lignes en parallèles identiques.

Z_T : impédance des transformateurs vue du secondaire

Z_L : impédance des liaisons

L'impédance totale Z_{eq} est : $Z_{eq} = \frac{Z_T + Z_L}{2}$

Pour n liaisons en parallèles de même impédance Z , on a $Z_{eq} = \frac{Z}{n}$

III.2.3. Expression des impédances en % et tensions de courts-circuits en%

a) les transformateurs :

Pour les transformateurs, au lieu de donner la valeur de l'impédance totale de court-circuit en ohms, le constructeur donne la tension de court-circuit U_{cc} exprimée en %.

Cette tension de court-circuit représente la tension qui, appliquée au transformateur en court-circuit au secondaire, donne un courant égal au courant nominal.

Si on pose U_{cc} en % = α

On a $\frac{\alpha}{100} V_n = Z \cdot I_n$

D'où

$$Z = \frac{\alpha}{100} \frac{V_n}{I_n} \quad V_n \text{ tension nominale simple}$$

Les constructeurs de transformateurs donnent la puissance nominale apparente S_n en kVA.

$$S_n = 3 V_n I_n$$

$$Z = \frac{\alpha}{100} \frac{3V_n^2}{S_n}$$

$$Z = \frac{\alpha}{100} \frac{U_n^2}{S_n} \quad U_n \text{ Tension nominale composée } (\sqrt{3} \cdot V_n).$$

b) Les machines tournantes :

Pour les moteurs et les alternateurs, au lieu de donner les valeurs des impédances caractéristiques (X_d, X'_d, X''_d) en ohm, les constructeurs donnent celles-ci en % ($X_d(\%), X'_d(\%), X''_d(\%)$).

On a, par définition, la relation suivante :

$$X(\Omega) = \frac{X(\%)}{100} \frac{V_n}{I_n}$$

Les constructeurs de machines tournantes donnent la puissance nominale apparente S_n en kVA.

$$S_n = 3 V_n I_n$$

$$X(\Omega) = \frac{3V_n^2}{S_n} \frac{X(\%)}{100}$$

$$X(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_n} \frac{X(\%)}{100} \quad U_n \text{ Tension composée nominale}$$

On a donc

$$X_d(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_n} \frac{X_d(\%)}{100}$$

$$X'_d(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_n} \frac{X'_d(\%)}{100}$$

$$X''_d(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_n} \frac{X''_d(\%)}{100}$$

III.2.4. Valeurs des impédances des différents éléments du réseau :

a) Impédance du réseau amont :

La connaissance du réseau amont se limite généralement aux indications fournies par le distributeur, à savoir, uniquement la puissance de court-circuit S_{cc} (en MVA).

$$Z_a = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad U_n \text{ Tension composée nominale du réseau.}$$

Le réseau amont est généralement considéré comme une réactance pure, soit $Z_a \cong X_a$

En effet, on a vu que le rapport $\frac{R_a}{X_a}$ est compris entre 0,05 et 0,3 en HTA.

Prenons, par exemple $\frac{R_a}{X_a} = 0,3$

On a alors

$$Z_a^2 = R_a^2 + X_a^2 = ((0,3)^2 + 1) X_a^2 = 1,09 X_a^2$$

d'où

$$X_a = 0,96 Z_a$$

On prendra donc en premier approximation $X_a = Z_a$

Remarque :

L'approximation $X_a = Z_a$ est d'autant meilleure que le rapport $\frac{R_a}{X_a}$ est faible.

b) Impédance d'une alimentation par alternateur :

Le courant de court-circuit évoluait suivant les trois stades suivant :

Subtransitoire (X_d'') : intervenant pendant 10 à 20 ms après le début du défaut

Transitoire (X_d') : se prolongeant jusqu'à 100 à 400ms.

Synchrone (X_d) : réactance permanente ou synchrone à considérer après la période transitoire.

Pour la vérification des contraintes électrodynamiques, le courant de court-circuit maximal est calculé d'après la réactance subtransitoire.

$$I_{cc3} = \frac{U_n}{\sqrt{3}X_d''}$$

U_n : tension composée nominale.

Pour la vérification des contraintes thermique des machines, le courant de court-circuit maximal est calculé d'après la réactance transitoire.

$$I_{cc3} = \frac{U_n}{\sqrt{3}X_d'}$$

Pour le réglage du seuil des protections à maximum de courant phase, notamment lorsque l'alternateur peut fonctionner îloté du réseau de distribution, le courant de court-circuit minimal est calculé d'après la réactance transitoire.

$$I_{ccb,min} = \frac{U_n}{2 X_d'}$$

Il n'est généralement pas tenu compte du régime permanent en supposant que les dispositifs de protection coupent le courant pendant le régime transitoire ou que le courant de court-circuit est maintenu à $3 I_n$, on règle alors le seuil de la protection en dessous de cette valeur.

Dans le cas contraire, on utilise une protection à maximum de courant de phase à retenue de tension.

Pour la détermination du pouvoir de coupure des disjoncteurs basse tension, le courant de court-circuit maximal est calculé d'après la réactance subtransitoire

$$I_{cc3} = \frac{U_n}{\sqrt{3} X_d''}$$

Il est en général bien inférieur au courant de court-circuit alimenté par le distributeur.

Pour la détermination du pouvoir de coupure, des disjoncteurs haute tension, il faut déterminer la valeur de la composante périodique et la valeur de la composante aperiodique à l'instant d'ouverture minimal des contacts, auquel on ajoute une demi-période de la fréquence assigné. Ces valeurs devront être transmises au constructeur pour accord ou essai.

c) Valeurs typiques des impédances subtransitoires, transitoires et synchrones des alternateurs :

S (KVA)	75	200	400	800	1600	2500
X_d'' (%)	10,5	10,4	12,9	10,5	18,8	19,1
X_d' (%)	21	15,6	19,4	18	33,8	30,2
X_d (%)	280	291	358	280	404	292

Tableau III.1 : impédances subtransitoires, transitoires et synchrones des alternateurs Leroy-Somer 4 pôles, tension composée 400V ; f = 50Hz

S(KVA)	2200	2800	3500
X_d'' (%)	15,5	14	13
X_d' (%)	25,5	24,5	23
X_d (%)	235	230	225

Tableau III.2 : impédances subtransitoires, transitoires et synchrones des alternateurs Leroy-Somer 4 pôles, tension composée 6KV ; f= 50 Hz

S(KVA)	1500	2500	3250
X_d'' (%)	15,5	14,5	14
X_d' (%)	27,5	26,5	25,5
X_d (%)	255	255	250

Tableau III.3 : impédances subtransitoires, transitoires et synchrones des alternateurs Leroy-Somer 4 pôles, tension composée 11KV ; f= 50 Hz.

c) Impédance des transformateurs :

Elle se calcule à partir de la tension de court-circuit U_{cc} exprimée en % (celle-ci apparait sur la plaque signalétique du transformateur).

$$Z_T = \frac{U_{cc}}{100} \frac{U_n^2}{S_n}$$

U_n : tension composée à vide du transformateur.

S_n : puissance apparente du transformateur.

Si on prend pour U_n la tension primaire du transformateur, on trouve son impédance vue du primaire, et si l'on prend pour U_n la tension secondaire à vide du transformateur, on trouve son impédance vue du secondaire.

En général $R_T \ll X_T$.

Pour les transformateurs HTA/BT, $\frac{R_T}{X_T}$ est proche de 0,3.

On a alors

$$Z_T^2 = R_T^2 + X_T^2 = (0,3)^2 X_T^2 = 1,09 X_T^2$$

D'où

$$X_T = 0,96 Z_T$$

On prendra en première approximation $Z_T = X_T$

Remarque : Pour les transformateurs HTB/HTA, $\frac{R_T}{X_T}$ est proche de 0,05 ; on a alors $Z_T \cong X_T$

L'impédance interne d'un transformateur est donc souvent considérée comme une réactance pure.

Pour les transformateurs de puissance nominale au plus égale à 3150 kVA, les tensions de courts-circuits sont indiquées dans la norme NF C 52-113 (voir tableau III.4).

Les valeurs indiquées par cette norme sont valables pour les transformateurs à isolement liquide.

Pour les transformateurs secs, une tension de court-circuit de 6% pourra être prise (elle correspond à la tension de court-circuit des TRIHAL de France transfo de 160 à 2000 KVA), (Voir tableau III.5).

Puissance en KVA	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1800	2000	2500
$U_{cc}(\%)$	4	4	4	4	4	4	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7
Pertes dues a la charge a 75 °C(W)	2100	2350	3250	3900	4600	5500	6500	10200	12100	15000	18100	22000	28000
$R_T(m\Omega)$	35,30	15,43	8,74	6,61	4,83	3,7	2,75	2,68	2,03	1,61	1,19	0,92	0,75
$X_T(m\Omega)$	57,23	39,10	25,44	20,30	16,10	12,93	10,31	9,07	8,16	7,22	6,19	5,38	4,65
$Z_T(m\Omega)$	67,24	42,03	26,90	21,35	16,81	13,45	10,67	9,46	8,41	7,40	6,30	5,46	4,71

Tableau III.4: caractéristiques électriques des transformateurs HTA/BT à isolement liquide pour une tension nominale $U_n = 410 V$.

Puissance en KVA	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
$U_{cc}(\%)$	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Pertes dues a la charge a 75 °C(W)	2300	3400	4800	6800	8200	9600	11500	13900	16000
$R_T(m\Omega)$	15,10	9,14	5,04	2,88	2,15	1,61	1,24	0,91	0,67
$X_T(m\Omega)$	63,04	40,34	25,22	16,01	12,61	10,09	8,07	6,30	5,04
$Z_T(m\Omega)$	61,21	39,29	24,71	15,75	12,43	9,86	7,97	6,23	5,00

Tableau III.5: caractéristiques électriques des transformateurs HTA/BT secs de type TRIHAL Pour une tension nominale $U_n = 410 V$

Note 1 : Lorsque n transformateurs égaux sont en parallèles, la valeur de l'impédance équivalente est celle d'un transformateur divisée par n.

$$Z_{eq} = \frac{Z_T}{n}$$

Si les transformateurs ne sont pas égaux, il faut considérer les impédances de chaque transformateur en parallèle. Par exemple pour deux transformateurs :

$$Z_{eq} = \frac{Z_{T1} \cdot Z_{T2}}{Z_{T1} + Z_{T2}}$$

c. Impédance des liaisons :

La résistance des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule aisément avec la formule suivante :

$$R = \frac{\rho L}{S}$$

L : longueur de la liaison en m.

S : section du conducteur en mm².

ρ : résistivité du matériau de l'âme ; pour un calcul de courant de court-circuit triphasé maximal, on a :

$$\rho_{Cu} = 0,0225 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m} \text{ pour le cuivre}$$

$$\rho_{Alu} = 0,036 \text{ } \Omega \text{ mm}^2/\text{m} \text{ pour l'aluminium.}$$

Ces valeurs correspondent à la résistance à 20 °C multipliée par un coefficient de 1,25 caractérisant l'influence de la température du matériau lors du court-circuit.

Réactance des lignes aériennes :

La réactance linéique des lignes aériennes est proche de celle du vide $\mu_0 \omega$ ($\mu_0 = 4\pi * 10^{-7}$).

Les valeurs à retenir sont :

$$X = 0,3 \text{ } \Omega/\text{km} \text{ pour les lignes BT ou HTA}$$

$$X = 0,4 \text{ } \Omega/\text{km} \text{ pour les lignes HTB}$$

Réactance des câbles :

La réactance des câbles se calcule par la formule suivante :

$$X = [0,0157 + 0,144 \text{ Log}(\frac{d}{r})] * L \quad \text{en } \Omega / \text{km}$$

L : longueur de la liaison en km

d : distance moyenne entre les conducteurs

r : rayon des âmes conductrices

Log : logarithme décimal

Les valeurs à retenir sont :

➤ En basse tension :

0,08 Ω / km pour les câbles tripolaires



0,09 Ω / km pour les câbles unipolaires serrés en nappe



ou en triangle



0,15 Ω / km pour les câbles unipolaires espacés $d = 8 r$



➤ En haute tension : 0,1 à 0,15 Ω / km

Réactance des jeux de barres :

Pour les jeux de barres, la valeur à retenir est : $0,15 \cdot 10^{-3} \Omega / m$

III.2.5. Contribution des moteurs à la valeur du courant de court-circuit :

a) Les moteurs synchrones

Ils ont une contribution équivalente à celle des alternateurs car, lors d'un court-circuit, ils marchent en alternateur. Ils sont donc équivalents à une source de tension d'impédance interne X'_d ou X''_d .

b) Les moteurs asynchrones

Lors d'un court-circuit, ils ont un courant qui s'atténue assez rapidement, avec une constante de temps d'environ :

- _ 10 ms pour les moteurs à simple cage jusqu'à 100 kW
- _ 20 ms pour les moteurs à double cage et les moteurs de plus de 100 kW
- _ 30 à 50 ms pour les très gros moteurs (1000 kW) à rotor bobine.

Ils sont équivalents à une source de tension à laquelle on attribue une impédance transitoire X'_M telle que :

$$X'_M (\%) = \frac{1}{\eta \cos \varphi} \cdot \frac{I_n}{I_d} * 100$$

η : rendement du moteur

$\cos \varphi$: facteur de puissance du moteur

$\frac{I_n}{I_d}$: rapport du courant nominale au courant de démarrage du moteur

En l'absence d'information précise, on pourra prendre $\eta \cos \varphi = 0,8$ et $\frac{I_n}{I_d} = 6$, ce qui nous donne $X'_M = 21\%$.

Le grand nombre de moteurs BT dans les réseaux industriels et la difficulté de connaître les nombres de moteurs en service en moyenne et les impédances des liaisons à prendre en compte rendent difficile le calcul de la contribution des moteurs.

C'est pourquoi il est d'usage de considérer une contribution globale des moteurs au courant de court-circuit. Cette intensité équivalente est prise égale à trois fois la somme des intensités nominales de tous les moteurs installés, chaque intensité étant ramenée au niveau de tension considéré.

III.3. Calcul par la méthode des composantes symétriques : [4]

Elle consiste à décomposer un système de trois tensions d'amplitudes et de phases quelconques en la somme de trois systèmes de tensions triphasés dits direct, inverse et homopolaire.

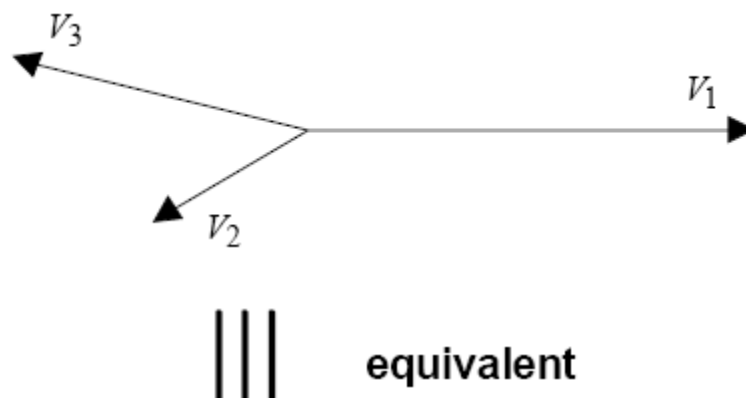
Par exemple, pour un défaut monophasé terre franc sur la phase 1, au lieu du défaut $V_1 = 0$, $V_2 = U_{12}$, $V_3 = U_{13}$.

Le système direct est le système "normal" de trois tensions égales déphasées de 120° dans le sens des aiguilles d'une montre : V_{1d} , V_{2d} et V_{3d} .

Le système inverse est le système de trois tensions égales déphasées de 120° dans le sens inverse des aiguilles d'une montre : V_{1i} , V_{2i} et V_{3i} .

Le système homopolaire est le système de trois tensions phase terre égales non déphasées : V_{1o} , V_{2o} et V_{3o} .

Système de trois tensions d'amplitude et de phases quelconques :



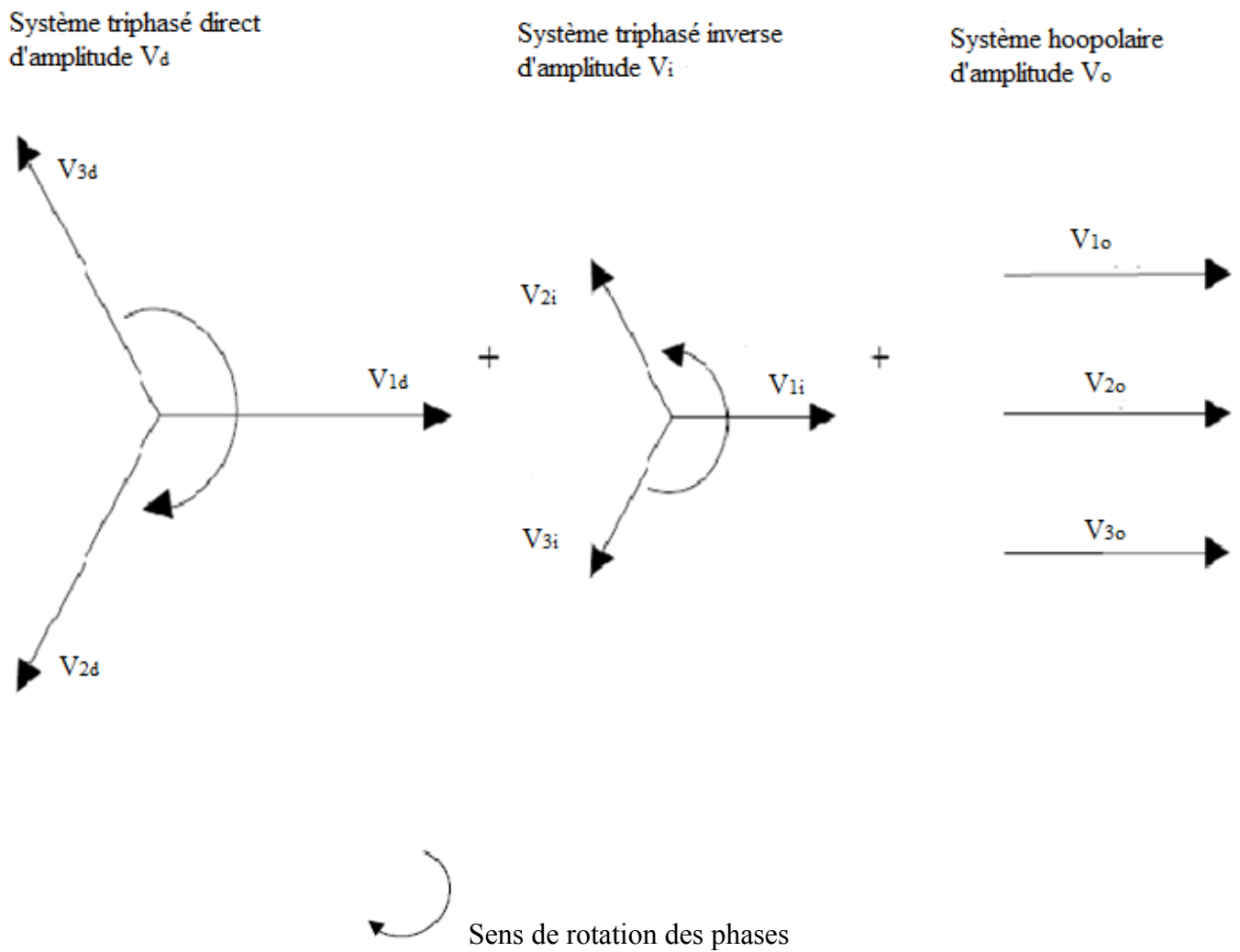


Figure III.5 : décomposition d'un système de trois tensions d'amplitudes et de phases quelconques en la somme de trois systèmes de tensions triphasé : direct, inverse et homopolaire.

Le réseau est donc équivalent à la somme de trois schémas monophasé (figure III.6)

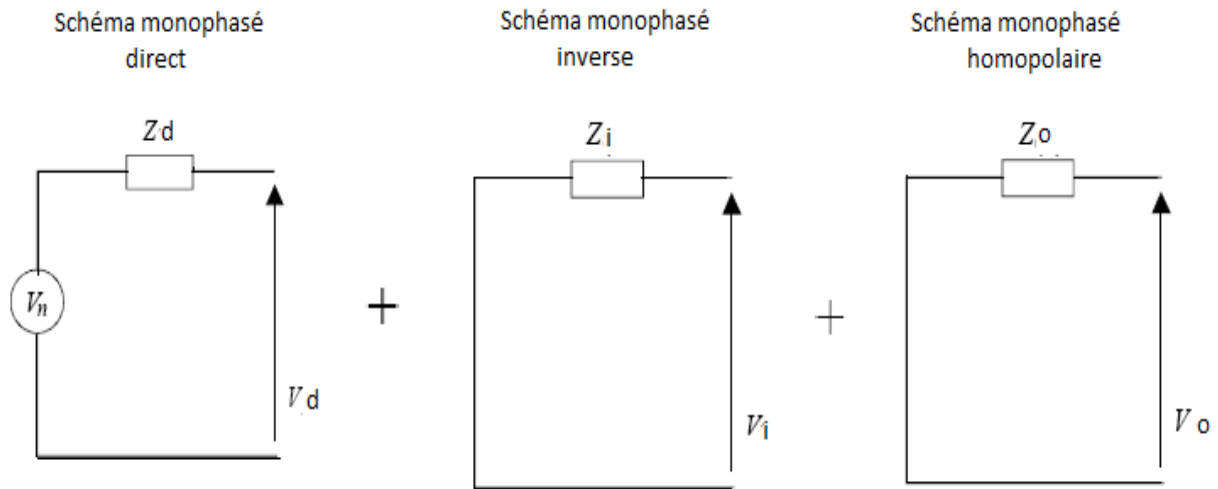


Figure III.6 : schémas monophasés équivalents direct, inverse et homopolaire du réseau

V_n : tension simple du réseau

V_d, V_i, V_o : tensions des trois systèmes direct, inverse et homopolaire

Z_d, Z_i, Z_o : impédances équivalentes dans les systèmes direct, inverse et homopolaire ; elles sont appelées impédance directe, inverse et homopolaire.

- **Remarque** : la source d'alimentation est un système triphasé direct, elle apparaît donc comme source de tension du schéma monophasé direct. Les schémas monophasés inverses et homopolaires sont a priori dépourvus de source de tension.

Les impédances Z_d, Z_i et Z_o sont les valeurs données par les constructeurs (câbles, lignes, transformateurs, alternateurs, ...).

Pour mesurer l'impédance directe d'un élément électrique (câble, transformateur, machine tournante, ...), on applique un système triphasé direct aux bornes des trois phases et on mesure le courant.

Pour mesurer l'impédance inverse d'un élément électrique (câble, transformateur, machine tournante, ...), on applique un système triphasé inverse aux bornes des trois phases et on mesure le courant.

Pour mesurer l'impédance homopolaire d'un élément électrique (câble, transformateur, machine tournante, ...), on applique une tension phase terre aux bornes des trois câbles en parallèle et on mesure la valeur du courant.

La méthode de calcul permettant de déterminer la valeur du courant de court-circuit monophasé-terre est assez longue et complexe, on se contentera donc du résultat.

La valeur du courant de court-circuit monophasé-terre est :

$$I_{cco} = \frac{3V_n}{Z_d + Z_i + Z_o} \quad V_n : \text{tension simple du réseau}$$

$$Z_d = \sqrt{(\sum R_d)^2 + (\sum X_d)^2}$$

$$Z_i = \sqrt{(\sum R_i)^2 + (\sum X_i)^2}$$

$$Z_o = \sqrt{(\sum R_o)^2 + (\sum X_o)^2}$$

Z_d , Z_i , Z_o : sont les impédances équivalentes à la somme de toutes les impédances directes, inverses et homopolaires vues du point de défaut.

X_d, X_i, X_o : sont les réactances directe, inverse et homopolaire de chaque élément électrique.

$R_d = R_i = R_o$: sont les résistances directe, inverse et homopolaire de chaque élément électrique, elles sont toujours égales.

III.4. Valeurs des impédances directes, inverses et homopolaires des différents éléments du réseau :

III.4.1. les impédances directes :

Z_d est l'impédance directe d'un matériel, elle correspond à l'impédance mesurée lorsque l'on applique trois tensions triphasées équilibrées directes (système de tension en régime normal) à ce matériel. Elle est identique à l'impédance Z_{cc} du matériel lors d'un court-circuit triphasé symétrique (trois tensions triphasées équilibrées directes sont appliquées lors d'un court-circuit triphasé symétrique).

Résultat : $Z_d = Z_{cc}$

pour tout type de matériel autre que machines tournantes pour lesquelles des phénomènes transitoires modifient Z_d .

III.4.2. les impédances inverses :

Le caractère symétrique des câbles, lignes et transformateurs entraîne que l'impédance directe est égale à l'impédance inverse pour ces matériels.

Résultat : $Z_i = Z_d = Z_{cc}$

pour les câbles, transformateurs, lignes et récepteurs ne contenant pas de moteurs, soit pour tout types de matériels autre que machines tournantes.

III.4.3. Impédances directes, inverses et homopolaires des machines tournantes :

La résistance est négligeable devant la réactance ($R \ll X$) pour les différentes impédances directes, inverses et homopolaires des machines tournantes.

Lorsque l'on applique un système triphasé inverse de tensions aux machines tournantes, elles tournent en sens inverse, leurs constitution n'est pas symétrique et l'impédance inverse est différente de l'impédance directe.

$Z_i \neq Z_d$ pour les machines tournantes

a) Les machines synchrones :

- Impédance directe : elle est égale à l'impédance de court-circuit, c'est-à-dire X_d , X'_d ou X''_d suivant la période du court-circuit considérée (voir tableau III.1 ; III.2 et III.3).
- Impédance inverse : le champ produit par un système triphasé inverse de courants tourne dans le sens opposé au sens de rotation de la machine.
L'impédance inverse est la réactance propre du circuit inducteur c'est-à-dire $Z_i \approx X''_d$ (voir tableau III.1 ; III.2 et III.3).
- Impédance homopolaire : Lorsque l'on applique un système de trois tensions homopolaires sur le stator, le flux induit sur le rotor est nul (car il n'y a pas de champ tournant). Cette impédance ne dépend donc que de l'enroulement statorique, elle est donc faible, on la considère comme une réactance pure (voir tableaux III.6 ; III.7 et III.8) donnant les valeurs typiques des impédances homopolaires.

S (kVA)	75	200	400	800	1600	2500
X_o (%)	10	2,5	3,7	3	3,7	9,1

Tableau III.6 : impédances homopolaires des alternateurs Leroy-Somer 4 pôles, tension composée 400 V, $f=50$ Hz

S (kVA)	2200	2800	3500
X_o (%)	7,5	6,5	6

Tableau III.7 : impédances homopolaires des alternateurs Leroy-Somer 4 pôles, tension composée 6 kV, $f=50$ Hz

S (kVA)	1500	2500	3500
X_o (%)	7,5	7	6,5

Tableau III.8 : impédances homopolaires des alternateurs Leroy-Somer 4 pôles, tension composée 11 kV, $f=50$ Hz

b) Les machines asynchrones : (en général les moteurs)

- Impédance directe : elle est égale à l'impédance de court-circuit ; c'est-à-dire une impédance transitoire X'_d de l'ordre de 20 à 25 %.

$$Z_d = X_M$$

- Impédance inverse : elle est très peu différente de l'impédance directe.

$$Z_i = Z_d = X'_M$$

- Impédance homopolaire : comme pour les moteurs synchrones, elle ne dépend que de l'enroulement statorique, elle est donc faible. Pour les calculs de court-circuit homopolaire, on ne s'y intéresse pas car le neutre d'un moteur est généralement isolé ; elle apparaît donc comme infinie. Lorsque le moteur est alimenté par un transformateur à secondaire en triangle, la mise à la terre du neutre par résistance de limitation peut

être faite au niveau du neutre du stator (s'il est en étoile), l'impédance homopolaire du moteur est alors égale à 3 fois la résistance de limitation.

III.4.4. Réactance homopolaire des câbles :

- en HT, elle est sensiblement égale à 3 fois l'impédance directe $X_o \approx 3 X_d$.
- en BT, elle est proche de X_d , on prendra pour les calculs $X_o = X_d$

Capacité homopolaire des câbles :

Elle est difficile à déterminer car elle dépend de nombreux paramètres comme la nature de l'isolant, la tension, la section du câble, et si le câble est à champ radial ou non radial.

Un câble est dit à champ non radial lorsque l'écran entoure l'ensemble des conducteurs (figure III.7), à champ radial lorsque chaque conducteur est entouré par un écran (figure III.8), un câble unipolaire muni d'un écran est de manière évidente à champ radial.

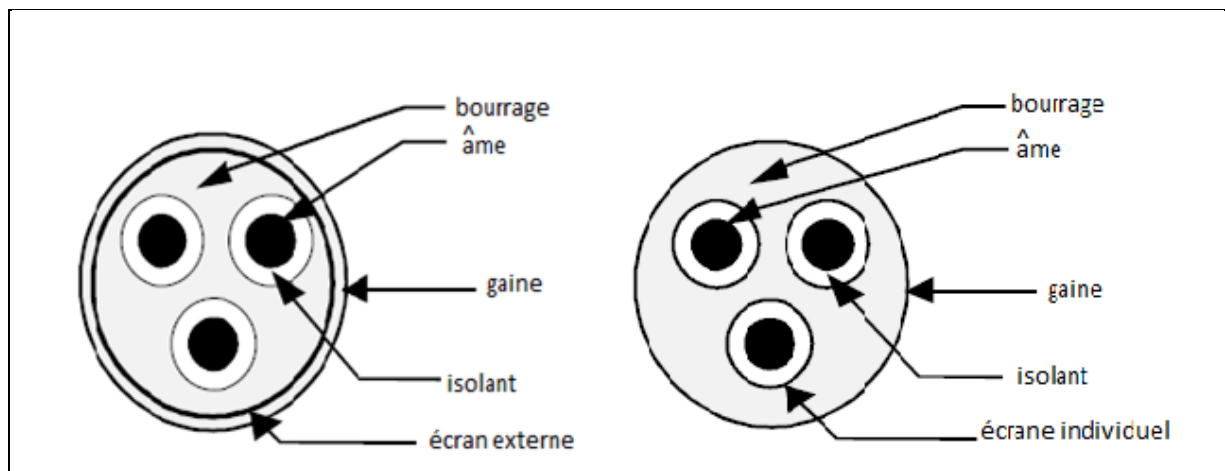


Figure III.7 : câbles à champ non radial

Figure III.8 : câbles à champ radial

1. Câble à champ radial :

La capacité des câbles à champ radial est donnée par la formule suivante :

$$C = \frac{\epsilon_r}{18 \ln\left(\frac{D}{d}\right)} \text{ en } \mu\text{F/km}$$

ϵ_r : permittivité relative de l'isolant

D : diamètre de l'isolant sous l'écran externe

d : diamètre de l'écran

ln : logarithme népérien

les valeurs des permittivités relatives des principaux isolants sont indiquées dans le tableau III-9

Nature de l'isolant	PE	PR	EPR	PVC
ϵ_r	2,3	2,5	2,8	6

Tableau III.9 : permittivité relative des principaux isolants

La norme NFC 33-220 donne des valeurs approximatives en $\mu\text{F}/\text{km}$ pour les câbles à champ radial isolés à l'EPR et au PE (voir tableaux III-10 ; III-11).

tension kV			
Section mm^2	5,5	10	20
35	0,29	0,21	\
70	0,35	0,26	0,17
120	0,44	0,31	0,20
240	0,58	0,41	0,26

Tableau III.10:capacité des câbles à champ radial isolés à l'EPR en $\mu\text{F}/\text{km}$

tension kV			
Section mm^2	5,5	10	20
35	0,27	0,17	\
70	0,34	0,21	0,14
120	0,42	0,26	0,17
240	0,54	0,34	0,21

Tableau III.11 : capacité des câbles à champ radial isolés au PE en $\mu\text{F}/\text{km}$

2. Câbles à champ non radial :

Il n'y a pas de formule simple permettant de déterminer les valeurs des capacités des câbles à champ non radial.

A titre d'exemple, pour les câbles SILEC on a :

- Câbles basse tension isolés au PR
 - 16 $\text{mm}^2 \Rightarrow C = 0,2 \mu\text{F}/\text{km}$
 - 35 $\text{mm}^2 \Rightarrow C = 0,16 \mu\text{F}/\text{km}$
- Câbles de tension composée 3,2 kV isolés au PVC
 - 10 $\text{mm}^2 \Rightarrow C = 0,16 \mu\text{F}/\text{km}$
 - 25 $\text{mm}^2 \Rightarrow C = 0,18 \mu\text{F}/\text{km}$
 - 35 $\text{mm}^2 \Rightarrow C = 0,17 \mu\text{F}/\text{km}$
- Câbles de tension composée 6 kV isolés au PVC
 - 16 $\text{mm}^2 \Rightarrow C = 0,14 \mu\text{F}/\text{km}$
 - 50 $\text{mm}^2 \Rightarrow C = 0,21 \mu\text{F}/\text{km}$

$$95 \text{ mm}^2 \Rightarrow C = 0.30 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}$$

Dans la pratique, pour évaluer la valeur maximale des courants capacitifs lorsque l'on ne connaît pas le type de chaque câble (ce qui est généralement le cas) on pourra prendre en valeur maximale $0,5 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}$

III.4.5. Réactance homopolaire des lignes aériennes :

La réactance homopolaire des lignes aériennes est sensiblement égale à trois fois la réactance directe.

$$X_o = 3 X_d$$

Capacité homopolaire des lignes aériennes :

Elle est de l'ordre de $5 \text{ nF}/\text{km}$. Elle est donc beaucoup plus faible que la capacité des câbles (100fois plus faible).

III.4.6. Impédance homopolaire du distributeur :

Elle est directement liée au régime de neutre du distributeur :

- Si le neutre est mis à la terre par bobine de Petersen, l'impédance homopolaire est considérée comme infinie car le courant de défaut à la terre est nul.
- Si le neutre est mis à la terre directement, l'impédance homopolaire est égale à l'impédance directe (sauf si le primaire du transformateur est en étoile à neutre isolé).
- Si le neutre est mis à la terre par résistance l'impédance homopolaire est sensiblement 3 fois cette résistance, car l'impédance du transformateur est négligeable devant la résistance de limitation.

III.5. Le court-circuit biphasé-isolé :

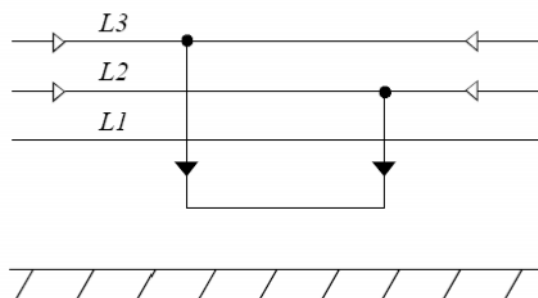


Figure III.9 : Le court-circuit biphasé-isolé

C'est un défaut dissymétrique. Il faut utiliser la méthode des composantes symétriques comme pour le défaut monophasé terre

Pour un défaut entre les phases 2 et 3 on a :

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

Z_d, Z_i sont les impédances équivalentes à la somme de toutes les impédances directes et inverses parcourues par le courant de défaut.

S'il n'y a pas d'alternateur

$$Z_d = Z_i$$

et

$$I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{3} V_n}{2Z_d}$$

III.6. Le court-circuit biphasé-terre :

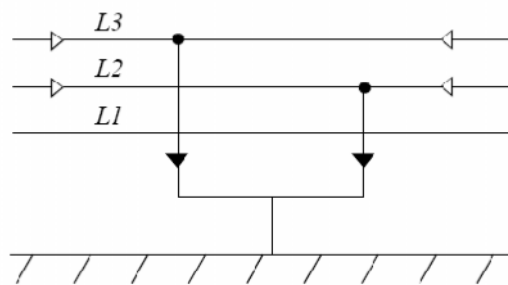


Figure III.10 : Le court-circuit biphasé-terre

C'est un défaut dissymétrique. Il faut utiliser la méthode des composants symétriques comme pour le défaut monophasé terre

Pour un défaut entre les phases 2 et 3 on a :

$$I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{|Z_i^2 + Z_0 Z_i + Z_0^2|}}{Z_d Z_i + Z_i Z_0 + Z_0 Z_d} \sqrt{3} V_n$$

Z_d, Z_i, Z_0 sont les impédances équivalentes à la somme de toutes les impédances directes et inverses et homopolaire parcourues par le défaut.

S'il n'y a pas d'alternateur

$$Z_d = Z_i$$

et

$$I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{|Z_i^2 + Z_0 Z_i + Z_0^2|}}{Z_i^2 + 2Z_d Z_0} \sqrt{3} V_n$$

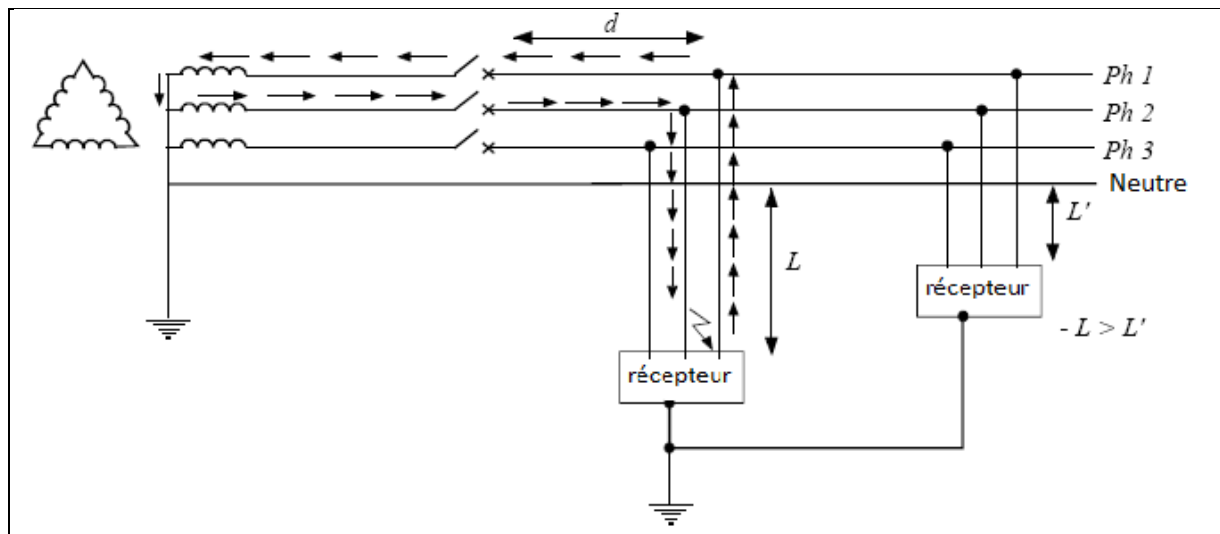
CHAPITRE IV

EXEMPLES DE CALCUL DES COURTS-CIRCUITS

IV.1. Calcul du court-circuit minimal en schéma TT :

Les courts-circuits monophasés sont vus par les dispositifs différentiels résiduels car le neutre et la masse sont à la terre. Ces dispositifs différentiels résiduels sont obligatoires en schéma TT. Le type entraînant la plus faible valeur est le défaut simple entre 2 phases ; il s'agit d'un défaut biphasé isolé.

La boucle de défaut la plus longue est le court-circuit biphasé-isolé au niveau du récepteur le plus éloigné.



→ Circulation du courant de court-circuit

Figure IV.1. boucle de défaut pour un court-circuit biphasé-isolé en schéma TT

L est la longueur du circuit la plus importante à partir du disjoncteur.

La distance ' d ' du disjoncteur au point d'attache du circuit est négligée.

Méthode des impédances :

La valeur du courant de court-circuit biphasé-isolé est :

$$I_{ccb} = \frac{\sqrt{3}V_n}{Z_d + Z_i}$$

V_n : tension simple

Z_d : impédance directe

Z_i : impédance inverse

Si le réseau n'est pas alimenté par un alternateur $Z_d = Z_i$

On a alors
$$I_{ccb} = \frac{\sqrt{3} V_n}{2 Z_d}$$

Z_d étant l'impédance directe de la source d'alimentation jusqu'au point de défaut.

On suppose que l'on connaît l'impédance Z_r du réseau amont à l'appareil de coupure

$$Z_r = R_r + j X_r$$

Soient :

L : la longueur de circuit indiquée sur la figure IV.1

S_{ph} : la section des conducteurs de phase des circuits.

λ : la réactance linéique des conducteurs.

ρ : la résistivité des conducteurs égale à 1.5 fois celle à 20°C

L'impédance direct Z_d vaut alors :

$$Z_d = \sqrt{\left[R_r + \frac{\rho L}{S_{ph}} \right]^2 + [X_r + \lambda L]^2}$$

Le courant de court-circuit minimal est :

$$I_{ccb \min} = \frac{\sqrt{3} V_n}{2 Z_d} \quad V_n : \text{tension simple du réseau à vide}$$

Méthode conventionnelle :

Le courant de court-circuit minimal est donné par la formule :

$$I_{ccb \min} = \frac{\sqrt{3} V_n \times 0.8}{2 \frac{\rho L}{S_{ph}}}$$

V_n : tension simple en volts

L : longueur maximale indiquée sur la figure IV.1

ρ : la résistivité des conducteurs égale à 1.5 fois celle à 20 °C

S_{ph} : la section des conducteurs de phase des circuits.

Exemple :

Soit le schéma de la figure IV.2, correspondant à la configuration entraînant le plus faible courant de court-circuit au niveau du récepteur. Nous allons calculer le courant de court-circuit minimal au niveau du récepteur.

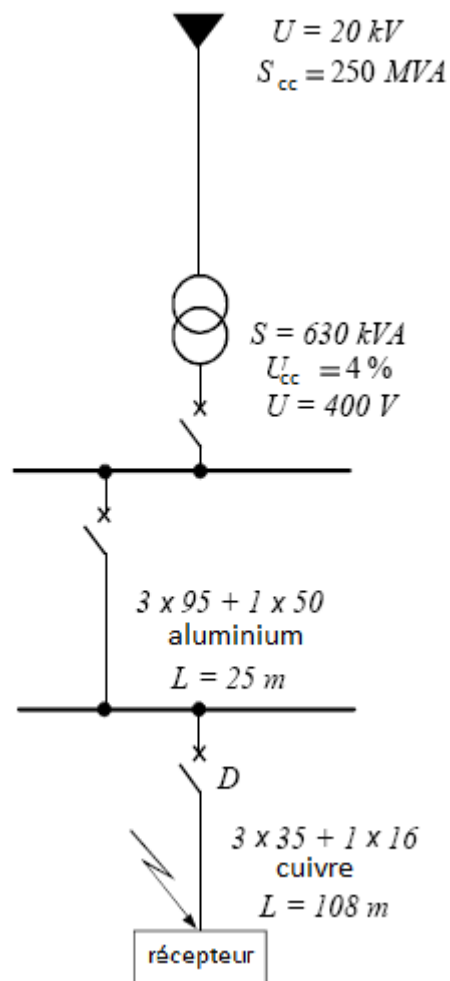


Figure IV.2 : exemple de calcul de court-circuit minimal en schéma TT

Méthode des impédances :

❖ Réseau amont :

$$Z_A = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(400)^2}{250 \times 10^6} = 0.64 \text{ m}\Omega$$

Supposons $\frac{R_A}{X_A} = 0.2$, $R_A^2 + X_A^2 = 0.04$ $X_A^2 + X_A^2 = Z_A^2$

$$X_A = \frac{Z_A}{\sqrt{1.04}} = 0.63 \text{ m}\Omega$$

$$R_A = 0.13 \text{ m}\Omega$$

❖ Transformateur 630 kVA, $U_{cc} = 4\%$

d'après le tableau III.4

$$Z_T = 10.67 \text{ m}\Omega$$

$$X_T = 10.31 \text{ m}\Omega$$

$$R_T = 2.75 \text{ m}\Omega$$

❖ Câble $3 \times 95 \text{ mm}^2 + 1 \times 50$ Aluminium

$$\text{Phase : } R = \frac{0.43 \times 25}{95} = 11.32 \text{ m}\Omega$$

Supposons que le câble est tripolaire, $X_l = 0.08 \text{ m}\Omega / \text{m}$

$$X = 0.08 \times 25 = 2 \text{ m}\Omega$$

On peut donc déterminer l'impédance du réseau amont au disjoncteur D :

$$R_r = 0.13 + 2.75 + 11.32 = 14.20 \text{ m}\Omega$$

$$X_r = 0.63 + 10.31 + 2 = 12.94 \text{ m}\Omega$$

Pour le câble en aval du disjoncteur D, en $3 \times 35 \text{ mm}^2 + 1 \times 16$ cuivre

$$\rho = 27 \text{ m}\Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$$

$$S_{ph} = 35 \text{ mm}^2$$

Supposons que le câble est tripolaire, $X_l = 0.08 \text{ m}\Omega / \text{m}$

On a donc

$$Z_d = \sqrt{[14.20 + 27 \times \frac{108}{35}]^2 + [12.92 + 0.08 \times 108]^2}$$

$$Z_d = 99.9 \text{ m}\Omega$$

$$I_{ccb \text{ min}} = \frac{230 \times \sqrt{3}}{2 \times 99.9 \times 10^{-3}} = 1994 \text{ A}$$

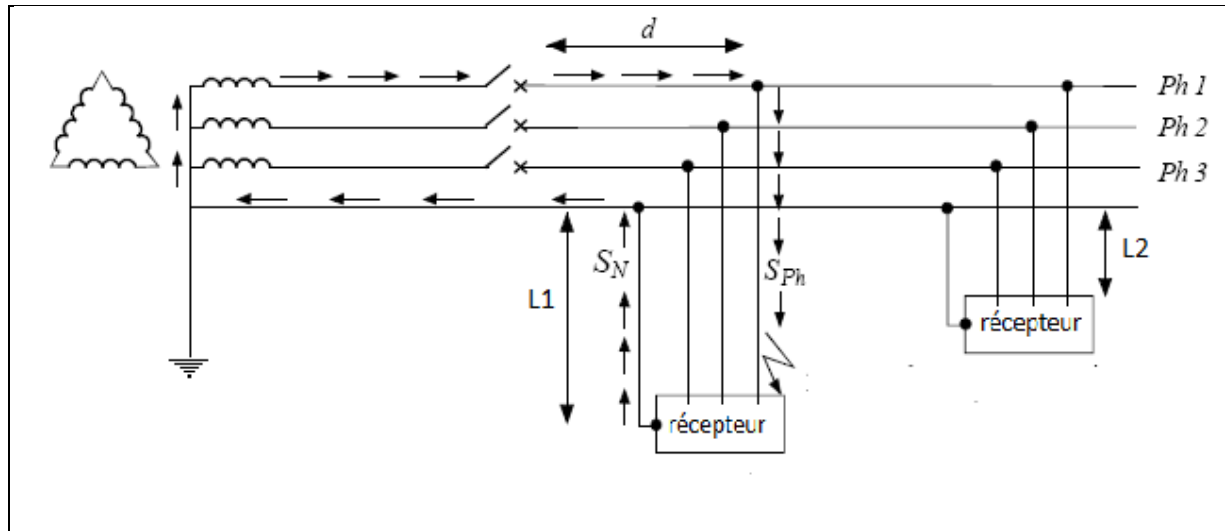
Méthode conventionnelle :

$$I_{ccb \text{ min}} = \frac{\sqrt{3} V_n \times 0.8}{2 \rho \frac{L}{S_{PH}}} = \frac{\sqrt{3} \times 230 \times 0.8}{2 \times 0.027 \left(\frac{108}{35}\right)} = 1913 \text{ A}$$

$$I_{ccb \text{ min}} = 1913 \text{ A}$$

On constate que dans cet exemple la méthode conventionnelle minimise de 4 % le résultat du calcul du courant de court-circuit minimal.

IV.2. Calcul du court-circuit minimal en schéma TN sans neutre distribué :



→ circulation du courant de court-circuit

Figure IV.3 : boucle de défaut phase- neutre en schéma TN

Méthode des impédances :

On a vu que la valeur du courant de court-circuit est :

$$I_{ccb} = \frac{3 V_n}{Z_d + Z_o + Z_i}$$

V_n : tension simple

Z_d : impédance directe

Z_i : impédance inverse

Z_o : impédance homopolaire

Si le réseau n'est pas alimenté par un alternateur $Z_d = Z_i$

Et supposons que $Z_o = Z_i$

On a alors
$$I_{ccb} = \frac{3 V_n}{3 Z_d}$$

Z_d étant l'impédance directe de la boucle de défaut.

On suppose que l'on connaît l'impédance Z_r du réseau amont à l'appareil de coupure

$$Z_r = R_r + j X_r$$

Soient :

L : la longueur du circuit indiqué sur la figure IV.3

S_{ph} : la section des conducteurs de phase des circuits.

S_{PE} : la section du conducteur de terre.

λ : la réactance linéique des conducteurs.

ρ : la résistivité des conducteurs égale à 1.5 fois celle à 20 °C

L'impédance de la boucle de défaut est alors :

$$Z_{boucle} = \sqrt{[R_r + R_N + \rho L \left(\frac{1}{S_{PE}} + \frac{1}{S_{PH}} \right)]^2 + [X_r + X_N + 2 \lambda L]^2}$$

Le courant de court-circuit minimal est :

$$I_{ccb \min} = \frac{V_n}{Z_{boucle}} \quad V_n : \text{tension simple du réseau à vide}$$

Méthode conventionnelle :

Le courant de court-circuit minimal est donné par la formule :

$$I_{ccb \min} = \frac{V_n \times 0.8}{\rho L \left(\frac{1}{S_{PE}} + \frac{1}{S_{PH}} \right)}$$

V_n : tension simple en volts

L : longueur de circuit indiquées sur la figure IV.3

ρ : la résistivité des conducteurs égale à 1.5 fois celle à 20 °C

S_{ph} : la section des conducteurs de phase des circuits.

S_{PE} : la section du conducteur de terre.

Exemple

Soit le schéma de la figure IV.4, correspond à la configuration entraînant le plus faible courant de court-circuit au niveau du récepteur. Nous allons calculer le courant de court-circuit minimal au niveau du récepteur.

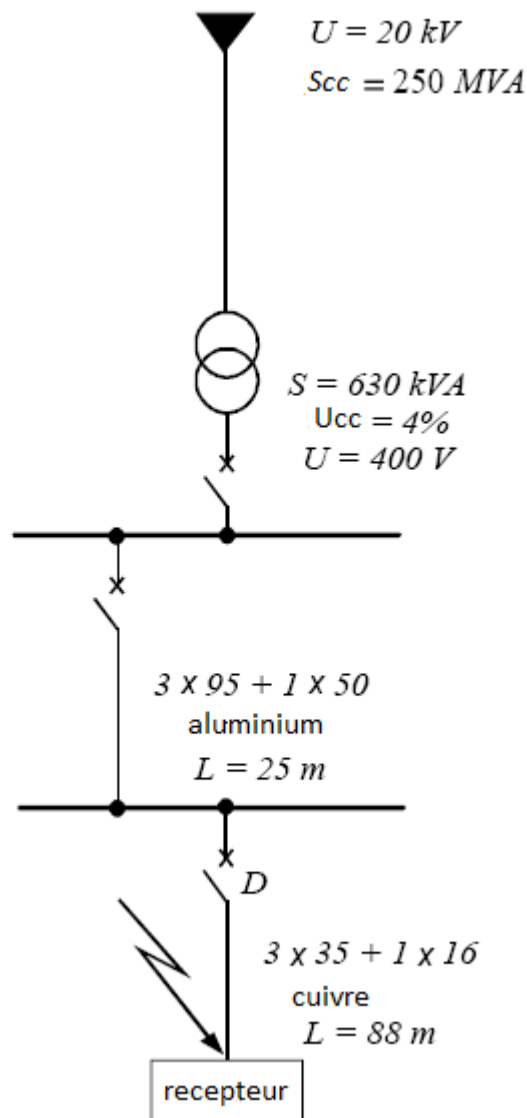


Figure IV.4 : exemple de calcul de court-circuit minimal en schéma TN

Méthode des impédances :

❖ Réseau amont :

$$Z_A = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(400)^2}{250 \times 10^6} = 0.64 \text{ m}\Omega$$

Supposons $\frac{R_A}{X_A} = 0.2$, $R_A^2 + X_A^2 = 0.04$ $X_A^2 + X_A^2 = Z_A^2$

$$X_A = \frac{Z_A}{\sqrt{1.04}} = 0.63 \text{ m}\Omega$$

$$R_A = 0.13 \text{ m}\Omega$$

❖ Transformateur 630 kVA, $U_{cc} = 4\%$

d'après le tableau III.4

$$Z_T = 10.67 \text{ m}\Omega$$

$$X_T = 10.31 \text{ m}\Omega$$

$$R_T = 2.75 \text{ m}\Omega$$

❖ Câble $3 \times 95 \text{ mm}^2 + 1 \times 50$ Aluminium

$$\text{Phase : } R = \frac{0.43 \times 25}{95} = 11.32 \text{ m}\Omega$$

$$\text{Neutre : } R_N = \frac{0.43 \times 25}{50} = 21.5 \text{ m}\Omega$$

Supposons que le câble est tripolaire, $X_l = 0.08 \text{ m}\Omega / \text{m}$

$$\text{Phase : } X = 0.08 \times 25 = 2 \text{ m}\Omega$$

$$\text{Neutre : } X_N = 0.08 \times 25 = 2 \text{ m}\Omega$$

On peut donc déterminer l'impédance du réseau amont au disjoncteur D :

$$\text{Phase : } R_r = 0.13 + 2.75 + 11.32 = 14.20 \text{ m}\Omega$$

$$X_r = 0.63 + 10.31 + 2 = 12.94 \text{ m}\Omega$$

$$\text{Neutre : } R_N = 21.5 \text{ m}\Omega$$

$$X_N = 2 \text{ m}\Omega$$

Pour le câble en aval du disjoncteur D, en $3 \times 35 \text{ mm}^2 + 1 \times 16$ cuivre

$$\rho = 27 \text{ m}\Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$$

$$S_{\text{ph}} = 35 \text{ mm}^2$$

$$S_N = 16 \text{ mm}^2$$

Supposons que le câble est tripolaire, $X_l = 0.08 \text{ m}\Omega / \text{m}$

On a donc

$$Z_{\text{boucle}} = \sqrt{[14.20 + 21.5 + 27 \times 88 \left(\frac{1}{35} + \frac{1}{16}\right)]^2 + [12.94 + 2 + 2 \times 0.08 \times 88]^2}$$

$$Z_{\text{boucle}} = 254 \text{ m}\Omega$$

$$I_{\text{ccb min}} = \frac{230}{254 \times 10^{-3}} = 906 \text{ A}$$

Méthode conventionnelle :

$$I_{cc \min} = \frac{V_n \times 0.8}{\rho L \left(\frac{1}{S_N} + \frac{1}{S_{ph}} \right)} = \frac{230 \times 0.8}{0.027 \times 88 \left(\frac{1}{35} + \frac{1}{16} \right)}$$

$$I_{cc \min} = 850 \text{ A}$$

On constate que dans cet exemple la méthode conventionnelle minimise de 6 % le résultat du calcul du courant de court-circuit minimal.

IV.3. Calcul du court-circuit minimal en schéma IT sans neutre :

Le type de court-circuit entraînant la plus faible valeur est le double défaut, le premier étant situé sur une phase d'un circuit, le second étant situé sur une autre phase d'un autre circuit. Il s'agit d'un court-circuit isolé.

La boucle de défaut est la plus longue pour le double défaut apparaissant au niveau des 2 récepteurs les plus éloignés des appareils de coupure.

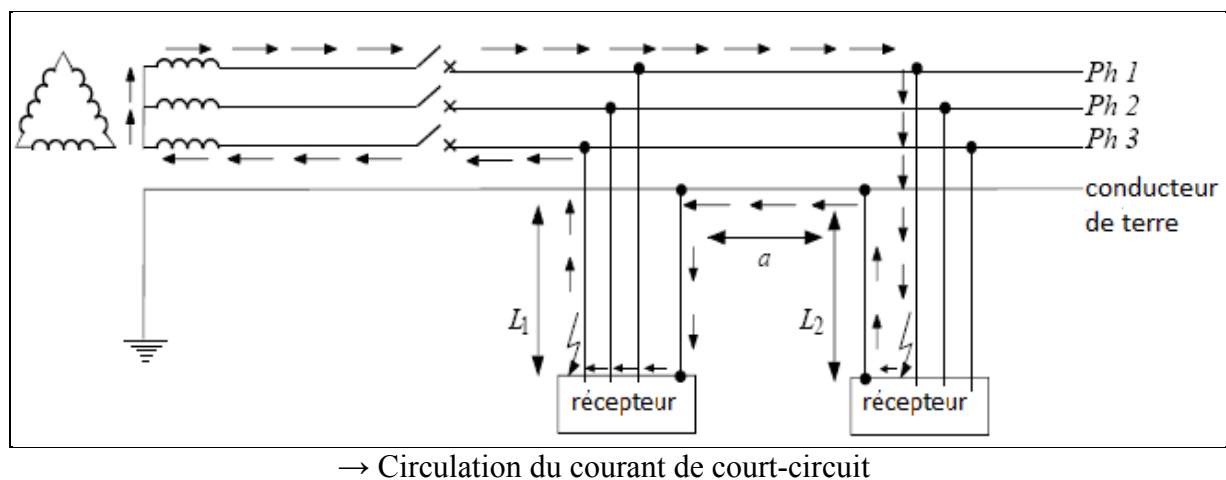


Figure IV.5 : boucle de défaut pour un double défaut sur les phases 1 et 3 en schéma IT sans neutre distribué.

Méthode des impédances :

La valeur du courant de court-circuit biphasé-isolé est :

$$I_{ccb} = \frac{\sqrt{3}V_n}{Z_d + Z_i}$$

V_n : tension simple

Z_d : impédance directe

Z_i : impédance inverse

Si le réseau n'est pas alimenté par un alternateur $Z_d = Z_i$

On a alors
$$I_{ccb} = \frac{\sqrt{3} V_n}{2 Z_d}$$

$2 Z_d$ étant l'impédance directe de la boucle de défaut.

On suppose que l'on connaît l'impédance Z_r du réseau amont à l'appareil de coupure

$$Z_r = R_r + j X_r$$

Soient :

$L1$ et $L2$: les longueurs du circuit indiquées sur la figure IV.5

S_{ph} : la section des conducteurs de phase des circuits.

S_{PE} : la section du conducteur de terre.

λ : la réactance linéique des conducteurs.

ρ : la résistivité des conducteurs égale à 1.5 fois celle à 20 °C

L'impédance de la boucle de défaut est alors :

$$Z_{boucle} = \sqrt{[2 R_r + \left(\frac{\rho}{S_{PE}} + \frac{\rho}{S_{PH}}\right) (L1 + L2)]^2 + [2 X_r + 2 (L1 + L2) \lambda]^2}$$

Le courant de court-circuit minimal est :

$$I_{ccb \min} = \frac{\sqrt{3} V_n}{Z_{boucle}} \quad V_n : \text{tension simple du réseau à vide}$$

Méthode conventionnelle :

Le courant de court-circuit minimal est donné par la formule :

$$I_{ccb \min} = \frac{\sqrt{3} V_n \times 0.8}{L1 + L2 \rho \left(\frac{1}{S_{PE}} + \frac{1}{S_{PH}}\right)}$$

En supposant $L1 = L2 = L$, où L est la valeur maximale de $L1$ et $L2$

$$\text{On obtient } I_{ccb \min} = \frac{\sqrt{3} V_n \times 0.8}{2L \rho \left(\frac{1}{S_{PE}} + \frac{1}{S_{PH}}\right)}$$

V_n : tension simple en volts

L : longueur maximale des longueurs $L1$ et $L2$

ρ : la résistivité des conducteurs égale à 1.5 fois celle à 20 °C

S_{ph} : la section des conducteurs de phase des circuits.

S_{PE} : la section du conducteur de terre.

Exemple

Soit le schéma de la figure IV.6, correspondant à la configuration entraînant le plus faible courant de court-circuit au niveau des récepteurs. Nous allons calculer le courant de court-circuit minimal pour un double défaut, le premier entre une phase et la masse au niveau du récepteur 1, le second entre une autre phase et la masse au niveau du récepteur 2.

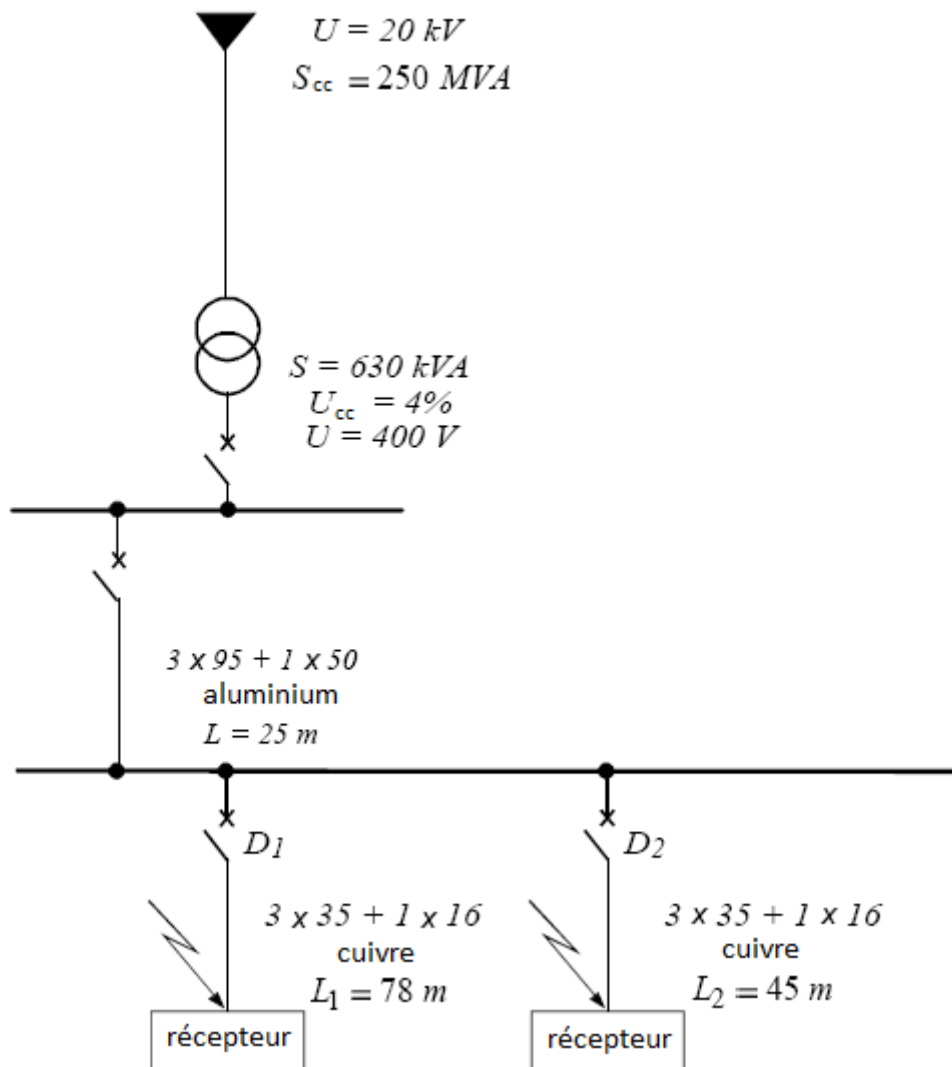


Figure IV.6 : exemple de calcul de court-circuit minimal en schéma IT sans neutre distribué

Méthode des impédances :

❖ Réseau amont :

$$Z_A = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{(400)^2}{250 \times 10^6} = 0.64 \text{ m}\Omega$$

Supposons $\frac{R_A}{X_A} = 0.2$, $R_A^2 + X_A^2 = 0.04$ $X_A^2 + X_A^2 = Z_A^2$

$$X_A = \frac{Z_A}{\sqrt{1.04}} = 0.63 \text{ m}\Omega$$

$$R_A = 0.13 \text{ m}\Omega$$

❖ Transformateur 630 kVA, $U_{cc} = 4\%$

d'après le tableau III.4

$$Z_T = 10.67 \text{ m}\Omega$$

$$X_T = 10.31 \text{ m}\Omega$$

$$R_T = 2.75 \text{ m}\Omega$$

❖ Câble $3 \times 95 \text{ mm}^2 + 1 \times 50$ Aluminium

$$\text{Phase : } R = \frac{0.43 \times 25}{95} = 11.32 \text{ m}\Omega$$

Supposons que le câble est tripolaire, $X_l = 0.08 \text{ m}\Omega / \text{m}$

$$X = 0.08 \times 25 = 2 \text{ m}\Omega$$

On peut donc déterminer l'impédance du réseau amont aux disjoncteurs D1 et D2 :

$$R_r = 0.13 + 2.75 + 11.32 = 14.20 \text{ m}\Omega$$

$$X_r = 0.63 + 10.31 + 2 = 12.94 \text{ m}\Omega$$

Pour le câble alimentant les récepteurs, 1 et 2 en $3 \times 35 \text{ mm}^2 + 1 \times 16$ cuivre

$$\rho = 27 \text{ m}\Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$$

$$S_{ph} = 35 \text{ mm}^2$$

$$S_N = 16 \text{ mm}^2$$

Supposons que le câble est tripolaire, $X_l = 0.08 \text{ m}\Omega / \text{m}$

On a donc

$$Z_{\text{boucle}} = \sqrt{[2 \times 14.20 + 27 \left(\frac{1}{35} + \frac{1}{16} \right) (78 + 45)]^2 + [2 \times 12.94 + 2(78 + 45) \times 0.08]^2}$$

$$Z_{\text{boucle}} = 334 \text{ m}\Omega$$

$$I_{\text{ccb min}} = \frac{230 \times \sqrt{3}}{334 \times 10^{-3}} = 1193 \text{ A}$$

Méthode conventionnelle :

$$I_{\text{ccb min}} = \frac{\sqrt{3} V_n \times 0.8}{L1 + L2 \rho \left(\frac{1}{S_{PE}} + \frac{1}{S_{PH}} \right)} = \frac{\sqrt{3} \times 230 \times 0.8}{78 + 45 \times 0.027 \left(\frac{1}{35} + \frac{1}{16} \right)}$$

$$I_{\text{ccb min}} = 1054 \text{ A}$$

On constate que dans cet exemple la méthode conventionnelle minimise de 12 % le résultat du calcul du courant de court-circuit minimal.

IV.4. Exemple de calcul de court-circuit triphasé symétrique :

Soit un réseau de distribution publique 11 kV qui alimente par une ligne aérienne de 1,5 km un poste HTA / BT. Le poste comporte deux transformateurs de 1000 kVA en parallèle qui débitent sur le tableau général basse tension (TGBT).

Un tableau BT secondaire alimente 5 moteurs de 50 kW, tous raccordés par des câbles identiques. Ils sont tous en service à l'instant d'apparition du défaut.

Le schéma de l'installation est dessiné sur la figure IV.7.. Nous allons calculer la valeur du courant de court-circuit triphasé symétrique aux différents points de l'installation, soit :

- en A sur le jeu de barres HTA.
- en B sur le TGBT à 10 m des transformateurs.
- en C sur le tableau BT secondaire alimentant les moteurs.
- en D aux bornes d'un moteur.

Ensuite, nous calculerons le courant de retour des moteurs aux points D, C, B et A.

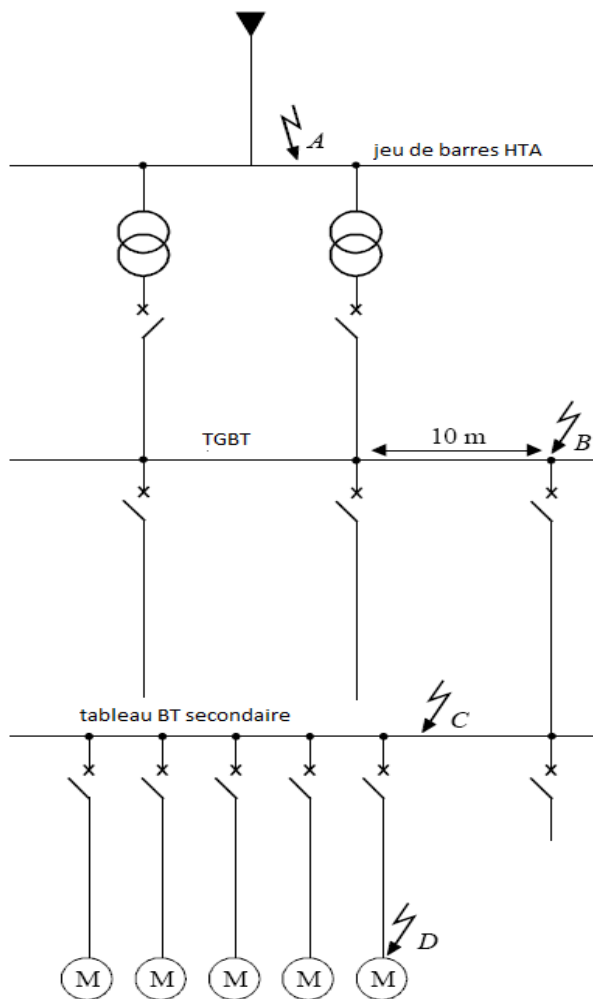


Figure IV.7 : schéma de l'installation pour l'exemple de calcul de court-circuit triphasé symétrique.

Paramètres de l'installation :

Réseau amont

$$U_n = 11 \text{ kV.}$$

$$S_{cc} = 200 \text{ MVA.}$$

$$\frac{R}{X} = 0,3$$

Liaison aérienne de 1,5 km

3 x 95 mm² cuivre

2 transformateurs 1000 kVA

11 kV / 410 V $\Rightarrow n = 26,8$

$U_{cc} = 5 \%$

Jeu de barres

3 barres de 400 mm² cuivre

Longueur : 10 m

Liaison 1

Câble 3 x 400 mm² aluminium

Unipolaire espacés en nappe

Longueur 80 m

Liaison 2

Câble 3 x 25 mm² cuivre

Tripolaires

Longueur 30 m

5 moteurs de 50 kW

$X'_M = 21 \%$

Dans le tableau suivant, nous déterminons les valeurs des réactances X et des résistances R de chaque élément électrique, à leur niveau de tension d'alimentation.

Elément	Calculs	X(Ω), Réf	R(Ω), Réf
Réseau amont	$Z = \frac{(11 \times 10^3)^2}{200 \times 10^6} = 0,605$ $X = 0,96 Z$ $R = 0,3 X$	0,58	0,17
Ligne aérienne	$X = 1,5 \times 0,3$ $R = \frac{0,0225 \times 1500}{95}$	0,45	0,36
2 transformateurs en Parallèle	$X = \frac{8,16}{2} \times 10^{-3}$ $R = \frac{2,03}{2} \times 10^{-3}$	$4,08 \times 10^{-3}$	$1,015 \times 10^{-3}$
Jeu de barres	$X = 0,15 \times 10^{-3} \times 10$ $R \text{ négligeable}$	$1,5 \times 10^{-3}$	$\cong 0$
Liaison 1	$X = 0,15 \times 10^{-3} \times 80$ $R = \frac{0,036 \times 80}{400}$	12×10^{-3}	$7,2 \times 10^{-3}$
Liaison 2	$X = 0,08 \times 10^{-3} \times 30$ $R = \frac{0,0225 \times 30}{25}$	$2,4 \times 10^{-3}$	27×10^{-3}
Moteurs 50 kW	$X'_M = 0,21 \times \frac{(410)^2}{50 \times 10^3}$	0,706	$R \cong 0$

Tableau IV.1 : Valeurs des réactances X et des résistances R de chaque élément

Calcul du courant de court-circuit triphasé symétrique :

- **Défaut en A sur le jeu de barres HTA :**

$$X_A = 0,58 + 0,45 = 1,03 \Omega$$

$$R_A = 0,17 + 0,36 = 0,53 \Omega$$

$$Z_A = \sqrt{(1,03)^2 + (0,53)^2} = 1,16 \Omega$$

$$I_{cc, A} = \frac{11000}{\sqrt{3} \times 1,16} = 5475 \text{ A}$$

Déterminons la valeur crête du courant de court-circuit

$$\frac{R_A}{X_A} = \frac{0,53}{1,03} = 0,51$$

$$K_A = \sqrt{2} (1 + e^{-0,51 \pi}) = 1,7$$

$$\hat{I}_{cc, A} = 1,7 \times 5475 = 9308 \hat{\text{A}}$$

Défaut en B sur le TGBT :

Les impédances calculées en HTA doivent être ramenées en BT

$$X_B = \frac{X_A}{n^2} + (4,08 + 1,5) \times 10^{-3} = \frac{1,03}{(26,8)^2} + (4,08 + 1,5) \times 10^{-3} = 7,01 \times 10^{-3} \Omega$$

$$R_B = \frac{R_A}{n^2} + (1,015 + 0) \times 10^{-3} = \frac{0,53}{(26,8)^2} + 1,015 \times 10^{-3} = 1,75 \times 10^{-3} \Omega$$

$$Z_B = \sqrt{(7,01)^2 + (1,75)^2} \times 10^{-3} = 7,23 \times 10^{-3} \Omega$$

$$I_{cc, B} = \frac{410}{\sqrt{3} \times 7,23 \times 10^{-3}} = 32740 \text{ A}$$

Déterminons la valeur crête du courant de court-circuit

$$\frac{R_B}{X_B} = \frac{1,75}{7,01} = 0,25$$

$$K_B = \sqrt{2} (1 + e^{-0,25 \pi}) = 2,06$$

$$\hat{I}_{cc, B} = 2,06 \times 32740 = 67444 \hat{\text{A}}$$

Défaut en C sur le tableau BT secondaire :

$$X_C = (7,01 + 12) \times 10^{-3} = 19,01 \times 10^{-3} \Omega$$

$$R_C = (1,75 + 7,2) \times 10^{-3} = 8,95 \times 10^{-3} \Omega$$

$$Z_C = \sqrt{(19,01)^2 + (8,95)^2} \times 10^{-3} = 21,01 \times 10^{-3} \Omega$$

$$I_{cc,C} = \frac{410}{\sqrt{3} \times 21,01 \times 10^{-3}} = 11267 \text{ A}$$

Déterminons la valeur crête du courant de court-circuit

$$\frac{R_C}{X_C} = \frac{8,95}{19,01} = 0,47$$

$$K_C = \sqrt{2} (1 + e^{-0,47\pi}) = 1,74$$

$$\hat{i}_{cc,C} = 1,74 \times 11267 = 19605 \hat{A}$$

Défaut en D aux bornes d'un moteur :

$$X_D = (19,01 + 2,4) \times 10^{-3} = 21,41 \times 10^{-3} \Omega$$

$$R_D = (8,95 + 27) \times 10^{-3} = 35,95 \times 10^{-3} \Omega$$

$$Z_D = \sqrt{(21,41)^2 + (35,95)^2} \times 10^{-3} = 41,84 \times 10^{-3} \Omega$$

$$I_{cc,D} = \frac{410}{\sqrt{3} \times 41,84 \times 10^{-3}} = 5658 \text{ A}$$

Déterminons la valeur crête du courant de court-circuit

$$\frac{R_D}{X_D} = \frac{35,95}{21,41} = 1,68$$

$$K_D = \sqrt{2} (1 + e^{-1,68\pi}) = 1,42$$

$$\hat{I}_{cc,D} = 1,42 \times 5658 = 8034 \hat{A}$$

Calcul du courant de retour des moteurs

On considère les moteurs comme des sources indépendantes. Le courant de retour des moteurs est alors égale à la somme des courants fournis par chaque moteur.

Défaut en D aux bornes d'un moteur :

Contribution du moteur aux bornes duquel le défaut apparait :

$$X_{D,mf} = 0,706 \Omega$$

$$R_{D,mf} \cong 0$$

$$I_{D, \text{mot}, f} = \frac{410}{\sqrt{3} \times 0,706} = 335 \text{ A}$$

Contribution des 4 autres moteurs :

$$X_{D, \text{mi}} = 0,706 + 2 \times 2,4 \times 10^{-3} = 711 \times 10^{-3} \ \Omega$$

$$R_{D, \text{mi}} = 0 + 2 \times 27 \times 10^{-3} = 54 \times 10^{-3} \ \Omega$$

$$Z_{D, \text{mi}} = \sqrt{(711)^2 + (54)^2} \times 10^{-3} = 0,713 \ \Omega$$

$$I_{D, \text{mot}, i} = 4 \times \frac{410}{\sqrt{3} \times 0,713} = 1328 \text{ A}$$

Le courant de court-circuit fourni par les 5 moteurs est :

$$I_{D, \text{mot}} = I_{D, \text{mot}, f} + I_{D, \text{mot}, i} = 1663 \text{ A}$$

Pour un court-circuit en D, la contribution des 5 moteurs en courant de court-circuit est :

$$\frac{I_{D, \text{mot}}}{I_{cc, D}} = 29 \%$$

Défaut en C sur le tableau BT secondaire :

$$X_{C, m} = X_{D, m} + 2,4 \times 10^{-3} = 0,706 + 2,4 \times 10^{-3} = 0,708 \ \Omega$$

$$R_{C, m} = R_{D, m} + 27 \times 10^{-3} = 0 + 27 \times 10^{-3} = 27 \times 10^{-3} \ \Omega$$

$$Z_{C, m} = \sqrt{(0,708)^2 + (27 \times 10^{-3})^2} = 0,709 \ \Omega$$

Le courant de court-circuit fourni par les 5 moteurs est :

$$I_{C, \text{mot}} = 5 \times \frac{410}{\sqrt{3} \times 0,709} = 1669 \text{ A}$$

Pour un court-circuit en C, la contribution des 5 moteurs au courant de court-circuit est :

$$\frac{I_{C, \text{mot}}}{I_{cc, C}} = 15 \%$$

Défaut en B sur le TGBT

$$X_{B, m} = X_{C, m} + 12 \times 10^{-3} = 0,708 + 12 \times 10^{-3} = 0,72 \ \Omega$$

$$R_{B, m} = R_{C, m} + 7,2 \times 10^{-3} = (7,2 + 27) \times 10^{-3} = 34,02 \times 10^{-3} \ \Omega$$

$$Z_{B, m} = \sqrt{(0,72)^2 + (34,02 \times 10^{-3})^2} = 0,721 \ \Omega$$

Le courant de court-circuit fourni par les 5 moteurs est :

$$I_{B, \text{mot}} = 5 \times \frac{410}{\sqrt{3} \times 0,721} = 1642 \text{ A}$$

Pour un court-circuit en B, la contribution des 5 moteurs au courant de court-circuit est :

$$\frac{I_{B,mot}}{I_{cc,B}} = 5 \%$$

Défaut en A sur le jeu de barres HTA

Les impédances calculées en BT doivent être ramenées en HTA

$$X_{A,m} = n^2 X_{B,m} + n^2 4,08 \times 10^{-3} = (26,8)^2 \times (0,72 + 4,08 \times 10^{-3}) = 520 \Omega$$

$$R_{A,m} = n^2 R_{B,m} + n^2 1,015 \times 10^{-3} = (26,8)^2 \times (34,02 + 1,015) \times 10^{-3} = 25,2 \Omega$$

$$Z_{A,m} = \sqrt{(520)^2 + (25,2)^2} = 521 \Omega$$

Le courant de court-circuit fourni par les 5 moteurs est :

$$I_{A,mot} = 5 \times \frac{11000}{\sqrt{3} \times 521} = 61 \text{ A}$$

Pour un court-circuit en B, la contribution des 5 moteurs au courant de court-circuit est :

$$\frac{I_{A,mot}}{I_{cc,A}} = 1 \%$$

La contribution des moteurs BT peut en général être négligée pour un court-circuit coté HTA.

Par contre, en BT elle peut être importante, il faut alors en tenir compte pour le choix des appareils de coupure et le réglage des protections.

CHAPITRE V

CONSÉQUENCES DES COURTS-CIRCUITS

V. Conséquences des courts-circuits :[5]

V.1. Effet thermique :

Lors d'un court-circuit, un courant beaucoup plus important que le courant nominal apparaît (de 10 à 100 fois sa valeur).

Il en résulte un échauffement des câbles pouvant endommager l'isolant. Le courant devra donc être coupé par un disjoncteur ou un fusible en un temps t_d suffisamment faible, afin que la température du câble n'atteigne pas une valeur critique.

La puissance des pertes, par unité de longueur, est proportionnelle au carré du courant

$$P(t) = R_L I^2(t) \quad \text{en monophasé}$$

R_L : résistance linéique du câble

Si le courant n'a pas la forme d'une sinusoïde, l'énergie emmagasinée par le câble est :

$$E = R_L \int_0^{t_d} I^2(t) dt$$

t_d : temps de déclenchement de l'appareil de coupure.

Si on fait l'approximation d'un courant de court-circuit I_{cc} sinusoïdal, on a :

$$E = R_L I_{cc}^2 t_d$$

I_{cc} : valeur efficace du courant de court-circuit.

Ces équations sont difficilement exploitables. Dans la pratique on introduit un coefficient k , caractérisant le matériau et la température maximale que peut atteindre le câble et on écrit

$$t_d \leq \frac{k^2 S^2}{I_{cc}^2} \quad \text{ou} \quad S \geq \sqrt{t_d} \frac{I_{cc}}{k}$$

avec :

I_{cc} : courant de court-circuit en A

t_d : temps de déclenchement de la protection en secondes

k : coefficient caractérisant le câble.

$k = 143$ pour le cuivre

$k = 74$ pour l'aluminium

Exemple 1 :

Soit un câble de 120 mm² cuivre protégé par un disjoncteur équipé de déclencheurs magnétiques temporisés réglable à 0.1 s ou 0.2 s. Le courant de court-circuit aux bornes aval du disjoncteur est de 45 kA.

Le temps maximal pendant lequel le câble sera capable de supporter un courant de court-circuit est :

$$t_{\max} = \frac{k^2 S^2}{I_{cc}^2} = \frac{(143)^2 \times (120)^2}{(45000)^2} = 0.145 \text{ s}$$

Il faudra donc régler le retard du disjoncteur à 0.1 seconde.

Exemple 2 :

Soit une installation avec un courant de court-circuit de 55000 A en aval du transformateur d'alimentation. On désire installer un disjoncteur avec un réglage du déclencheur magnétique à 0.2 s (imposé par les contraintes des récepteurs, un moteur par exemple).

On désire installer un câble en aluminium. La section minimale de ce câble devra être :

$$S_{\min} = \sqrt{t_d} \frac{I_{cc}}{k} = \frac{\sqrt{0.2} \times 55000}{74} = 332 \text{ mm}^2$$

Il faudra donc prendre une section de 400 mm².

V.2. Effet électrodynamique :

La valeur maximale crête du courant est à l'origine des efforts électrodynamiques maximaux observés dans les matériels du réseau.

Ces efforts proviennent d'effets électromagnétiques appelés "force de Laplace".

Par exemple, l'effort linéique généré par deux conducteurs en parallèles traversés par un courant identique I est :

$$F = 2 \times 10^{-8} \frac{I^2}{D} \text{ daN / m}$$

F : en daN / m

I : en Ampère

D : distance en mètre entre les deux conducteurs

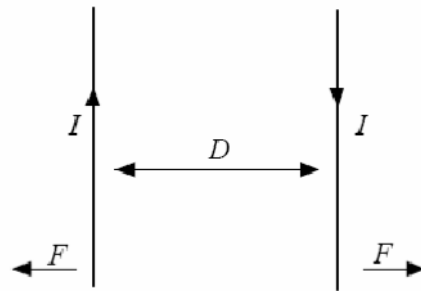


Figure V.1 : effet linéique généré par deux conducteurs en parallèles traversés par un courant identique I.

Les forces sont attractives si les deux courants sont de mêmes sens et répulsives dans le cas inverse.

En régime sinusoïdal, il faut dimensionner le matériel par rapport à la valeur crête du courant de court-circuit. Celle-ci est 1.6 à 2.5 fois supérieure à la valeur du courant de court-circuit en régime établi.

Exemple :

Considérons 2 barres d'un tableau basse tension distantes de 10 cm, sur une longueur de 30 cm, parcourues par un courant identique $I_{cc} = 100 \text{ kA}$ de même sens. 100 kA est la valeur crête du courant de court-circuit, elle correspond, par exemple, à un courant de court-circuit en régime établi de 50 kA pour un coefficient $k = 2$

La force attractive maximale appliquée sur chaque barre lors d'un court-circuit est :

$$F = 2 \times 10^{-8} \times \frac{(100000)^2}{0.1} \times 0.3 = 600 \text{ daN}$$

Si les barres sont soutenues par deux supports, chacun d'un côté de la barre, la force appliquée à chaque support et au système d'attache de la barre sera de 300 daN.

Les conséquences possibles sont une déformation ou une rupture des pièces.

V.2.1.Effet sur les appareils de coupure (disjoncteurs ou interrupteurs):

Les contacts séparables des appareils de coupure tendent à s'ouvrir sous l'effet de cette force électrodynamique dite de répulsion. C'est pourquoi on définit le pouvoir de fermeture en court-circuit des appareils de coupure type disjoncteur ou interrupteur.

La valeur crête du courant de court-circuit pour une installation alimentée par un réseau de distribution vaut k fois la valeur du courant de court-circuit en régime établi avec

$$1.41 < k < 2.83.$$

Le disjoncteur ou interrupteur devra pouvoir supporter ce courant crête, qui apparait si on le ferme sur un court-circuit triphasé symétrique franc.

V.2.2. Disjoncteurs basse tension :

En basse tension, la norme CEI 947-2 impose au matériel un rapport n entre le pouvoir de fermeture en court-circuit et le pouvoir nominal de coupure en court-circuit, en fonction du pouvoir nominal de coupure en court-circuit pour un $\cos \varphi$ spécifié par la norme

$$\cos \varphi \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

Pouvoir nominal de coupure en court-circuit I_{cn} (A)	$\cos \varphi$ spécifié	N
$4500 < I_{cn} \leq 6000$	0.7	1.5
$6000 < I_{cn} \leq 10\,000$	0.5	1.7
$10\,000 < I_{cn} \leq 20\,000$	0.3	2
$20\,000 < I_{cn} \leq 50\,000$	0.25	2.1
$50\,000 < I_{cn}$	0.2	2.2

Tableau V.1 : rapport n entre pouvoir de fermeture et pouvoir de coupure

V.2.3. Disjoncteurs haute tension :

En haute tension, la norme CEI 56 impose un pouvoir de fermeture égale au moins à 2.5 fois le pouvoir de coupure assigné en court-circuit. Dans un réseau où le coefficient k est supérieur à 2.5 (cas rare), il faut installer un disjoncteur avec un pouvoir de coupure supérieur à $\frac{k}{2.5} \times I_{cc}$

I_{cc} : courant de court-circuit maximal.

V.3. Chutes de tension :

Un défaut dans l'installation ou sur le réseau d'alimentation a pour conséquence d'imposer aux éléments sains du réseau une baisse de tension souvent inférieure à la tension admissible des récepteurs.

Cette baisse de tension peut entraîner des difficultés qui ne disparaissent pas forcément avec l'élimination du défaut.

V.3.1. Effet sur les contacteurs :

Pour certains constructeurs, les bobines destinées à fermer les contacts du circuit sont alimentées directement par une tension prélevée sur le réseau ; les contacts peuvent s'ouvrir lors de l'apparition du défaut et ne pas se refermer lorsque le régime nominale est rétabli.

V.3.2. Effet sur les moteurs asynchrones :

Le couple maximal des moteurs asynchrones est approximativement proportionnel au carré de la tension d'alimentation. Une baisse de tension peut donc entraîner l'arrêt du moteur si le défaut persiste trop longtemps.

De plus, si plusieurs moteurs ont fortement ralenti ou se sont arrêtés, lorsque la tension est rétablie, ces moteurs créent un appel de courant important (même principe qu'au démarrage), qui peuvent faire déclencher des protections ou entraîner eux-mêmes une chute de tension. Il faudra parfois prévoir un programme de délestage et relestage après un défaut pour ne pas entraîner d'appels de courant trop importants.

V.3.3. Effet sur les alternateurs :

Lors d'un défaut important apparaissant dans le réseau d'alimentation ou dans le réseau interne, les échanges de puissances actives sont perturbés. Il en résulte des modifications d'angles internes des machines et un risque de perte de synchronisme avec le réseau. Une étude en dynamique du comportement des alternateurs sur défaut peut montrer la nécessité de les séparer du réseau si le défaut n'est pas éliminé rapidement.

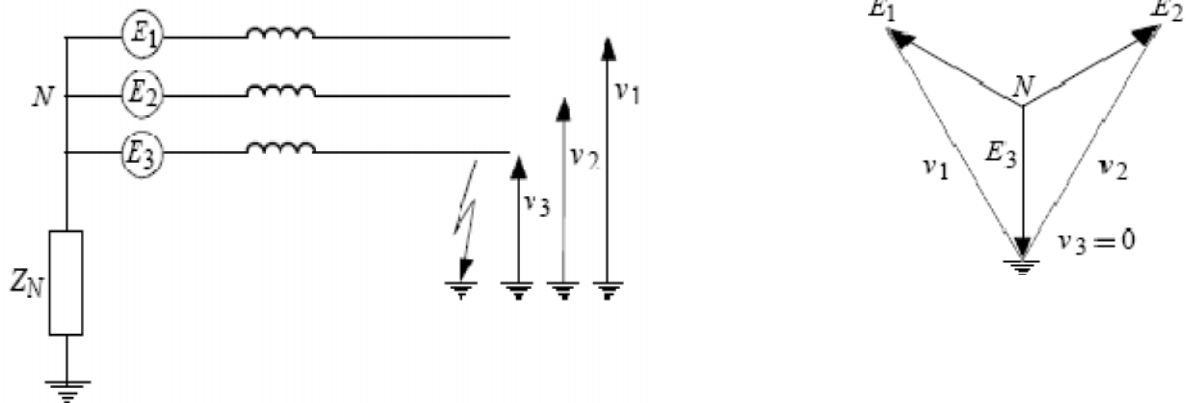
V.3.4. Fonctionnement anormal des équipements d'électroniques de puissance :

Les redresseurs ou onduleurs utilisent des thyristors qui ont besoin d'une référence temporelle permettant d'établir les commutations à des instants prédéterminés. Cette référence temporelle provient du système triphasé de tension.

Si après un défaut la tension devient presque nulle, la référence disparaît, pouvant entraîner des perturbations à la réinitialisation du processus.

V.4. Surtension temporaires :

Lors d'un défaut phase-terre dans un réseau à neutre isolé ou mis à la terre par impédance de limitation, la tension entre les phases saines et la terre devient égale à la tension composée. Cela impose au réseau d'être dimensionné au niveau de l'isolation avec la terre à une tension composée, et de supporter des surtensions provisoires pour ne pas engendrer un défaut biphasé. Ce problème est surtout vrai en régime de neutre isolé ou mis à la terre par bobine de compensation, où pour des raisons de contraintes de service, les défauts monophasés terre sont détectés mais pas éliminés immédiatement.



E_i : force électromotrice de la phase i

v_i : tension phase-terre du réseau

Z_N : impédance de mise à la terre

Figure V.2 : surtensions temporaires dans un réseau à neutre isolé ou mis à la terre par impédance de limitation en présence d'un défaut monophasé terre.

V.5. Tensions de contact :

Lorsqu'un défaut met en présence une phase et une masse ou deux phases et une masse, il apparaît entre la masse et la terre ou entre deux masses voisines, une tension provenant du passage d'un courant dans le conducteur de terre.

Cette tension ne doit pas être dangereuse. Pour s'en prémunir, il convient de respecter les prescriptions des normes NF C 15-100 et NF C 13-200 au niveau de la mise à la terre des masses et du conducteur de neutre ; en particulier, il faut installer une liaison équipotentielle entre deux masses simultanément accessible.

V.6. Surtensions de manœuvre :

L'élimination d'un défaut suppose la coupure d'un courant dans un circuit généralement selfique. Cette coupure est génératrice de surtensions, appelées " surtensions de manœuvre ", dont la valeur maximale crête est estimée généralement à deux ou trois fois la valeur efficace de la tension nominale.

CONCLUSION

GÉNÉRALE

Conclusion générale

La connaissance des courants de courts-circuits est d'une importance capitale pour l'exploitation des réseaux. Il est en effet indispensable de dimensionner correctement le matériel constituant les postes et essentiellement les disjoncteurs, dont le pouvoir de coupure doit être suffisant pour éliminer les courants de défauts.

Les défauts sur les phases donnent lieu en général aux valeurs les plus élevées de courant de court-circuit pratiquement indépendant du régime de neutre du réseau.

Les valeurs des courants de défauts à la terre et les répartitions de ces courants entre les différentes lignes dépendent de plusieurs paramètres ; régime de neutre, couplage des transformateurs, réactances des défauts, ..., la répartition de ces courants permet de bien définir les systèmes de protections.

L'étude des conséquences des courants de courts-circuits permet de minimiser les dégâts qu'ils peuvent occasionner et des contraintes que peuvent subir les différents constituants du réseau électrique.

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable: court-circuit, défaut d'isolement, surtension, ...etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

A partir de l'analyse du comportement des matériels électriques (moteurs, transformateurs, câbles, ...etc.) sur défauts et des phénomènes qui en découlent, on choisit les dispositifs de protection les mieux adaptés.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Théodore wildi et Gilbert Sybille « ELECTROTECHNIQUE » 4ème édition.
- [2] Mr. ZELLAGUI Mohamed « Étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kv ».Mémoire de magistère en électrotechnique en 2009/2010.Université MENTOURI de CONSTANTINE, FACULTÉ DES SCIENCES DE L'INGENIEUR, DÉPARTEMENT D'ÉLECTROTECHNIQUE.
- [3] Harnane.I et Hadadi. N « Moyens de limitations des courants de courts-circuits dans les réseaux électriques » » mémoire d'ingénieur, UMMTO promotion 2011.
- [4] Benoît de METZ-NOBLAT, Frédéric DUMAS, Christophe POULAIN
« Calcul des courants de courts-circuits » Cahier Technique Schneider Electric n° 158
- [5] Mr. Nadir Ghanemi « Etude de la tenue aux courant de court-circuit pour le raccordement d'une production décentralisée au réseau MT ».Mémoire de magistère en électrotechnique en 2007/2008.Université MENTOURI de CONSTANTINE, FACULTÉ DES SCIENCES DE L'INGENIEUR, DÉPARTEMENT D'ÉLECTROTECHNIQUE.
- [6] Benoît de METZ-NOBLAT « Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé a l'aide des composantes symétriques » Cahier technique n 18, SCHNEIDER ELECTRIC.
- [7] PATRICK LAGONOTTE, « Les installations électriques » ; édition HERMES Science Publication, Paris, 2000.
- [8] Imarounene.K et Si hadj mohand .S, « Etude des courants de courts-circuits dans les réseaux électriques avec le neutre partiellement isolé de la terre » mémoire d'ingénieur, UMMTO promotion 2010.
- [9] P. Bornard , M. Pavard, « Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement », Techniques de l'Ingénieur, traite Génie Electrique D 4 090, 1993.