



*République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur
Et de la Recherche Scientifique
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou
Faculté de génie électrique et de l'informatique
Département d'électrotechnique*



Mémoire

De Fin D'études

*En Vue De L'obtention Du Diplôme D'ingénieur D'état En Electrotechnique
Option : Réseaux Electriques*

Thème

*Etude de l'Installation Electrique de la Station
de Pompage Sise au Barrage de TAKSEBT*

Proposé par :

Mr: A. CHERNAI

Dirigé par :

Mr: C. BIROUCHE

Présenté par :

*Mr: BELKACEM Mourad
Mlle: BELHARET Lamia*

Promotion 2007-2008



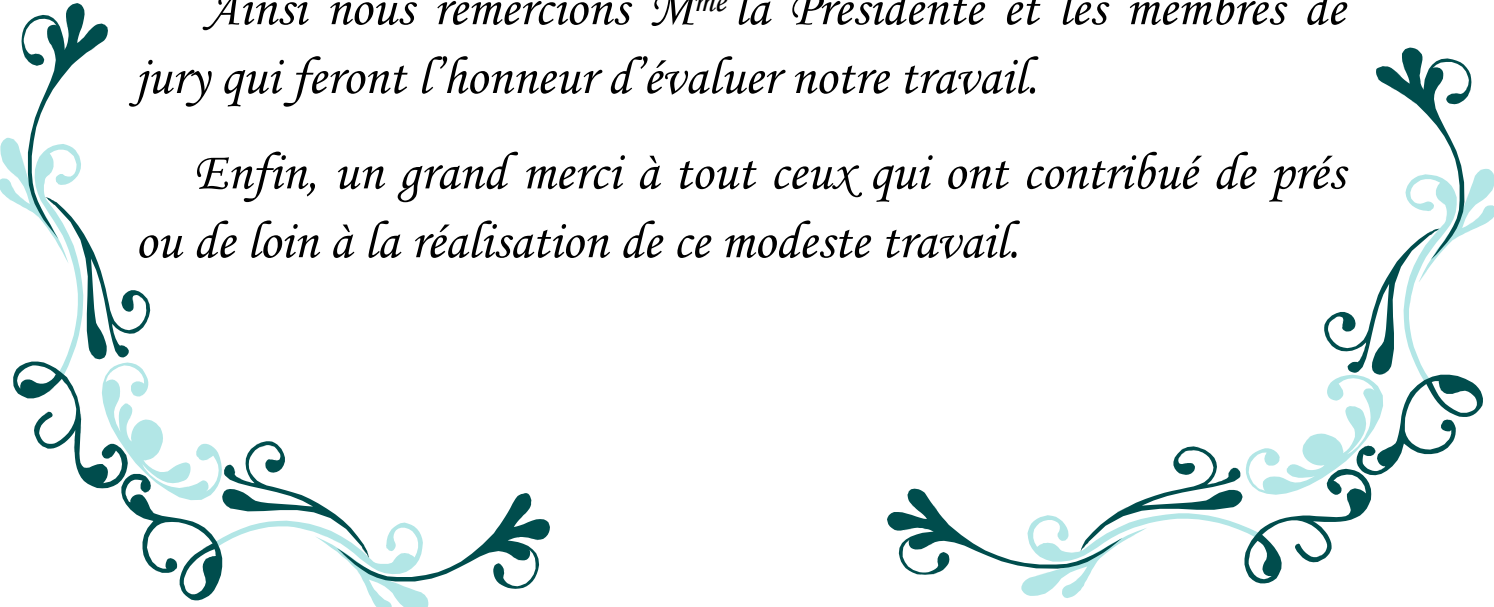
Remerciements



Nos vifs remerciements à notre promoteur Mr.C.BIROUCHE qui nous a orienté et soutenu pour l'élaboration de ce notre travail.

Nos remerciements à tout le personnel de Sonelgaz, et surtout Mr: A.CHERNAI et Mr: BELOUNES pour leurs encouragements durant toute la période de notre stage

Nous remercions aussi tous les enseignants en particulier Mr: MOUFIDZADA et Mr: MOUDOUD pour leurs aides dans les méthodes de calcul et leurs orientations durant la réalisation de notre travail.



Ainsi nous remercions M^{me} la Présidente et les membres de jury qui feront l'honneur d'évaluer notre travail.

Enfin, un grand merci à tout ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.



Dédicaces :

Je dédie ce modeste travail à :

- ▣ *La mémoire de mon défunt père que malgré son absence parmi nous, on le prend toujours dans nos cœurs.*
- ▣ *Ma chère mère que sans elle je ne deviens jamais ce que je suis aujourd'hui.*
- ▣ *Ma chère grand-mère à qui je souhaite une longue vie.*
- ▣ *A mes frères Moumouh et sa femme Chantal et notre chouchou Rahim.*
- ▣ *A mes sœurs : Soraya et sa belle famille, Zazie, Leila et sa belle famille et Lydia.*
- ▣ *A tous mes amis (es) : Mansour, Samira, Sabrina, Nadia, m'stapha, Tarik, ... avec qui j'ai passé de bons moments.*
- ▣ *A mon binôme Mourad avec qui j'ai eu le plaisir de partager ce travail.*
- ▣ *Et à tout ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.*

Lamia





Dédicaces :



Je tiens à dédier ce modeste travail à :

- *Mes chers parents qui ont sacrifiés durant tout mon cursus, afin que j'effectue mes études dans les conditions les plus favorables, d'ailleurs je leurs témoigne ma profonde connaissance.*
- *Ma chère grand-mère à qui je souhaite une longue vie.*
- *Mes frères et sœurs.*
- *Ma chère sœur Ouiza, Moussa et les enfants : Lydia, Ahmed et Manel.*
- *Tous mes amis (es).*
- *Mon binôme Lamia avec qui j'ai eu le plaisir de partager ce travail.*
- *Tous ceux qui aimeraient que ce travail leur soient dédiés.*

Et à tout ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.



Mourad

Introduction générale.....	01
----------------------------	----

Chapitre I : Généralités sur les transformateurs et les réseaux électriques

Introduction.....	02
I-1 Définition d'un transformateur.....	02
I-1-1 Grandeurs nominales.....	02
I-1-2 Principaux types de transformateurs.....	02
I-2 Principe générale d'un transformateur triphasé.....	04
I-3 Principe de fonctionnement.....	04
I-4 Schéma de principe d'un transformateur.....	05
I-5 constitution d'un transformateur.....	05
I-5-1 Partie active.....	05
I-5-2 Partie constructive.....	09
I-6 Schéma équivalent d'un transformateur monophasé.....	10
I-7 Choix de couplage.....	10
I-8 Rapport de transformation.....	12
I-9 L'indice horaire.....	14
I-10 Caractéristiques industrielle d'un transformateur.....	15
I-10-1 Paramètres techniques.....	15
I-2 Réseau électrique.....	17
I-2-1 Définition.....	17
I-2-2 Structures des réseaux électriques.....	17
I-2-3 Structures topologiques des réseaux de transport.....	18
I-2-4 Structure des réseaux MT.....	22
I-2-4-1 Réseau MT aérien.....	22
I-2-4-2 Réseau MT souterrain.....	22
I-2-5 Les lignes électriques.....	23
I-2-5-1 Les lignes aériennes.....	23
I-2-5-2 Les lignes souterraines.....	25
I-2-5-3 Propriétés de ligne de transport.....	26
Conclusion.....	26
LEGENDE.....	27

Chapitre II : Défauts et courants de court-circuit

Introduction.....	29
II-1 Types et caractéristiques des défauts.....	29
II-1-1 Types des défauts.....	29
II-1-2 Nature des défauts.....	30
II-2 Etude des courants de court-circuit et des impédances du réseau.....	30
II-2-1 Définition.....	30
II-2-2 L'intensité d'un courant de court-circuit.....	31
II-2-3 Décomposition d'un système en composantes symétriques.....	31
II-2-4 Principe de l'impédance des composantes.....	32
II-3 Analyse des courts-circuits.....	33
II-3-1 Les défauts monophasés.....	33

II-3-1-1 Etude d'un défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre mis à la terre.....	33
II-3-1-2 Défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre isolé.....	36
II-3-2 Défauts biphasés.....	37
II-3-2-1 Court-circuit biphasé sans terre.....	37
II-3-2-2 1 Court-circuit biphasé-terre.....	38
II-3-3 Court-circuit triphasé.....	39
II-3-4 Coupure d'une phase.....	40
II-4 Calcul des impédances des éléments du réseau.....	41
II-4-1 Impédances des lignes et des câbles.....	41
II-4-2 Impédance des transformateurs à deux enroulements.....	43
II-4-3 Impédances des transformateurs à trois enroulements.....	45
Conclusion.....	49

Chapitre III : Protection des réseaux électriques

Introduction.....	50
III-1 Généralités sur les protections.....	50
III-1-1 Rôle d'un système de protection.....	50
III-1-2 Qualités d'un système de protection.....	50
III-1-3 Constitution d'un système de protection	51
III-1-4 Régime du neutre.....	51
III-2 Appareillage de protection	52
III-2-1 Appareillage de protection contre les surtensions.....	52
III-2-2 Appareillage de protection contre les surintensités.....	55
III-3 Alimentation des systèmes de protection.....	58
III-4 Sélectivité des protections.....	58
III-4-1 Principe.....	58
III-4-2 Degrés de sélectivité.....	58
III-5 Protection d'un départ MT.....	59
III-5-1 Protection contre les défauts entre phase.....	60
III-5-2 Protection contre les défauts entre phases et terre	62
III-5-3 Protection des dérivations.....	62
III-5-4 Les automates associés aux protections des départs MT	63
III-6 Principe de réglage.....	65
III-6-1 Réglage de protection contre les défauts à la terre.....	65
III-6-2 Réglage en intensité de courant des relais de phase.....	65
III-7 Réglage d'un relais de protection d'un départ.....	66
III-7-1 Réglage de relais de phase premier seuil.....	66
III-7-2 Réglage de relais de phase deuxième seuil ou seuil violent.....	66
III-7-3 Réglage d'un relais homopolaire.....	67
III-7-4 Relais de temps.....	67
III-7-5 Réglage des relais de l'arrivée	68
III-8 Réglages des protections d'un transformateur et de sa liaison aux jeux de barres.....	70
III-8-1-Réglage d'un relais ampérométrique de phase et de courant homopolaire.....	70
III-9-Réglage d'une protection de terre résistante.....	70
III-9-1 Détecteur de terre résistante.....	70
III-9-2 Réglage d'une protection ampérométrique de terre résistante.....	71

III-9-3 Réglage de la temporisation.....	71
Conclusion.....	71

Chapitre IV : Application

Introduction.....	72
VI-1 Description du projet.....	72
VI-1-1 Situation géographique.....	72
VI-1-2 Description.....	72
VI-1-3 Importance du projet Taksebt.....	73
IV-2 Equipements électriques du poste de transformation 30 kV.....	73
IV-2-1 Description technique détaillée par cellule.....	73
IV-2-2 Spécifications techniques des transformateurs et du poste 30 kV.....	80
IV-3 Calcul et application.....	83
IV-3-1 Méthodes des valeurs réduites pour le calcul des courant de court-circuit..	83
IV-3-2 Méthodes de calcul.....	85
IV-3-3 Valeur normalisées pour le choix de différents appareils de protection du matériels 30 kV.....	91
IV-4 Verrouillage.....	95
IV-4-1 Cellule interrupteur.....	95
IV-4-2 Cellule disjoncteur.....	95
IV-4-3 Verrouillage fonctionnel.....	96
IV-4-4 Verrouillage par serrures et clefs.....	96

Annexes

Schéma unifilaire 30kV-16 kA de l'installation.....	98
Schéma unifilaire détaillé 30kV-16 kA de l'installation.....	99
Schéma de dimensions du transformateur 1600kVA.....	100
Cellules des arrivées souterraines.....	101
Cellules de sectionneur général.....	102
Cellule de comptage.....	103
Cellule de départ transformateur.....	104
Cellule de protection du transformateur 1600kVA.....	105
Vue sur les 06 Moteurs(5012m ³ /h)de la station de pompage.....	106
Vue de face du Moteur N°5.....	106
Armoire des raccordements électriques.....	107
Tableau de commande de la station de pompage.....	107
Conclusion générale.....	108

Introduction générale

Le projet Taksebt est le plus important projet dans le domaine de l'eau en Algérie et constitue donc une priorité du gouvernement Algérien. Il permettra de parfaire et sécuriser l'alimentation d'Alger et de toutes les villes situées sur le couloir Alger-Tizi Ouzou.

Dans sa phase exploitation, le projet Taksebt constituera la principale source d'alimentation de toutes les villes desservies. Les ouvrages principaux du système de transfert (station de pompage et station de traitement) devront donc être alimentés par 02 lignes d'alimentation distinctes dont au moins une spéciale.

Le but de notre travail est l'étude de l'alimentation en énergie électrique de la station de pompage du barrage de Taksebt.

Cette alimentation nécessite des équipements électriques (lignes, transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs...etc), ces équipements sont soumis à des contraintes causées par de différents défauts et pour cela une étude et un dimensionnement des protections s'impose.

Pour mener mieux notre travail, nous avons jugé utile de le subdiviser en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, nous avons donné quelques généralités sur les transformateurs et les réseaux électriques.

Les différents défauts affectant les réseaux électriques (leurs origines et conséquences) feront objet du deuxième chapitre.

Le troisième chapitre est entièrement consacré à l'étude des différentes protections et leurs réglages.

Dans le quatrième chapitre, nous allons procéder à étude de l'installation des équipements électriques nécessaire pour le bon fonctionnement de la station de pompage, ainsi que le calcul des courants de court-circuit ce qui nous permettra le dimensionnement des protections et leurs réglages.

Nous terminerons par une conclusion générale.

Introduction

Les réseaux électriques sont destinés à mettre l'énergie électrique à la disposition des usagers selon la puissance demandée. La distribution se fait en triphasé ou en monophasé, sachant qu'actuellement tout les réseaux sont triphasés, l'un des éléments essentiels dans le réseau électrique : le transformateur.

Les applications du transformateur sont multiples, il permet de changer la valeur de la tension à des tensions plus élevées ou plus basses, il rend possible le transport de l'énergie électrique sur des grandes distances.

Dans ce chapitre, nous allons donner quelques généralités sur les transformateurs et les réseaux électriques.

I-1 Définition d'un transformateur

Un transformateur est une machine électromagnétique statique qui permet de modifier les valeurs de la tension et de l'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative en un système de tension et de courant de valeurs différentes mais de même fréquence et de même forme.

Le transformateur compte deux enroulements, l'un est appelé primaire, l'autre est appelé secondaire, ces enroulements sont montés sur un circuit magnétique feuilleté.

Si la tension d'alimentation appliquée au primaire est plus basse que celle délivrée par le secondaire, le transformateur fonctionne en élévateur de tension, dans le cas contraire le transformateur fonctionne en abaisseur.

I-1-1 Grandeurs nominales [7]

Ce sont la tension, le courant, la puissance et la fréquence qui sont indiqués sur la plaque signalétique.

Connaissant ces valeurs nominales, il est facile de déterminer la tension et le courant par phase suivant le mode de couplage (étoile ou triangle).

I-1-2 Principaux types de transformateurs [5]

- **Transformateur de puissance :** Pour le transport et la distribution de l'énergie électrique.
- **L'autotransformateur :** Sert à transformer la tension dans des limites relativement restreintes pour le couplage des réseaux interconnectés de différentes tensions.

- **Transformateur d'essais** : Destiné aux essais sous haute et très haute tension.
- **Transformateur de puissance spéciaux** : Pour alimentation des fours électriques, transformateurs de soudage.
- Transformateurs destinés à alimenter les installations à convertisseur statique (redresseurs).
- Transformateurs du courant et de la tension pour le branchement dans les schémas des appareils de mesure.
- Transformateurs utilisés en radiotechnique.
- **Symboles graphiques et représentation schématique [1]**

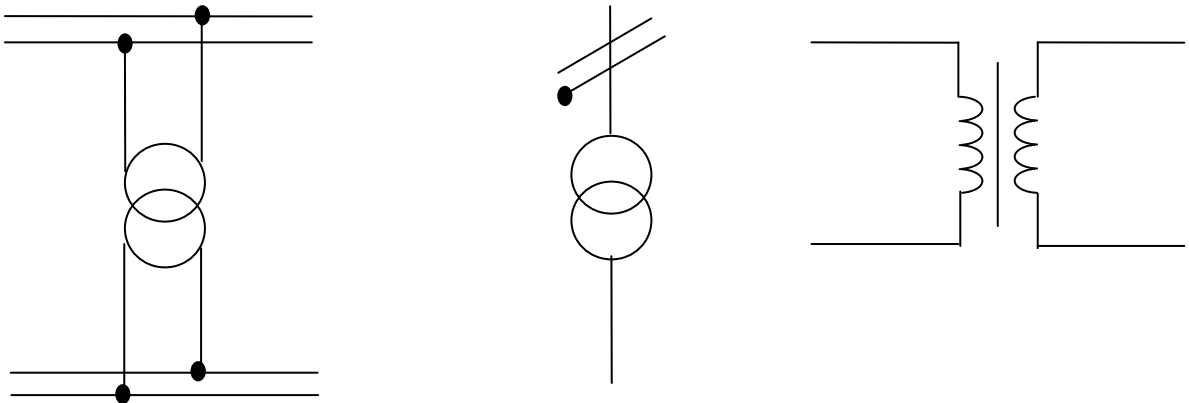


Figure I-1 : Symboles de transformateurs monophasés.

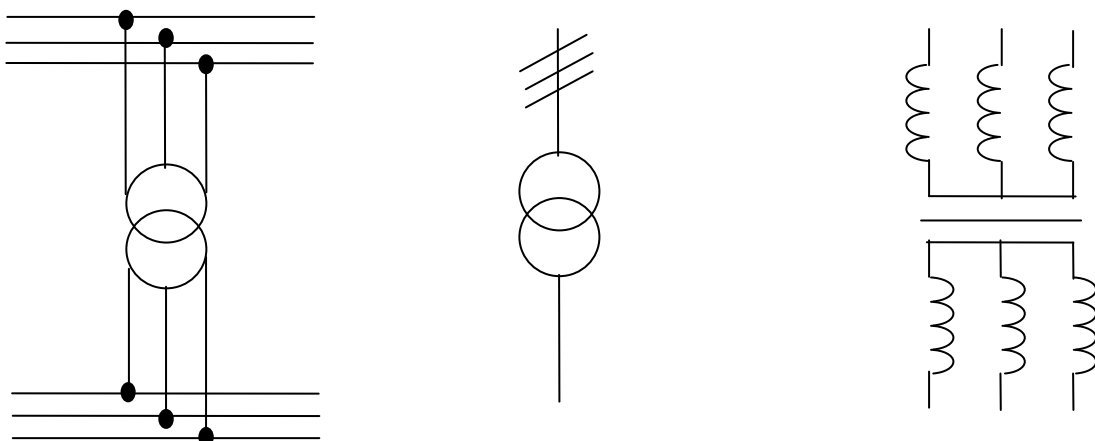


Figure I-2 : Symboles de transformateurs triphasés.

I-2 Principe général d'un transformateur triphasé

Dans les réseaux électriques triphasés, on pourrait parfaitement envisager d'utiliser 03 transformateurs monophasés identiques (un transformateur par phase). Dans la pratique, l'utilisation de transformateur triphasé (un seul appareil regroupe les trois phases) est généralisée.

Le transformateur triphasé est composé d'un noyau à trois branches sur lesquelles sont combinées les enroulements primaire et secondaire de façon concentrique ou alternée.

I-3 Principe de fonctionnement [2]

Le fonctionnement d'un transformateur est basé sur l'interaction électromagnétique de deux ou plusieurs circuits immobiles l'un par rapport à l'autre.

Si on applique une tension provenant d'un réseau de courant alternatif à l'un des enroulements, sous l'action du flux magnétique reliant les deux enroulements, dans le second enroulement apparaîtra une f.e.m alternative et sera parcouru par un courant qui alimentera les récepteurs d'énergie électrique connectés aux bornes de cet enroulement.

Le flux ϕ crée dans les enroulements, primaire et secondaire du transformateur, les forces électromotrices suivantes :

$$E_1 = -N_1 \frac{d\phi}{dt}$$

$$E_2 = -N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

Où : N_1 et N_2 sont les nombres des spires connectées en série des enroulements primaire et secondaire.

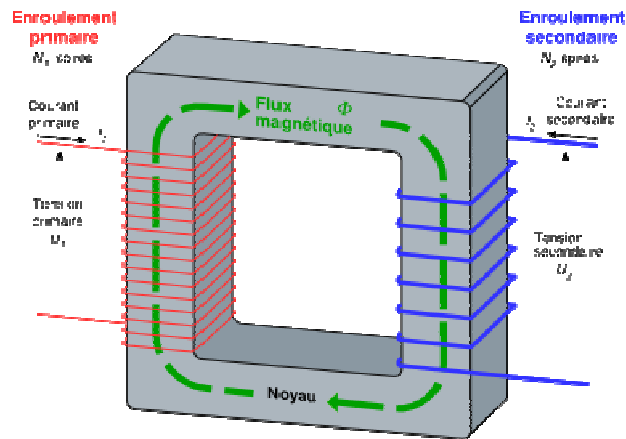
Donc:

$$\frac{E_2}{E_1} = \frac{N_2}{N_1}$$

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2}$$

I-4 Schéma de principe d'un transformateur [3]

Le principe de fonctionnement d'un transformateur est illustré dans le schéma ci-dessous :



I-5 Constitution d'un transformateur [4]

Un transformateur se compose de deux parties essentielles : - Partie active.

- Partie constructive.

I-5-1 Partie active

a) Le noyau

C'est l'ensemble formant le circuit magnétique avec tous ses éléments.

Suivant le type de noyau on distingue :

- **Transformateur à colonne** : Dont lequel les enroulements entourent les colonnes du noyau.
- **Transformateur Cuirassé** : Dont lequel les enroulements sont partiellement entourés par le noyau. Indépendamment du type de noyau ce dernier est en tôle d'acier de 0,35 ou 0,5 mm d'épaisseur. Actuellement on utilise deux sortes d'acier à transformateur :
 - Acier laminé à chaud.
 - Acier laminé à froid qui possède de meilleures caractéristiques magnétiques par rapport à l'acier laminé à chaud.

La fonction principale du circuit magnétique est de canaliser le flux magnétique afin de minimiser les pertes par hystérésis et par les courants de Foucault et sert comme support aux enroulements.

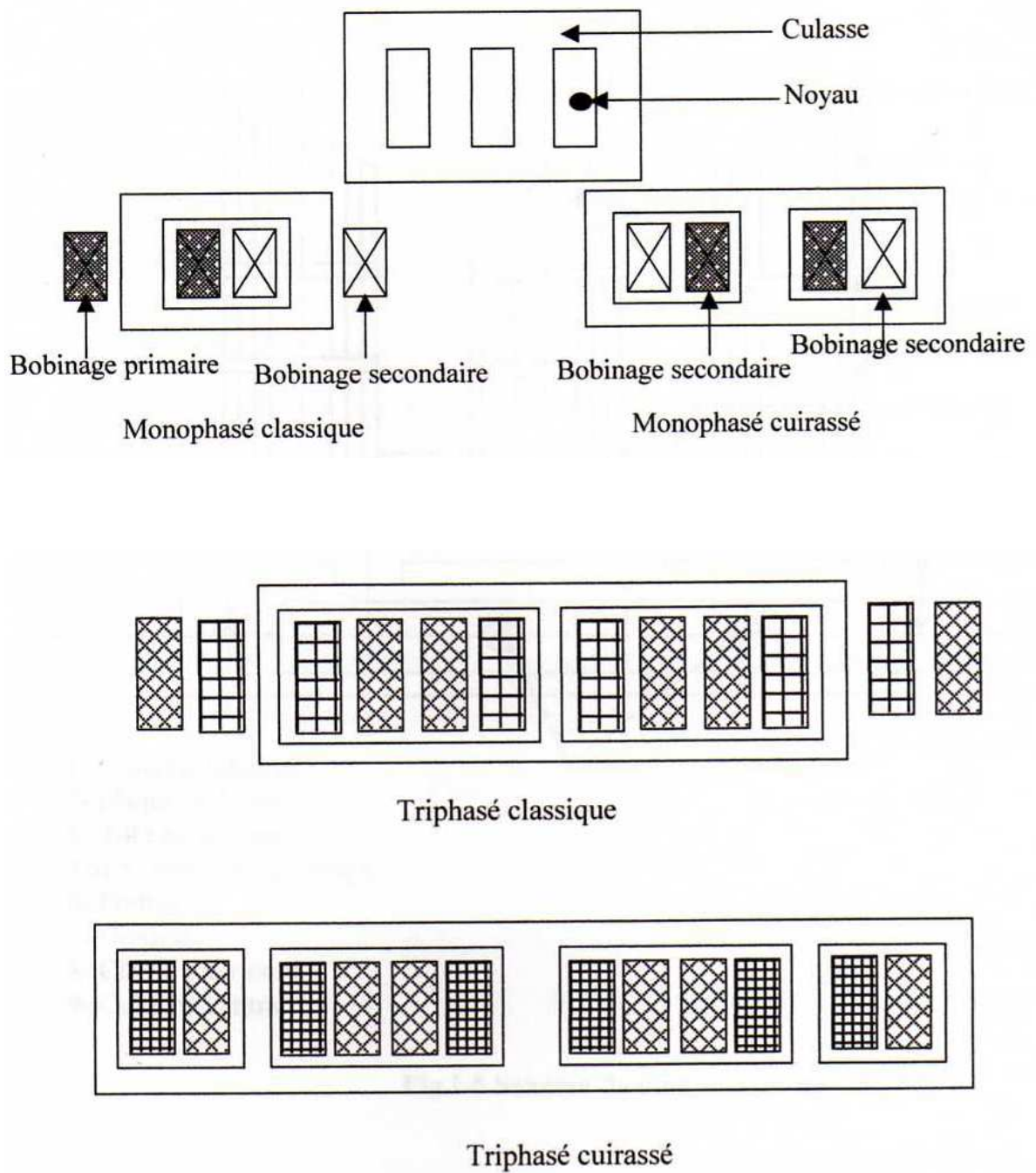


Figure I-3 : Types des circuits magnétiques.

Pour une meilleure efficacité, la tôle du circuit magnétique doit :

- Etre fabriquée en matériaux ferromagnétiques haute perméabilité magnétique pour éviter la saturation, et une induction ne dépassant pas 1,8 T pour la valeur maximale du flux.
- Isoler les tôles d'acier pour diminuer les courants de Foucault.
- Avoir une épaisseur de 0,3mm avec une isolation en Carlitte (matière à base de phosphate), pour des fréquences de 50Hz .

Le noyau présente trois colonnes et deux culasses, sans boulons, et il est constitué de tôles minces en acier à cristaux orientés.

b) les enroulements

- **L'enroulement primaire HT**

La tension appliquée aux bornes de cet enroulement est élevée et la faible intensité du courant qui le parcourt impose une section plus faible et un nombre de spires beaucoup plus grand.

- **L'enroulement secondaire BT**

Le courant qui circule dans cet enroulement est caractérisé par une forte intensité ; ce qui impose un nombre de spires limité et une section du conducteur relativement importante.

En cas de nécessité d'une section très importante, le conducteur est alors divisé en conducteurs élémentaires de faible section réunis en parallèles par des connexions extérieures à l'enroulement.

Les enroulements doivent satisfaire plusieurs exigences dont les plus importantes sont :

- L'enroulement doit être économique en tenant compte du prix du cuivre et le rendement du transformateur.
- Leurs régimes thermiques doivent correspondre aux exigences des normes car une température trop élevée réduit la vie du transformateur.
- L'enroulement doit résister aux contraintes naissant lors d'un court-circuit, et doit avoir une rigidité diélectrique nécessaire pour supporter les surtensions.
- Les enroulements sont réalisés à partir de conducteurs en cuivre ou en aluminium de section circulaire ou rectangulaire.

c) Prises de réglage

La stabilité de la tension dans les limites prescrites est réalisée au noyau à l'aide d'un dispositif permettant la variation du nombre de spires de réglage disposé au primaire ou au secondaire.

Pour des raisons d'ordre pratique les spires de réglage sont enroulées sur la dernière couche du primaire, ce qui facilite leurs construction et leurs connexion au commutateur.

Conformément au cahier de charge; le réglage se fait hors tension à cinq prises fixes $\pm 5\%$:

Position 1 (prise soustractive) : $U_n - 2 \times 2,5\%$.

Position 2 (prise soustractive) : $U_n - 2,5\%$.

Position 3 (prise normale) : U_n .

Position 4 (prise additive) : $U_n + 2,5\%$.

Position 5 (prise additive) : $U_n + 2 \times 2,5\%$.

d) L'isolement

L'isolement des enroulements a une très grande importance car ceux-ci subissent souvent des surtensions auxquelles ils doivent résister.

L'isolement des spires est réalisé par du vernis et du papier.

L'isolement des bobines basse tension du circuit magnétique est réalisée par un tube isolant en presspahn ou en papier bakelisé avec ou sans cales, montée sur la colonne du circuit magnétique.

L'isolement entre bobine et culasse se fait à l'aide des cales.

e) Les diélectriques

Selon les tensions appliquées aux enroulements, l'isolement peut être assurée par :

- De l'air pour les petits transformateurs BT.
- De l'huile dans tous les transformateurs de puissance malgré la présence de risques d'incendie et d'explosion.
- De pyralène ou diélectrique chloré qui est incombustible, notant que s'il est porté au-delà de 3000 C° , il se transforme en dioxine qui est un poison très dangereux.
- Du quartz : c'est un sable qui étouffe les flammes mais rend le refroidissement très difficile.

Le diélectrique assure à la fois l'isolement et le refroidissement du transformateur.

I-5-2 Partie constructive

a) La cuve

Son rôle est de servir de contenant au diélectrique liquide, de support et de protection mécanique, elle permet également l'évacuation de la chaleur.

Sur demande, elle peut être fabriquée pour être résistante au vide. Alternativement, les transformateurs (jusqu'à 5 MVA) peuvent être équipés d'une cuve compacte avec des ailettes ondulées de refroidissement.

b) Le couvercle

C'est un élément important de la cuve, sur celui-ci sont placées des pièces dont les plus importantes :

- Les isolateurs de sorties des enroulements HT et BT.
- Le conservateur d'huile dans les transformateurs de 100kVA et plus.
- Le tube d'évacuation des gaz pour les transformateurs à puissance de 1000kVA et plus.

Par ailleurs, il sert de support aux accessoires suivants :

- **Les traversées haute et basse tension :** Ils assurent à travers le couvercle, la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire d'une part et les lignes d'arrivée et de départ d'autre part.
- **Doigts de gant (poche de thermomètre) :** Ils permettent de mesurer la température aux différents niveaux du transformateur.
- **Crochets de levage :** Permettent la manutention et le décufrage.

c) Le conservateur d'huile

C'est un réservoir prévu pour compenser la dilatation de l'huile. Il est installé au-dessus du couvercle, le niveau de l'huile dans le conservateur doit être tel que la cuve soit toujours remplie.

d) Le dispositif de contrôle

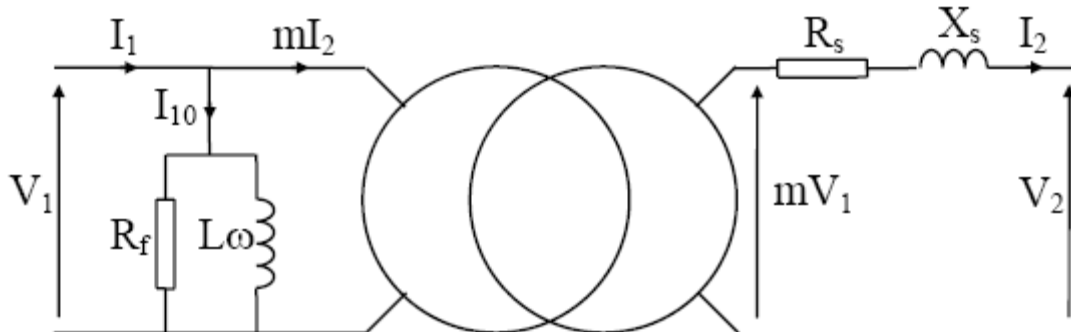
Permet de contrôler le niveau d'huile dans le transformateur.

e) L'assècheur

Permet la mise à l'air libre tout en évitant la pollution du diélectrique par la vapeur d'eau atmosphérique.

I-6 Schéma équivalent d'un transformateur monophasé [6]

Comme dans tous les systèmes triphasés, on prend comme schéma équivalent d'un transformateur triphasé, celui d'une phase d'un transformateur étoile-étoile.



-Schéma équivalent d'un transformateur-

I_{10} : courant à vide absorbée par le primaire.

m : rapport de transformation.

R_f : Résistance de fuite du primaire.

$L \omega$: Réactance de fuite au primaire.

R_s : Valeur de la résistance ramenée au secondaire.

X_s : Valeur de la réactance de fuite ramenée au secondaire.

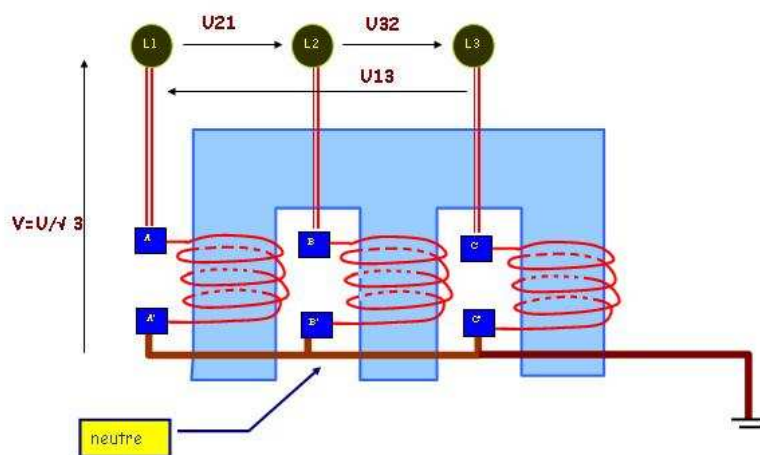
I-7 Choix de couplages [7]

Tant au primaire qu'au secondaire, les enroulements peuvent être couplés en triangle, en étoile ou en zig-zag. Ce dernier couplage est obtenu en devisant les trois bobines d'un enroulement en six demi-bobines et en mettant en série (en sens contraire) deux demi-bobines prise sur des noyaux différents pour réaliser chaque phase.

I-7-1 Montages en étoile Y

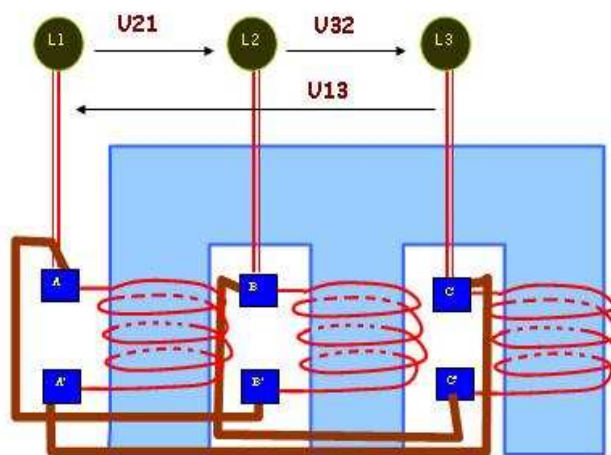
C'est une connexion des enroulements dont laquelle une extrémité de chaque enroulement de phase d'un transformateur triphasé ou de chaque enroulement de même tension nominale pour les transformateurs monophasés constituant en groupe triphasé est connecté à un point commun (point neutre), l'autre extrémité est reliée à la borne de la ligne correspondante.

Ce couplage permet d'obtenir deux tensions dans le rapport est $\sqrt{3}$ suivant que l'on utilise le neutre ou pas. Il supporte d'autre part le déséquilibre des charges avec le neutre utilisée.



I-7-2 Montage en triangle D

C'est une connexion des enroulements dont laquelle les enroulements de même tension nominale d'un transformateur sont connectés en série formant un circuit fermé.



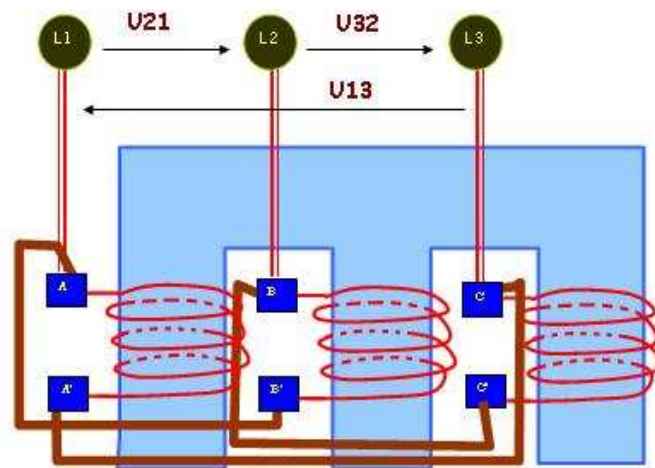
I-7-3 Montage en zig-zag

C'est une connexion en étoile des enroulements de phase d'un transformateur triphasé. Chaque enroulement étant constitué de deux parties semblables dont lesquelles sont induites des tensions déphasées.

Ce couplage présente :

- Les avantages du couplage étoile (point neutre disponible).
- Une meilleure répartition de la charge entre les colonnes en régime déséquilibré.

Mais il exige 1,16 fois plus de spires que le couplage étoile et il est utilisé pour le secondaire uniquement.



Avant de choisir un couplage, on peut tenir compte des remarques suivantes :

Du point de vue des dimensionnements, on a toujours intérêt à choisir un couplage étoile aux très haute tension et un couplage triangle pour les fortes intensités. En effet, avec le couplage étoile, chaque enroulement supporte la tension $V = U / \sqrt{3}$ tandis qu'avec le couplage triangle, l'intensité par enroulement est $J = I / \sqrt{3}$.

La présence du neutre est nécessaire dans les distributions basse tension pour pouvoir fournir les deux types de tension: la tension simple pour les usages domestiques usuels, le système triphasé de tension pour l'alimentation des petits moteurs qu'on peut trouver chez les abonnés.

Dans le cas de l'alimentation d'un récepteur déséquilibré, il n'est pas souhaitable d'utiliser un branchement en triangle car, la somme des f.e.m à l'intérieur du triangle n'étant pas nulle, on aura un courant permanent de la circulation, courant qui sera néfaste pour les enroulements. Pour cette raison, les secondaires des transformateurs de distribution ne sont pas couplés en triangle.

I-8 Rapport de transformation [6]

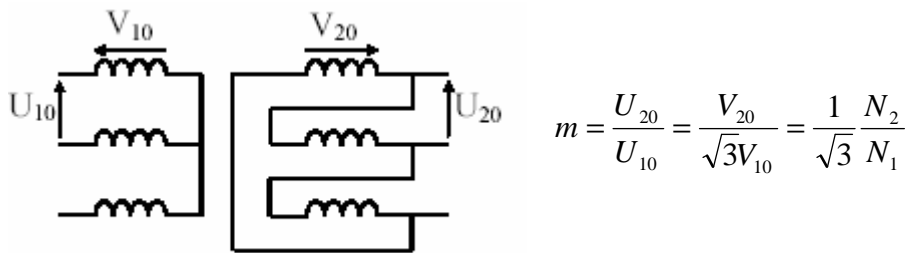
Le rapport de transformation d'un transformateur triphasé est le quotient de la tension secondaire entre phase à vide par la tension primaire entre phase.

$$m = \frac{U_{20}}{U_{10}}$$

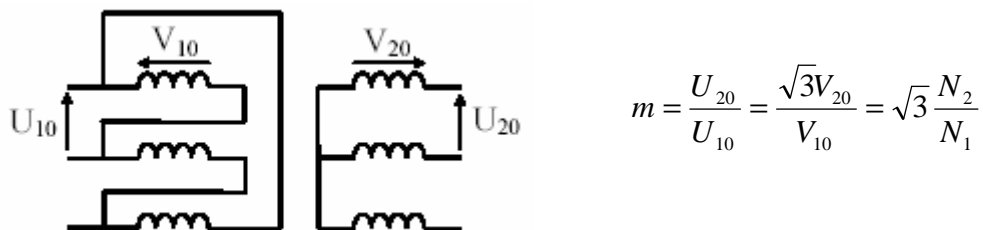
A la différence d'un transformateur monophasé, le rapport de transformation n'est pas toujours égal au quotient N_2 / N_1 des nombres de spires du secondaire et du primaire car il dépend non seulement de ce nombre de spires mais aussi du mode de couplage.

I-8-1 Exemple

Couplage étoile triangle :



Couplage triangle étoile :



Si on indique par Y, D ou Z le couplage en étoile, en triangle ou en zig-zag des enroulements HT, par y, d ou par z le couplage en étoile, en triangle ou en zig-zag des enroulements BT, neuf couplages sont possibles, seuls six groupements sont à retenir, on les récapitule dans le tableau suivant :

Couplage	Rapport de transformation
Yy	N_2 / N_1
Dy	$\sqrt{3} N_2 / N_1$
Zy	$2N_2 / \sqrt{3} N_1$
Yd	N_2 / N_1
Dd	N_2 / N_1
Zd	$2N_2 / 3N_1$
Yz	$\sqrt{3} N_2 / N_1$
Dz	$3N_2 / N_1$
Zz	N_2 / N_1

I-9 Indice horaire [6]

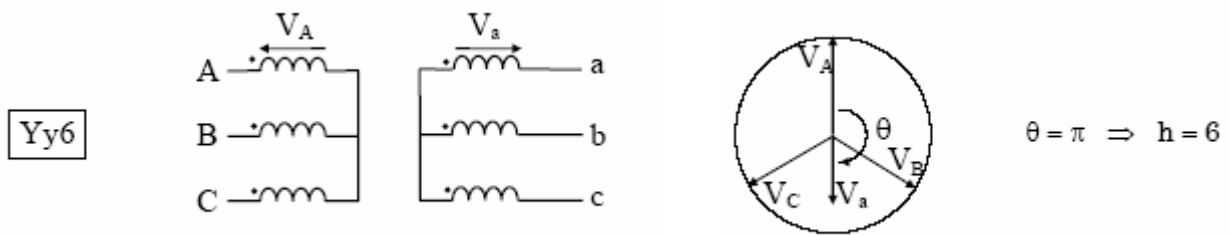
I-9-1 Définition : Il est défini à priori pour un transformateur ayant même ordre des phases directes au primaire et au secondaire. Il caractérise le déphasage à vide entre les tensions composées ou simples homologues (par exemple U_{AB} et U_{ab} ou V_A et V_a). Le déphasage existant entre une tension primaire quelconque et la tension secondaire correspondante est toujours un multiple de 30° .

L'indice horaire h se calcule par la relation suivante :

$$h = \frac{\theta}{30^\circ} ;$$

Où : θ : est le déphasage en degré entre les tensions homologues compté dans le sens horaire.

Et en prenant comme origine des phases la tension au primaire (en toute rigueur, celle coté haute tension).

Exemple**I-9-2 Détermination de l'indice horaire [8]**

La méthode permettant cette détermination est relativement simple :

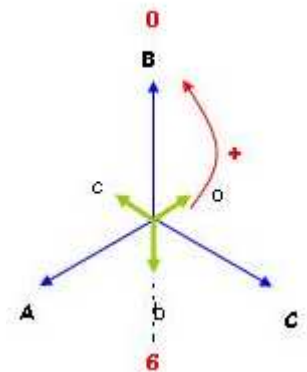
Le sens de bobinage primaire et secondaire est identique.

- On place le vecteur référence (OB) sur l'origine des OH.

Toute lecture d'un enroulement sur la même colonne.

En positif (de bas en haut) donne un vecteur en phase.

En négatif (de haut en bas) donne un vecteur déphasé de π .

**I-10 Caractéristiques industrielles d'un transformateur [7]****I-10-1 Paramètres techniques**

I-10-1-1 Puissance nominale : C'est la valeur conventionnelle de la puissance apparente. Elle peut être utilisée lors du fonctionnement du transformateur en régime normal. Elle est donnée en kVA ou MVA.

I-10-1-2 Tension nominale : C'est la tension pour laquelle seront définies et garanties les caractéristiques dues à la charge (courant à vide, pertes à vide).

I-10-1-3 Courant nominal : C'est le courant pour lequel seront définies et garanties les caractéristiques dues à la charge (pertes dues à la charge).

I-10-1-4 Tension de court-circuit (U_{cc}) : On appelle tension de court-circuit, la tension qu'il faut appliquer au primaire, le secondaire étant en court-circuit, pour que circule le courant nominal au primaire. En valeur nominale, la tension de court-circuit est comprise entre 4 et 4.5 % de la tension nominale. La tension de court-circuit constitue l'une des valeurs les plus importantes du transformateur. Elle constitue une grandeur essentielle pour déterminer la possibilité de la mise en marche de plusieurs transformateurs. (La même classe de l'indice horaire)

I-10-1-5 Pertes à vide : Les pertes dans le cuivre sont généralement inférieures ou égales à 2 % de la puissance totale consommée, elles se décomposent comme suit :

- **Pertes principales dans le fer du noyau :** elles comprennent les pertes par hystérésis et par courant de Foucault.
- **Pertes supplémentaire :** se sont les pertes dans les isolateurs ainsi que les pertes dans les différentes pièces de serrage et joins de circuit magnétique.

I-10-1-6 Pertes en court-circuit (P_{cc}) : Elles sont obtenues à partir de l'essai en court-circuit, pendant cet essai, le flux principal est très petit dans le noyau ce qui nous amène à négliger les pertes résumant au pertes dans le cuivre. Ces dernières, se décomposent des pertes principales dues aux résistances des enroulements et des pertes supplémentaires, causées par les courants de Foucault qui prennent naissance dans les enroulements.

I-10-1-7 Chute de tension : Pour la calculer, on détermine en premier lieu la chute de tension simple V_a , puis ensuite la chute de tension composée, soit :

$$\Delta V_a = R_s I_a \cos \varphi_a + X_s I_a \sin \varphi_a$$

$$\text{Et } \Delta U_a = \sqrt{3} \Delta V_a .$$

On peut utiliser les valeurs relatives ($R\% = 100 R I / V$, $X \% = 100 X I / V$)

$$k \% = 100 \Delta V_a / V_{ao} = 100 \Delta U_a / U_{ao} = R \% \cos \varphi + X \% \sin \varphi .$$

I-10-1-8 Rendement : On mesure les pertes fer par un essai à vide, puis on calcule les pertes Joules par l'une des deux méthodes suivantes :

- On mesure en courant continu des résistances primaire et secondaire, puis on calcule la résistance globale ramenée au secondaire.

- On utilise l'essai en court-circuit pour déterminer directement cette résistance puisque :

$$R_a = \frac{P_{1CC}}{I_{2CC}^2} .$$

Le rendement a pour expression :

$$\eta = \frac{3V_{an} I_a \cos \varphi_a}{3V_{an} I_a \cos \varphi_a + P_f + 3R_s I_a^2}$$

I-2 Réseau électrique

I-2-1 Définition

On appelle réseau électrique, l'ensemble des infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production (centrales électriques), vers les consommateurs d'électricité.

Le réseau est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à une 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-2-2 Structure des réseaux électriques [8]

Pour réaliser la liaison entre la production et la consommation, il est nécessaire d'établir des lignes aériennes et des canalisations souterraines. Les lignes sont raccordées à des nœuds appelés postes. Ces points, particulièrement importants comportent habituellement des transformateurs avec des dispositifs de contrôle et de sécurité. Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous :

I-2-2-1 Le réseau de transport

Il est à très haute tension (de 150 kV à 800 kV) et a pour but de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité.

I-2-2-2 Le réseau de répartition

Il est à haute tension (de l'ordre de 30 à 150 kV) et a pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région.

Il a une structure à la fois maillée et bouclée suivant les régions considérées, sa conduite est assurée en coordination avec celle du réseau de transport.

I-2-2-3 Le réseau de distribution

Généralement il est basé sur une structure arborescente, à partir d'un poste source, l'énergie parcourt l'artère ainsi que ses dérivations avant d'arriver aux postes de transformation MT/BT. Le réseau de distribution a pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs.

Il existe deux sous niveaux de tensions :

Les réseaux à moyenne tension (de 3 à 33 kV) ;

Les réseaux à basse tension (de 110 à 600 V).

Il présente une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés,

Ainsi que selon la densité de population.

Les réseaux à moyenne tension MT ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses.

Les réseaux BT résultent de la structure des réseaux MT. La structure arborescente est là aussi de loin la plus répandue, car elle est à la fois simple, bon marché, et permet une exploitation facile.

I-2-3 Structures topologiques des réseaux de transport [2]

I-2-3-1 Structure maillée

La partie MT est radiale bouclante, la partie BT en maille. Cette disposition présente un véritable quadrillage de la zone BT à desservir. Les câbles sont électriquement connectés entre eux à chaque nœud, des jonctions entre les postes MT/BT et le quadrillage ont lieu en un certain nombre de nœuds.

I-2-3-2 Structure bouclée

C'est un réseau maillé simplifié, présentant un certain nombre de boucles fermées, chacune de ces boucles contient un nombre limité de sources. L'énergie donc peut transiter par des chemins différents, ainsi la mise hors tension accidentelle d'un tronçon n'entraîne pas de surcharges inadmissibles pour les autres tronçons.

Les réseaux bouclés sont généralement utilisés pour les réseaux de répartition.

I-2-3-3 Structure radiale

C'est une structure dont le schéma unifilaire est arborescent. Chaque artère se séparant des autres à la manière des branches d'un arbre, à l'origine se trouve le poste d'alimentation HT/MT, de ce poste des lignes MT partent en alimentant un ou plusieurs postes HT/BT, d'où partent plusieurs lignes BT qui se ramifient en fonction des besoins.

I-2-3-4 Structure en peigne

Cette distribution est généralement utilisée dans les installations de faibles puissances, comportant un nombre considérable de récepteurs.

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

I-2-3-5 Alimentation en antenne

C'est un cas particulier du réseau radial, son alimentation est assurée par une ligne simple issue d'un poste source, le secours peut être assuré soit par une seconde liaison de même poste ou par une ligne d'un autre poste mais non bouclé électriquement avec la première.

I-2-3-6 Alimentation en coupure d'artère

C'est aussi un cas particulier du réseau radial, où il n'existe que le tronçon principal constitué par une ligne aérienne ou un câble souterrain sur lequel chaque poste est raccordé.

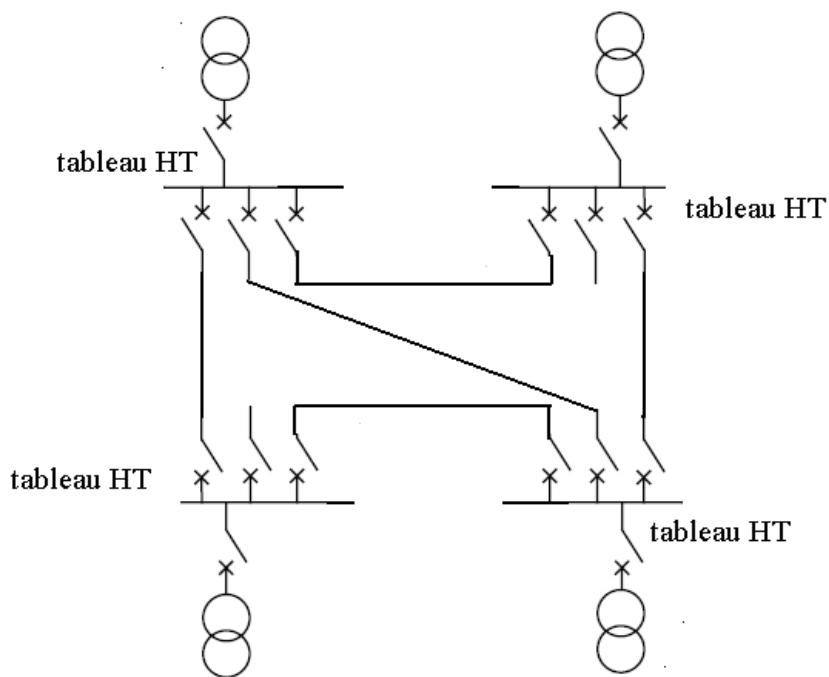


Figure-I-5 : La structure des réseaux maillés

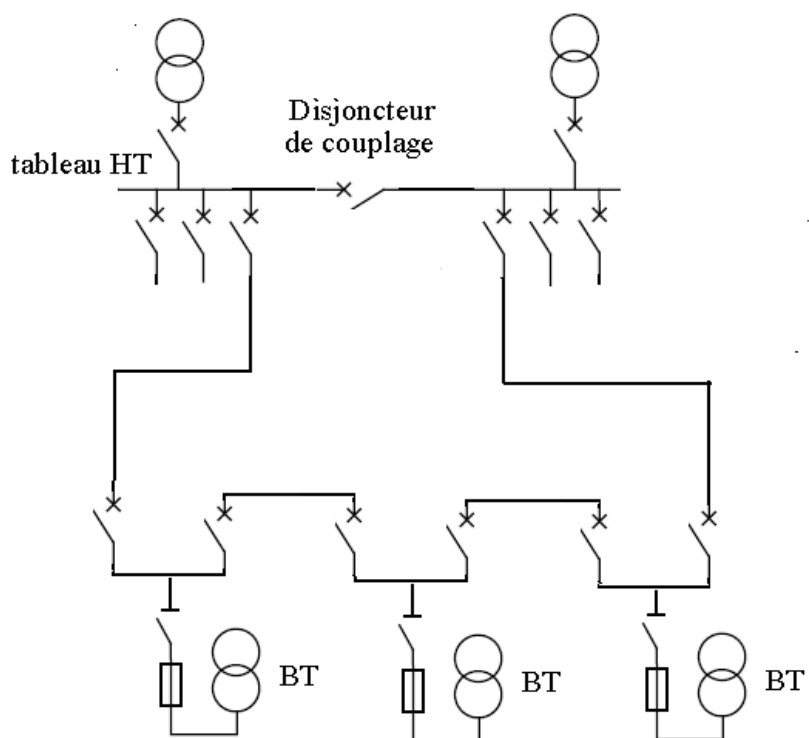


Figure-I-6 : La structure des réseaux bouclés.

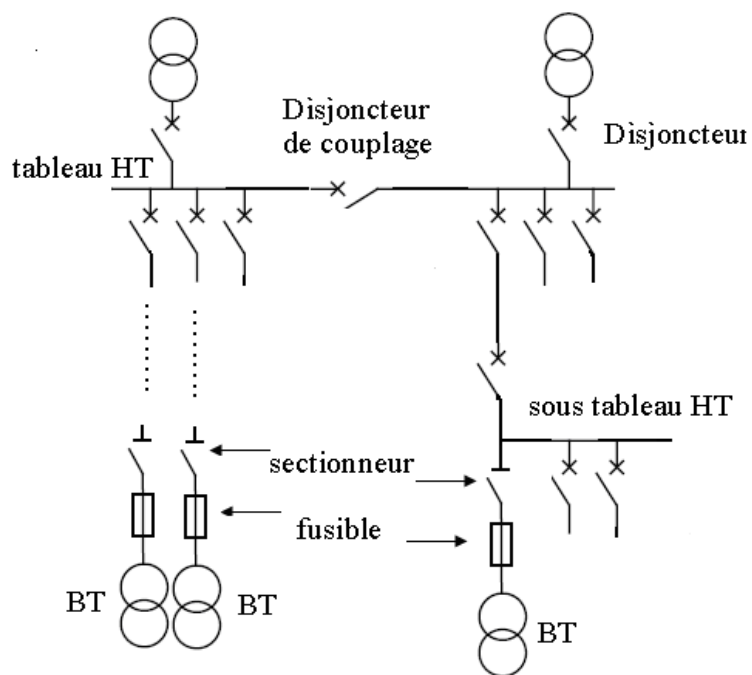


Figure-I-7 : La structure des réseaux en antenne.

I-2-4 Structure des réseaux MT [9]

La structure des réseaux MT évolue de manières diverses à savoir :

- l'accroissement de la demande de la clientèle existant ;
- l'extension en surface de la demande ;
- le renouvellement d'ouvrages vétustes ;
- le maintien de la qualité de service.

Pour faire face à ces causes, plusieurs structures ont été réalisées.

I-2-4-1 Réseau MT aérien

Ils sont utilisés dans les régions à faible densité de population (zones rurales, périphérie des villes).

- **Structure arborescente**

La structure des réseaux MT aériens arborescente, est de deux ordres de lignes :

- Dorsale : Lignes principales issues du poste HT.
- Dérivation et sous dérivation : Ces dernières peuvent être utilisées pour alimenter des charges isolées ou pour grouper sous un même interrupteur à commande manuelle un ensemble de poste MT/BT.

I-2-4-2 Réseau MT souterrain

La structure des ces réseaux est un seul de type de ligne (les dorsales). Ces réseaux, par leur constitution (faible longueur et forte section de conducteur), sont le siège de chutes de tensions réduites. De ce fait et tenant compte de l'importance des incidents (charge coupée et durée d'interruption plus élevée qu'en réseau aérien), il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours.

I-2-5 Les lignes électriques [8]

Les lignes à haute tension sont les lignes principales des réseaux de transport d'électricité. Elles peuvent être aussi bien aériennes que souterraines.

I-2-5-1 les lignes aériennes

Elles servent au transport sur les longues distances de l'électricité produite par les diverses centrales électriques, ainsi qu'à l'interconnexion des postes électriques.

a) Composants d'une ligne aérienne

- **Pylônes** : Leur fonction est de supporter et de maintenir les conducteurs à une distance suffisante du sol et des obstacles : ceci permet de garantir la sécurité et l'isolement par rapport à la terre, les câbles étant nus (non isolés) pour en limiter le poids et le coût, ces pylônes sont généralement en bois, en béton armé ou métalliques.
- **Conducteurs** : L'énergie électrique étant transportée sous forme triphasée, on trouvera au moins 3 conducteurs par ligne. Pour une phase, on peut aussi trouver un faisceau de conducteurs (de 2 à 4) à la place d'un simple conducteur afin de limiter les pertes. On utilise en général des conducteurs en alliage d'aluminium, ou en combinaison aluminium-acier pour les câbles plus anciens; ce sont des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium. Les conducteurs sont nus, c'est-à-dire non revêtus d'un isolant.
- **Isolateurs** : Ils assurent l'isolation entre les conducteurs et les pylônes. Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs en verre ou céramique ont en général la forme d'une assiette. On les associe entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important.
- **Les câbles de garde** : Ils sont utilisés au-dessus des conducteurs et ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en alliage d'aluminium-acier.

b) Dimensionnement des lignes [7]

Pour réduire l'intensité du champ électrique, on a deux possibilités :

- **Augmentation de la section des conducteurs** : Il est à noter que l'utilisation d'un conducteur de forme tubulaire est toujours souhaitable car en raison d'un phénomène appelé : effet de peau, le courant a toujours tendance à se répartir à la surface de ce conducteur. On calcule sa section, en fonction de l'intensité à transporter, en admettant une densité de courant d'environ $1 \text{ A} / \text{mm}^2$.

- **Augmentation de la distance entre phase :** C'est ainsi que, pour une tension donnée, si on fixe la section du conducteur, on peut en déduire la distance minimale entre deux phases. Dans la pratique, on limite l'écartement à une dizaine de mètres, mais au lieu d'utiliser un seul câble par phase, on dispose deux câbles côte à côte à quelques décimètres l'un de l'autre.

Par ailleurs, lorsque la tension augmente, les chaînes d'isolateurs et les bras d'armement s'allongent, si bien que la portée optimale augmente, elle atteint 150 m en 63 kV, 300 m en 225 kV, 550m en 400 kVetc.

c) Types de lignes [9]

Le genre de ligne utilisé est imposé par les facteurs suivants :

- Puissance à transporter.
- Distance de transport.
- Coût.
- Esthétique, encombrement et facilite d'installation.

On distingue quatre types de lignes :

- Lignes de distribution BT : Ce sont des lignes installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons. Les lignes sont habituellement des câbles ou des barres fonctionnant à des tensions inférieures à 600 V.
- Lignes de distribution MT : Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie de l'électricité. Leur tension est comprise entre 2,4 kV et 69 kV.
- Lignes de transport HT : Ce sont des lignes reliant les postes de transformation principaux aux centrales de génération, fonctionnant généralement à des tensions inférieures à 230 kV.
- Lignes de transport THT : Ce sont les lignes qui relient les centrales éloignées aux centres de consommation ou d'utilisation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs allant jusqu'à 1000 km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 750 kV.

I-2-5-2 Les lignes souterraines [7]

Le passage de ces canalisations s'impose, en particulier, dans les villes, à proximité des aérodromes et surtout chaque fois que, pour des raisons de sécurité ou d'esthétique, il n'est pas possible d'installer d'autres types de canalisations.

a) Composantes d'une ligne souterraine

- **Mode de construction:** Alors que le câble souterrain est le plus souvent tripolaire (aux BT et MT), il est le plus souvent unipolaire (aux HT et THT).

Un câble unipolaire comporte les éléments suivants :

- Un conducteur en cuivre ou en aluminium, appelé âme, destiné à faire transiter le courant électrique.

L'âme est constituée d'un grand nombre de fils de cuivre électrolytique recuit ou de fils d'aluminium.

- Un écran semi conducteur destiné à uniformiser le champ électrique sur la périphérie et à atténuer l'effet de brin des fils qui constituent l'âme.
- Une enveloppe isolante constituée soit d'un rubanage de papier imprégné d'huile, soit de matériaux synthétiques (polyéthylène réticulé chimiquement).
- Un écran semi-conducteur externe, permettant d'assurer un champ électrique radial.
- Un écran métallique (de plomb ou d'aluminium) assurant le retour des courant de court-circuit (lors de défaut) et l'étanchéité du câble.
- Une gaine de protection extérieure permettant de protéger le câble contre la corrosion.

- **Capacité d'un câble :**

Dans la réalité, elle n'est pas localisée en un point donné du conducteur, mais elle est répartie tout le long du câble.

Quand on branche un alternateur à l'une des extrémités d'un câble, l'autre extrémité étant ouverte (pas de récepteur). La tension augmentera le long du câble, pour atteindre sa valeur maximale à l'extrémité libre du câble (effet Ferranti).

Ce phénomène est d'autant plus gênant que la longueur du câble est plus élevée, c'est pourquoi, leur longueur est limitée à une dizaine de kilomètres.

I-2-5-3 Propriétés de lignes de transport [7]

Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter une puissance active. Si elle doit également transporter une puissance réactive, celle-ci doit être faible par rapport à la puissance active.

En plus de ces exigences, une ligne de transport doit posséder les caractéristiques de base suivantes :

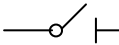




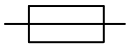
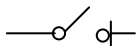
- a) La tension doit demeurer constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges comprises entre zéro et la charge nominale.
- b) Les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement.
- c) Les pertes joules ne doivent pas surchauffer les conducteurs.



Conclusion

Ce premier chapitre est consacré à des généralités sur les transformateurs et les réseaux électriques où nous avons fait appel dans la première partie au principe de fonctionnement des transformateurs ainsi leurs différents mode de couplages et leurs caractéristiques techniques (indice horaire, rapport de transformation). Dans la deuxième partie, nous avons donné des notions sur les différentes structures topologiques et les différents éléments constitutifs des réseaux électriques (postes, lignes aériennes, câbles souterrains...).

Vu l'objectif de notre travail, nous avons beaucoup insisté sur le réseau MT et des éléments qui le forme, afin qu'on facilite la compréhension de la suite de travail.

LEGENDE

Symbole	Indicatif abrégé	Description
	BHT	Barre haute tension
	SM	Sectionneur
	DTR	Disjoncteur pour transformateur
	DC	Disjoncteur de couplage
	DD	Disjoncteur de départ
	TRH	Transformateur HT/MT
	TR	Transformateur MT/BT
	DDAT	Disjoncteur débrochable d'arrivée de transformateur
	DDC	Disjoncteur débrochable de couplage
	DDD	Disjoncteur débrochable de départ
	BMT	Barre moyenne tension
	SMT	Sectionneur de ligne avec couteaux de mise à la terre
	CA	Poste cabine
	F	fusible
	CT	Câble de travail
	CS	Câble de secours
	I	Interrupteur

	PA	Pont amovible
	PO	Poste sur poteau
	SD	Sous dérivation
	D	Dorsale
	DE	Dérivation
	IA	Interrupteur automatique

Introduction

Les réseaux de distribution d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dus, en général, à l'apparition de défauts.

Ces défauts donnent lieu à l'établissement de courant de court-circuit, soit entre conducteurs, soit entre un ou plusieurs conducteurs, soit entre un ou plusieurs conducteurs et la terre.

II-1 Types et caractéristiques des défauts [13]

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

- **Electriques** : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, le matériel électrique que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comporte des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.
- **Atmosphériques** : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes....etc
- **Mécaniques** : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs qui subissent des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.
- **Humaines** : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

II-1-1 Types des défauts [13]

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

- **Les défauts triphasés** : Ce sont les courts-circuits entre les trois phases avec ou sans mise à la terre.
- **Les défauts biphasés** : Ce sont les courts-circuits entre deux phases ou deux phases et le neutre avec ou sans mise à la terre.
- **Les défauts monophasés** : Ce sont des défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre. Ils génèrent la circulation d'un courant homopolaire. Leur intensité est limitée par la résistance de terre et par la mise à la terre du neutre.

II-1-2 Nature des défauts [13]

- **Défaut sans coupure** : C'est un défaut qui s'élimine sans coupure, même très brève pour la clientèle. Il peut par contre produire des creux de tension significatifs (en cas de défauts polyphasés). Ce sont :

1- Les défauts auto-extincteurs (monophasés ou polyphasés), qui disparaissent naturellement par eux-mêmes en une durée inférieure à 100 ms.

2- Les défauts monophasés éliminés par le fonctionnement du disjoncteur.

- **Défaut fugitif** : C'est un défaut éliminé par un cycle rapide
- **Défaut semi permanent** : C'est un défaut éliminé grâce à un ou deux cycles lents.
- **Défaut permanent** : C'est un défaut qui n'a pu être éliminé par les différents cycles de réenclenchements. Il a entraîné un déclenchement définitif du disjoncteur.

Le tableau suivant récapitule les différentes natures de défauts, leurs causes et leurs conséquences :

Nature de défaut	Définition	Causes	Conséquences
Le court-circuit	Suppression d'isolement entre deux ou trois conducteurs et masse ou terre.	-Rupture de conducteurs. -Coup de foudre. -Claquage d'isolement. -Fausse manœuvre.	-Surintensité. -Chute de tension -Déséquilibre -Echauffement -Electrodynamique
Surcharge	Installation traversée par un courant supérieur à celui pour lequel elle a été construite	-Court-circuit -Appareil utilisé au delà de sa puissance nominale (volontaire ou accidentelle)	-Echauffement -Mêmes conséquences que le court-circuit
Surintensions	Passage de la tension à une valeur nominale	-Manœuvre d'organe de coupure -Arcs à la terre -Défaillance du régulateur de tension -Coups de foudre	-Contraintes sur les isolants amorçages (court-circuit) -Surcharge
Déséquilibre	Valeurs différentes entre les 03 tensions et les 03 conducteurs.	-Court-circuit -Rupture de phases (mauvais fonctionnement du disjoncteur) -Rupture des conducteurs sans court-circuit	-Echauffement -Induction dans les lignes téléphoniques proches

II-2 Etude des courants de court-circuit et des impédances du réseau [14]

II-2-1 Définition

On appelle un défaut, toute perturbation qui engendre des modifications des paramètres électriques d'un ouvrage. Il peut conduire à un effondrement électrique de réseau et à la mise en danger de son environnement.

II-2-2 L'intensité d'un courant de court-circuit

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

$$I_{cc} = \frac{V_n}{Z_{cc}}$$

V_n : tension de source.

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

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

D'où :

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{cc}}$$

II-2-3 Décomposition d'un système en composantes symétriques

La méthode des composantes symétriques dite de FORTESCUE repose sur le fait qu'un système déséquilibré de grandeurs sinusoïdales de tension $\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$ peut être considéré comme la superposition de trois systèmes équilibrés :

L'un direct.

L'autre inverse.

Le troisième homopolaire.

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

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

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

Le système direct est : $\bar{V}_d, a^2 \bar{V}_d, a \bar{V}_d$.

Le système inverse est : $\bar{V}_i, a \bar{V}_i, a^2 \bar{V}_i$.

Le système homopolaire est : $\bar{V}_0, \bar{V}_0, \bar{V}_0$.

$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$: opérateur de rotation.

Les composantes symétriques sont définies par la transformation de FORTESCUE.

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

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

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

De la même manière, on peut décomposer un système de courants déséquilibrés.

II-2-4 Principe de l'impédance des composantes

Pour tout élément de réseau de construction symétrique, la transformation de FORTESCUE rend indépendants les systèmes direct, inverse et homopolaire.

Un réseau triphasé en régime déséquilibré peut être décrit par trois systèmes d'équations indépendants, correspondant aux systèmes direct, inverse et homopolaire.

$$\overline{V}_d = \overline{E}_d - \overline{Z}_d \overline{I}_d$$

$$\overline{V}_i = \overline{E}_i - \overline{Z}_i \overline{I}_i \quad - C -$$

$$\overline{V}_0 = \overline{E}_0 - \overline{Z}_0 \overline{I}_0$$

Les trois grandeurs $\overline{Z}_d, \overline{Z}_i, \overline{Z}_0$ sont les impédances cycliques du circuit, respectivement direct, inverse et homopolaire.

En fonctionnement normal, le système se réduit à la composante directe.

En régime déséquilibré, on simplifie les écritures :

Par simplification du principe de superposition des états, c'est-à-dire $I=0$ avant la perturbation.

En admettant que les générateurs \overline{E} sont équilibrés c'est-à-dire :

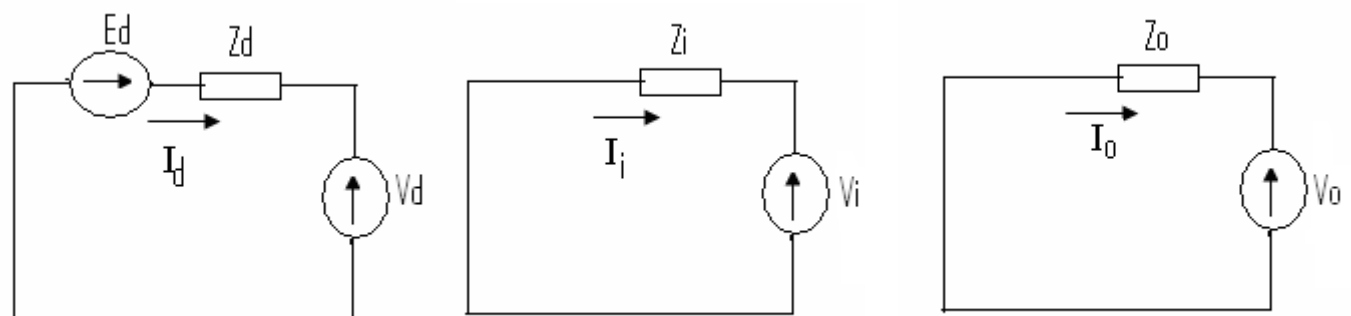
$$\overline{E}_d = E, \quad \overline{E}_i = \overline{E}_0 = 0$$

$$\overline{V}_d = \overline{E}_d - \overline{Z}_d \overline{I}_d$$

$$\overline{V}_i = -\overline{Z}_i \overline{I}_i$$

$$\overline{V}_0 = -\overline{Z}_0 \overline{I}_0$$

Le schéma équivalent de ces équations est le suivant :



II-3 Analyse des courts-circuits [15]

Dans ce qui suit, on analysera les cas possibles afin d'évaluer les courants de court-circuit et ceci en ne considérant que la composante sinusoïdale du courant.

II-3-1 Les défauts monophasés

Ces grandeurs peuvent être déterminées sans tenir compte de position du neutre par rapport à la terre. En supposant seulement qu'il existe, un chemin de retour d'impédance donnée pour le courant de défaut ; les résultats obtenus doivent ensuite être appliqués à chacun des modes d'exploitation des réseaux MT c'est-à-dire :

- Réseaux ayant leur neutre à la terre.
- Réseaux ayant leur neutre isolé,

II-3-1-1 Etude d'un défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre mis à la terre

On considère le cas d'un transformateur HT/MT alimentant un réseau formé de plusieurs départs est affecté d'un défaut à la terre sur sa phase 1 par exemple.

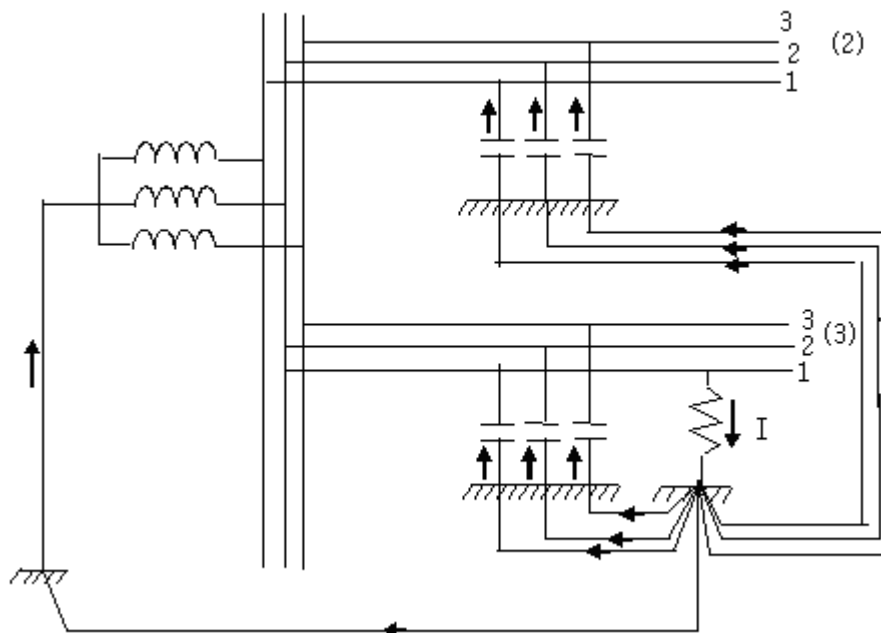


Figure II-1 : Schéma représentant un défaut monophasé

Les notations utilisées sont les suivantes :

- \bar{E} est la force électromotrice ou tension simple secondaire à vide du transformateur HT/MT.

- \bar{Z}_d, \bar{Z}_i sont les impédances directe et inverse de l'ensemble transformateur HT/MT et tronçon de ligne MT en défaut.

- \bar{Z}_o est l'impédance homopolaire de l'ensemble transformateur HT/MT, tronçon de ligne MT en défaut et circuit de retour sol-réseau.

$$\bar{Z}_o = \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL} + \bar{Z}_{oR}$$

$\bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_3$ sont les courants de défaut dans chacune des phases.

$\bar{I}_d, \bar{I}_i, \bar{I}_o$ sont les composantes symétriques de ces courants.

$\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$ sont les tensions par rapport au sol de chacune des phases au lieu de défaut.

$\bar{V}_d, \bar{V}_i, \bar{V}_o$ sont les composantes symétriques de ces tensions.

a) Valeur du courant de défaut à la terre

- **Equation du défaut**

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0, \bar{V}_1 = 0$$

- **Application du principe de superposition**

On considère un système de F.e.m équilibrées :

$$\bar{E} = \bar{V}_d + \bar{Z}_d \bar{I}_d.$$

$$0 = \bar{V}_i + \bar{Z}_i \bar{I}_i.$$

$$0 = \bar{V}_o + \bar{Z}_o \bar{I}_o.$$

- **Calcul des composantes symétriques des courants**

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o.$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_o + a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i.$$

$$\bar{I}_3 = \bar{I}_o + a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i.$$

Comme $\bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0$ conduit à $\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{1}{3} \bar{I}_1$.

L'addition de trois équations de superposition donne :

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o = \frac{\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}$$

- **Valeur du courant de défaut**

La relation $\bar{I}_1 = 3\bar{I}_o$ donne:

$$\bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o}.$$

b) Calcul de tension à l'endroit du défaut à la terre

Les équations du principe de superposition donnent pour les composantes symétriques des tensions, les valeurs suivantes :

$$\bar{V}_d = \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \quad , \quad \bar{V}_i = \frac{-\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \quad , \quad \bar{V}_o = \frac{-\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E}.$$

Les tensions de chacune des phases sont données par :

$$\bar{V}_2 = \frac{\bar{Z}_i(a^2 - a) + \bar{Z}_o(a^2 - 1)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E} \quad , \quad \bar{V}_3 = \frac{\bar{Z}_i(a - a^2) + \bar{Z}_o(a - 1)}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \bar{E}.$$

c) Influence de la résistance du défaut à la terre sur les valeurs des courants et tension homopolaire :

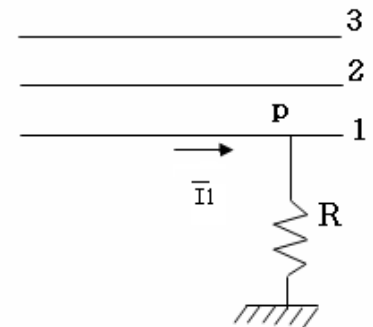
On suppose que la phase 1 est le siège d'un défaut de résistance R :

$$\bar{V}_1 = R\bar{I}_1 \quad , \quad \bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_o \quad \text{et aussi} \quad \bar{I}_1 = 3\bar{I}_o.$$

L'addition des équations de superposition donne :

$$\bar{E} = 3R\bar{I}_o + (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o)\bar{I}_o.$$

D'où $\bar{I}_1 = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R}$



FigureII-2 : Défaut à la terre

La résistance R conditionne la valeur du courant de défaut à la terre, mais elle a aussi une influence sur le déphasage de ce courant.

Dans ce cas nous avons :

$$\bar{V}_o = \frac{-\bar{Z}_o}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R} \bar{E}$$

II-3-1-2 Défaut monophasé dans les réseaux ayant leur neutre isolé

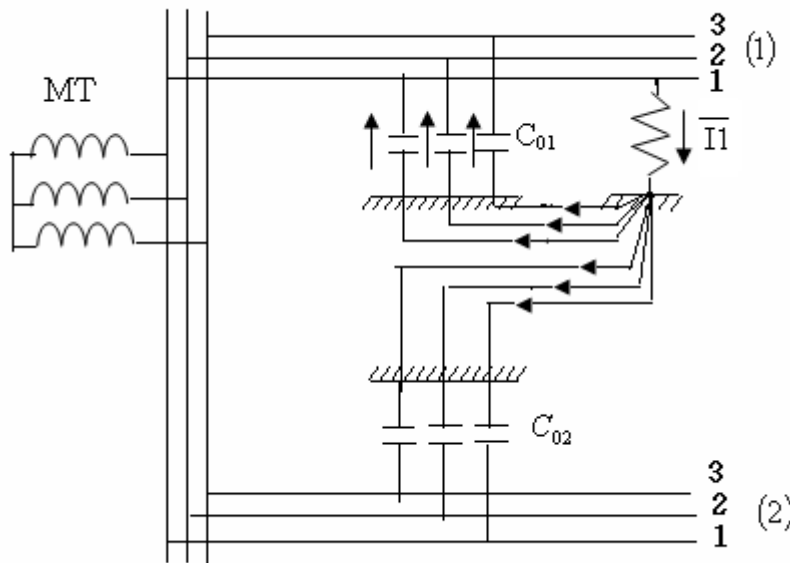
Un défaut à la terre qui affecte un réseau MT ayant son neutre isolé se caractérise par :

- Un courant dont la valeur maximale est voisine de 10A ;
- Une tension homopolaire dont la valeur maximale est égale à la tension simple du réseau.

a) Courant de défaut à la terre

Les seuls courants susceptibles de circuler entre le réseau et le sol sont :

- Les courants de capacité provenant de la capacité des lignes.
- Les courants de résistances de fuites provenant de l'imperfection des isolants utilisés.



FigureII-3 : Défaut monophasé à neutre isolé.

La formule générale donnant la valeur du courant de défaut est :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o} \text{ Avec } \bar{Z}_o = \bar{Z}_{oT} + \bar{Z}_{oL} + \bar{Z}_{oR}.$$

Or, \bar{Z}_{oR} représente l'impédance due à la capacité C_o du réseau considéré ; en effet, le courant de défaut est formé par la somme des courants capacitifs relatifs aux différents départs ; la capacité C_o du réseau est la somme des capacités de ces départs :

$$C_o = C_{o1} + C_{o2} + \dots = \sum_{i=1}^n C_{oi} .$$

C_{oi} est la capacité homopolaire de chaque départ.

Donc dans ces conditions : $Z_{oR} = \frac{-j}{C_o \omega} .$

C_o est voisine de 0,005µF/km pour une ligne aérienne. [15]

b) Courant de défaut résistant à la terre

Lorsque le défaut présente une résistance R, la relation qui donne le courant \bar{I} s'écrit :

$$\bar{I} = \frac{3\bar{E}}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_o + 3R} .$$

II-3-2 Les défauts biphasés [14]

II-3-2-1 Défaut biphasé sans terre

$$\bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_3$$

Des équations précédentes, on tire :

$$\bar{I}_0 = 0 \quad \text{et} \quad \bar{I}_d = -\bar{I}_i \dots \dots \dots (1)$$

De l'équation (1) on trouve :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i$$

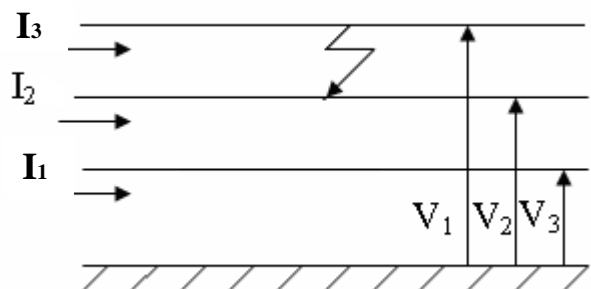


Figure II-4 : Défaut biphasé sans terre

L'expression (C) nous donne les composantes directes et inverses du courant

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_n + \bar{Z}_i}$$

$$\bar{I}_i = -\frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

Les composantes directes et inverses de la tension ont alors pour expression :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_n = \frac{\bar{Z}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \bar{V}_n$$

L'expression du courant de court-circuit est :

$$\begin{aligned} \bar{I}_{cc2ph} = \bar{I}_2 = -\bar{I}_3 &= a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i = (a^2 - a) \bar{I}_d \\ &= (a^2 - a) \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i} \end{aligned}$$

Le module de $|a^2 - a| = \sqrt{3}$ donc :

$$|\bar{I}_{cc2ph}| = \sqrt{3} \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d + \bar{Z}_i}$$

II-3-2-2 Défaut biphasé avec terre

- Equation du défaut

$$\bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{V}_2 = 0$$

$$\bar{V}_3 = 0$$

Des équations précédentes on déduit :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{1}{3} \bar{V}_1$$

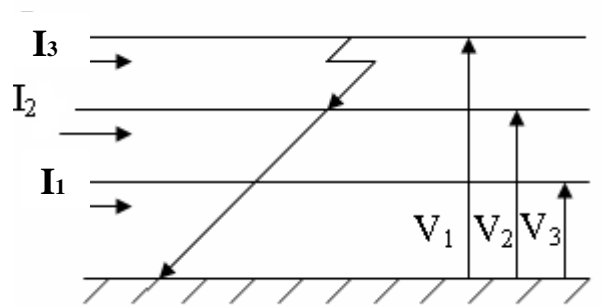


Figure II-5 : Défaut biphasé avec terre

En remplaçant l'expression de $\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 = 0$ dans l'expression (C) on trouve les expressions :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{\bar{Z}_i \bar{Z}_0}{\bar{Z}_i \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_d \bar{Z}_i} \bar{V}_n$$

L'expression de \bar{V}_i sera donc :

$$\bar{V}_1 = \frac{3 \bar{Z}_i \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

On déduit les expressions des composantes symétriques du courant.

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

$$\bar{I}_0 = - \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

On déduit alors les expressions des courants :

$$\bar{I}_2 = \frac{(a^2 - a) \bar{Z}_0 + (a^2 - 1) \bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

$$\bar{I}_3 = \frac{(a - a^2)\bar{Z}_0 + (a - 1)\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

Le courant de défaut vaut : $\bar{I} = \bar{I}_2 + \bar{I}_3$

L'expression du courant de court-circuit biphasé-terre est :

$$\bar{I}_{cc2ph-t} = - \frac{3\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

II-3-3 Les défauts triphasés

- Equation de défaut

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 = \bar{V}_3$$

$$\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 0$$

De l'expression (B) on déduit :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = 0$$

De l'expression -C- on tire :

$$\bar{I}_i = 0$$

$$\bar{I}_0 = 0$$

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d}$$

Le courant de court-circuit triphasé est :

$$\bar{I}_{cc3ph} = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d}$$

II-3-4 Coupure d'une phase [14]

- Equation du défaut

$$\bar{I}_1 = 0$$

$$\bar{V}_{2'2} = 0 \dots\dots\dots (1)$$

$$\bar{V}_{3'3} = 0 \dots\dots\dots (2)$$

Des équations (1) et (2) on obtient :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{1}{3} \bar{V}_{1'1}$$

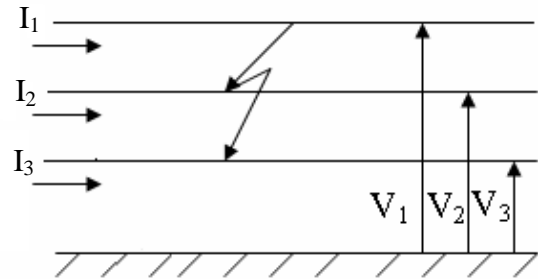
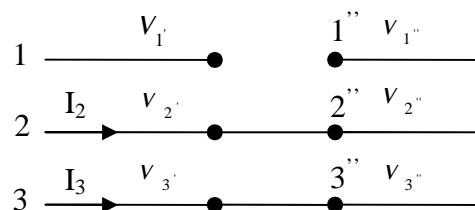


Figure II-6 : Défaut triphasé



En remplaçant l'expression de $\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 = 0$ dans l'expression (C) on trouve :

$$\bar{V}_d = \bar{V}_i = \bar{V}_0 = \frac{\bar{Z}_i \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

L'expression de \bar{V}_1 sera donc :

$$\bar{V}_1 = \frac{3\bar{Z}_i \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

Les composantes symétriques du courant de court-circuit auront pour expression :

$$\bar{I}_d = \frac{\bar{Z}_i + \bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

$$\bar{I}_i = - \frac{\bar{Z}_0}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

$$\bar{I}_0 = - \frac{\bar{Z}_i}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} \bar{V}_n$$

$$\bar{I}_1 = 0$$

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

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} [\bar{Z}_i (a^2 - 1) + \bar{Z}_0 (a^2 - a)]$$

$$\bar{I}_3 = \frac{\bar{V}_n}{\bar{Z}_d \bar{Z}_i + \bar{Z}_d \bar{Z}_0 + \bar{Z}_i \bar{Z}_0} [\bar{Z}_i (a - 1) + \bar{Z}_0 (a - a^2)]$$

II-4 Calcul des impédances des éléments du réseau [15]

Pour déterminer les courants de défaut dans le réseau, on doit d'abord déterminer les valeurs des impédances directe, inverse et homopolaire par simplification des éléments le constituant.

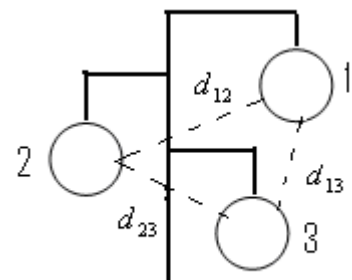
II-4-1 Impédances des lignes et des câbles

II-4-1-1 Les lignes

Ce sont des éléments passifs dont l'impédance directe est égale à l'impédance inverse.

Son expression est donnée par la relation suivante :

$$\bar{Z}_d = \bar{Z}_i = R + j\omega \left(0.5 + 4.6 \log \frac{D}{r} \right)$$



Avec :

r : Rayon du conducteur.

D : Position relative des conducteurs dans l'espace.

$$D = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$$

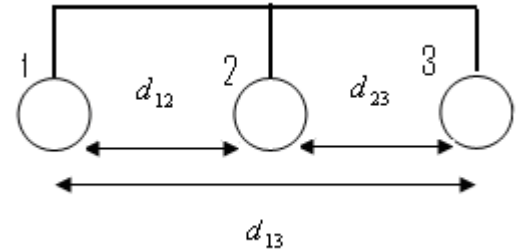
ω : Pulsation du réseau.

Dans le cas où les conducteurs sont placés horizontalement on aura :

$$d_{13} = 2d_{23} = 2d_{12} = 2d ;$$

Alors :

$$D = \sqrt[3]{(d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{13})} = \sqrt[3]{2d^3} = \sqrt[3]{2} \cdot d$$



Remarque

On remarque que la valeur de cette impédance dépend du rayon du conducteur et de sa position dans l'espace.

- **Impédance homopolaire**

Elle peut être déterminée par la formule de Carson

$$\overline{Z}_0 = R + 3 \left[\frac{\pi\omega}{2} + j4,6\omega \log \frac{d''}{\sqrt[3]{r' D^2}} \right] 10^{-4}$$

Tel que :

$$r' = 0,779r \quad [\text{m}]$$

$$d'' = \frac{0,522}{\sqrt{\sigma\omega}} \quad [\text{cm}]$$

Avec :

r' : Rayon géométrique équivalent d'un conducteur cylindrique homogène.

d'' : La profondeur du conducteur fictif de retour dans le sol.

σ : [CGS] conductibilité du sol.

Dans le calcul des courts-circuits, on peut prendre comme approximation :

$$\overline{Z}_d = X_d = X_i = 0,4 \quad \Omega/\text{km}$$

$$\overline{Z}_0 = 3 \overline{Z}_d = 1,2 \quad \Omega/\text{km}$$

II-4-1-2 Les câbles

Eux aussi sont des éléments passifs donc l'impédance directe est égale à l'impédance inverse.

- **Impédance directe ou inverse**

Elle est donnée par l'expression :

$$Z_d = f_1 \cdot R_c$$

Tel que :

$$R_c = \rho \frac{1}{S}$$

f_1 : Facteur d'impédance donné par le constructeur.

R_c : Résistance en courant continu.

Généralement on prend :

$$Z_d = X_d = X_i \approx 0.1 \quad \Omega/\text{km}$$

- **Impédance homopolaire**

L'impédance homopolaire des câbles est très compliquée à déterminer, sa valeur dépend du cas de l'espèce.

a) Câble tripolaire sous une enveloppe unique

Pour un câble à armature non magnétique, l'impédance homopolaire est donnée par la formule suivante :

$$Z_0 = R + j3L_{cp}\omega + 3R_p(1 + K) \quad [\Omega/\text{km}]$$

$$L_{cp} = 4.6 \log \left(\frac{r_m}{\sqrt[3]{u' D^2}} \right) \cdot 10^{-4} \quad [\text{H}/\text{km}]$$

Tel que :

$$K = \frac{R_p'}{R_p'' + jL\omega}$$

$$R_p' = R_p + R_{T1} + R_{T2}$$

$$R_p'' = R_p + R_s$$

Donc :

$$R_p'' = R_p + R_{T1} + R_s$$

$$L' = 4.6 \log \frac{3.3}{\gamma \alpha \omega_m} \cdot 10^{-4} \quad [\text{H}/\text{km}]$$

Avec :

$$\gamma = 1.781$$

$$\alpha = \sqrt{4\pi\sigma\omega}$$

R : Résistance vraie d'un conducteur.

R_p : Résistance en courant continu de l'enveloppe de plomb.

R_p' : Résistance de l'enveloppe majorée de la résistance des prises de terre.

R_s : Résistance de sol, elle est en fonction de la longueur du câble.

r' : Rayon géométrique équivalent d'un conducteur.

u' : Distance entre conducteur.

II-4-1-2. Impédances des transformateurs à deux enroulements

a) Impédance directe et inverse

Pour la mesure de l'impédance directe du transformateur, on court-circuite ses enroulements secondaires, puis on applique aux bornes des primaires une tension alternative triphasée croissante jusqu'à atteindre une valeur de courant au secondaire correspondante à la puissance du transformateur. (Figure -II-7).

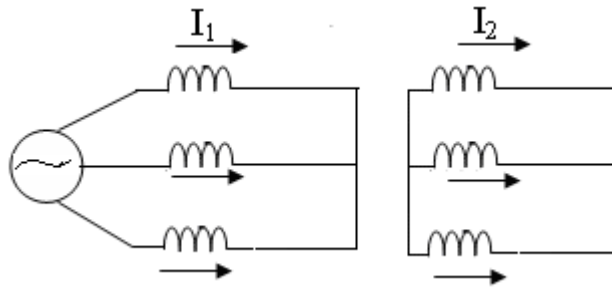


Figure II-7 : Réactance directe (ou inverse) d'un transformateur.

D'après la figure (II-7) la tension de court-circuit est égale à :

$$\frac{U_{cc}}{\sqrt{3}} = Z_d I_n$$

On a :

$$\frac{U_{cc}}{U_n} = \frac{U_{cc} \%}{100}$$

Alors :

$$Z_d = \frac{U_{cc}}{I_n \sqrt{3}} = \frac{U_{cc} \% U_n}{100 I_n \sqrt{3}}$$

La puissance nominale du transformateur est : $S_n = \sqrt{3} U_n I_n$

Donc :

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

Dans les réseaux moyens tension, les impédances des lignes et des transformateurs sont plus prépondérantes que celle des alternateurs, alors on peut dire que l'impédance directe d'une ligne aérienne est égale à l'impédance inverse de cette dernière ($\bar{Z}_d = \bar{Z}_i$)

b) Impédance homopolaire

Pour la mesure de l'impédance homopolaire des transformateurs à deux enroulements, on relie les trois bornes de l'un des enroulements et on applique entre ces bornes et la terre une tension simple V (figure II-8). On mesure l'intensité de courant circulant dans le circuit du transformateur ($I=3I_0$).

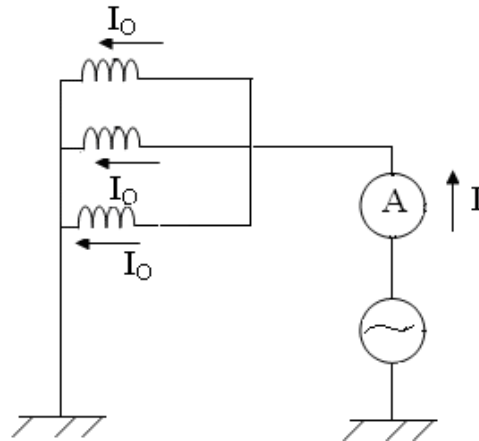


Figure II-8 : Réactance homopolaire d'un transformateur.

L'impédance homopolaire est définie comme étant le rapport entre la tension appliquée et le courant passant dans le circuit du transformateur :

$$Z_o = \frac{3V}{3I_o} = \frac{3V}{I}$$

Avec :

V : tension simple.

I_0 : courant dans chaque phase

I : courant qui circule dans le transformateur.

L'impédance homopolaire des transformateurs dépend du mode de liaison du point neutre à la terre et du conducteur de retour, ainsi que du couplage de ces enroulements et de la nature du circuit magnétique.

Par exemple pour les transformateurs étoile- triangle, étoile-étoile dont les deux points neutres reliés à la terre, on a l'impédance homopolaire qui est égale à l'impédance directe ($Z_0=Z_d$), par contre dans un transformateur étoile-étoile ou un seul neutre est relié à la terre, on a l'impédance homopolaire qui est égale à 10 fois l'impédance directe ($Z_0=10Z_d$).

II-4-1-3. Impédance des transformateurs à trois enroulements

Le transformateur à trois enroulements est un transformateur muni d'un enroulement primaire et deux enroulements secondaires ou de deux enroulements primaires et d'un enroulement secondaire.

Ces enroulements sont soumis à des tensions différentes et n'ont pas de point commun.

a) Réactance directe (ou inverse)

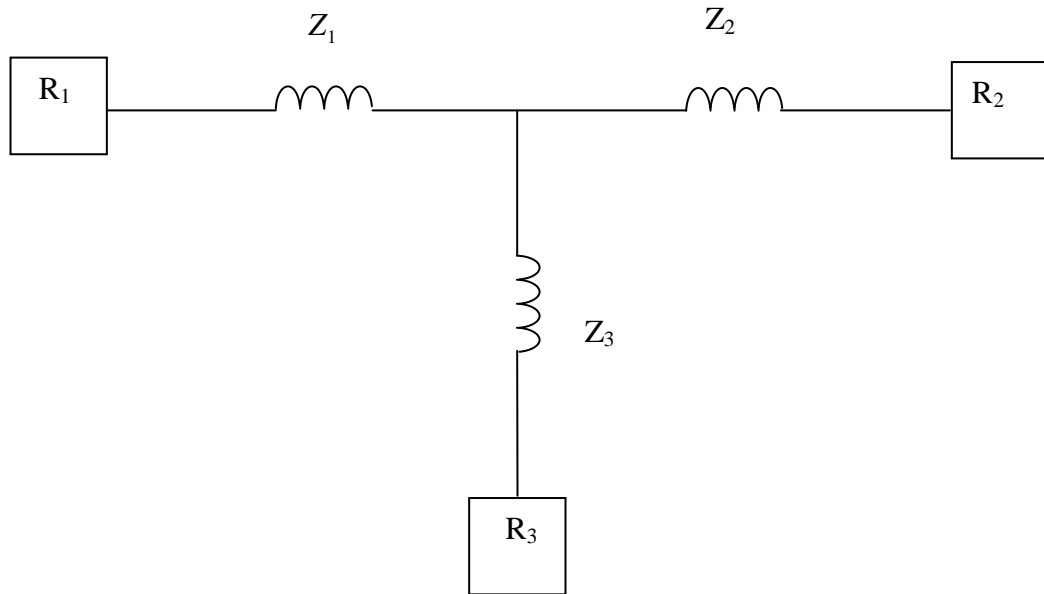


Figure II-9 : Schéma monophasé correspondant au schéma tripolaire.

Un transformateur triphasé à trois enroulements peut être représenté par un circuit monophasé équivalent formé d'une étoile à trois branches reliant entre eux les trois réseaux : primaire, secondaire et tertiaire dont les expressions des impédances sont données par :

$$Z_{d1} = \frac{1}{2}(Z_{d12} + Z_{d32} - Z_{d23})$$

$$Z_{d2} = \frac{1}{2}(Z_{d12} + Z_{d23} - Z_{d13})$$

$$Z_{d3} = \frac{1}{2}(Z_{d23} + Z_{d13} - Z_{d12})$$

Avec :

Z_{d12} : impédance du secondaire dont le primaire en court-circuit et le tertiaire ouvert.

Z_{d23} : impédance du tertiaire dont le secondaire en court-circuit et le primaire ouvert.

Z_{d31} : impédance du primaire dont le tertiaire est en court-circuit et le secondaire ouvert.

Z_{d1} , Z_{d2} , Z_{d3} : réactance directe de chaque enroulement.

b) Réactance homopolaire

La réactance homopolaire dépend :

- Du couplage des enroulements.
- De la nature du circuit magnétique qu'il soit à flux forcé ($Z_0 = 10 Z_d$) ou bien à flux libre ($Z_0 = \infty$).
- De la présence de conducteur de retour.
- De la présence de conducteur neutre.

Le couplage le plus utilisé est : primaire et secondaire en étoile, le tertiaire en triangle. On distingue plusieurs cas pour le calcul des impédances homopolaires.

I-4-3-1 Aucun des points neutres n'est relié à la terre

Le circuit de générateur n'étant pas fermé par la terre, I_0 est nul la réactance homopolaire est infinie.

$$Z_{023} = Z_{013} = \infty$$

I-4-3-2 Un des points neutres est relié à la terre

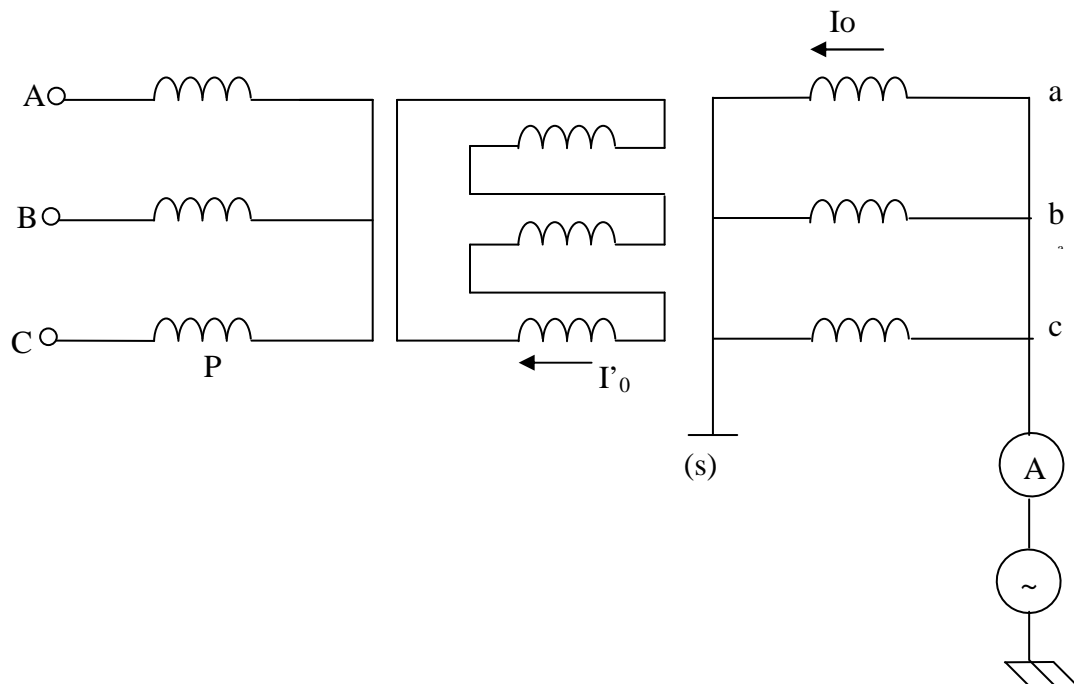


Figure III-10: Impédance homopolaire Z_{0123} du secondaire.

On suppose que le primaire est isolé et le secondaire relié à la terre.

On ramène au cas de transformateur triangle-étoile à la terre à deux enroulements, la composante homopolaire se referme par l'enroulement en triangle

$$\text{On a : } Z_{023} = Z_{d2}$$

Inversement, si on suppose que le neutre secondaire est isolé et le neutre du primaire est à la terre, la réactance homopolaire est :

$$Z_{013}=Z_{d13}$$

I-4-3-3 les deux points neutres reliés à la terre

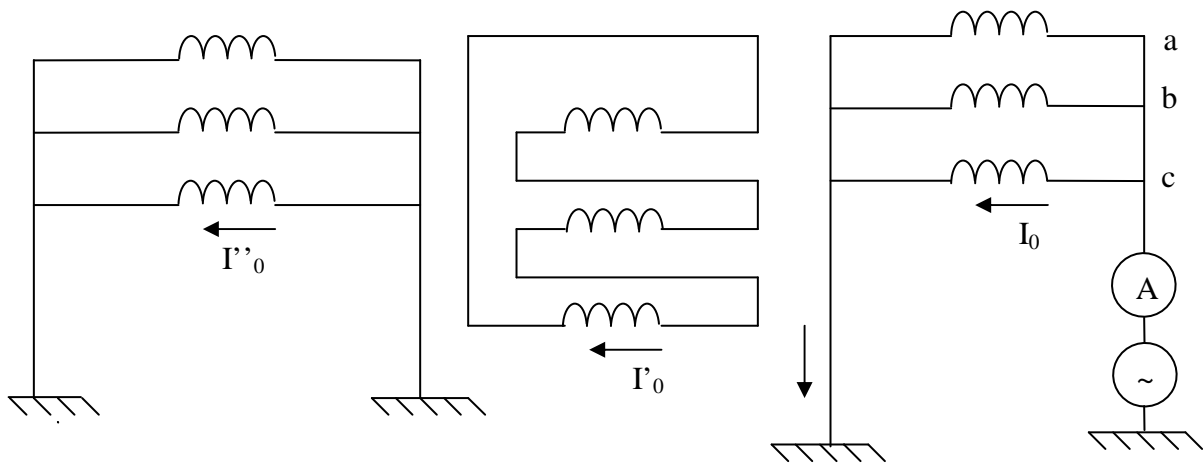


Figure III-11: Les deux neutres reliés à la terre.

En mettant en court-circuit les bornes primaires du transformateur, l'enroulement primaire est traversé par les composantes homopolaire. En raison de son couplage, l'enroulement tertiaire est aussi connecté par ses composantes homopolaire, ce qui équivaut à un couplage en parallèle des branches primaires et tertiaire de l'étoile représentant le transformateur.

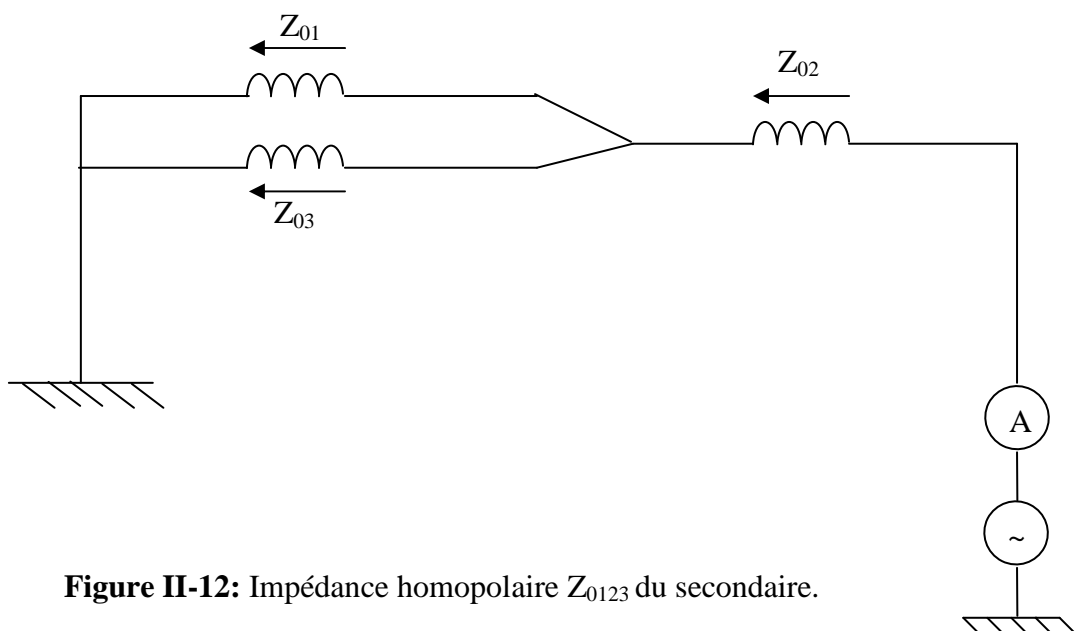


Figure II-12: Impédance homopolaire Z_{0123} du secondaire.

Par rapport aux deux autres enroulements

Z_{01} et Z_{03} sont alors en parallèle, on peut écrire :

$$Z_{0123} = Z_{02} + \frac{Z_{01}Z_{03}}{Z_{01} + Z_{03}}$$

De plus : $Z_{013} = Z_{01} + Z_{03}$ et $Z_{023} = Z_{02} + Z_{03}$

D'où

$$Z_{0123} = Z_{023} - \frac{Z_{032}}{Z_{013}}$$

On en déduit alors, les expressions homopolaires, Z_{01} , Z_{02} , Z_{03} de chacune des branches du schéma en étoile.

$$Z_{03} = [Z_{013}(Z_{02} - Z_{0123})]^{1/2}$$

$$Z_{02} = [Z_{023} - (Z_{023} - Z_{0133})]^{1/2}$$

$$Z_{01} = Z_{013} - [Z_{013}(Z_{023} - Z_{0123})]^{1/2}$$

Z_{01} , Z_{02} , Z_{03} : Réactances homopolaires de chacune des branches du schéma en étoile correspondant au transformateur.

I-4-3-4 Cas où le neutre du primaire est relié à la terre dans un autre poste

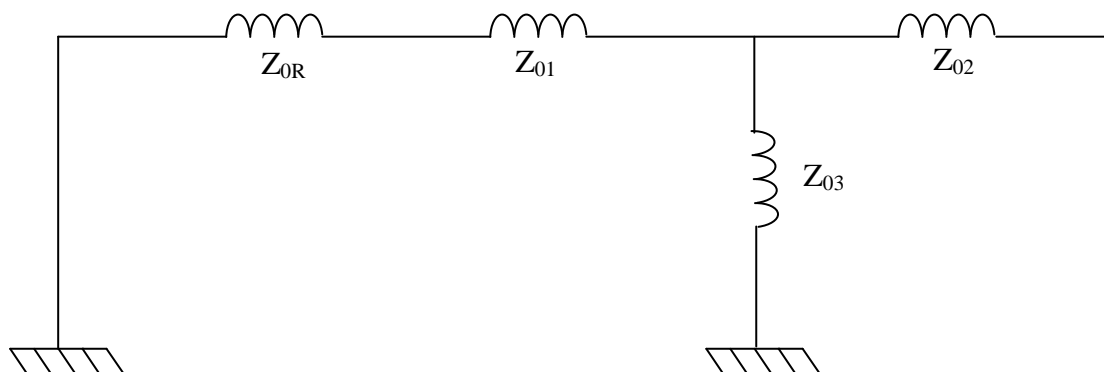


Figure III-13 : Réactances homopolaires résultantes, vu de secondaire.

Soit Z_{OR} , la réactance homopolaire du réseau placée en amont de Z_{oi} , Z_{0123} s'écrit maintenant :

$$Z_{0123} = Z_{02} + \frac{(Z_{01} + Z_{or})Z_{03}}{(Z_{01} + Z_{or}) + Z_{03}}$$

Conclusion

D'après ce chapitre, nous concluons que l'étude mathématique des courants de court-circuit est très importante car elle nous renseigne sur l'ordre de grandeur des courants des différents types de court-circuit, ce qui permet de bien dimensionner les protections.

En effet, les courants de courts-circuits sont des incidents qu'il faut éliminer dans un laps de temps pour limiter les conséquences et les effets néfastes sur le fonctionnement des réseaux, la tenue du matériel et surtout la sécurité des personnes.

L'élimination des défauts ne peut être obtenue que par les appareils de protections qui feront l'objet du prochain chapitre.

Introduction

Les différentes parties des réseaux électriques peuvent être le siège d'un nombre d'incidents qui sont dus en général à l'apparition de défaut.

Lorsqu'un défaut se produit sur un élément du réseau électrique, il est indispensable de mettre hors tension la partie du réseau en défaut. Afin de limiter les dégâts que l'arc électrique peut causer.

III-1 Généralités sur les protections

III-1-1 Rôle d'un système de protection [16]

Le système de protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique.

Ces systèmes de protection permettent d'éviter les conséquences des incidents qui peuvent être dangereuses pour les personnes et pour le matériel. Pour cela, ils doivent pouvoir :

- Assurer la protection des personnes contre tout danger électrique,
- Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis le matériel,
- Préserver la stabilité du réseau,

III-1-2 Qualités d'un système de protection [16]

Pour qu'un système de protection accomplisse convenablement sa mission, il doit présenter les qualités suivantes ;

- Fiabilité** : Un dispositif de protection doit être précis dans ses décisions.
- Sélectivité** : Isoler seulement l'élément en défaut.
- Rapidité d'action** : Pour éviter l'augmentation de la zone perturbée.
- Sensibilité** : Doit détecter la moindre variation des paramètres de l'élément surveillé.
- Consommation** : Doit avoir une consommation réduite.

III-1-3 Constitution d'un système de protection [17]

Un système de protection est constitué :

- D'un organe de mesure ou d'une chaîne de mesure.
- D'un organe de comparaison.
- D'un organe d'élaboration d'ordre des manœuvres
- D'un organe de signalisation et de l'exécution d'ordre des manœuvres.

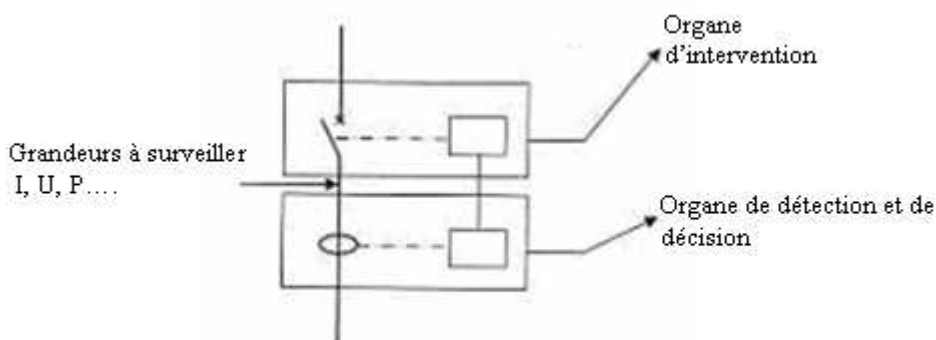


Figure III- 1 : Schéma de principe de la protection

III-1-4 Régime du neutre

La façon dont le point neutre d'un réseau est mis à la terre est importante dans l'étude des systèmes de protection. La majorité des défauts débutent dans une configuration phase-terre. Le régime du point neutre a donc un effet direct sur le niveau du courant de défaut entre une phase et la terre et par conséquent sur les méthodes de détection où le point neutre est mis à la terre, ce qui permet d'alimenter des charges monophasées et rend plus simple la détection de défaut à la terre. Cependant, les clients industriels optent souvent pour des régimes de neutre différents, généralement dans le but d'améliorer la continuité d'alimentation de leur installation.

Les régimes de point neutre les plus usuels sont les suivants :

- Point neutre flottant,
- Point neutre mis à la terre,
- Point neutre mis à la terre par une faible impédance,
- Point neutre mis à la terre par une haute résistance.

III-2 Appareillage de protection [17]

III-2-1 Contre les surtensions : Les dispositifs de protection des réseaux électriques contre les surtensions sont généralement de deux types : le parafoudre et l'éclateur.

III-2-1-1 Le parafoudre

Est un dispositif de protection des appareillages électriques ou électroniques contre les surtensions électriques transitoires générées par la foudre ou certains équipements industriels.

Pour une tension élevée, R est faible, le courant passe à la terre (équivalent d'un interrupteur fermé). Lorsque la tension est voisine de la tension de service, R est élevée, le courant de suite est coupé (équivalent d'un interrupteur ouvert) sans déclencher le départ.

a- Parafoudre moyenne tension

Constitué de plusieurs résistances non linéaires, au carbure de silicium associées en série avec un ou plusieurs éclateurs. L'ensemble est rempli d'un gaz sec (Azote). Ce type est appelé parafoudre à expulsion.

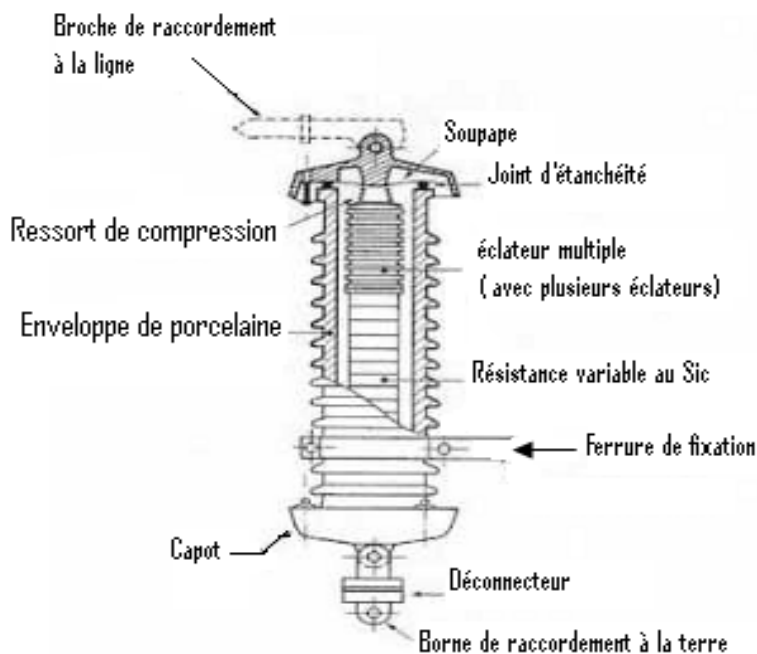
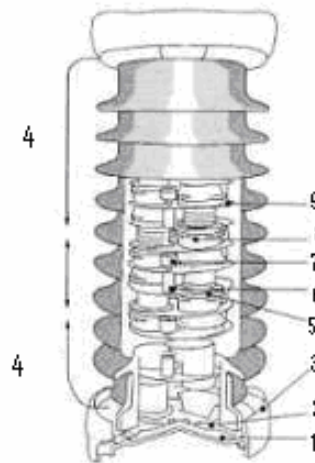


Figure III-2: parafoudre moyenne tension au carbure de silicium

b- Parafoudre à haute tension

Comporte en série des éclateurs et une résistance, sa valeur décroît quand la tension augmente. Les conducteurs assurent l'équilibre de la tension entre les éclateurs. Ce dispositif est assez coûteux, il est utilisé en THT.



- | | |
|---|---|
| 1-Conduite de dégazage | 5-Empilée d'éclateurs, de résistances non linéaires et de b |
| 2-Membrane de surpression obines de soufflage d'arc | 6-Résistance de réparation |
| 3-Embase | 7-Condensateur |
| 4-Chemin de gaz ionisés expulsés en cas d'arc interne | 8-Cale en porcelaine |
| | 9-Plaque d'assemblage |

Figure III-3 : parafoudre haute tension au carbure de silicium.

III-2-1-2 Les éclateurs

Ils sont composés de deux électrodes situées l'une face à l'autre dans un milieu qui peut être l'air ambiant (éclateur à air), ou du gaz (éclateurs à gaz). Au-delà d'une certaine tension entre les électrodes, un amorçage se produit et le courant passe en formant un arc électrique. Les éclateurs permettent de dévier des courants de foudre importants. Les éclateurs sont utilisés en HT et MT, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés à l'entrée des postes MT/BT.

On distingue les différents types d'éclateurs suivants :

a- Eclateurs à cornes :

Ils sont constitués de deux électrodes reliés, l'une au conducteur et l'autre à la terre. Ces deux électrodes sont montées sur une chaîne d'isolateur rigide.

Les éclateurs utilisés en MT comportent fréquemment entre leurs électrodes une tige anti-oiseau.

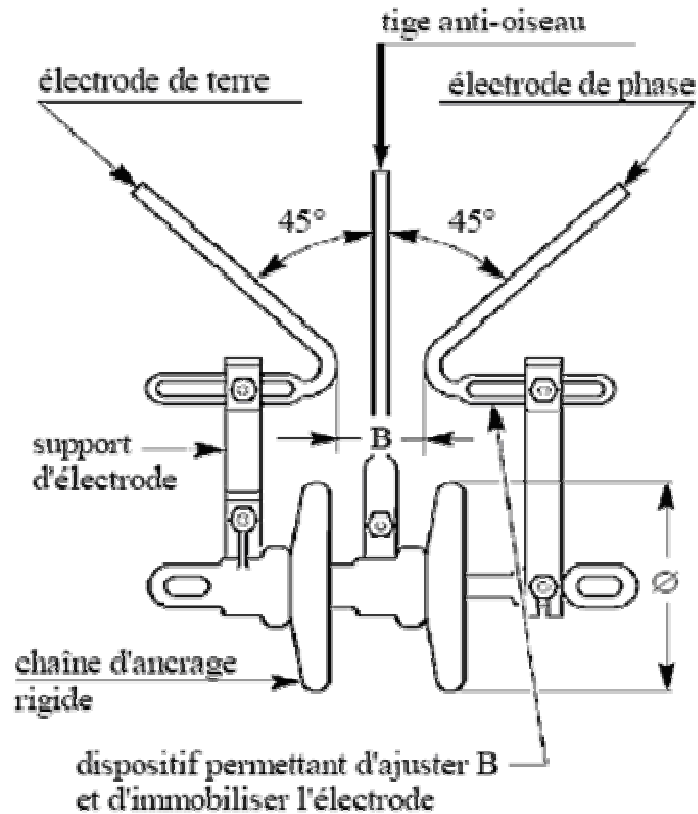


Figure III-4 : Eclateur MT avec tige anti-oiseau

b- Eclateurs à tige

Ils sont utilisés à l'intérieur du poste, en particulier, sur les réseaux à neutre mis à la terre, où le courant de défaut franc à la terre peut atteindre 300A.[17]

Réglage des éclateurs à tige

28 cm en 60 kV ;

40 cm en 90kV ;

12 cm en 30kV (ou 2×6 cm pur les éclateurs à cornes).

III-2-2 Appareillages de protection contre les surintensités

III-2-2-1 Fusible moyenne tension

C'est l'appareil de protection le plus répandu dans les réseaux de distribution. Sa fonction première est de protéger les équipements contre les surcharges et les courts-circuits. Un des avantages de l'utilisation est son coût et sa simplicité d'opération, cependant il nécessite une intervention humaine pour être remplacé.

III-2-2-2 Disjoncteur

C'est un organe électromécanique de protection, dont la fonction est d'interrompre le courant de surcharge ou un courant de court-circuit dans une installation. Son pouvoir de coupure et de fermeture est très élevé. Suivant sa conception, il peut surveiller un ou plusieurs paramètres d'une ligne électrique.

Suivant le moyen utilisé pour éteindre l'arc électrique lors de l'ouverture ou de la fermeture du circuit, les disjoncteurs MT et HT peuvent être :

- Des disjoncteurs à huile ;
- Des disjoncteurs à SF₆ (hexafluorure de soufre) ;
- Des disjoncteurs à air comprimé ;
- Des disjoncteurs sous vide (jusqu'à 36kV) ;
- Des disjoncteurs à soufflage magnétique avec auto soufflage d'air comprimé (en MT seulement).

III-2-2-3 Sectionneur

C'est un appareil destiné à interrompre la continuité d'un conducteur seulement lorsque le courant qui le parcourt est faible.

Le sectionneur ne possède aucun dispositif d'extinction de l'arc électrique, c'est pourquoi il ne faut jamais l'ouvrir en charge car il peut causer un danger pour le personnel et pour le matériel. Il sert aussi à isoler les différentes parties d'une installation pour une mise hors service, lors d'entretien ou de réparation.

On distingue les différents types des sectionneurs suivants :

-Les sectionneurs de ligne, reliant deux parties de réseau.

-Les sectionneurs de terre, permettent de relier galvaniquement à la terre des parties flottantes du réseau.

III-2-2-4 Relais de protection

C'est un dispositif de surveillance continue de l'état électrique du réseau. Il est destiné à donner des ordres de mise hors tension du circuit de ce réseau, sièges d'un fonctionnement anormal lorsque les grandeurs électriques qui l'alimentent franchissent un seuil prédéterminé.

a- Désignation d'un relais

Un relais est désigné selon la grandeur surveillée (tension, courant, puissance, fréquence, impédance....) :

-Relais à maximum de courant RMA.

-Relais à maximum ou minimum de tension RMV.

-Relais à minimum d'impédance RMZ.

-Relais directionnel de puissance RDW.

-Relais à minimum de réactance RMX.

b- Différents types de relais

- **Relais électromagnétique** : Il comporte une armature ou un équipage mobile parcouru par un courant sur lequel agissent des bobines ou des aimants ou des conducteurs. Un tel appareil est souvent dit à cadre mobile et aimant fixe.

Selon la conception du circuit magnétique le relais électromagnétique peut être :

-Un relais à noyau plongeur ;

-Un relais à palette mobile ;

-Un relais à ancre basculante.

Principe de fonctionnement d'un relais électromagnétique [11]

Le fonctionnement du relais est basé sur l'action qui s'exerce entre les éléments de fer aimanté. Une bobine fixe, parcourue par un courant, provoque l'aimantation d'un circuit

magnétique dont une partie mobile se déplace. La force d'attraction sur la partie mobile sera d'autant plus grande que l'intensité du courant sera plus élevée et l'entrefer plus faible

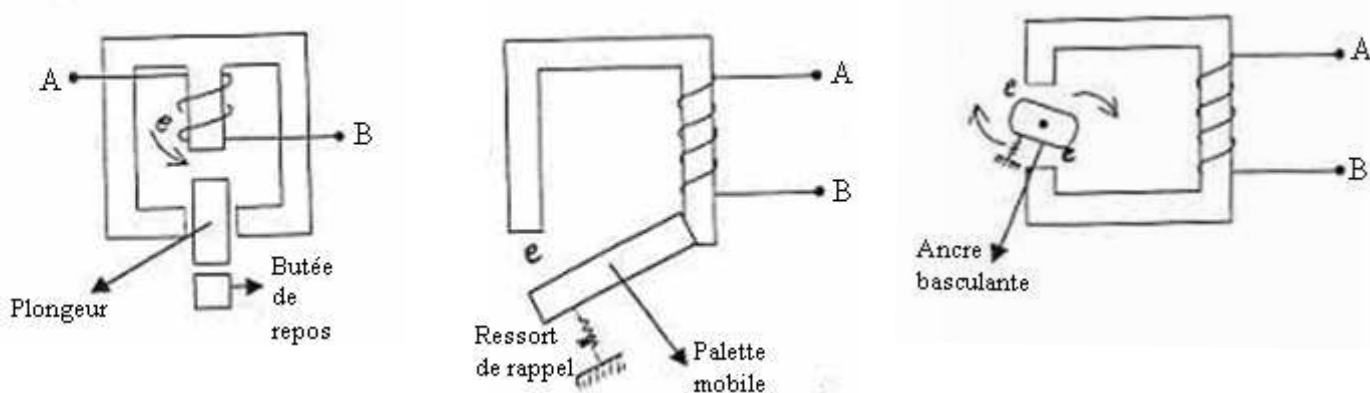


Figure III-5 : Relais électromagnétiques

- **Relais à induction magnétique :** Un courant alimentant les bobines fixes de l'électro-aimant produit des champs magnétiques, ceux-ci créent des courants induits qui font tourner le disque.
- **Relais à balance :** C'est un relais dont l'équipage mobile est constitué par un fléau de balance soumis à l'action de deux forces antagonistes.
- **Relais thermique :** Il comporte un élément actif chauffé par le passage de l'intensité de courant absorbé par l'appareil à protéger. Cet élément est une lame bimétallique qui se déforme sous l'effet de l'augmentation de la température engendrée par la surintensité.
- **Relais statique :** Il comporte des circuits intégrés linéaires au silicium composés de portes et circuits logique, et plus récemment sur les mémoires et des microprocesseurs. L'utilisation de ces composants a permis la mise au point des caractéristiques plus sophistiquées.

Les relais statiques remplacent de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages suivant : plus précis, plus sensible, plus rapide, longue durée de vie, faible consommation et moins encombrant.

III-3 Alimentation des systèmes de protections [17]

Les systèmes de protections sont alimentés par des transformateurs de mesure (transformateurs de tension, transformateurs de courant).

III-3-1 Transformateurs de mesure : Ils sont destinés à :

-Ramener les tensions et les courants sur circuits électriques à des valeurs plus faibles à mesurer ;

-Utiliser pour alimenter les installations de comptage et les dispositifs de protections électriques.

a- Les transformateurs de tension (TT)

Ils permettent l'utilisation de voltmètres (calibrés à 100 ou 150V) et des circuits tension de wattmètres ; compteurs ; protections.....

b- Les transformateurs de courants (TC) ou d'intensité (TI)

Ils sont utilisés chaque fois que le courant est élevé, mais aussi pour isoler du réseau MT ou HT les appareils BT. Ils permettent l'utilisation d'ampèremètres calibrés à 5A généralement, et des circuits intensité de wattmètre, compteur, protection....

En pratique, il ne faut jamais ouvrir le secondaire d'un TC, il doit être toujours en court-circuit car il y a un risque de surtension au secondaire.

III-4 Sélectivité des protections [17]

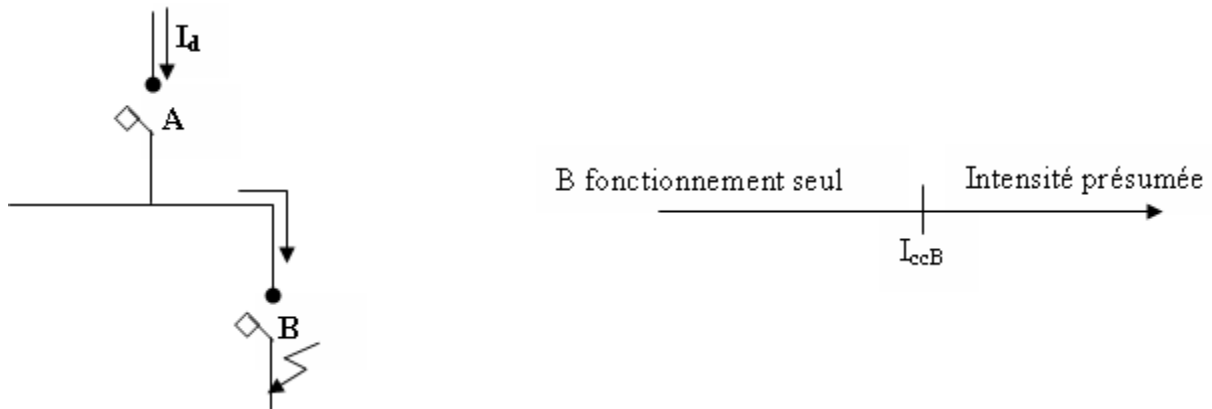
III-4-1 Principe

La coordination entre les différents dispositifs de protection consiste à placer dans une installation les appareils de protection qui peuvent détecter et interrompre en cas de surcharge ou de court-circuit de manière telle que la surface perturbée du réseau soit la plus faible possible. Une bonne coordination doit permettre l'ouverture des contacts de l'appareil de protection situé en amont du défaut et de lui seul, ce que l'on appelle protection sélective.

III-4-2 Degrés de sélectivité

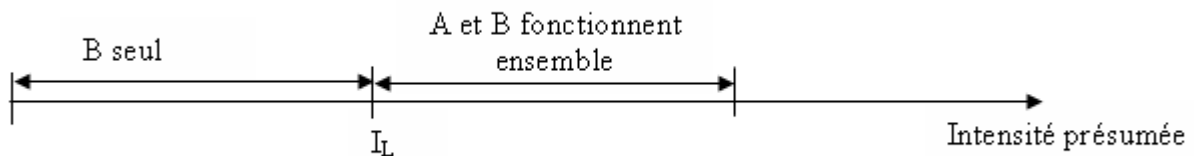
On peut distinguer deux degrés de sélectivité dans le domaine de la protection à maximum d'intensité :

a- Sélectivité totale : Deux appareils de protection placés en série sont parcourus par le même courant de défaut. L'appareil A est en amont et B en aval sont sélectifs entre eux pour un défaut d'intensité donnée I_d si celui-ci est éliminé par l'appareil B seulement.



FigureIII-6 : Sélectivité totale

b- Sélectivité partielle : L'appareil B fonctionne seul pour un courant de court circuit présumé inférieur à I_L . Au-delà de cette valeur, les appareils A et B fonctionnent simultanément.



I_L : Intensité limitée de sélectivité entre A et B.

FigureIII-7 Sélectivité partielle

III-5 Protection d'un départ MT [11]

Les protections sont réalisées en tête des départ dans les postes HT/MT et dans les postes MT/BT. Le système est réalisé par des TC sur les phases avec deux relais de phase et un relais homopolaire de départ pour les différents types de courants de court-circuit (entre phases ou entre phase et terre) et un relais de temps.

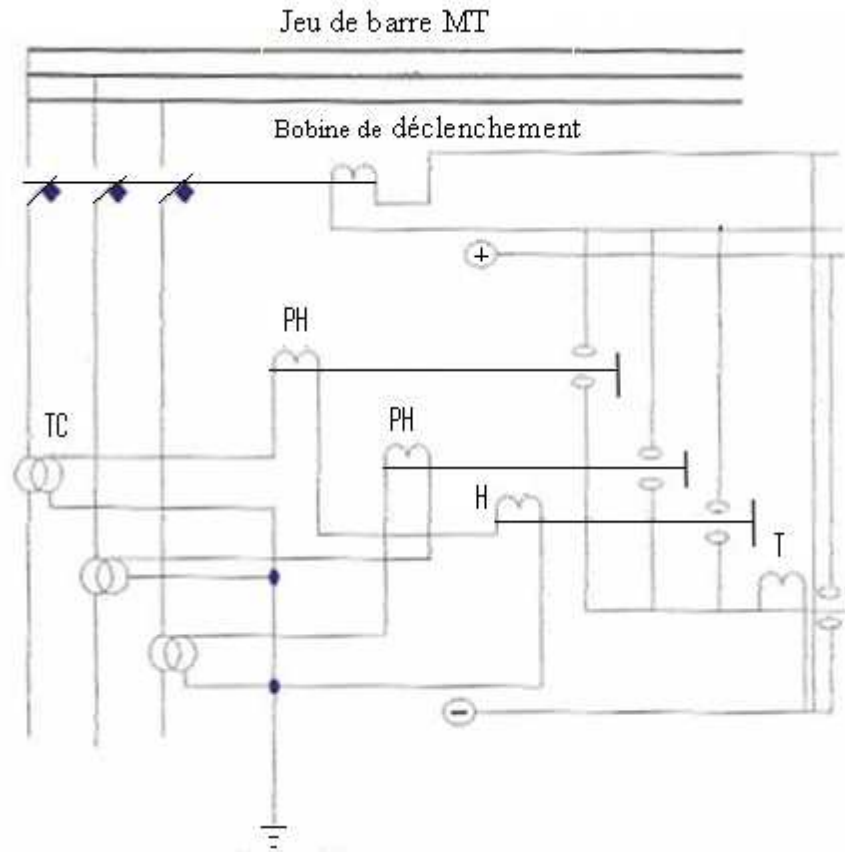


Figure III-8 : Protection d'un départ MT

Ce système est destiné à mesurer toute surintensité originale d'un court-circuit dépassant le seuil de réglage et par conséquent transmet l'ordre de déclenchement au disjoncteur.

III-5-1 Protection contre les défauts entre phases

Cette protection s'effectue pour chaque départ MT, à l'aide de deux relais à maximum de courant montés au secondaire de deux transformateurs de courants placés sur deux phases. La phase ne comportant pas de relais se trouve protégée par les relais des deux autres phases, puisque tout défaut entre phase intéresse au moins deux phases, voir figure III-9.

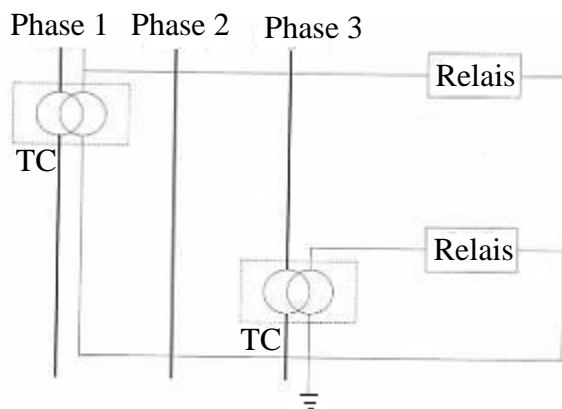


Figure III-9 : Protection contre les défauts entre phases.

Les TC doivent avoir une intensité nominale primaire au moins égale à l'intensité la plus élevée susceptible de les traverser en régime nominal. Leur calibre I_n ne doit pas être trop supérieur au courant nominal I_d de charge du départ, il est raisonnable de prendre $I_n = 1.5 I_d$.

III-5-1-1 Système de protection à un seul seuil

Cette protection agit vis-à-vis des défauts polyphasés, le réglage tient compte du cas le plus favorable, entre le courant de court-circuit biphasé correspondant à la plus grande impédance du réseau et le courant qui définit la limite thermique du conducteur.

Le réglage doit répondre aux conditions ci-dessous :

- Détecter les courts-circuits polyphasés sur la ligne.
- Eviter la limite thermique des conducteurs.
- Eviter les déclenchements intempestifs.
- Eviter le claquage des TC.

III-5-1-2 Système de protection à deux seuils

Ces protections sont à deux seuils d'interventions. Le premier seuil joue le même rôle que la protection à un seul seuil, le second seuil à maximum de courant I_{R2} devra éliminer rapidement les courts-circuits d'un courant élevé (court-circuit franc aux bornes secondaires d'un transformateur).

III-5-2 Protection contre les défauts entre phases et terre [11]

Elle s'effectue à l'aide d'un seul relais à maximum de courant homopolaire monté dans le circuit du neutre des trois TC. Voir figure III-10.

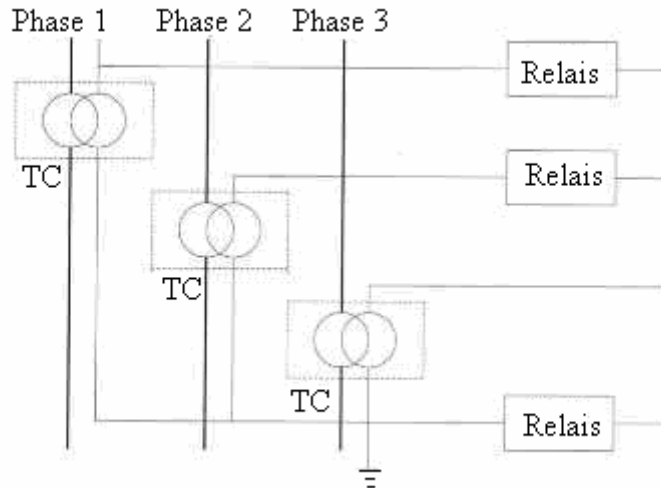


Figure III-10 : Schéma de principe de la protection contre les défauts phase-terre.

Le relais de courant homopolaire doit être réglé à une valeur qui dépend :

- Du courant résiduel I_0 sur les départs sains en raison du retour d'une partie du courant de défaut à la terre à travers la capacité homopolaire des conducteurs.
- Du courant résiduel I_n au secondaire des TC, calculé à l'absence de tout défaut à la terre. Pour les TC de type tore, I_n est négligeable donc $I_{or} = KI_0$.

III-5-3 Protection des dérivations [11]

III-5-3-1 Généralités

La structure du réseau de distribution MT est en général arborescente. Elle comprend une ligne principale et des dérivations. Au départ de la ligne principale se trouve le disjoncteur de protection et les dérivations sont équipées d'interrupteurs aériens permettant de les isoler.

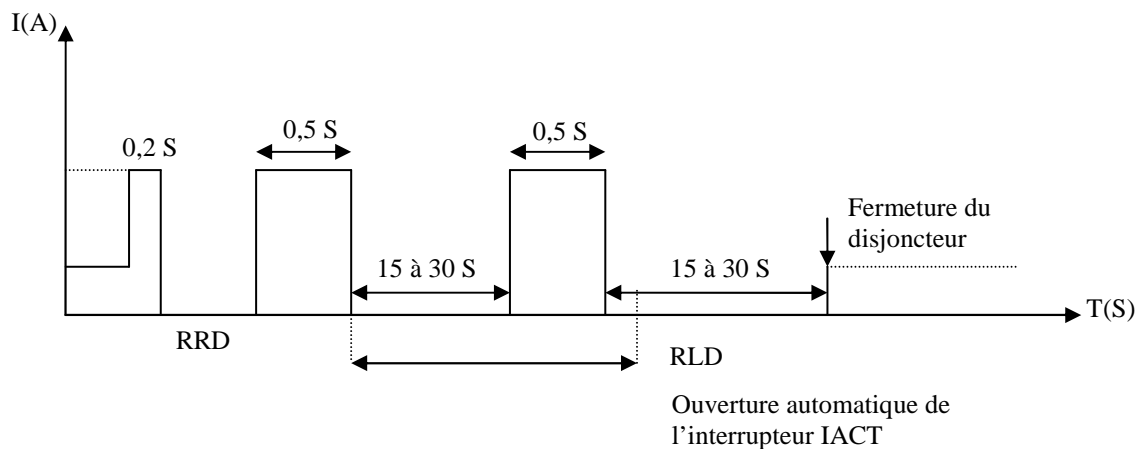
III-5-3-2 Description de l'IACT (Interrupteur aérien à creux de tension)

L'IACT est équipé d'un automatisme alimenté par le courant de défaut qui provoque son ouverture de la troisième séquence du cycle du disjoncteur de départ.

Il doit remplir les fonctions suivantes :

- Interdire l'ouverture de l'interrupteur tant que l'un des détecteurs de défauts est sollicité.
- Ne pas enregistrer les défauts dont la durée est inférieure à 0,25secondes.
- Deux défauts écartés de moins de 1,5 secondes doivent être comptés pour un seul.
- Provoquer l'ouverture automatique de l'interrupteur au plus de 10 secondes après l'ouverture du disjoncteur de départ dans le cas d'un défaut permanent.

Principe de fonctionnement



RRD : réenclenchement rapide du disjoncteur.

RLD : réenclenchement lent du disjoncteur.

III-5-4 Les automates associés aux protections des départs MT

Les dispositifs d'exploitation automatiques de reprise de service sont des appareils qui ont pour but d'améliorer la qualité de service.

Donc il serait très pratique d'utiliser des automates tel que le réenclencheur mixte qui est capable de sélectionner la nature de défaut (fugitif, semi-permanent et permanent). Il existe deux sortes d'automates :

- Les réenclencheurs rapides pour les défauts fugitifs ;
- Les réenclencheurs lents pour les défauts semi-permanent et permanent.

III-5-4-1 Dispositif de réeclenchement rapide (DRR)

La technique consiste à provoquer l'ouverture et la fermeture du disjoncteur du départ qui lui est associé après un temps d'isolement très court (0.3s). Ce temps correspond à la désionisation du trajet de l'arc. Cette opération se réalise de la façon suivante :

- Ouverture instantanée du disjoncteur du départ en défaut ;
- Fermeture de ce même disjoncteur après un temps d'isolement de l'ordre de 0.3s ;
- Verrouillage du dispositif de réeclenchement rapide en cas de défaut permanent de manière à laisser les protections fonctionner avec la temporisation qui leur est propre.

III-5-4-2 Dispositif de réeclenchement lent (DRL)

Il a pour but d'éliminer les défauts semi-permanents qui réapparaissent après un cycle de réeclenchement. Il provoque la fermeture du disjoncteur du départ défectueux après un temps d'isolement relativement lent compris entre (15 à 30s), il doit effectuer les opérations suivantes :

- Ouverture temporisée du disjoncteur du départ en défaut par la protection temporisée.
- Fermeture de ce même disjoncteur après l'isolement du départ en défaut après un temps compris entre (15 à 30s).

III-5-4-3 Dispositif de réeclenchement rapide et lent

Avec le regroupement des différentes techniques de réeclenchement (rapide + lent). Les défauts fugitifs seront éliminés par un cycle rapide, les défauts semi-permanents entraînant un cycle de réeclenchement rapide suivi d'un cycle lent.

III-6 Principe de réglage [17]

Les relais de protection doivent détecter tous les défauts d'isolement survenant sur la fraction du réseau qu'ils doivent surveiller, ou du moins présenter la plus grande sensibilité possible sans risque de fonctionnement intempestif. En pratique, pour tenir compte du courant maximum aux différents échelons, des erreurs de TC et des relais de mesures, on adopte des seuils d'intensités croissant en aval ou en amont.

III-6-1 Réglage des protections contre les défauts à la terre

III-6-1-1 Principe

Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, son relais homopolaire est traversé par un courant $3I_0$ qui varie en première approximation, en raison inverse de la résistance du défaut. L'intensité de réglage I_{R0} du relais doit être la plus faible possible afin de pouvoir détecter des défauts dont la résistance est la plus grande possible. Toutefois afin d'éviter des fonctionnements intempestifs provoqués par une fausse composante homopolaire due à la dispersion des caractéristiques de TC en l'absence de défauts, et compte tenu de la consommation des relais, le réglage ne peut être inférieur à 6% du calibre des TC.

Calcul de $3I_0$:

$$3I_0 = \sqrt{3} I \quad \text{Avec } I = UC_0 \omega$$

C_0 : Capacité homopolaire du départ en absence du défaut.

$$\text{D'où : } 3I_0 = \sqrt{3} UC_0 \omega$$

Le courant de réglage à prendre en compte de :

- L'erreur du rapport de TC ;
- L'erreur de phase des TC ;
- Coefficient de sécurité.

III-6-2 Réglage en intensité de courant des relais de phase

Les relais doivent être réglés en intensité à une valeur inférieure au plus faible courant de défaut susceptible de se manifester entre phases. Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé à l'extrémité du réseau.

La valeur du courant de réglage ne doit pas être trop inférieure à la valeur du courant de défaut biphasé afin d'éviter les déclenchements intempestifs qui pourrait résulter d'une mauvaise sélection lors de l'élimination de défaut sur les réseaux BT.

III-6-2-1 Réalisation d'un déclenchement temporisé

Les relais à maximum de courant de phase doivent être instantanés, temporisés par des relais de temps extérieurs ; la temporisation réalise, en effet, une sélection entre les différents tronçons de ligne placés en série et évitent le fonctionnement de réclencheur lent lors de la première apparition d'un défaut.

III-7 Réglage des relais de protection d'un départ [17]

Cette protection est assurée par deux relais à maximum de courant à deux seuils alimentés par deux phases.

III-7-1 Réglage des relais de phase premier seuil (ou seuil temporisé)

Protège la ligne contre les surcharges et parfois contre les défauts en bout de ligne quand celle-ci est relativement longue. Le réglage de ce seuil tient compte de deux critères, la limite thermique de la ligne et l'élimination des défauts triphasés considérés en bout de dérivation.

III-7-2 Réglage des relais de phase deuxième seuil ou seuil violent

Doit éliminer rapidement les courts-circuits de la ligne MT et son réglage doit être suffisamment élevé pour le rendre insensible aux défauts sur les réseaux BT.

Il y a lieu de vérifier que ce réglage est supérieur à 1,3 fois le courant de court-circuit pour les défauts en BT. Ces courants rapportés au primaire peuvent être calculés suivant l'expression :

$$I_{cc} = \frac{P_2 100\%}{3U_{n2}U_{cc} \%}$$

P_2 : puissance du transformateur MT/BT.

U_{n2} : tension composée nominale cotée MT.

U_{cc} : tension de court-circuit du transformateur en %.

III-7-3 Réglage du relais homopolaire

Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, son relais homopolaire est traversé par un courant $3I_o$ qui est inversement proportionnel à la résistance de défaut, l'intensité de réglage I_{R0} du relais doit donc être la plus faible possible afin de pouvoir détecter les défauts dont la résistance est la plus grande possible.

L'intensité du réglage doit être :

$$I_{R0} \geq K (3I_o)_{(BT)} \quad \text{avec : } K=1.5$$

K est le coefficient qui tient compte :

- Du faux rendement homopolaire,
- De l'erreur du rapport de TC ;
- De l'erreur de phase de TC ;
- D'un coefficient de sécurité ;

$3I_o$ est le courant capacitif du départ.

$3I_o = 8 \text{ A/100km}$ (pour les lignes aériennes en 30 kV)

$3I_o = 5,6 \text{ A/km}$ (pour les câbles souterrains en 30 kV)

$3I_o = 4,8 \text{ A/km}$ (pour les câbles souterrains en 10 kV)

Le relais détectera tous les défauts de résistance inférieure ou égale à :

$$R = \frac{\frac{U_n}{\sqrt{3}}}{K(3I_o)} - R_n$$

R_n : Résistance du neutre mis à la terre du transformateur.

III-7-4 Relais de temps

a- Principe

La temporisation des protections sélectives des départs à deux rôles :

- D'une part, elle assure une priorité au fonctionnement de certains automatismes (Instantanés) en exécution du cycle rapide ou lent ;
- D'autre part, elle assure l'échelonnement du fonctionnement des protections du départ et des protections placées en aval.

b- Réglage de la temporisation

Chaque réglage doit être vérifié par une mesure :

-S'il n'y a pas de protection temporisée en aval dans le réseau MT, le réglage est de 0,5 s pour le relais de phase (premier seuil) et 0,1s pour le relais homopolaire.

-L'échelon de temporisation entre deux protection doit être de 0,3 s afin d'assurer la sélectivité.

III-7-5 Réglage des relais de l'arrivée**III-7-5-1 Réglage des relais de phase**

L'intensité du réglage I_R doit satisfaire deux conditions suivantes :

- Etre assez élevée pour permettre d'utiliser les possibilités de surcharge du transformateur HT/MT sans risque de déclenchement intempestif ;
- Etre aussi faible que possible pour que la protection d'arrivée assure un certain secours aux protections des départs.

$$I_R = (1,3 \div 1,4) I_{nT}$$

$$S_n = \sqrt{3} U_n I_{nT} \quad \Rightarrow \quad I_{nT} = \frac{S_n}{U_n \sqrt{3}}$$

I_{nT} : représente le courant nominal du transformateur coté MT

III-7-5-2 Réglage des relais homopolaire

Nous étudierons le cas où la mise à la terre se fait en amont de l'arrivée MT, elle est faite par une résistance raccordée au point neutre du transformateur HT/MT ou par une bobine de point neutre (BPN) raccordée aux bornes du transformateur.

Lorsqu'un défaut à la terre affecte un départ, l'intensité $3I_{oDd}$ mesurée par un relais de courant homopolaire est différente de celle mesurée par le relais correspondant de l'arrivée $3I_{oA}$ en raison des courants capacitifs de l'ensemble des départs sains ($3I_{oDS}$). Voir figure III-11

$$3I_{oDd} = 3I_{oDd} + 3I_{oA}$$

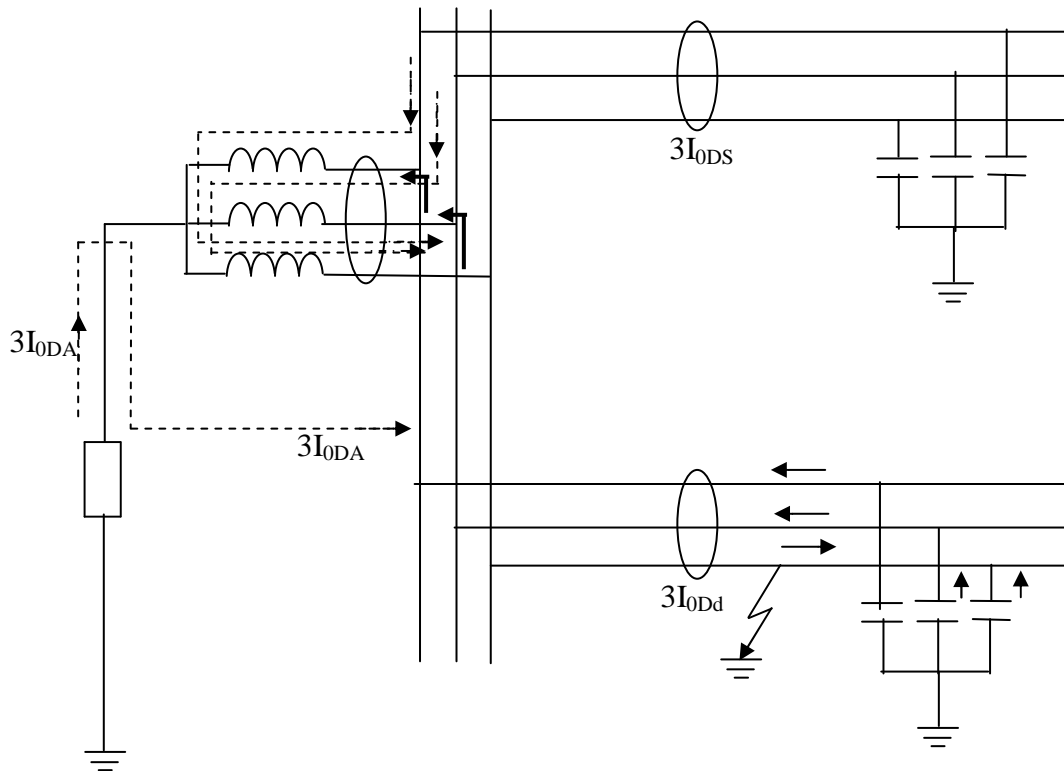


Figure III-11 : Représentation des courants intéressant l'ensemble du réseau pour un défaut monophasé dans le cas général.

Considérons le rapport :

$$\beta = \left| \frac{3I_{oDd}}{3I_{oA}} \right| = \left| 1 + 3j(C_o - C_{oDd})\omega Z_o \right|$$

C_o : Représente la capacité homopolaire par phase de l'ensemble du réseau.

C_{oDd} : Représente la capacité homopolaire par phase du départ en défaut.

Z_o : est égale à $(R_n - \frac{Z_{oT}}{3})$ si le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance R_n et

$\frac{Z_n + Z_{oT}}{3}$ si le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une bobine de point neutre (BPN)

Z_n : Impédance par phase de la (BPN),

Z_{oT} impédance homopolaire par phase du transformateur

β : peu inférieur ou supérieur à l'unité ($\beta > 0.9$).

Pour éviter les réenclenchements intempestifs, le relais homopolaire de l'arrivée ne doit pas détecter les défauts qui ne sont pas détectés par le relais homopolaire des départs, le réglage doit être égal à :

$$\frac{1.2I_{Ro \text{ max}}}{\beta}$$

$I_{Ro \text{ max}}$: Représente l'intensité de réglage du relais de courant homopolaire du départ réglé au seuil le plus élevé

Le coefficient 1,2 permet d'assurer une bonne sélectivité entre départ et arrivée.

III-7-5-3 Relais de temps

Sa temporisation doit être de 0,5s (éventuellement 0,4s) à la temporisation la plus élevée des protections des départs.

III-8 Réglage des protections d'un transformateur et de sa liaison aux jeux de barres

III-8-1 Réglage du relais ampérométrique de phase et de courant homopolaire

Ces relais doivent être du même type que les relais correspondants aux départs et aux arrivées. Ils doivent être réglés à 1,2 fois le réglage des relais homopolaires de l'arrivée et à environs $2I_{nT}$ pour les relais de phase de l'arrivée.

III-8-2 Relais de temps : Pour assurer la sélectivité qui permet de conserver le transformateur en service en cas de défaut en aval de la protection de l'arrivée, la temporisation de la liaison est augmentée de 0,3s par rapport à celle de l'arrivée.

III-9 Réglage d'une protection de terre résistante

Les protections sélectives utilisées sur les départs MT possèdent un certain seuil de sensibilité et ce fait, elles ne permettent pas la détection des défauts à la terre résistante, il est donc indispensable de les compléter par un détecteur de terre résistante de manière à assurer un contrôle total du réseau et cela quelque soit le mode de la mise à la terre du neutre MT.

III-9-1 Détecteur de terres résistantes

Son rôle est de limiter à une signalisation lorsqu'un départ MT est affecté par un défaut résistant que le relais de terre est incapable de détecter. En effet, la détection se fait par un relais d'intensité alimenté par un TC placé en série avec la mise à la terre du neutre du transformateur HT/MT.

La recherche de la terre résistante se fera par un dispositif détectant automatiquement le départ défectueux. Ce dispositif constitue la protection contre les défauts résistants à la terre.

III-9-2 Réglage d'une protection ampérométrique de terre résistante

Principe

Le détecteur mesure le courant qui circule dans la mise à la terre du neutre. Il doit détecter les défauts monophasés les plus résistants dont l'intensité est :

$$I = \frac{U}{\sqrt{3}R}$$

III-9-3 Réglage de la temporisation

Le réglage de la temporisation de terre résistante est égal au réglage des relais de temps de la liaison augmentée de 0,3 s

Conclusion

Pour qu'un système de protection accompli convenablement sa mission, il doit être bien dimensionné, alimenté et réglé d'une manière judicieuse, pour ce faire nous avons étudié les différentes parties de la ligne ainsi que leurs dispositifs de protection qui conviennent.

Introduction

Cette partie présente les besoins énergétiques requis pour la construction et l'exploitation du système d'alimentation en eau potable des villes situées sur le couloir Alger-Tizi Ouzou à partir du barrage de Taksebt afin de planifier les raccordements électriques par Sonelgaz. Pour cela on va donner un exemple de calcul où on va déterminer le courant de court-circuit triphasé pour assurer un meilleur choix des appareils de protection.

IV-1 Description du projet [19]

IV-1-1 Situation Géographique

Le barrage de Taksebt est situé à Oued-Aissi à 10 km au sud-est de la ville de Tizi Ouzou, il est réalisé avec une digue de hauteur d'environ 75m permettant la création d'un bassin de 175 millions de m³. Il contribue à l'alimentation en eau potable et industrielle des villes situées sur le couloir Tizi Ouzou-Alger.

Il est alimenté par les eaux de pluie, de la fonte de neige du massif du Djurdjura, et des eaux de grand bassin collecteur, situé dans la région à forte pluviométrie.

Le chantier consiste à réaliser des canalisations, une unité de traitement de l'eau, un tunnel, des réservoirs, des stations de pompage, en plus de l'acquisition d'équipements électriques et électroniques.

IV-1-2 Description

Le présent projet consiste en l'alimentation des villes situées sur le couloir Alger-Tizi Ouzou, il se situe entre le barrage de Taksebt près de la ville de Tizi Ouzou à l'est et la station de Boudouaou à Alger à l'ouest. Ces deux villes sont distantes d'environ 80 km.

Les principaux ouvrages inclus au projet comprennent :

- Une station de pompage d'eau brute située à proximité du barrage de Taksebt d'un débit de 7,1 m³/s et comprenant 06 groupes électropompes (05 en service et en réserve) alimentée en énergie électrique à 30 kV ;
- Une station de traitement d'une capacité de 605 000 m³/jour d'eau traitée située à environ 2 km en aval de la station de pompage ;
- Une station de chloration au chlore gazeux localisée à l'intérieur de la station de traitement existante de Boudouaou ;
- Un réseau de transfert entre le barrage de Taksebt et la station de traitement de Boudouaou composé de conduites de 1 800 et 2 000 mm de diamètre.

Ce réseau de transfert comporte 4 tunnels, soit à Tizi Ouzou, à Draa Ben Khedda, à Naciria et à Thenia.

Le réseau inclut également 13 prises pour l'alimentation des villes situées le long du tracé ainsi que des réservoirs de distribution à Tizi Ouzou (Bastos), Tizi Ouzou et Draa Ben Khedda.

IV-1-3 Importance du projet Taksebt

Le projet Taksebt est le plus important projet dans le domaine de l'eau en Algérie et constitue donc une priorité du gouvernement algérien. Il permettra de parfaire et de sécuriser l'alimentation d'Alger et de toutes les villes situées sur le couloir Alger-Tizi Ouzou.

Dans sa phase exploitation, le projet Taksebt constituera la principale source d'alimentation de toutes les villes desservies. Les ouvrages principaux du système de transfert (station de pompage et station de traitement) devront donc être alimentés par 02 lignes d'alimentation distinctes dont au moins une spéciale.

IV-2 Equipements électriques du poste de transformation 30 kV [19]

Le poste de transformation 30kV comporte les éléments suivants :

- 2 Cellules arrivées souterraines.
- 1 cellule comptage ;
- 1 cellule disjoncteur général ;
- 1 cellule sectionneur général ;
- 6 cellules départ transfo 1600 kVA ;
- 1 cellule départ transfo 160 kVA.

IV-2-1 Description technique détaillée par cellule [18]

IV- 2-1-1 Cellule MT

a) Présentation

La gamme modulaire est un ensemble de cellules homogènes équipées d'appareillages à coupure dans le SF6 ou dans le vide et à isolement dans l'air.

Ces cellules permettent de réaliser tout poste Moyenne tension jusqu'à 36 kV, par juxtaposition de différentes fonctions.

b) Domaine d'application

b.1 Définition des cellules : Les différentes cellules entrant dans la composition des postes de transformation MT/BT et de répartition industrielle sont données dans le tableau suivant :

Cellule	Désignation	Dimension	Un (kV)	In (A)
IM	Interrupteur	375x1600x940	24	630
		750x2250x1400	36	630
IMC	Interrupteur	500x1600x940	24	630
		750x2250x1400	36	630
IMB	Interrupteur avec ou sans sectionneur, départ droite ou gauche	375x1600x940	24	630
PM	Interrupteur-fusibles associés	375x1600x940	24	200
		750x2250x1400	36	63ou100
QM	Combiné Interrupteur-fusibles	375x1600x940	24	200
		750x2250x1400	36	63ou100
QMC	Combiné Interrupteur-fusibles	625x1600x940	24	200
QMB	Combiné Interrupteur-fusibles, départ droite ou gauche	375x1600x940	24	200
DM1-A	Disjoncteur simple sectionnement	750x1600x1220	24	630/1250
		1000x2250x1400	36	630
DM1-D	Disjoncteur simple sectionnement départ droite	750x1600x1220	24	630/1250
		1000x2250x1400	36	630
DM1-D	Disjoncteur simple sectionnement départ gauche	750x1600x1220	24	630/1250
DM1-S	Disjoncteur simple sectionnement avec protection autonome	750x1600x1220	24	630
DM2	Disjoncteur double sectionnement départ droite	750x1600x1220	24	630
		1500x2250x1400	36	630
DM2	Disjoncteur double sectionnement départ gauche	750x1600x1220	24	630
DM1-W	Disjoncteur débrochable simple sectionnement	750x1600x1220	24	630/1250
DM1-Z	Disjoncteur débrochable simple sectionnement départ droite	750x1600x1220	24	1250
CM	Transformateur de potentiel pour réseau à neutre à la terre	375x1600x940	24	50
		750x2250x1400	36	50
CM2	Transformateur de potentiel pour réseau à neutre isolé	500x1600x940	24	50
		750x2250x1400	36	50
TM	Transformateur MT/BT pour auxiliaires	350x1600x940	24	50
		750x2250x1400	36	50
GBC-A	Mesure d'intensité et/ou de tension départ droite	750x1600x1020	24	630/1250
		750x2250x1400	36	630
GBC-A	Mesure d'intensité et/ou de tension départ gauche	750x1600x1020	24	630/1250
GBC-B	Mesure d'intensité et/ou de tension	750x1600x1020	24	630/1250
		750x2250x1400	36	630
GIM	Gaine intercalaire	125x1600x840	24	400
		250x2250x1400	36	630
GEM	Gaine d'extension VM6/SM6	125x1600x1060	24	630/1250
GBM	Gaine de liaison départ droite ou gauche	375x1600x870	24	630/1250
		750x2250x1400	36	630
GAM2	Gaine d'arrivée	375x1600x870	24	630
		750x2250x1400	36	630
GAM	Gaine d'arrivée	500x1600x1020	24	630/1250
NSM-câbles	Alimentation câble pour arrivée prioritaire N et secours S	750x2050x940	24	630
NSM-barres	Alimentation barres pour arrivée prioritaire N droite et câbles pour secours S.			

Figure IV-1 : Tableau de dimensions de différentes cellules

Les cellules permettent de réaliser des postes de transformation MT/BT de distribution publique et des postes de livraison ou de répartition MT jusqu'à 36 kV.

b.2 Condition d'exploitation

Les cellules sont conçues pour les installations intérieures, elles bénéficient de dimensions réduites :

- Largeur 375 mm à 1500 mm selon la tension.
- Hauteur 1600 mm à 2250 mm selon la tension.
- Profondeur au sol 840 mm à 1400 mm selon la tension.

Les cellules peuvent être équipées de nombreux accessoires : relayage, tore, transformateurs de mesure, parafoudre, contrôle-commandeetc.

IV-2-1-2 Cellule arrivée par câble souterrain :(voir annexe) elle comprend :

- 01 boîte de raccordement câble ;
- 03 indicateurs de présence tension (uniquement en amont car en aval tout se trouve dans une cuve sous SF6) ;
- 01 sectionneur de mise à la terre (coté câbles) ;
- 01 interrupteur coupure en charge dans le SF6 :
- *tension nominale : 36 kV.
- *Intensité nominale : 630A.
- *Intensité maximum admissible durant une seconde : 16 kA.
- *Intensité maximum de pointe : 40 kA

IV-2-1-3 Cellule comptage :(voir annexe) elle comprend :

- 1 sectionneur de coupure (hors charge)
- *tension nominale : 36 kV
- *intensité nominale : 630 A
- *Intensité maximum admissible durant une seconde : 16kA.
- *intensité maximum de pointe avec contacts auxiliaires : 40kA.
- Une base de coupe-circuit tripolaire
- *tension nominale : 36 kV
- 03 transformateurs de potentiel à deux enroulements secondaires ; le premier (40 VA) pour le comptage Sonelgaz ; le second (10 VA) pour la mesure client.
- *puissance : 40VA/ 10 VA
- *Classe : 0.5/1.

Tension d'isolement : 36 kV

- 01 transformateur de potentiel monophasé pour l'éclairage de secours.

*Tension primaire : 30 kV ;

*Tension secondaire : 230 V ;

*Puissance : 500VA

*Classe : 3 ;

Tension d'isolement : 36 kV ;

*Protégé par deux fusibles HT, 6.3 A montés sur le transformateur.

IV-2-1-4 Cellule disjoncteur général :(voir annexe) elle comprend :

a. Equipement MT

-01 sectionneur à coupure (hors charge)

*tension nominale : 36 kV

*intensité nominale : 630 A

*Intensité admissible durant une seconde : 16kA.

*intensité maximum de pointe: 40kA.

-01 disjoncteur à coupure dans le vide, type 3AH

*Tension nominale : 36 kV

*Tension de tenue au choc : 170kV ;

*Pouvoir de coupure : 16 kA effectif

*Intensité nominale : égale ou supérieure à 630A ;

*Réarmement par moteur électrique 230 V-50Hz équipé d'un compteur de manœuvres

*Avec déclencheur à émission de tension 24Vcc ;

*Avec déclencheur à minimum de tension 24 Vcc.

-01 levier de réarmement manuel du ressort ;

-03 transformateurs d'intensité, à triple enroulement :

*tension d'isolement: 36 kV;

*I thermique: 12,5 KA eff.1 sec.

*Rapport de transformation : 600-1200A/5/5/5A.

*Premier enroulement (comptage) :

- Puissance : 30 VA ;

- Classe : 0,5 M5.

*Second enroulement (protection) :

- Puissance : 30 VA ;
- Classe : 10 P 10.

*Troisième enroulement (mesure client) :

- Puissance : 20 VA ;
- Classe : 1 M5.

b. Equipement BT

-01 relais de protection électrique à maximum de courant, temporisé

*Marque : Siemens ;

*type : de la série 7SJ600 ;

*Raccordement sur TI/5 A avec :

- Déclenchement instantané ;
- Déclenchement temporisé.

*Réglage pour les phases ;

*protection homopolaire.

-01 bouton poussoir effacement avec lampe de défaut incorporé.

-01 disjoncteur de protection de la tension de commande de tranche.

-01 bornier spécial pour le court-circuitage des transformateurs d'intensité et pour essais des relais de protection.

IV-2-1-5 Cellule sectionneur général :(voir annexe) elle comprend :

a) Equipement MT

-01 sectionneur de coupure (hors charge)

* tension nominale : 36 kV

* Intensité nominale : 630A

* intensité admissible durant une seconde : 16 kA

* intensité maximum de pointe : 40 kA.

b) Equipement BT

-01 système de mesure multifonctions (de type Siemens) comprenant :

*Wattmètre ;

*Varmètre ;

*phasemètre ;

*Fréquencemètre ;

*Voltmètre ;

- *ampèremètre ;
- *Connexion directe sur profibus DP pour affichage sur écran et enregistrement.
- 01 bouton poussoir effacement avec lampe de défaut incorporé ;
- 01 disjoncteur de protection de la tension de commande de tranche ;
- 01 bouton poussoir d'arrêt d'urgence pour déclencher le disjoncteur général ;
- 01 relais de synthèse de défaut.

IV-2-1-6 Cellule départ transformateur 30/ 2x 0,69 kV-1600 kVA (protection par disjoncteur) :(voir annexe) elle comprend :

- 01 sectionneur à coupure (hors charge)
 - * Tension nominale : 36 kV
 - * Intensité nominale : 630A
 - * Intensité admissible durant une seconde : 16 kA
 - * Intensité maximum de pointe : 40 kA.
- 01 sectionneur à coupure dans le vide Siemens 3AH
 - * Tension nominale : 36 kV ;
 - * Tension de tenue aux choc : 170 kV ;
 - * Pouvoir de coupure : 16 kA effectif ;
 - * Intensité nominale : \geq à 630 A
 - * Commande motorisée ;
 - * Avec déclencheur à émission de courant ;
 - *Avec déclencheur à minimum de tension.
- 01 levier de réarmement manuel de secours, type 3AX1530-2B
- 01 sectionneur de mise à la terre verrouillé avec un sectionneur barres ;
- 03 transformateurs d'intensité à simple enroulement pour la protection à maximum de courant.
 - * Tension d'isolement: 36 kV;
 - * I thermique: 12,5 kA eff.1 sec.
 - *Rapport de transformation : 40/5 A
 - *Puissance apparente: 10 VA;
 - *Classe : 10 P 10.

a) Equipement B.T

- 01 relais de protection électronique à maximum de courant, temporisé,
 - Type : de la série 7SJ600
 - Raccordement sur TI/5 A avec :
 - Déclenchement instantané ;
 - Déclenchement temporisé.
- 01 lampe de signalisation « défaut tranche » ;
- 01 disjoncteur automatique de protection de la tension de commande de tranche ;
- Les relais auxiliaires pour la protection de la cellule et du transformateur.

IV-2-1-7 Cellule départ transformateur 30/04 kV -160 kVA (protection par interrupteur-fusible)

Cette cellule est équipée de :

a) Equipement MT

- 01 interrupteur à coupure sous charge avec support fusible en exécution avec percuteur provoquant le déclenchement tripolaire automatique de l'interrupteur lors de la fusion d'un fusible.

* Tension nominale : 36 kV

* Intensité nominale : 630A

*Avec déclencheur à émission de courant

*Equipé de fusible, type HPC à percuteur.

- 01 sectionneur de mise à la terre verrouillé avec l'interrupteur ;

- 03 indicateurs de présence tension en aval (côté tête de câble)

b) Equipement BT

-01 lampe de signalisation « défaut tranche » ;

-01 disjoncteur automatique de protection de la tension de commande de tranche ;

-01 relais de surveillance température transfo (connecté sur réseau PTC placé dans l'enroulement transfo : alarme/déclenchement)

-01 relais de déclenchement par défaut transfo.

IV-2-2 Spécifications techniques des transformateurs et du poste 30kV [19]**IV-2-2-1. Caractéristiques techniques du transformateur de puissance 1600 kVA**

Transformateurs de : 1600 kVA-30V/2x690 V –Dy11/Dd0 ;

160 kVA-30kV/400V-Dyn 11

- Type : Respirant ;
- Puissance : 1600 kVA ;
- Tension primaire : 30 kV ;
- Tension secondaire : 2x690 V ;
- Pertes à vide : 2600 W ;
- Pertes en court-circuit : 19000W ;
- Tension de court-circuit : 6,0 % ;
- Isolement : huile minérale, suivant a norme IEC 60076 ;
- Refroidissement : dans l'huile ;
- Echauffement : 60/65 K ;
- Coupage : Dy11/Dd0 ;
- Dimensions (long x larg x haut) : 2,375 x 1,415 x 2,275 ;
- Poids total : 4250 kg.

IV- 2-2-2 Tableau des dimensions**a) caractéristiques générales du transformateur Pauwels :**

*Type : pour alimentation redresseur 12 pulse (à 3 enroulements)

*Diélectrique : huile minérale

*Exécution : avec conservateur

*Couvercle boulonné

*HT : 30 kV

*BT : 2 x 690

b) Dimensions principales : (voir annexe)

Puissance de transformateur 1600 kVA

Codification	Correspondance	Valeur	Unité
A	Longueur	2375	mm
B	Largeur	1415	mm
C	Hauteur total	2275	mm
D	Hauteur couvercle	1425	mm
E	Entre-axe borne BT	150	mm
F	Entre-axe borne HT	370	mm
G	Hauteur isolateur BT	265	mm
H	Hauteur isolateur HT	480	mm
SW	Entre-axe galets	820	mm
D	Diamètre galet	150	mm
E	Épaisseur galet	50	mm
PH	Poids d'huile	1275	kg
PT	Poids total	4250	kg
X	Calibre isolateur BT	1000	Ampères

Figure IV-2 : Tableau de dimensions du transformateur 1600 kVA**IV-2-1-3 Caractéristiques techniques du transformateur de puissance 160 kVA**

- Type : Respirant ;
- Puissance : 160 kVA ;
- Tension primaire : 30 kV ;
- Tension secondaire : 410 V ;
- Pertes à vide : 510 W ;
- Pertes en court-circuit : 3330W ;
- Tension de court-circuit : 4, 5 % ;
- Isolement : huile minérale, suivant a norme IEC 60076 ;
- Refroidissement : dans l'huile ;

- Echauffement : 60/65 K ;
- Coupage : Dyn11 ;
- Dimensions (long x larg x haut) : 1,150 x 0,850x 1,450 ;
- Poids total : 750 kg.

a) Caractéristiques générales du transformateur Pauwels

*Diélectrique : huile minérale

*Exécution : avec conservateur

*Couvercle boulonné

*HT : 30 kV

*BT : 400 V

b) Dimensions principales :(voir annexe)

Puissance de transformateur 160 kVA

Codification	Correspondance	Valeur	Unité
A	Longueur	1150	mm
B	Largeur	850	mm
C	Hauteur total	1450	mm
D	Hauteur couvercle	950	mm
E	Entre-axe borne BT	100	mm
F	Entre-axe borne HT	370	mm
G	Hauteur isolateur BT	140	mm
H	Hauteur isolateur HT	485	mm
SW	Entre-axe galets	520	mm
D	Diamètre galet	125	mm
E	Épaisseur galet	40	mm
PH	Poids d'huile	170	kg
PT	Poids total	750	kg
X	Calibre isolateur BT	250	A

Figure IV-3 : Tableau de dimensions du transformateur 160 kVA

IV-3 Calcul et application

L'objectif de cette partie est de calculer le courant de court-circuit au niveau du jeu de barre après le disjoncteur général afin de faire le dimensionnement des protections.

IV-3-1 Méthode des valeurs réduites pour le calcul du courant de court-circuit [17]

Les grandeurs physiques utilisées dans le calcul des courants de court-circuit sont :

- ✓ La puissance ;
- ✓ La tension ;
- ✓ Le courant ;
- ✓ L'impédance.

Elle peuvent être exprimées soit :

- ✓ En grandeurs absolues (avec dimensions) ;
- ✓ En pourcentage (%) ;
- ✓ En valeurs réduites (sans dimensions).

Pour les systèmes complexes, il est préférable de faire le calcul des courant de court-circuit à l'aide des valeurs réduites.

IV-3-1-1 Définition

La valeur réduite d'une grandeur physique donnée est le rapport de cette dernière sur une autre grandeur physique de même nature, choisit arbitrairement comme référence appelée grandeur de base.

$$\text{Grandeur réduite} = \frac{\text{Grandeur réelle}}{\text{Grandeur de base}}$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}, \quad Z_b = X_b = \frac{U_b}{I_b} = \frac{U_b^2}{S_b} \quad (R_b = 0).$$

I_b : Courant de base.

U_b : Tension de base.

S_b : Puissance de base.

Z_b : Impédance de base.

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

$$S^* = \frac{S}{S_b}, \quad U^* = \frac{U}{U_b}, \quad I^* = \frac{I}{I_b}, \quad X^* = \frac{X}{X_b}.$$

IV-3-1-2 Réactances des éléments du réseau

a) Impédance ramenée à un seul niveau de tension U_x

Pour calculer le courant de court-circuit à un endroit bien déterminé du réseau, il est indispensable de ramener toutes les impédances à une certaine tension de référence U_x pour pouvoir utiliser les notions d'impédances séries et parallèle.

$$\text{Pour cela, on utilise : } \bar{U} = U \left(\frac{U_x}{U} \right), \quad \bar{Z} = Z \left(\frac{U_x}{U} \right), \quad \bar{I} = I \left(\frac{U_x}{U} \right)$$

$\bar{U}, \bar{Z}, \bar{I}$: Valeurs ramenées à U_x .

b) Réactances réduites des éléments constituant le réseau

Composantes directes et inverses

- **Ligne**

$$X_L^* = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_b}{U_b}$$

Avec : X_0 : réactance de la ligne

L : longueur de la ligne

S_b, U_b : puissance et tension de base.

- **Alternateur**

$$X^* = X_d'' \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2}, \quad \text{Avec : } X_d'' : \text{réactance subtransitoire.}$$

- **Transformateur à deux enroulements**

$$X_{Tr}^* = U_{cc}^{12} \cdot \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2}$$

Avec : U_{cc} Tension de court-circuit du transformateur.

S_n, U_n : Puissance et tension nominales.

- **Transformateur à trois enroulements**

Le calcul se fait en deux étapes :

- Première étape :

$$X_{12}^* = U_{cc}^{12} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

$$X_{23}^* = U_{cc}^{23} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{1n}^2}{U_b^2}$$

$$X_{31}^* = U_{cc}^{31} \frac{S_b}{S_n} \frac{U_{ln}^2}{U_b^2}$$

- Deuxième étape :

$$X_1^* = \frac{1}{2}(X_{12}^* + X_{31}^* + X_{23}^*)$$

$$X_2^* = \frac{1}{2}(X_{12}^* + X_{23}^* + X_{31}^*)$$

$$X_3^* = \frac{1}{2}(X_{31}^* + X_{23}^* + X_{12}^*)$$

IV-3-2 Méthode de calculs :

On ramène toutes les impédances à la tension aux points de défaut. On simplifie le schéma en associant les impédances série et parallèle.

Le travail demandé consiste à :

- Calculer les courants de court-circuit triphasé.
- Dimensionner les disjoncteurs nécessaires pour la protection.

IV-3-2-1 Données techniques

- Niveau de tension primaire ; $U=30$ kV.
- Niveau de tension secondaire ; $U=0,69$ kV.
- Puissance nominale du transformateur ; $S_n=1600$ kVA.
- Tension de court-circuit des transformateurs ; $U_{cc}=6$ %.

- **Les lignes**

- Résistance linéique ; $R_0=0,35 \Omega / \text{km}$.
 - Réactance linéique ; $X_0=0,45 \Omega / \text{km}$.
 - Longueur ; $L=2$ km.
 - Section (l'arrivée) ; $S=93,3$ mm.
- } Almélec

IV-3-2-2 Application

On représente les différents appareils des jeux de barre de la station par les les différentes impédances qui les caractérisent, et on obtient ce schéma électrique équivalent :

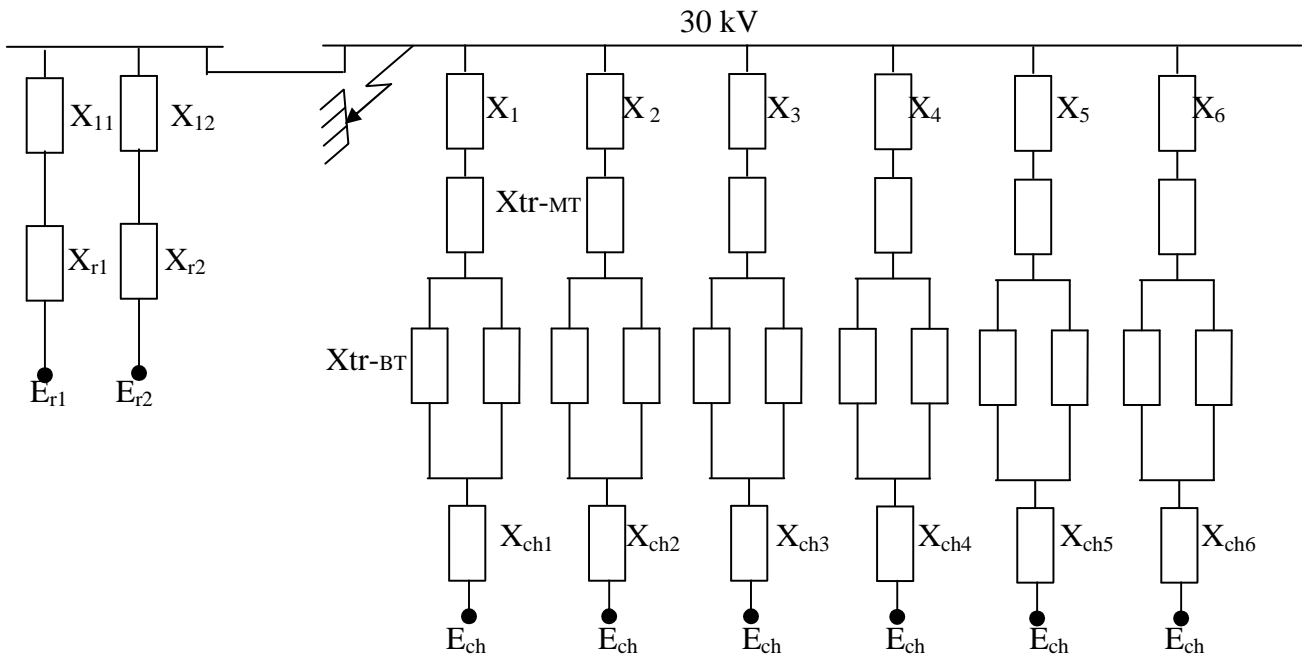
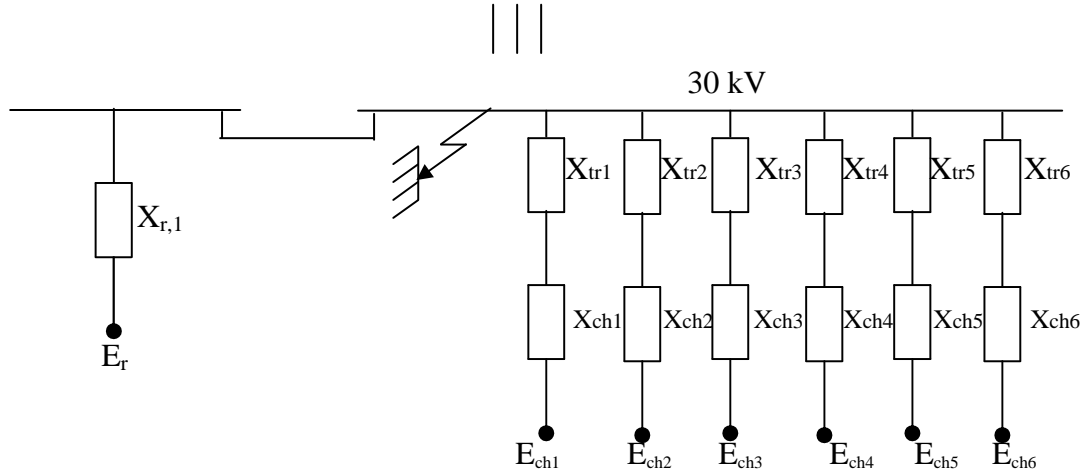


Figure IV-4 : Schéma équivalent de l'installation électrique de la station



On considère le transformateur à trois enroulements comme un transformateur à deux enroulements car ces enroulements secondaires sont mis en parallèle et ils sont connectés sur le même jeu de barre.

VI-3-2-3 Calcul des différentes impédances de réseau**a) Choix des valeurs de bases :**

On choisit les valeurs de bases comme suit :

$$U_b = 30 \text{ kV}$$

$$S_b = 100 \text{ MVA}$$

Le courant de base est donné par la relation suivante:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}$$

Donc :

$$I_b = \frac{100}{\sqrt{3}.30} = 1,92 \text{ kA}$$

On déduit l'impédance de base comme suit :

$$Z_b = X_b = \frac{U_b^2}{S_b}$$

Donc :

$$X_b = \frac{(30.10^3)^2}{100.10^6} = 9\Omega$$

b) Valeurs des impédances en unités réduites***Réseau**

$$E_{*r} = 1 .$$

Erreur ! Des objets ne peuvent pas être créés à partir des codes de champs de mise en forme.

***Lignes**

$$X_{*l} = X_0.l \cdot \frac{S_b}{U_{b1}^2} = 0,45.2 \cdot \frac{100.10^6}{(30.10^3)^2} = 0,1$$

***Transformateurs à deux enroulements**

$$X_{*tr} = \frac{U_{cc}\%}{100} \cdot \frac{S_b}{S_n} = \frac{6.100.10^6}{100.1600.10^3} = 3,75$$

*** Charges**

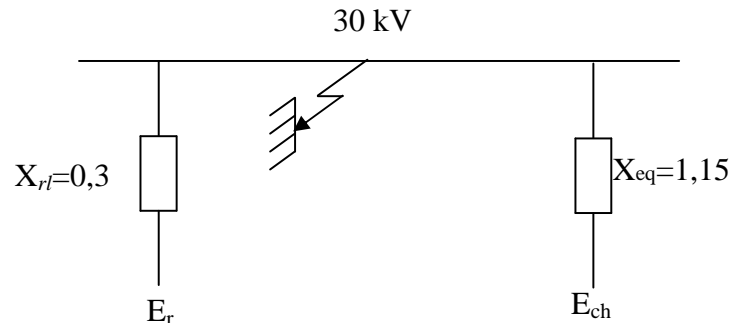
$$E_{*ch} = 0,85$$

$$X_{ch} = 0,35\Omega$$

$$X_{*ch} = X_{ch} \cdot \frac{U_{b1}^2}{S_b} = 0,35 \cdot \frac{(30.10^3)^2}{100.10^6} = 3,15$$

c) Valeurs des courants de court-circuit se produisant sur le jeu de barre 30 kV

Après les différentes simplifications effectuées sur le schéma équivalent, on aboutit à un réseau qui est constitué de deux impédances en parallèle, ce schéma simplifié est le suivant :



L'impédance équivalente du côté du réseau est :

$$X_{*rl} = X_{*r} + X_{*l} = 0,2 + 0,1 = 0,3$$

L'impédance équivalente du côté du jeu de barre est :

$$X_{*eq} = \frac{1}{5}(X_{*tr} + X_{*ch}) = \frac{1}{6}(3,75 + 3,15) = 1,15$$

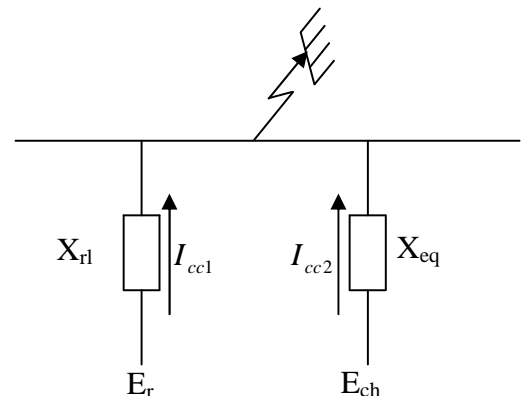
On calcul donc les deux courants de court-circuit qui passent dans les deux impédances :

$$I_{cc1} = \frac{E_{*ch}}{X_{*eq}} I_b \Rightarrow I_{cc1} = \frac{0,85}{1,15} \cdot 1,92 = 1,42 \text{ kA}.$$

$$I_{cc2} = \frac{E_{*r}}{X_{*r}} I_b \Rightarrow I_{cc2} = \frac{1}{0,3} \cdot 1,92 = 6,4 \text{ kA}$$

Donc le courant de court-circuit total au niveau de jeu de barre est :

$$I_{cc} = I_{cc1} + I_{cc2} = 22,75 + 0,46 = 7,82 \text{ kA}$$



IV-3-2-4 Choix des disjoncteurs

Ils sont choisis suivant :

- La tension nominale : elle correspond à l'endroit où est placé le disjoncteur.
- Le courant nominal : il doit être plus grand que le courant de charge maximum du circuit à l'endroit où est placé le disjoncteur.
- Pouvoir de coupure : c'est le courant maximal que le disjoncteur est capable de couper.

On définit aussi la puissance de coupure qui est une grandeur fictive puisqu'elle est le produit de deux grandeurs n'ayant pas lieu simultanément.

(Puissance de coupure) = $(I_{\text{effmax}} \text{ avant coupure}) \times (U_{\text{effmax}} \text{ après coupure})$.

$$S_{\text{coup}} = \sqrt{3} \times U_n \times I_{\text{coup}}$$

Avec :

$$I_{\text{coup}} = K_{\text{coup}} \times I_{\text{ccmax}} \quad \text{et : } K_{\text{coup}} \text{ est une fonction de } (t_{\text{coup}} \text{ et } \frac{I_{\text{pd}}}{\sum I_n}).$$

I_{coup} : Courant de coupure.

t_{coup} : Temps de coupure du disjoncteur.

I_{pd} : Composante périodique direct.

$\sum I_n$: Somme des courants nominaux de tous les générateurs du réseau.

I_{ccmax} : Courant de court-circuit maximal.

Le coefficient K_{coup} ne peut être déterminé qu'en connaissant les courants nominaux des générateurs du réseau, ces derniers étant inconnus. On considère alors le cas le plus défavorable correspondant à un $K_{\text{coup}}=1$.

Il on découle que :

$$I_{\text{coup}} = I_{\text{ccmax}}$$

$$S_{\text{coup}} = \sqrt{3} \times U_n \times I_{\text{ccmax}}$$

- **Disjoncteur au niveau de tension 30 kV :**

Le courant de court-circuit maximal est :

$$I_{\text{coup}} = I_{\text{ccmax}} = 7,82 \text{ kA}$$

$$S_{\text{coup}} = \sqrt{3} \times 30 \times 1000 \times 7,82 = 406,33 \text{ MVA}$$

$$S_{\text{coup}} = 406,33 \text{ MVA}$$

IV-3-2-4-1 Dimensionnement du disjoncteur principal

- **Calcul du courant de court-circuit triphasé maximum juste après le disjoncteur principal**

Donc, le disjoncteur à choisir doit avoir un pouvoir de coupure supérieur ou égal à ce courant ($P_{dc} \geq I_{cc \max} \Rightarrow P_{dc} \geq 7,82 \text{ kA}$).

Le temps de réaction du disjoncteur est déterminé d'après la formule suivante :

$$\sqrt{t} \leq \frac{K * S}{I_{cc \max}}$$

Avec :

S : section du câble en mm^2 .

$I_{cc \max}$: courant de court-circuit triphasé.

K : coefficient en fonction de l'isolant et de la nature du conducteur

Ainsi, le temps de coupure du disjoncteur est :

$$\sqrt{t} \leq \frac{115 \times 93.3}{7,82 \times 10^3} \Rightarrow t \leq 1,88 \text{ s}$$

Le disjoncteur général adopté au niveau de la station a un pouvoir de coupure de 16 kA.

VI-3-2-5 Dimensionnement des fusibles :

Le calibre du fusible (I_n) à choisir pour protéger une liaison est déterminé d'après le courant d'emploi de la liaison considérée (I_B), tel que : I_n est pris un peu supérieur au courant d'emploi ($I_n \geq I_B$)

Dans notre cas, le courant d'emploi de liaison des différents jeux de barre est:

$$I_B = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{1600 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 30 \times 10^3} = 30,80 \text{ A}$$

Avec :

S_n : puissance nominale qui transite dans le câble.

U_n : tension nominale du câble.

Donc :

Le calibre du fusible à choisir doit être supérieur à 30,80A ($I_n \geq 30,8 \text{ A}$).

Le calibre adopté au niveau de la station est $I_n = 40 \text{ A}$.

IV-3-3 Valeurs normalisées pour le choix de différents appareils de protections du matériel 30kV [19]

Les différentes caractéristiques et dimensions des appareils de protection utilisés sont données en détail dans de différents tableaux d'après des différentes normes conformes.

IV-3-3-1 Disjoncteur sous vide type 3AH :

Les disjoncteurs sous vide type 3AH sont des disjoncteurs tripolaires pour installation à l'intérieur et pour une plage de tensions assignées comprises entre 12 et 36 kV.

a) Normes : Les disjoncteurs sont conformes aux publications CEI 56, CEI 694, BS 5311 et DIN VDE 0670.

b) caractéristiques assignées

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
12	75	28	13,1	3	800 800	32,5	160 210	70
			16	3	800 1250 800 1250	40	160 160 210 210	70
			25	3	800 1250 800 1250	63	160 160 210 210	70
17,5	95	38	25	3	800 1250 800 1250	63	160 160 210 210	70
24	125	50	16	3	800 1250 800 1250	40	210 210 275 275	70
36	170	70	16	3	1250	40	350	85

Figure IV-5 : Caractéristiques assignées des disjoncteurs sous vide.

(1) : Tension assignée U en kV.

(2) : Tension assignée de tenue aux chocs de foudre en kV.

(3) : Tension assignée de tenue à fréquence industrielle U_w en kV.

(4) : Pouvoir assignée de coupure en court-circuit I_{sc} en kA.

(5) : Durée assignée de court-circuit en s.

(6) : Courant d'emploi assignée en kA.

(7) : Pouvoir assignée de fermeture en court-circuit I_{ma} en kA.

(8) : Entraxe des pôles.

(9) : Poids en kg.

IV-3-3-2 Sectionneurs [19]

a) Sectionneur de terre pour service intérieur : (Norme CEI 129)

Caractéristiques techniques

Tension assignée Courant assignée en service continu		Courant de courte durée assignée		Niveau d'isolement assigné			
		Symm.pour 1s I_{th}	Crête	50 Hz / 1mn		Choc 1,2 / 50 μ s	
				A la terre entre pôles	Entre contacts ouverts	A la terre entre pôles	Entre contacts ouverts
kV	A	kV	kV	kV	kV	kV	kV
3.6	400-630	25	625	10	12	40	46
	800-1250	>30	>75				
	1600	>35	>90				
	2000-2500	>40	>100				
	3200	>45	>125				
7.2	400-630	25	625	20	23	60	70
	800-1250	>30	>75				
	1600	>35	>90				
	2000-2500	>40	>100				
	3200	>45	>125				
12	400-630	25	625	28	32	75	85
	800-1250	>30	>75				
	1600	>35	>90				
	2000-2500	>40	>100				
	3200	>45	>125				
17.5	400-630	25	625	38	45	95	110
	800-1250	>30	>75				
	1600	>35	>90				
	2000-2500	>40	>100				

	3200	>45	>125				
24	400-630	25	625	50	60	125	145
	800-1250	>30	>75				
	1600	>35	>90				
	2000-2500	>40	>100				
	3200	>45	>125				
36	400-630	25	625	70	80	170	195
	800-1250	>30	>75				
	1600	>35	>90				
	2000-2500	>40	>100				
	3200	>45	>125				

Figure IV-6 : Caractéristiques assignées pour un sectionneur de terre pour service intérieur.

b) Sectionneur pour service intérieur :(norme CEI 129)

Tension assignée	Courant de courte durée assignée		Niveau d'isolement assigné	
	Symm.pour 1s	Crête	50 Hz/1 mn	Choc 1,2/50µs
U _r	kA	kA	kV	kV
12	20	50	28	75
	25	62.5		
17.5	20	50	38	95
	25	62.5		
24	20	50	50	125
	25	62.5		
36	20	50	70	170
	25	62.5		

Figure IV-7 : Caractéristiques assignée d'un sectionneur pour service intérieur.

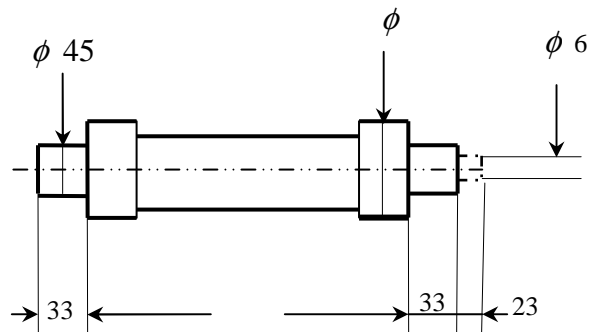
IV-3-2-3 Les fusibles [18]

Le calibre des fusibles à installer dans la cellule de protection type QM, dépend entre autre des éléments suivants :

- tension de service.
- puissance de transformateur à protéger.
- technologie des fusibles (constructeur).

Les fusibles utilisés sont du type Fusarc CF, selon la norme DIN 43- 625

a) Dimensions des fusibles



Tension assignée (kV)	Calibre (A)	L (mm)	ϕ (mm)	Masse (kg)
36	10 à 16	537	50,5	1,8
	25	537	57	2,6
	31,5 à 40	537	78,5	4,7
	50 à 63	537	86	6,4

Figure IV-8 : Tableau de dimensions des fusibles

IV-3-2-4 Transformateur de mesure pour 36 kV

a) Transformateur de courant

Pour cellule DM1-A, DM1-D, DM2, IMC, GBC-A, GBC-B.

- Double primaire par prises au secondaire ;
- Double secondaire pour mesure et protection.

Courant de courte durée admissible I_{th} (kA).

I_{in} (A)	50-100	75-150	100-200	150-300	200-400	300-600
I_{th} (kA)	16 – 20					
T(s)	1					
Mesure 5A	7,5 VA - 15VA - classe 0,5					
Protection 5A	2,5 VA - 5VA - 5 P 20					

Figure IV-9 : Tableau de choix du transformateur de courant

b) Transformateur de potentiel

Pour cellules DM1-A, DM1-D, DM2, CM, GBC-A, GBC-B.

- Double primaire ;
- Double secondaire.

Tension assignée (kV)	36	
Tension primaire (kV)	30/3	33/3
Tension secondaire (V)	100/3	100/3
Puissance d'échauffement (VA)	400	
Classe	0,5	3p
Puissance de précision simple primaire (VA)	30-50	30

Figure IV-10 : Tableau de choix du transformateur de tension

IV-4 Verrouillage [19]**IV-4-1 Cellule interrupteurs**

- La fermeture de l'interrupteur n'est possible que si le sectionneur de terre est ouvert et le panneau d'accès en place.
- La fermeture du sectionneur de terre n'est possible que si l'interrupteur est ouvert.
- L'ouverture du panneau d'accès aux raccordements n'est possible que si le sectionneur de terre est fermé.
- L'interrupteur est verrouillé en position ouvert lorsque le panneau d'accès est enlevé. Les manœuvres du sectionneur de terre sont alors possibles pour des essais.

IV-4-2 Cellule disjoncteurs

- La fermeture des sectionneurs n'est possible que si le disjoncteur est ouvert et le panneau d'accès en place.
 - La fermeture des sectionneurs de mise à la terre n'est pas possible que si les sectionneurs sont ouverts.
 - L'ouverture du panneau d'accès n'est possible que si :
 - *Le disjoncteur est ouvert et verrouillé ;
 - *les sectionneurs sont ouverts ;
- Les sectionneurs de mise à la terre sont fermés.

IV-4-3 Verrouillages fonctionnels

Il répond à la recommandation CEI 60298 et à la spécification EDF HN64-S-41.

Outre les verrouillages fonctionnels, chaque sectionneur ou interrupteur comporte :

- Des dispositifs de cadenasage prévus par construction (cadenas non fourni) ;
- 4 Préperçages dessinés à recevoir chacun une serrure (fournie sur demande) ;
- pour des verrouillages éventuels par serrures et clefs.

IV-4-3-1 Equipement des cellules

Cellules	Type de verrouillage						
	A1	A3	A4	C1	C4	P1	P5
IM, IMB, IMC		X	X			X	
PM, QM, QMB, QMC, DM1-A, DM1-D	X			X	X		
NSM		X				X	
GAM							X

IV-4-4 Verrouillages par serrures et clefs

IV-4-4-1 Cellules départs

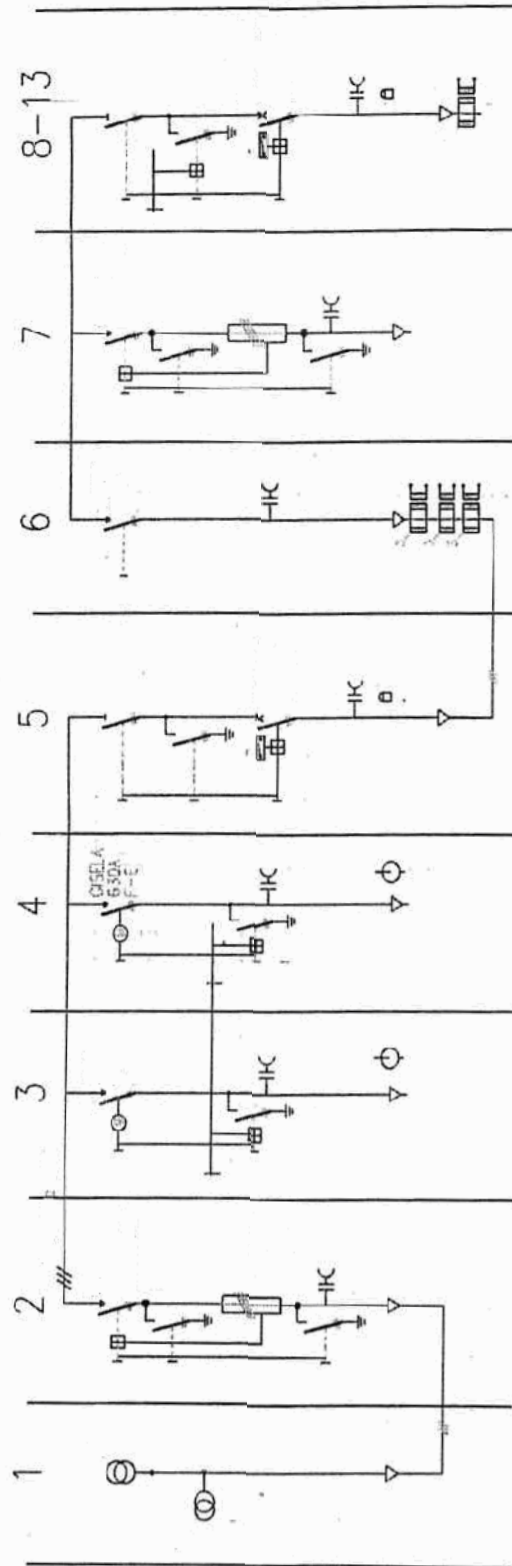
- Interdire sur une cellule de protection transformateur la fermeture du sectionneur de terre si le disjoncteur BT n'a pas été verrouillé « ouvert » ou « débroché ».
- Interdire l'accès au transformateur si le sectionneur de terre de la protection transformateur n'a pas été fermé au préalable.
- Interdire sur une cellule de protection transformateur la fermeture du sectionneur de terre si le disjoncteur BT n'a pas été verrouillé « ouvert » ou « débroché ».
- Interdire l'accès au transformateur si le sectionneur de terre de la protection transformateur n'a pas été fermé au préalable.

IV-4-4-2 Cellules en boucle

- Interdire la fermeture du sectionneur de terre de la cellule aval si l'interrupteur amont n'est pas verrouillé « ouvert ».
- Interdire la fermeture simultanée de deux interrupteurs.
- Interdire de fermer un sectionneur de terre si l'interrupteur de l'autre poste n'est pas verrouillé « ouvert ».
- Interdire la fermeture du sectionneur de terre de la gaine d'arrivée si l'interrupteur n'est pas verrouillé « ouvert ».

Commentaire :

Le disjoncteur général et les fusibles utilisés sont surdimensionnés. Cela est justifié par le souci d'éviter les déclenchements intempestifs dus au courant élevé induit par la mise en service des transformateurs.



Indicateur défaut d'isolement
 Fabr.: EMG Vélbert
 Type: EAS - E

**Schéma unifilaire détaillé 30kV-16
 kA de l'installation**

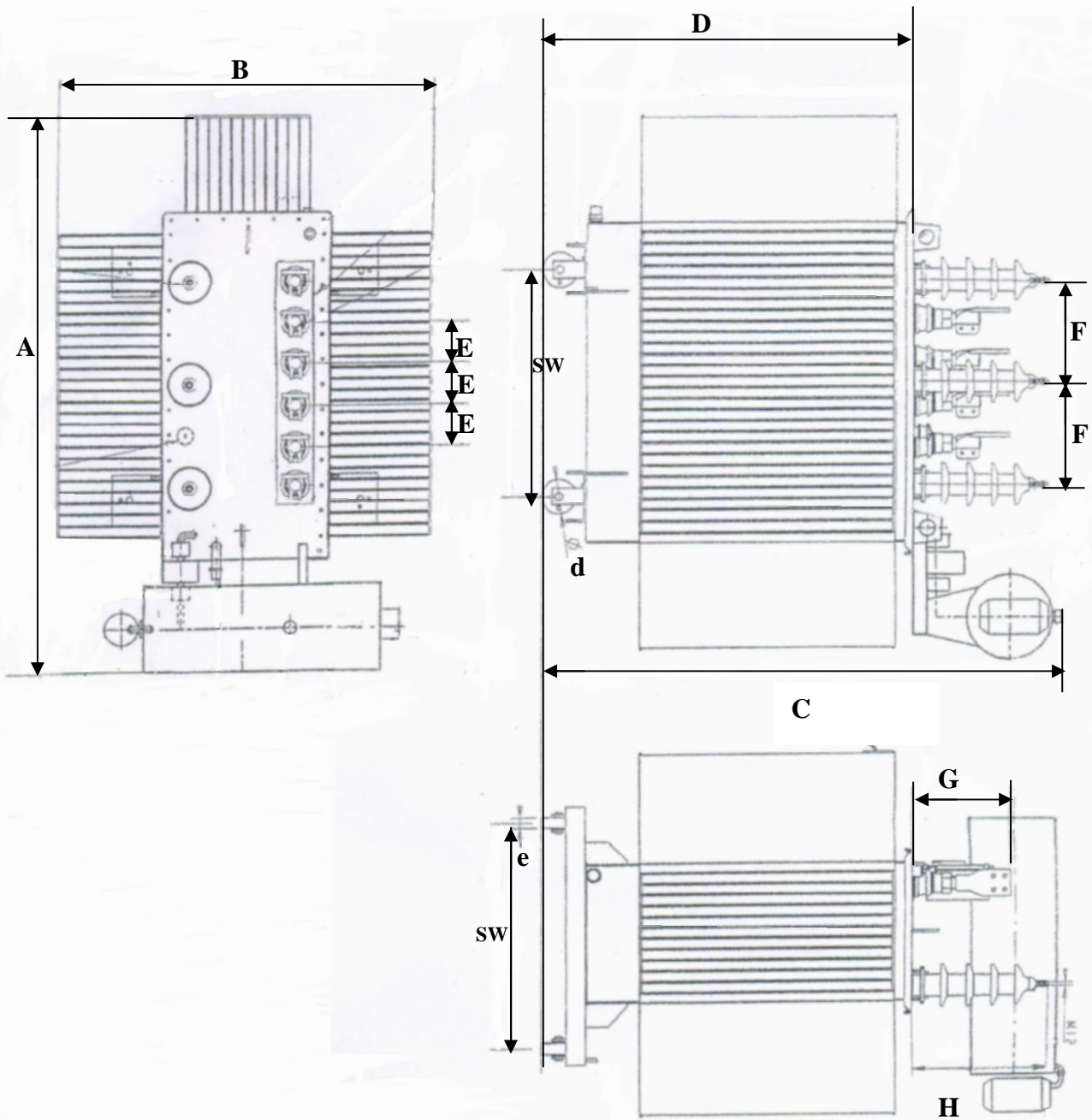
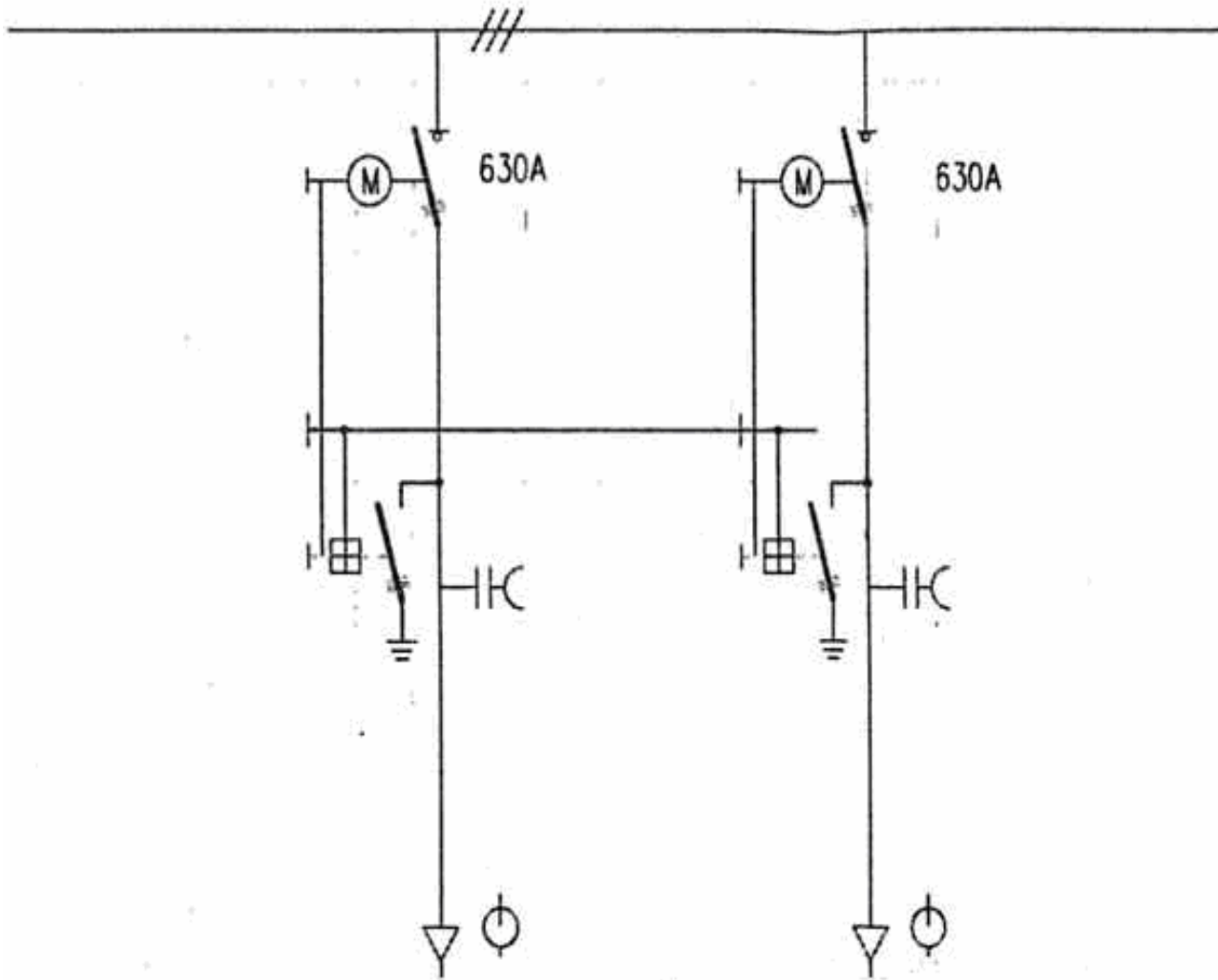


Schéma de dimensions du transformateur 1600 kVA

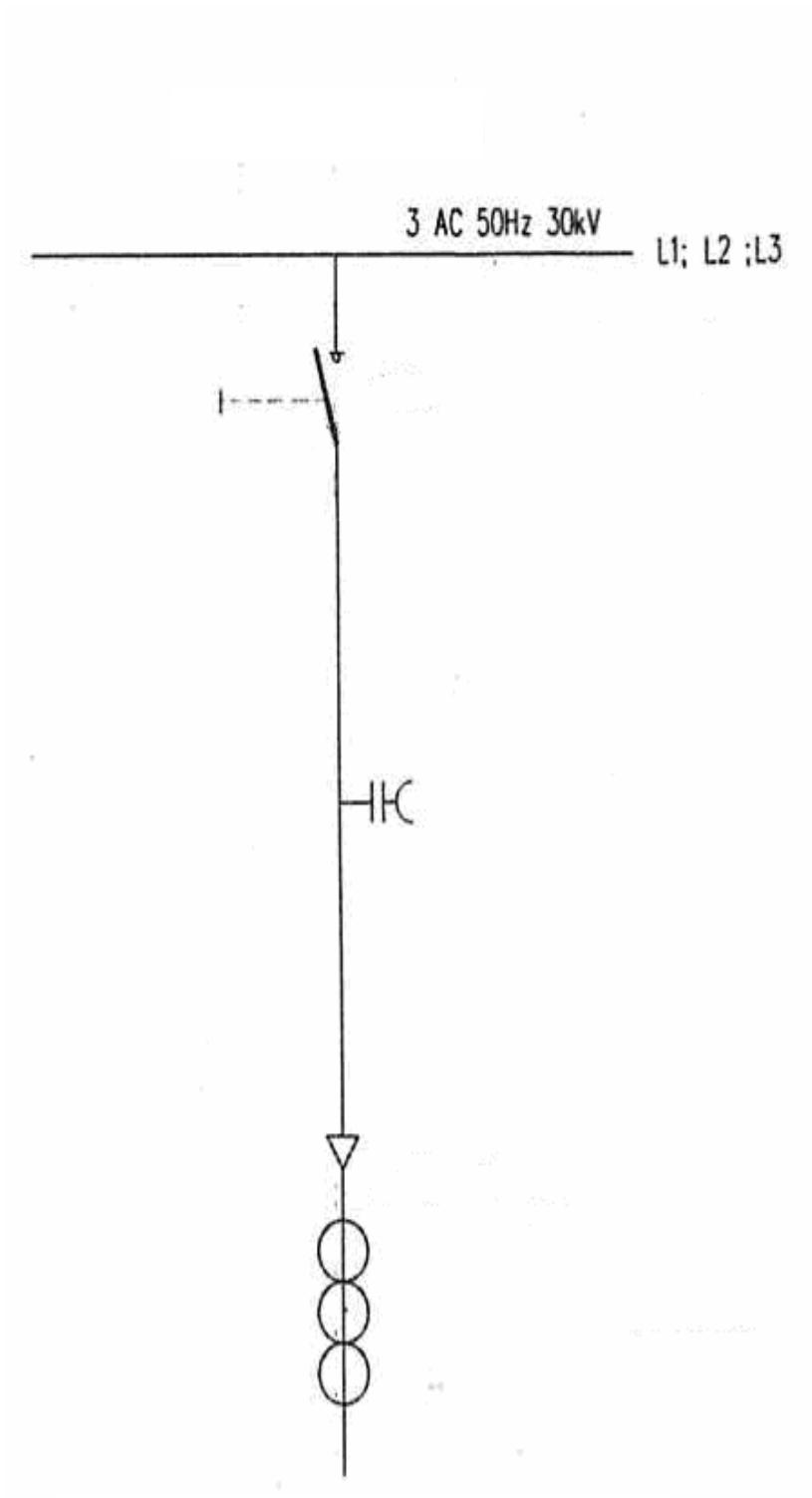
ARRIVEE 1

ARRIVEE 1

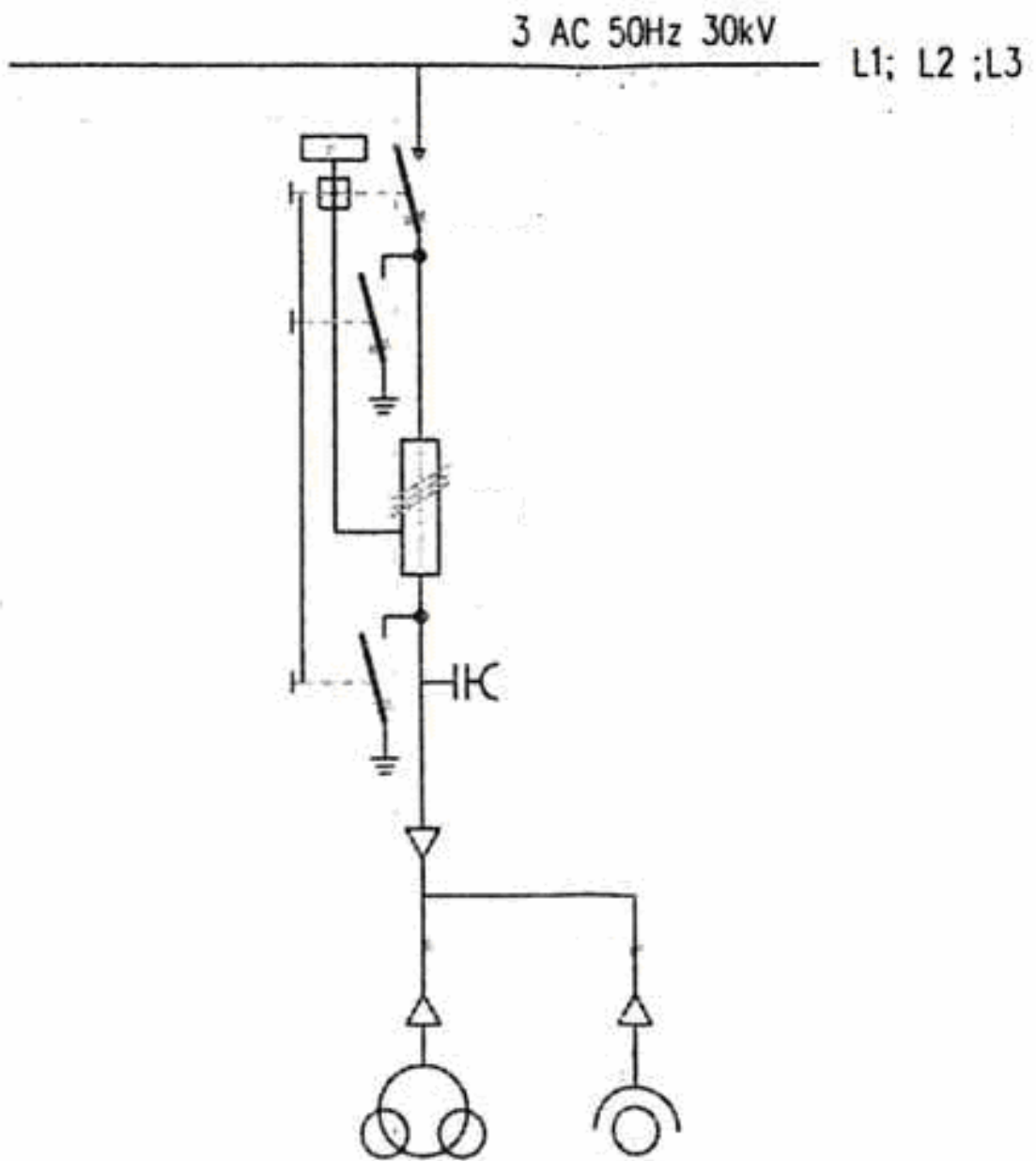


ARRIVEES SOUTERRAINES

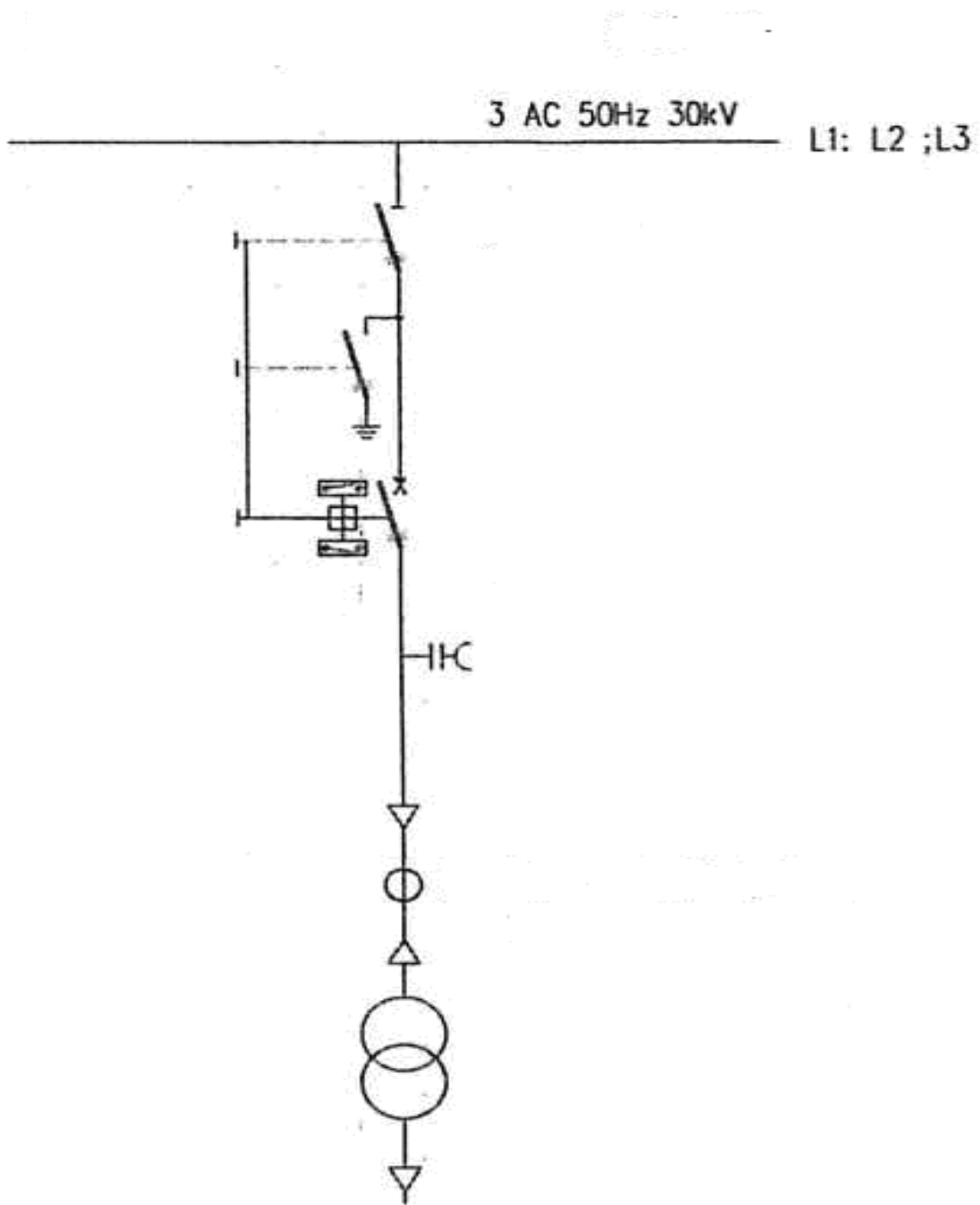
3 AC 50Hz 30kV



Sectionneur général



Comptage



Départ transformateur de puissance



Cellule de protection du transformateur 1600 kVA



Vue sur les 06 moteurs (5012m³/h) de la station de pompage



Vue de face du Moteur N°5



Armoire des raccordements électriques

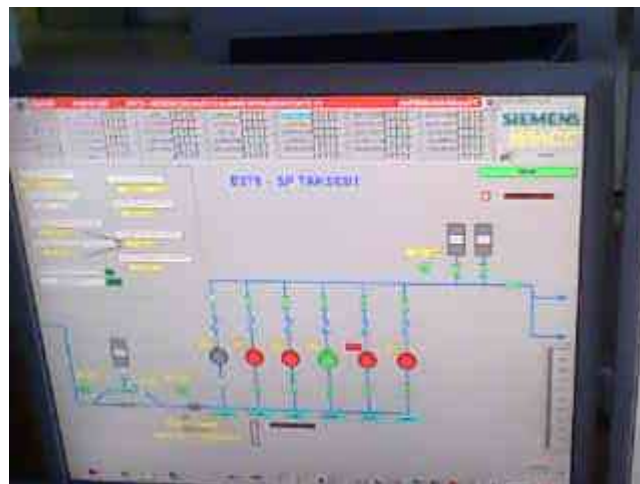


Tableau de commande de la station de pompage

Conclusion générale

Notre travail consiste à étudier les besoins énergétiques requis pour la construction et l'exploitation du système d'alimentation en eau potable des villes situées sur le couloir Alger-Tizi Ouzou à partir du barrage de Taksebt, afin de planifier les raccordements électriques.

Pour assurer la continuité de service de cette station, la Sonelgaz a effectué un raccordement avec 02 différentes sources, le poste de Oued-Aissi qui assure actuellement l'alimentation de la station et le poste source de Boukhalfa qui n'est pas encore mise en service.

Les visites effectuées sur le terrain nous as donnée une opportunité de voir de près les postes HT/MT, MT/MT, MT/BT, pour l'étude et l'installation des équipements électriques (transformateurs, protection....) de la station de pompage sise au barrage Taksebt. De plus, on a vu le système de contrôle automatique à distance (Micro-Scada) des protections, l'existante de ce dernier est motivée par le souci de rapatrier les données des appareils, de les traiter et donner des ordres d'ouverture ou de fermeture à distance aux relais de protection, les temps de traitement et de coupure sont réduits et le coût d'exploitation est optimisé.

Nous avons donné des exemples de calculs des courants de court-circuit, qui sont basés sur des réalités et des normes pratiques en utilisant le schéma électrique équivalent de la station, et nous avons dimensionné le disjoncteur général et les fusibles pour les transformateurs.

Ce travail, nous a permis d'approfondir nos connaissances en électrotechnique, et de toucher de près à ce qui se fait sur le terrain avec la Sonelgaz, ainsi nous avons pu se familiariser avec le domaine des grandes installations électriques.

- [1] DUNOD « Electrotechnique à l'usage des ingénieurs, Tome 2, Machines électriques à courant alternatif ».Edition 1980.
- [2] F.MILSANT, « Machine électriques, Machines synchrones et asynchrones, Commande électrique », BERT édition 1993.
- [3] A.BENOURADJ, SADOUNI ? « Edition du procédé de fabrication des transformateurs de distribution MT/BT »Mémoire d'ingénieur de UMMTO, 2002-2003.
- [4] A.GUILBERT, « Circuits magnétiques à flux alternatif, transformateurs » Edition Eyrolles, Masson et Cie, Edition 1973.
- [5] M.KOSTENKO, L.PITROVSKI « Machines électriques, tome 1, Machines à courant continu, transformateurs »Edition Mir Moscou 1969.
- [6] Document Internet : www.reseauélectrique.fr.
- [7] F.MILSANT, Machines électriques, transformateurs, réseaux électriques » Edition 1993.
- [8] Document HTML : www.wikipédia.fr.
- [9] K.FERHANI, M.ADANE et D.AMMEDI « Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30 kV du centre de Tizi-Ouzou »Mémoire d'ingénieur UMMTO, 1999.
- [10] C.PURET « Les réseaux de distribution publique MT dans le monde », cahier technique 155, Edition 1991.
- [11] K.IFIRE, N.KACED et R.SELILA « Dimensionnement de protection d'un départ moyenne tension application Isser issu de Tizi-Medden », Mémoire d'ingénieur UMMTO, 2007.
- [12] K.GHEMMOUNI, L.HAMMOUCHE, « Réglage des relais au complexe de l'ENIEM », Mémoire d'ingénieur UMMTO, 2006.
- [13] FDUMAS, G.TOUASSET « Calcul de courants de court-circuit »Cahier technique de Schneider Electric, Merlin Gerin.
- [14] H.L.LALDJ, B.IRENE, H.BENSLAMA « Diagnostic du départ AEH moyenne tension 30kV » Mémoire d'ingénieur UMMTO, 1999.
- [15] F.AOUNI, A.MANSOURI, R.BENFATTOUM « Etude d'une arrivée transformateur, distribution MT »Mémoire d'ingénieur UMMTO, 1999.
- [16] C.COROYER « Protection des réseaux , Généralités » techniques de l'ingénieur, traité génie électrique.
- [17] Protection des départs MT(Sonelgaz), Service technique et pédagogique(Ecole technique de Blida), Septembre 1999.

[18] Merlin Gerin « Cellules modulaires SM6 à 36 kV », Catalogue 2005.

[19] Document SNC Lavalin International « Alimentation en eau potable des villes situées sur le couloir d'Alger Tizi-Ouzou à partir de barrage de Taksebt », Renseignement sur les raccordements électriques, Dossier Sonelgaz.

[20] Guide technique de Sonelgaz.