

*République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique*

*Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou
Faculté de Génie Electrique et de l'Informatique
Département d'Electrotechnique*



Mémoire



*de Fin d'Etude en Vue de l'Obtention de Diplôme d'Ingénieur d'Etat en
Electrotechnique*

Option Réseaux Electriques

Thème

*Création du Point Neutre au Niveau de la Plate Forme
d'Essais de l'Electro-Induries D'AZAZGA en Vue de Tester
des Transformateurs Monophasés*

*Proposé par :
M'. BELKACEMI Djamel
Dirigé Par :
M'.SAHLI Zahir*

*Etudié Par :
BOUDJEMIL Houria
ZEMMOUCHE Djamila
BENOUNNOUGHENE Nadia*

Promotion : 2007/2008



Introduction générale	01
CHAP I : Généralités sur les réseaux électriques	
Introduction.....	02
1. Les différents niveaux de tension réglementaires	02
2. Structure générale des réseaux.....	03
3. Les différentes fonctions des réseaux d'énergie.....	04
3.1 Réseau d'interconnexion.....	04
3.1.1 Avantage de l'interconnexion.....	04
3.1.1.1 La stabilité.....	04
3.1.1.2 La continuité de service.....	04
3.1.1.3 Economie.....	05
3.1.2 Inconvénients de l'interconnexion.....	05
3.2 Réseau de répartition.....	05
3.3 Réseau de distribution.....	06
3.4 Réseau de transport.....	06
3.5 Réseau industriel.....	06
3.6 Réseau d'utilisation.....	06
4. Différentes structures du réseau de distribution.....	07
4.1 Le réseau arborescent.....	07
4.2 Les réseaux maillés.....	07
4.3 Structures bouclées.....	08
4.4 Structure en peigne.....	09
5. Réseau de distribution MT.....	10
5.1 Réseau aérien moyenne tension.....	10
5.2 Réseau souterrain moyenne tension (MTS).....	10
6 Réseau de distribution basse tension (BT).....	10
6.1 Réseaux aériens basse tension (BTA).....	11
6.2 Réseaux basse tension souterrain (BTS).....	11
7. Protection des réseaux électriques.....	11
7.1. Appareillage de protection.....	11
7.1.1 Fonction d'isolement.....	12
7.1.2 Fonction de commande.....	12
7.1.3 Fonction élimination de défaut.....	12
7.1.4 Fonction de surveillance.....	12
Conclusion.....	14
CHAP II : Régime du neutre.	
Introduction.....	15
1. Description du régime du neutre.....	15
2. Classification de différents régimes du neutre.....	16
3. Les différentes positions du neutre par rapport à la terre.....	17
4. Condition de mise à la terre des réseaux (THT, HT).....	18
4.1 Schéma TT.....	20
4.1.1 Utilisation du schéma TT.....	20
4.2 Schéma IT.....	21

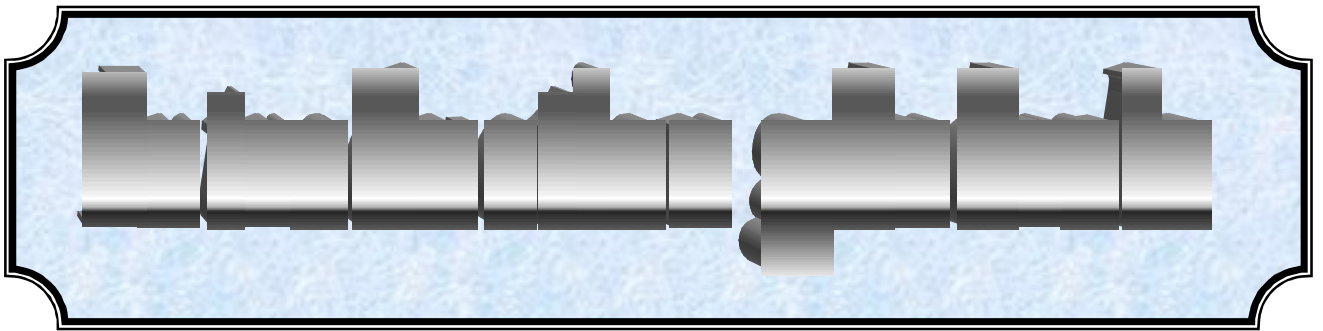
4.2.1 Utilisation de IT.....	21
4.2.1.1 Neutre isolé	21
4.2.1.2 Neutre impédant	21
4.3 Schéma TN.....	21
4.3.1 Schéma TN-C.....	22
4.3.2 Schéma TN-S.....	22
4.3.3 Utilisation de TN.....	22
5. Choix du régime du neutre	23
5.1 Nécessité d'un choix du régime du neutre	23
5.2 Bases de choix du régime du neutre	23
6. Recherche d'un compromis	23
6.1 Régime d'exploitation des neutres dans les réseaux électriques	24
6.2 Influence du régime du neutre sur les surtensions.....	24
6.1.1 Réseaux TT.....	24
6.1.2 Réseaux IT	25
6.1.3 Réseaux mis à la terre à travers une impédance de limitation.....	26
6.3 Influence du régime du neutre sur les surintensités	28
6.4 Régime du neutre et courant de défaut.....	28
6.5 Valeurs des courants de défaut.....	31
6.5.1 Neutre isolé	31
6.5.2 Neutre mis à la terre par une résistance.....	32
6.5.3 Neutre mis à la terre par une réactance	33
7. Avantages et inconvénients.....	34
7.1 Le réseau TT.....	34
7.2 Le réseau IT.....	34
7.3 Le réseau TN	34
Conclusion.....	35

CHAP III : Construction et essais.

1. Généralités sur les transformateurs.....	36
1.1 Définition de transformateur.....	36
1.2 Représentation schématique.....	36
1.3 Principe de fonctionnement.....	36
1.4 Constituants d'un transformateur.....	37
1.4.1 Partie active.....	37
1.4.1.1 Circuit magnétique.....	37
1.4.1.2 Enroulements.....	37
1.4.2 Partie constructive.....	38
1.4.2.1 Isolation des enroulements.....	38
1.4.2.2 Prises et bornes.....	38
1.4.2.3 Cuve et couvercle.....	38
1.5 Choix des couplages.....	39
1.6 Caractéristiques industrielles d'un transformateur	40
1.6.1 Paramètres techniques.....	40
1.6.2 Tension nominale.....	40
1.6.3 Courant nominal.....	40
1.6.4 Tension de court-circuit.....	42
1.6.5 Pertes à vide.....	41
1.6.6 Pertes en court-circuit.....	41
1.6.7 Rapport de transformation.....	41
1.7 Les transformateurs de phases	41

1.7.1 Transformateurs triphasés diphasés « montage Scott ».....	42
1.7.2 Transformateurs triphasés diphasés « montage Leblanc ».....	44
1.7.3 Comparaison des montages Scott et Leblanc.....	45
2. Conditions générales pour les différents essais	47
2.1 Les différents essais sur transformateurs	47
2.2 Essai d'isolement	47
2.3 Essai de transformation (rapport de transformateur)	47
2.4 Mesure de la résistance.....	47
2.5 Mesure des pertes et du courant à vide.....	48
2.6 Mesure des pertes en charge (pertes de court circuit).....	48
2.7 Mesure de l'échauffement	48
2.8 Mesure au choc	48
3. Essais individuels	49
3.1 Essai d'isolement par tension appliquée à fréquence industriel.....	49
3.1.1 But de l'essai	49
3.1.2 Procédé de l'essai.....	49
3-2- Mesure de rapport de transformation et vérification du groupe de couplage	50
3.2.1 But de l'essai	50
3.2.2 Procédé de l'essai	50
3.3 Mesure de la résistance des enroulements	50
3.3.1 But de l'essai	50
3.3.2 Procédé de l'essai.....	50
3.4 Essai entre spires (Essai d'induit).....	51
3.4.1 But de l'essai	51
3.4.2 Procédé d'essai	52
3.5 Mesure des pertes et de courant à vide.....	52
3.5.1 But de l'essai.....	52
3.5.2 Procédé de l'essai.....	52
3.6 Mesure de la tension de court circuit et des pertes dues à la charge	53
3.6.1 But de l'essai	53
3.6.2 Procédé de l'essai	53
4. Essai de type	54
4.1 Essai d'échauffement	54
4.1.1 But de l'essai.....	54
4.1.2 Procédé de l'essai	54
4.2 Essai au choc du neutre d'un enroulement	55
4.3 Essai de choc en onde pleine et onde coupée.....	55
5. La plate forme d'essai	56
5.1 Caractéristiques techniques de la plate forme d'essai.....	56
5.3 Alimentation générale en courant de la plate forme d'essai.....	56
5.4 Aperçu générales sur le banc d'essai	57
5.5 Construction mécanique générale.....	57
5.5.1 Poste de contrôle	57
5.5.2 Cabine de mesure	58
5.5.2.1 Vue générale de la cabine de mesure	58
5.5.2.2 Appareillages de protection et d'alimentation de la cabine d'essai.....	59
5.5.2.3 Salle des machines	59
5.6 Fonctionnement générale.....	60
5.6.1 Alimentation de courant	60
5.6.2 Systèmes de sécurités	60

6. Les appareils de protection.....	61
6.1 Fusible.....	61
6.1.1 Caractéristiques d'un fusible.....	61
6.2 Disjoncteur.....	63
6.2.1 Caractéristiques d'un disjoncteur.....	63
6.2.2 Principe de fonctionnement	63
6.3 Disjoncteurs différentiels.....	64
6.3.1 Principe de fonctionnement	64
6.3.2 Eléments à prendre en compte pour choisir un disjoncteur.....	65
6.3.3 Quelques fiches techniques des disjoncteurs d'après MERLIN GERIN.....	66
6.4 Les relais	67
6.4.1 Relais thermiques	67
6.4.1.1 Principe de fonctionnement	68
6.4.2 Relais magnétiques.....	68
6.4.3 Relais magnétothermiques.....	69
7. Choix de dispositifs de protection et leurs dimensionnements	70
7.1 Choix des fusibles	70
7.2 Choix des disjoncteurs	70
7.3 Sectionneurs	70
7.3.1 Sectionneurs de mise à la terre	71
7.3.2 Sectionneurs à deux colonnes	71
7.3.3 Sectionneurs pantagraphes ou semi-pantagraphe	71
7.3.4 Interrupteurs sectionneurs	71
8. Protection des transformateurs	71
8.1 Relais Bucholz.....	71
8.2 Eclateurs de coupure	72
8.3 Thermomètres.....	72
8.4 Renforcement de l'isolement.....	72
9. Transformateurs de tension (TT).....	72
10. Transformateur du courant(TC ou IT).....	73
11. La problématique posée et la solution proposée.....	74
12. La description des différents composants du schéma bloc de la figure (III-20).....	76
12.1 Transformateurs d'alimentations	76
12.2 La plate forme d'essai.....	76
12.3 Sectionnement	77
12.4 Choix du transformateur de phase (Scott ou Leblanc).....	78
13. Conclusion.....	79
Conclusion générale	80



Introduction générale

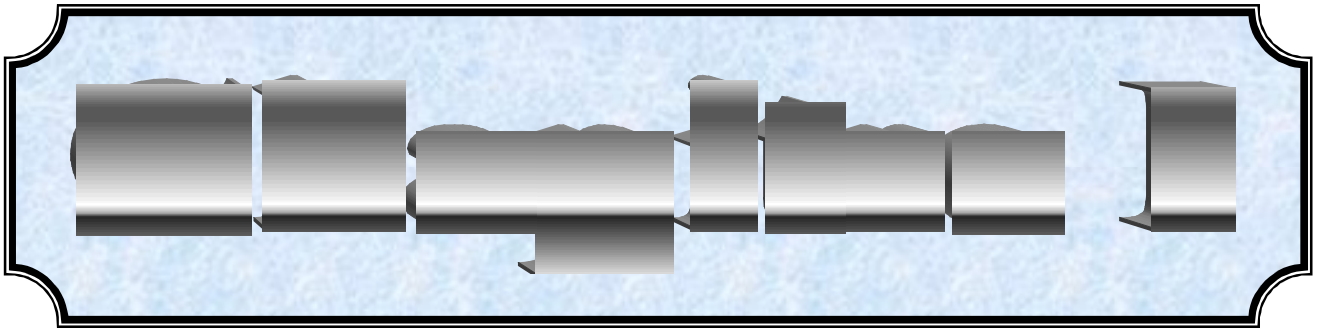
L'unité transformateurs de L'Electro-industrie (EI) d'AZAZGA produit seulement des transformateurs triphasés qu'elle commercialise à grande échelle, mais elle ne répond pas aux consultations accrues concernant les transformateurs monophasés car ils ne subissent pas les essais certifiant leurs conformités selon la norme CEI 76, et cela à cause de la non accessibilité du neutre dans la plate forme d'essais.

Dans le but de solutionner ce problème, nous avons effectué ce travail qui consiste à proposer des modifications sur la plate forme d'essais pour être en conformité avec les normes internationales.

Nous avons alors jugé utile de subdivisé notre travail en trois chapitres essentiels :

- Le premier chapitre, traite les généralités sur les réseaux électriques qui assurent le lien entre les sites de production et les différents points de consommation, ils doivent fournir une tension et une fréquence stable, une énergie à un prix acceptable, et surtout minimiser les pertes d'énergie, etc.
- Le deuxième chapitre est réservé à l'étude des différents régimes du neutre, car la configuration des schémas des liaisons à la terre détermine un certain nombre de condition concernant la conception, la mise en œuvre et l'exploitation des installations électriques. On rappelle aussi la définition et la classification des schémas des liaisons à la terre en basse tension (BT) et en haute tension (HT).
- Le troisième chapitre: Construction et essais, celui-ci est réparti aux étapes suivantes:
 - Généralités sur les transformateurs.
 - Les différents essais exigés par la norme CEI 76 que subissent les transformateurs produits par le complexe EI d'AZAZGA.
 - Représentation et description de la plate forme d'essai de l'Electro-industrie.
 - Choix des dispositifs nécessaires pour la protection.
 - Transformateurs de phase (Scott ou Leblanc).

Enfin, nous terminerons notre étude par une conclusion générale.



Introduction:

Pour répondre aux besoins en énergie électrique, il est nécessaire de faire appel à plusieurs procédés techniques de production et de conversion de l'énergie électrique.

L'énergie électrique est produite dans des sites qui sont généralement éloignées des centres de consommation, d'où la nécessité de transporter cette énergie produite du site de production vers ces points par le biais des réseaux électriques.

Actuellement tous les réseaux du monde sont triphasés, dont les courants sont égaux et décalés d'un tiers de période à l'exception des particuliers utilisant le monophasé.

La liaison entre les sources d'énergie et les centres de consommation est illustrée par le schéma suivant :

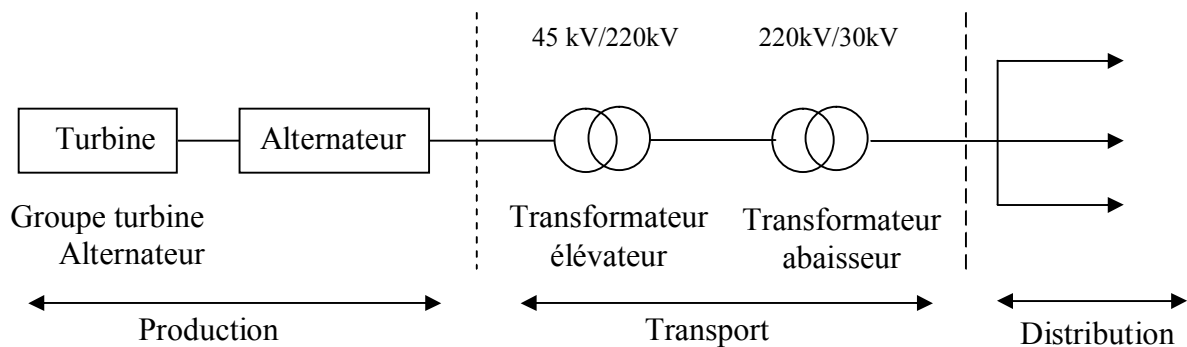


Figure (I-1) : Schéma d'un réseau électrique

1. Les différents niveaux de tensions réglementaires [1] :

Domaine de tension	Courant continu	Courant alternatif
Très basse tension TBT	$U_n \leq 120V$	$U_n \leq 50V$
BTA	$120 < U_n \leq 750V$	$50 < U_n \leq 500V$
BTB	$750 < U_n \leq 1500V$	$500 < U_n \leq 1000V$
HTA	$1500 < U_n \leq 7500V$	$1000 < U_n \leq 5000V$
HTB	$U_n \geq 7500V$	$U_n \geq 5000V$

Tableau (I-1) : Les différents niveaux de tensions réglementaires

2. Structure générale des réseaux [2] :

Le producteur de l'énergie électrique doit satisfaire les exigences suivantes :

- Assurer aux clients la puissance dont ils ont besoin à tout moment.
- Fournir une tension et une fréquence stable.
- Fournir une énergie à un prix acceptable.
- Maintenir les normes de sécurité.
- Minimiser les pertes d'énergie.

Le lien entre la production et la consommation est assuré par les réseaux de transport et d'interconnexion. Le schéma est représenté par la figure (I-2).

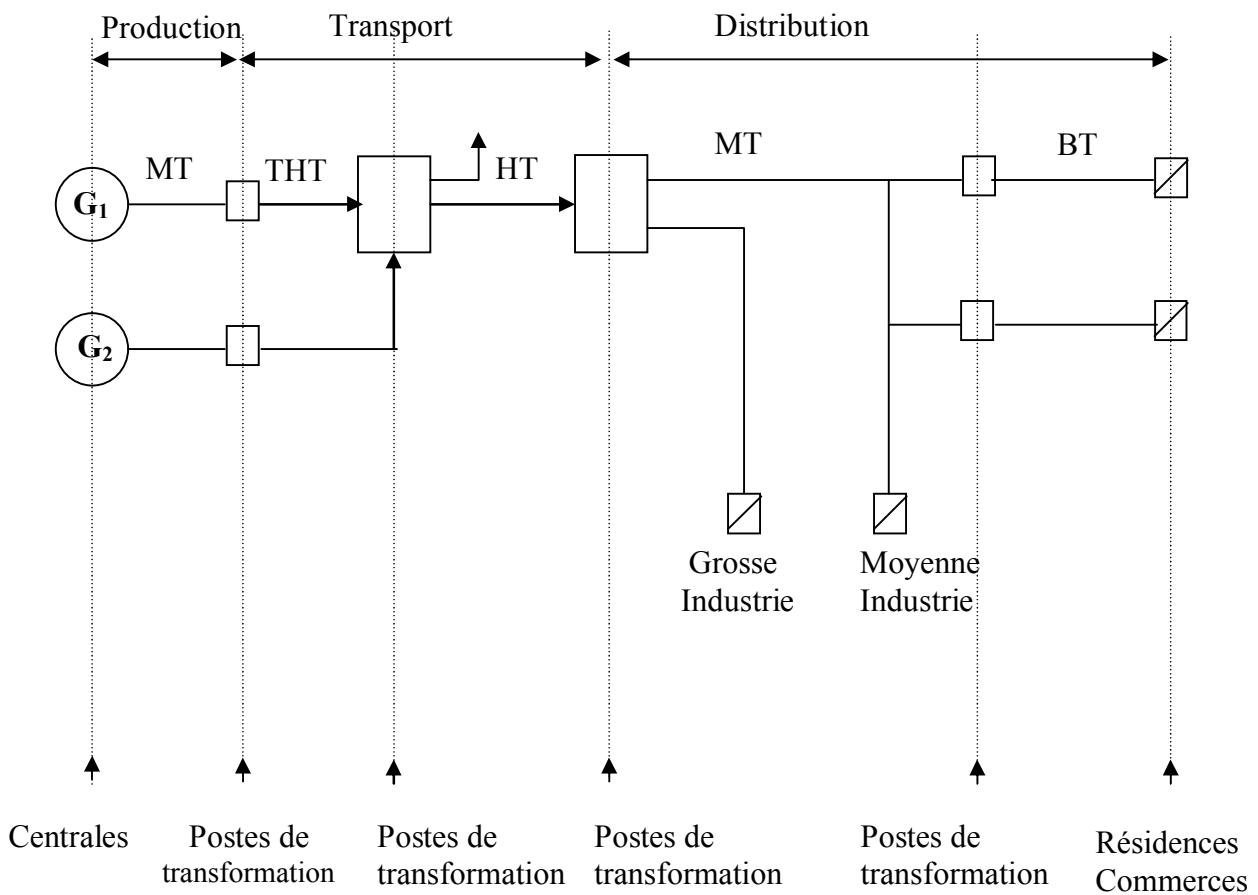


Figure (I-2) : Structure générale des différents réseaux électriques

3. Les différentes fonctions des réseaux d'énergie [3] :

Les réseaux de transport et de distribution sont construits pour amener l'énergie de l'usine (génératrice) aux appareils d'utilisation. Les conditions de ce transit ne sont pas les mêmes d'un bout à l'autre, ils comprennent :

3.1 Un réseau d'interconnexion :

On l'appelle aussi réseau national à très haute tension (380kV, 220kV et 150 kV). Il connecte les grands centres de production aux grands centres de consommations et interconnecte les grandes régions. Ce réseau a une double mission :

- Collecter l'énergie fournie par les centrales afin de l'acheminer vers les zones de consommation (fonction transport).
- Assurer les échanges entre les différentes régions et pays voisins (fonctions d'interconnexion).

La préparation des programmes, la surveillance de transfert de l'énergie, les ordres de réglage aux centrales et plus généralement la conduite du réseau sont confiés à un service des mouvements des énergies plus désignés par le nom de dispatching national.

Les dispatchings sont des centres de décisions qui ont pour mission d'assurer l'alimentation de la clientèle dans les meilleures conditions de qualité, de sécurité et de prix de revient. Ils doivent être renseignés à tout instant sur la puissance transportée, la tension et la fréquence en des points bien déterminés du réseau, sur les charges des transformateurs et la production des centrales.

L'interconnexion des réseaux présente principalement trois avantages.

3.1.1 Avantages de l'interconnexion :

3.1.1.1 La stabilité :

Les réseaux interconnectés forment un ensemble qui est plus puissant que les réseaux individuels, ce qui rend le réseau interconnecté plus stable. Si la charge augmente subitement sur l'un des réseaux interconnectés, un transfert des énergies s'effectue immédiatement de sorte que la charge accrue puisse être supportée par plusieurs centrales au lieu d'une seule, ce qui rend le réseau plus stable.

3.1.1.2 La continuité de service :

Si une centrale interconnectée tombe en panne ou si l'on devait la débrancher pour des opérations d'entretien, les autres centrales prendraient immédiatement le relais pour assurer la

continuité de service.

3.1.1.3 Economie :

Lorsque les réseaux sont reliés, on peut répartir la charge entre différentes centrales afin de minimiser les coûts de fonctionnement global, on peut arrêter une centrale et faire fonctionner les autres à rendements maximums.

3.1.1.2 Inconvénient de l'interconnexion :

L'inconvénient principal de l'interconnexion provient de la nécessité de la même fréquence pour toutes les centrales interconnectées et des relations très rigides qui relient les tensions de tous les points du réseau. Toute variation des grandeurs d'un réseau se répercute sur tout le dispositif, et tout incident qui survient éventuellement sur une partie du réseau, pourra déséquilibrer l'ensemble. Le schéma est représenté par la figure (I-3).

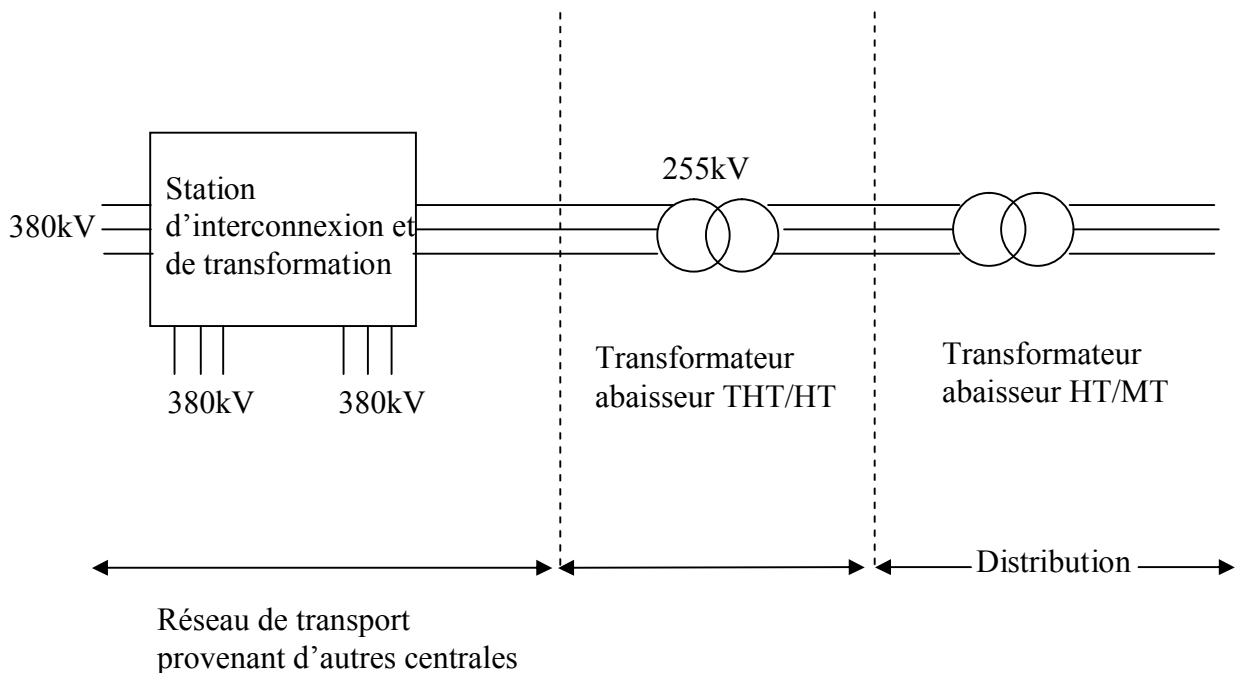


Figure (I-3) : Station d'interconnexion alimentée par différentes centrales

3.2 Réseau de répartition :

Ce type de réseau comporte des lignes de haute tension HT (90kV et 63 kV) il joue le rôle d'intermédiaire entre les réseaux de transport et de distribution.

3.3 Réseau de distribution:

Ce type de réseau est constitué d'une distribution en moyenne tension (5,5kV ,10kV, et 20kV). Alimenté par des postes HT/MT ou THT/MT qui concerne les abonnés industriels et d'une distribution en basse tension qui alimente les abonnés domestiques sous une tension de 220V/380V issue des postes MT/BT.

3.4 Réseau de transport :

Le transport d'électricité à longue distance assure l'alimentation de l'ensemble du territoire, grâce à des transits de puissance importante. Notons que cette gamme englobe une partie des réseaux HT et les réseaux THT.

3.5 Réseau industriel :

C'est un réseau d'utilisation nécessitant des puissances relativement élevées, il utilise la gamme de tension 600V -1000V et par fois jusque 60kV.

3.6 Réseau d'utilisation :

Il alimente directement un grand nombre d'appareils domestiques ou de petits moteurs, dont la puissance varie de quelque dizaines de Watts à quelques kW (appareils de chauffage, moteur,...etc.). La distribution peut se faire à l'aide d'un réseau de distribution publique:

- En triphasé 220V/380V.
- En monophasé 220V .

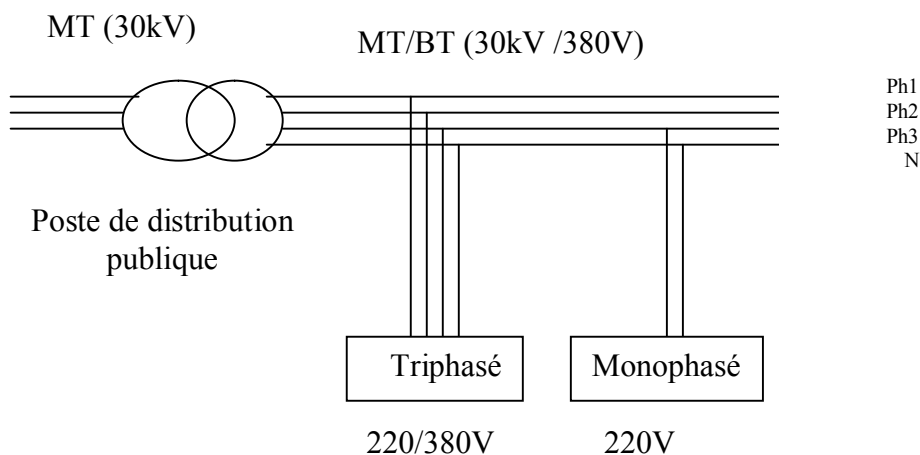


Figure (I-3) : Distribution aux utilisateurs

4. Différentes structures du réseau de distribution [4] :

4.1 Les réseaux arborescents :

C'est la distribution la plus employée, elle est conseillée systématiquement dans toute installation industrielle. Le schéma est représenté par la figure (I-4).

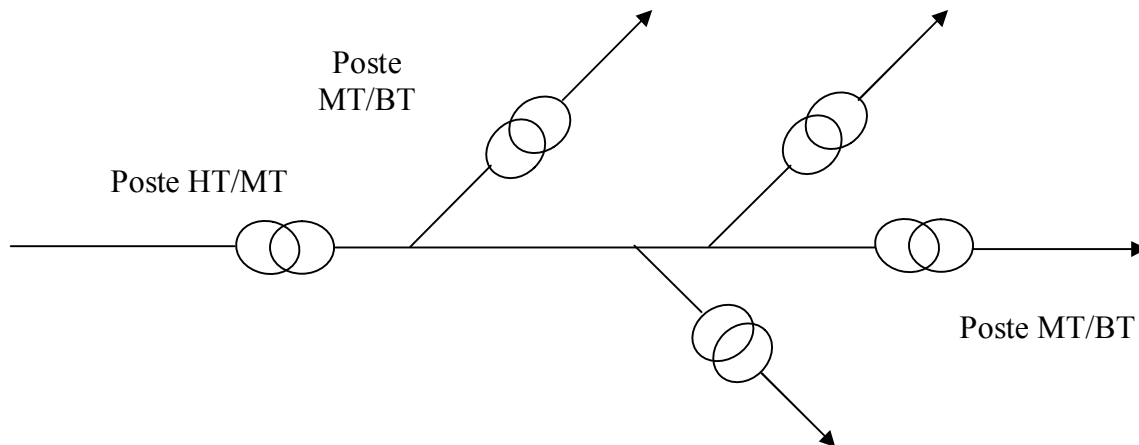


Figure (I-4) : Structure arborescente

4.2 Les réseaux maillés :

Ce sont des réseaux où les liaisons forment des boucles réalisant une structure semblable aux mailles d'un filet. Cette structure nécessite que toutes les liaisons soient capables de supporter des surcharges permanentes ou momentanées.

La structure maillée est généralement utilisée pour le transport. Le schéma est représenté par la figure (I-5).

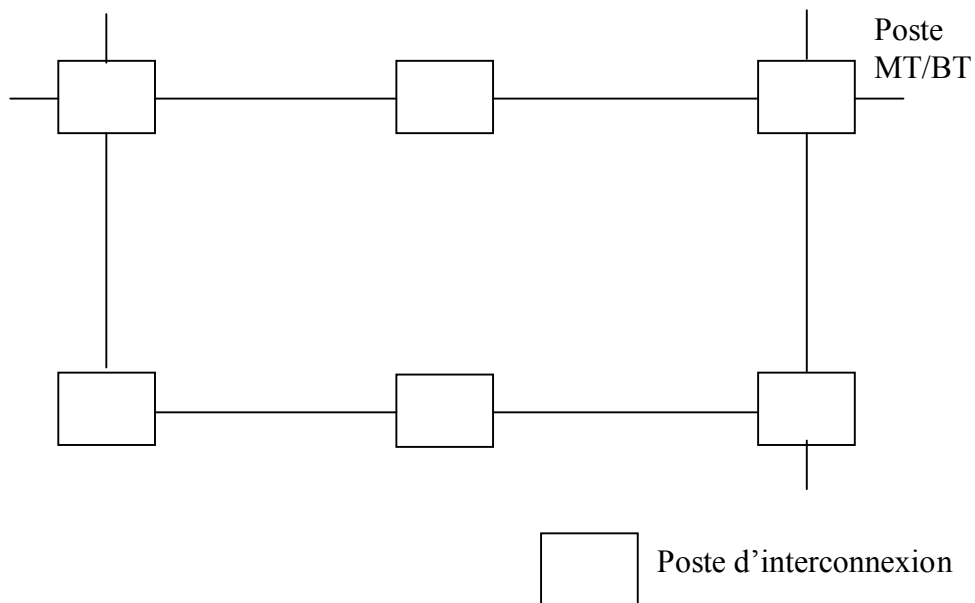


Figure (I-5) : Structure maillé

4.3 Structures bouclées :

Elles sont alimentées par des postes HT/MT portant deux lignes réunies par leurs deux extrémités, chaque ligne dessert en cascade un certain nombre de postes, au cours d'incident ou l'indisponibilité d'un tronçon de ligne (entre deux postes A et B par exemple), on peut isoler celui-ci et rétablir l'alimentation de tous les postes, A directement à la source et B à travers CDE voir figure (I-6).

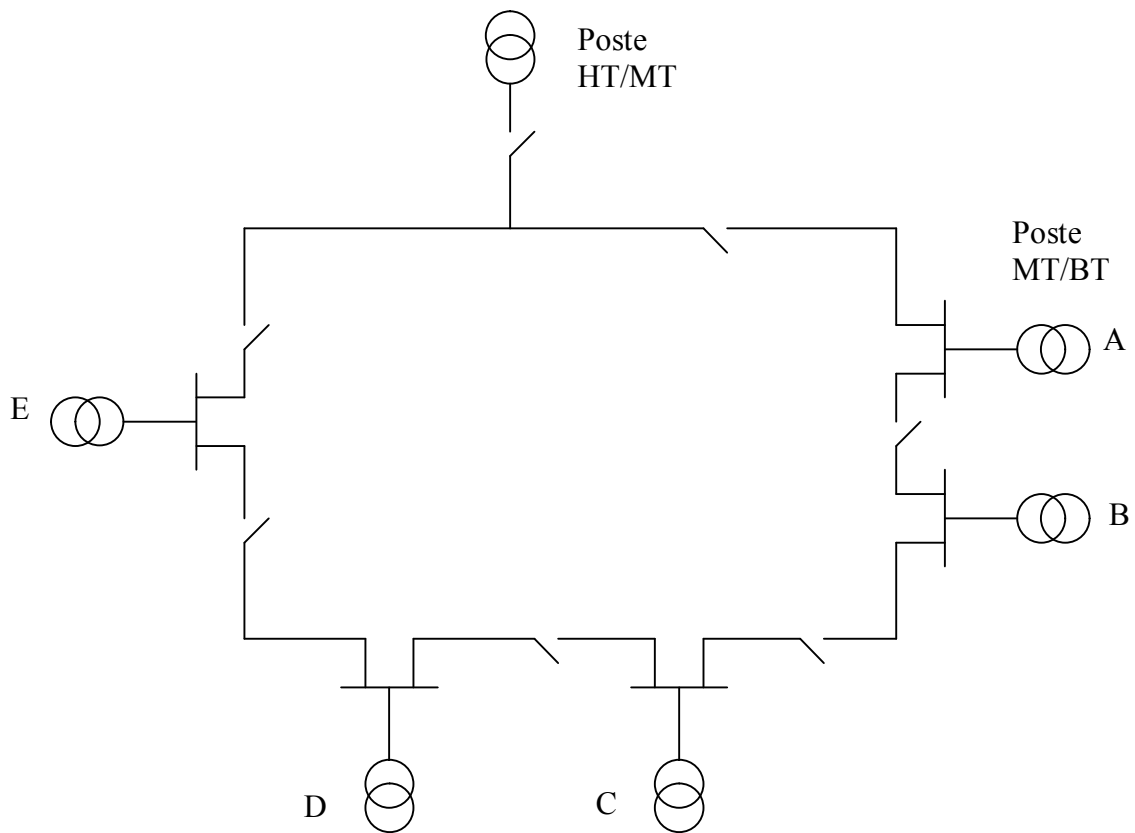


Figure (I-6) : Structure bouclée

4.4 Structures en peigne :

C'est un circuit constitué d'une canalisation alimentant plusieurs charges d'un même point, cette distribution est généralement utilisée dans les installations de faibles puissances, comportant un nombre considérable de récepteurs.



Figure (I-7) : Structure en peigne

5. Réseaux de distribution MT :

Les domaines des réseaux de distribution s'étendent depuis les postes sources alimentés par les réseaux haute tension HT en 60kV ou plus, jusqu'aux abonnés en moyenne tension MT ou en basse tension BT suivant leur puissance. On rencontrera successivement en allant de l'amont à l'aval :

- Des postes sources HT/MT
- Des lignes aériennes ou des câbles souterrains MT.
- Des postes de distribution publiques MT /BT ou des postes client MT.

IL existe deux types de réseaux aériens et souterrains :

5.1 Réseaux aériens moyenne tension :

Les réseaux MTA 30kV ont une structure arborescente en ALMELEC, de section 93 mm² en dorsale et 34,4 mm² en dérivation.

- Le raccordement est soit en coupure d'artère ou en simple dérivation, pour les abonnés sensibles, ou bien en double dérivation. Mais ce type de structure caractérise généralement les réseaux souterrains.

- Le réseau MTA est à neutre non distribué, celui-ci est mis à la terre au niveau des postes sources à travers une résistance limitant le courant de défaut à 300A.

- Les lignes MT sont protégées par des disjoncteurs placés en tête de départ, au niveau des postes sources ou certains postes de coupure. Le rôle de ces équipements est le pouvoir de coupure en cas de défaut sur la ligne.

5.2 Réseaux souterrains moyenne tension (MTS) :

Leurs structures à un seul ordre de ligne, la dorsale exploitée en boucle ouverte permettant la reprise éventuelle en cas d'incident.

Le réseau souterrain est à neutre non distribué celui-ci étant mis à la terre au niveau des postes sources à travers une bobine, limitant ainsi le courant de défaut à 1000A.

Pour la section des câbles, elle est de 70 mm² en cuivre.

6. Réseaux de distribution basse tension BT [5,6] :

Ce sont des réseaux qui alimentent les clients domestiques et certains types d'usages de tension 220/380V, ces réseaux peuvent être aériens ou souterrains :

6.1 Réseaux aériens basse tension (BTA) :

Ils ont une structure arborescente à deux ordres de lignes, la dorsale en 38.8mm² cuivre, et la dérivation en 17.8mm² cuivre.

6.2 Réseaux basse tension souterrains (BTS) :

En zones urbaines, les grands ensembles d'habitation collectifs sont desservis par des réseaux BTS exploités en boucle ouverte. Ces réseaux alimentent les installations intérieures des abonnés domestiques à travers les branchements individuels ou collectifs.

7. Protection des réseaux électriques [7] :

Dans les installations industrielles, la continuité de la distribution de l'énergie électrique aux différents récepteurs exige un dimensionnement correct de chaque partie de l'installation (transformateurs, câbles, lignes ...).

Malheureusement, augmenter les limites de sécurité devient rapidement très onéreux, et malgré toutes les précautions prises, un certain nombre d'incidents restent invariable:

- Surtensions et coups de foudre.
- Fausses manœuvres.
- Vieillissement et détérioration des isolants.

Le rôle des systèmes de protection est d'éviter les conséquences de ces incidents. Pour cela ils doivent permettre de :

- Limiter les contraintes thermiques auxquelles sont soumis les matériaux.
- Assurer la protection des personnes contre tout danger électrique.
- Réduire les tensions induites dans les circuits et canalisations voisines.
- Préserver la stabilité du réseau.

Le choix du système de protection le mieux adapté contre les courants de défauts doit prendre en compte deux éléments importants :

- La structure du réseau.
- Le régime de la mise à la terre.

7.1 Appareillage de protection [5,4] :

L'appareillage assure quatre fonctions relatives au rôle de l'appareil dans le réseau qui sont :

7.1.1 Fonction d'isolement :

Elle consiste à isoler ou à séparer des sources de courants. Un circuit à vide a pour but l'isolation d'une partie de l'installation du réseau afin de pouvoir travailler en toute sécurité.

7.1.2 Fonction de commande :

C'est une opération volontaire, manuelle ou automatique, consistant à fermer un circuit ou à l'ouvrir dans les conditions normales de fonctionnement.

7.1.3 Fonction élimination de défaut:

Sa fonction principale consiste en la séparation d'une portion du circuit anormale des sources.

L'appareillage de cette fonction doit intervenir pour limiter les répercussions sur les éléments du réseau restés sains.

7.1.4 Fonction de surveillance:

Elle assure la surveillance des paramètres d'exploitation (tension, courant, température,...) pour provoquer une alarme ou une ouverture du circuit.

Certaines fonctions décrites précédemment peuvent être regroupées pour constituer des appareils composés. Les appareils qui assurent les fonctions citées ci-dessus sont :

a/ Sectionneurs :

C'est un organe de sécurité qui réalise la fonction isolement. Toute fois, il peut avoir dans certains cas soit l'isolement de transformateur ou la sélection d'un circuit.

Le sectionneur est un appareil dépourvu de pouvoir de coupure.

b/ Interrupteurs :

C'est un appareil servant à couper ou à rétablir un circuit parcouru par un courant de charge normale, il réalise la fonction commande.

c/ Disjoncteurs :

C'est un appareil servant à rétablir ou interrompre tout courant pouvant apparaître dans un circuit. Le disjoncteur réalise ainsi deux fonctions simultanément (commande et élimination de défaut).

Le disjoncteur de départ est équipé d'un automatisme à trois séquences permettant le cycle suivant :

- 1^{ère} séquence : il s'ouvre (0.3s) puis se ferme (rapide).
- 2^{ème} séquence : il s'ouvre (15 à 30s) puis se ferme (lent).
- 3^{ème} séquence : il s'ouvre (15 à 30s) puis se ferme (lent)

d/ Contacteurs :

Ce sont des appareils généralement à commande électrique qui ont une fonction identique à celle de l'interrupteur, mais les éléments mobiles de contact n'ont qu'une position mécanique de repos correspondant à l'ouverture du circuit. Dès qu'on cesse d'agir sur les éléments mobiles, l'appareil revient à sa position de repos (ouverture).

e/ Fusibles :

Ce sont des appareils de protection dont la fonction est d'ouvrir par fusion d'un ou plusieurs de ses éléments conçus et calibrés à cet effet, les circuits dans lesquels ils sont insérés, lorsque le courant dépasse une valeur donnée pendant un temps déterminé. Les fusibles se caractérisent par un excellent pouvoir de coupure.

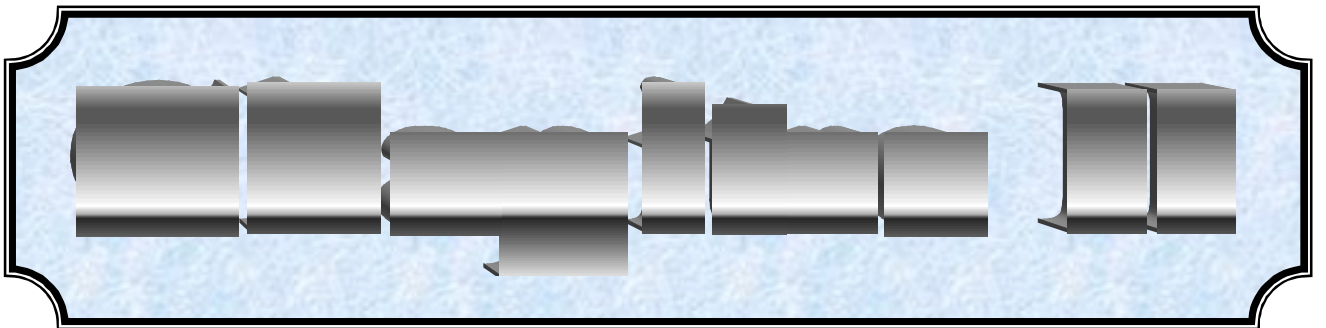
f/ Relais et déclencheurs :

Ce sont des appareils de surveillance des courants, destinés à déclencher une alarme ou provoquer l'interruption en cas de défaut les déclencheurs agissent mécaniquement sur l'appareil d'interruption (disjoncteur,...) auxquels ils sont associés, ils sont donc très proches de l'appareil d'interruption. Les relais de protections agissent électriquement dans le circuit de commande de l'appareil chargé d'interrompre le courant anormal qu'ils ont détecté, ils peuvent être très éloignés d'appareil d'interruption.

Conclusion :

Les réseaux de distribution à moyenne tension se distinguent des réseaux de transport ou de répartition à tension plus élevée, par le fait qu'il sont le siège d'une plus forte protection vis-à-vis des défauts ayant pour origine un corps étranger (branche, oiseau, etc....) qui ne se consomment pas du fait de l'arc électrique, donne souvent aux défauts un caractère fugitif ou semi permanent , par ailleurs, dans bien des cas les réseaux de distribution moyenne tension MT ne sont pas ni maillés ni bouclés en permanence.

De ce fait les systèmes de protection n'ont pas être pourvus d'éléments directionnelles ou capable de faire face aux oscillations, en conséquence, il peuvent être munis de relais à seuil relativement simple.



Introduction [8] :

Tout générateur électrique a au minimum deux bornes. Dans le cadre de la production industrielle d'électricité, on utilise plusieurs conducteurs en général quatre, dont trois phases et un neutre qui sont alimentés en même temps.

L'expression «régime du neutre» symbolise la situation d'une installation électrique par rapport au potentiel de la terre. Du fait que cette situation ne concerne pas que le neutre, la normalisation utilise l'expression de « schéma des liaisons à la terre ».

La configuration des schémas des liaisons à la terre détermine un certain nombre de conditions concernant la conception, la mise en œuvre et l'exploitation des installations électriques.

1. Description et définition du régime du neutre [8] :

Le neutre est la référence de potentiel ou de tension pour les phases produites. Il n'y a qu'un seul neutre commun à toutes les phases. Il constitue une sorte de référence « Zéro Volt » du générateur.

Dans le cadre de l'alimentation domestique, le neutre est relié à la terre côté producteur d'électricité. Il n'est donc en principe pas dangereux de le toucher. Par précaution, il reste toutefois déconseillé de le toucher.

Sa connexion avec la terre peut parfois être lointaine, puisque aucun conducteur n'est parfait et que du courant circule dans ce câble, rien ne peut garantir à priori qu'il soit vraiment au même potentiel que le sol en un lieu donné. Même, en pratique, on mesure souvent plusieurs dizaines de Volts par rapport au sol.

Une erreur répandue consiste à considérer que le neutre est une phase reliée à la terre.

En polyphasé cela est impossible, il a une place bien particulière et si on intervertissait avec une des phases, le système obtenu ne serait plus symétrique et perdrait ses intérêts électriques pour le transport, et mécaniques pour la fabrication. Il s'agit donc bien d'une référence choisie, à partir de laquelle sont construites les phases multiples.

Dans les installations électriques, le neutre est distingué par une couleur spécifique, le plus souvent du bleu dans quasiment tous les pays. Dans certains pays anglophones, on peut le trouver en noir (Angleterre) mais le bleu est utilisé aussi et semble préférable pour éviter

toute confusion. On peut encore trouver du neutre blanc dans des installations anciennes, c'est pourquoi le blanc est une couleur maintenant interdite par la norme NFC 15 - 100.

Si le neutre n'était pas connecté à la terre ni côté distribution ni côté utilisateur alors le courant ne circulerait pas vers cette terre, il n'aurait aucune raison de le faire. Il n'y aurait donc aucun danger à toucher un des conducteurs. Par contre, on ne détecterait plus un éventuel défaut d'isolation quand un fil est dénudé et touche une carcasse par exemple. En milieu industriel, ce schéma est utilisé mais implique des contrôles spécifiques.

On ne pourrait pas imposer ces conditions chez les particuliers car le système deviendrait trop dangereux, en cas de défaut, il pourrait suffire de toucher deux appareils différents pour être blessé.

L'alimentation est alors immédiatement coupée. Soit avant qu'un utilisateur ne touche le défaut (grâce à la prise de terre) soit dès qu'un utilisateur commence à recevoir du courant.

Chez les particuliers, selon les pays, certaines prises de courant ont un détrompeur qui permet de distinguer le neutre de la phase.

2. Classification de différents régimes du neutre [9]:

La situation du neutre par rapport à la terre tenant compte de la situation des masses de l'installation, définit le régime du neutre qu'on appelle encore dans la norme UTENFC 15 - 100 schéma de distribution.

Il existe trois régimes du neutre établis par les textes normatifs (NFC 15 - 100) où une désignation a été attribuée pour chaque schéma par la C.E.I. Cette désignation est composée de deux lettres.

1^{ère} lettre: Situation de l'alimentation par rapport à la terre.

T : Liaison d'un point avec la terre.

I : Isolation de toutes parties actives par rapport à la terre ou liaison d'un point avec la terre à travers une impédance.

2^{ème} lettre: Situation des masses de l'installation par rapport à la terre:

I : Masses reliées directement à la terre.

N : Masses reliées au neutre de l'installation, lui-même relié à la terre.

On notera que dans la norme NFC 13 - 100 la désignation comprend trois lettres, où la troisième nous informe sur la situation des masses du poste de distribution :

R : Si ces masses sont reliées à la fois au neutre et aux masses de l'installation basse tension.

N : Si ces masses sont reliées au neutre, mais ne sont pas reliées aux masses de l'installation basse tension.

S : Si ces masses ne sont pas reliées ni au neutre, ni aux masses de l'installation basse tension.

Dans les normes NFC 13 - 100, on trouve les six schémas et leurs désignations correspondantes dans la norme ancienne.

Les normes	Postes à masses reliées	Postes à masses séparées
C 13 - 100	TNR TT-N IT-R IT-N	TTS ITS
C 15 – 100	TN TT IT	TTS ITS

3. Les différentes positions du neutre par rapport à la terre [8]:

a/ Isolé: Le neutre du réseau n'est pas mis à la terre, seul la capacité homopolaire globale des départs, induit la circulation d'un courant de défaut à la terre.

b/ Mis directement à la terre : Le point neutre du transformateur est mis à la terre par une connexion de très faible impédance.

c/ Mis à la terre par une impédance de limitation : Une résistance ou une inductance est insérée entre le point neutre du transformateur et la terre.

d/ Mis à la terre par une bobine d'extinction (bobine de péterson) : Le neutre isolé, le courant de défaut est essentiellement capacitif, il est possible d'annuler la composante capacitive en plaçant entre le neutre et la terre une impédance de forte valeur accordée aux capacités entre phase et terre, le courant de défaut est minimal.

Le niveau de mise à la terre ou l'isolement du point neutre peut être défini par le courant de court-circuit phase/terre I_{CC1} par rapport au courant de court- circuit triphasé I_{CC3} .

$$m_1 = I_{CC1} / I_{CC3} \quad (II.1)$$

Ce rapport représente les surintensités; il sera exprimé en fonction de Z_{0L} / Z_d , dont il dépend essentiellement :

- De rapport de la tension phase/terre (V_{CC}) des phases saines en cas de défaut, à la tension phase/phase (U_m) en régime normal qui est:

$$m_2 = V_{CC}/U_{CC} \quad (\text{II.2})$$

Le facteur «f» est égal au facteur de surtension m_2 divisé par $\sqrt{3}$

- Les rapports de la réactance homopolaire X_0 et de la résistance homopolaire R_0 à la réactance directe X_d du réseau X_0/X_d et R_0/X_d .

4. Conditions de mise à la terre des réseaux (THT, HT) [8]:

Un système, ou une partie d'un système, est effectivement mis à la terre lorsque le rapport de la réactance homopolaire à la réactance directe, vu du point de court-circuit, est inférieur à 3 et lorsque le rapport de la résistance homopolaire à la réactance directe n'est pas supérieur à 1, dans n'importe quelle condition de fonctionnement et quelque soit la puissance du générateur.

Pour qu'un réseau soit effectivement mis à la terre, il faut d'abord satisfaire à la condition nécessaire suivante:

$m_1 \leq 1$ d'où $I_{CC1} / I_{CC3} \leq 1$
Sachant que:

$$I_{CC1} = \frac{3\bar{V}}{2\bar{Z}_d + \bar{Z}_0} = \frac{3\bar{V}}{\bar{Z}_d(2 + \bar{Z}_0/\bar{Z}_d)} = \frac{\bar{V}}{\bar{Z}_d} \frac{3}{(2 + \bar{Z}_0/\bar{Z}_d)}$$

Or :

$$I_{CC3} = \frac{\bar{V}}{\bar{Z}_d}$$

D'où :

$$I_{CC1} = I_{CC3} \frac{3}{(2 + \bar{Z}_0/\bar{Z}_d)} \quad (\text{II.3})$$

$$m_1 \leq 1 \Rightarrow \frac{3}{2 + \bar{Z}_0/\bar{Z}_d} \leq 1$$

$$\Rightarrow 2 + \bar{Z}_0/\bar{Z}_d \geq 3$$

$$\Rightarrow \bar{Z}_0/\bar{Z}_d \geq 1$$

Cette condition, portant sur les surintensités n'est malheureusement pas suffisante, elle doit cependant être complétée par une condition portant sur les surtensions permettant ainsi d'obtenir un meilleur compromis possible entre ses deux contraintes.

Pour cela, on prendra comme rapport de surtension maximale, le rapport correspondant à un facteur de défaut égale à 1,4. Ainsi, le rapport des surtensions restera situer dans la moitié inférieure de sa plage de variation

$$f = 1,4 \quad m_2 = 1,4 / \sqrt{3} \Rightarrow m_2 = 0,8 \quad (\text{II.4})$$

$$m_2 = 0,8 \Rightarrow R / X_d \leq 1 \quad (1) \quad (\text{II.5})$$

$$\frac{X_0}{X_d} \leq 3 \quad (2)$$

Le fait de prendre en compte les résistances dans la détermination des courants de courts-circuits d'un réseau, alourdis considérablement les calculs, par suite d'introduction d'un terme réel au terme imaginaire. L'expérience montre que le terme réel peut être négligé dans les cas des réseaux de THT et HT (63, 90, 225 kV, ...)

Pour les tensions inférieures, le fait d'omettre les résistances dans le calcul peut conduire à des erreurs importantes. D'où pour les réseaux HT et THT, la condition (1) se trouve largement satisfaisante (car $R_0 \approx 0$), sachant que :

$$\overline{Z_0} / \overline{Z_d} \approx \frac{R_0 + jX_0}{jX_d} \quad (\text{II.6})$$

$$R_0 / X_d \approx 0 \Rightarrow \overline{Z_0} / \overline{Z_d} \approx X_0 / X_d \quad (\text{II.7})$$

$$\text{D'où} \quad (2) \Rightarrow \overline{Z_0} / \overline{Z_d} \leq 3 .$$

Donc pour que le réseau soit effectivement mis à la terre, il faut que Z_0/Z_d satisfasse en même temps aux deux conditions suivantes :

$$\left. \begin{array}{l} \overline{Z_0} / \overline{Z_d} \geq 1 \\ \overline{Z_0} / \overline{Z_d} \leq 3 \end{array} \right\} \Rightarrow 1 \leq \overline{Z_0} / \overline{Z_d} \leq 3 \quad (\text{II.8})$$

Le tableau suivant récapitule les différents cas de figure (neutre mis directement à la terre, neutre impédant, neutre avec bobine d'extinction) :

	Neutre directement à la terre	Neutre impédant	Neutre isolé	Neutre avec une bobine d'extinction
X_0/X_d	≤ 3	> 3	< -300 (1)	∞
R_0/X_d	≤ 1	> 1		
I_{CC1}/I_{CC3}	≥ 0.6	< 0.6	< 0.01	0
V_{CC}/U_m (2)	$0.58 \leq V_{CC}/U_m \leq 0.8$	$0.8 < V_{CC}/U_m \leq 1$	1	1

(1) $X_0 = -j/C_0 \omega$, C_0 = Capacité homopolaire du réseau.

(2) V_{CC}/U_m : Coefficient de tension à la terre.

V_{CC} : Tension simple de la phase saine.

U_m : Tension composée de la phase en défaut.

Les trois régimes du neutre définis par la norme NFC 15 – 100 sont **TT**, **TN** et **IT**.

4.1 Schéma TT [8]:

Dans ce schéma, le neutre est directement relié à la terre et les masses des installations ont des prises de terre électriquement distinctes de celle de neutre de l'alimentation.

Ce schéma est conçu de telle sorte que la boucle de défaut soit partiellement constituée par la terre, est que l'impédance de cette terre limite la valeur du courant de défaut, le schéma est représenté par la figure (II-1).

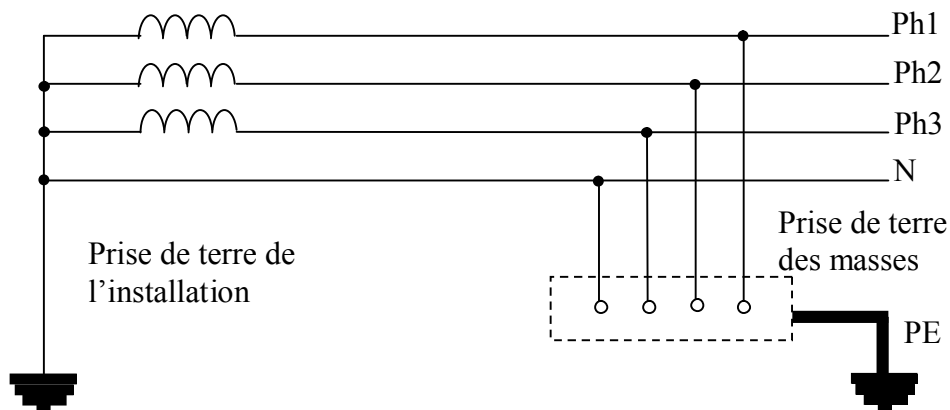


Figure (II-1) :Schéma TT

4.1.1 Utilisation du schéma TT :

- Les schémas TT sont utilisés généralement dans les réseaux de distribution publique, imposés pour les abonnés desservis par le réseau de distribution BT (Sonelgaz).
- Possible pour les abonnés alimentés par un poste de transformation privé lorsque la coupure au premier défaut peut être tolérée.

4.2 Schéma IT :

Dans ce type de schéma, le neutre peut être isolé de la terre ou relié à celle-ci par l'intermédiaire d'une impédance (neutre impédant), les masses sont mises à la terre, le schéma est représenté sur la figure (II-2).

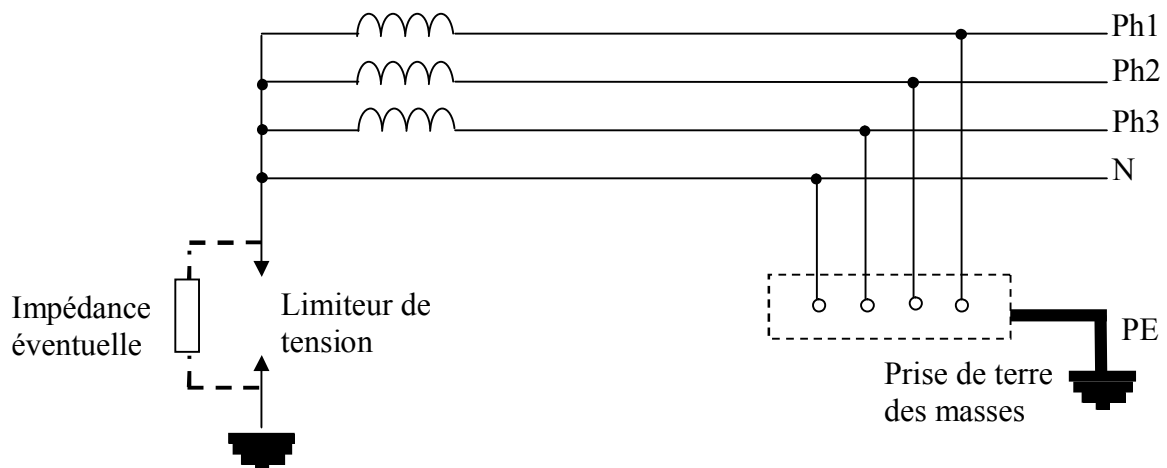


Figure (II-2) : Schéma IT

4.2.1 Utilisation du schéma IT :

4.2.1.1 Neutre isolé :

Il est utilisé dans :

- L'installation de très courtes dimensions alimentées par des postes de transformations privées.
- Les transformateurs d'isolements dans les ateliers.
- Les salles de bains (prises rasoirs).

4.2.1.2 Neutre impédant :

Il est utilisé lorsque les dimensions du réseau sont suffisamment grandes. Pour tenir compte des impédances des lignes, l'impédance relativement faible (environ 600 à 1000 Ohms) permet de s'affranchir de l'impédance des lignes, tout en limitant le courant de défaut.

4.3. Schéma TN :

Type d'installations dans lesquelles un point de la source d'alimentation, généralement le neutre, est relié à la terre et dans lesquelles les masses sont reliées directement à ce point de telle manière que tout courant de défaut franc entre un conducteur de phase et la masse soit un courant de court-circuit.

Il se divise en :

4.3.1 Schéma TN-C :

Type d'installations TN dans lesquelles les conducteurs neutre et de protection sont confondus.

Ce schéma est interdit pour les installations en câbles souples dont la section des conducteurs est inférieure à 10 mm^2 pour le cuivre, et à 16 mm^2 pour l'aluminium. Dans ce cas précis, il sera obligatoire de fonctionner sous le schéma TN-S.

4.3.2 Schéma TN-S :

Type d'installations TN dans lesquelles le conducteur neutre et le conducteur de protection sont séparés, le schéma est représenté sur la figure (II -3)

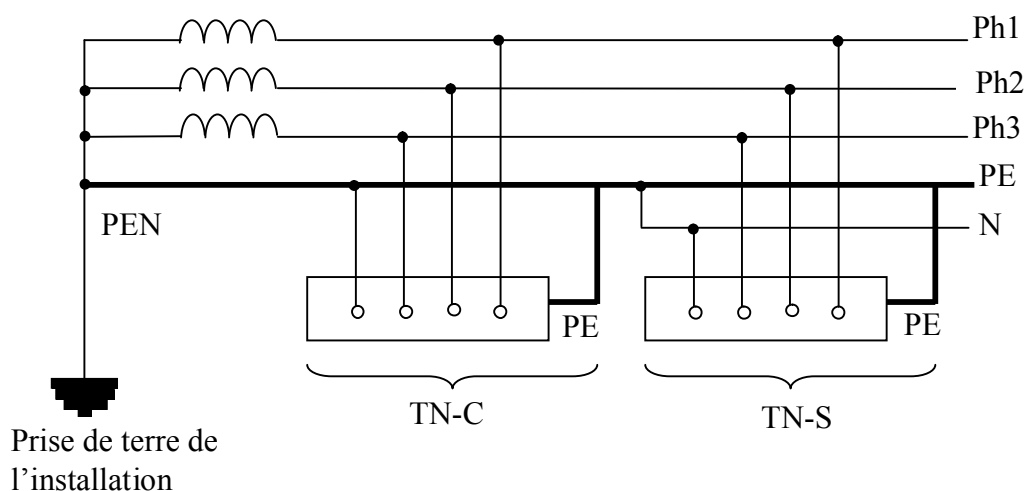


Figure (II-3) : Schéma TN

3.3 Utilisation de TN :

- Dans les installations électriques dont les récepteurs ont naturellement des défauts d'isollements très élevés comme les radars.
- Les installations de chiffage, en générale, ces récepteurs disposent de filtres capacitifs de forte puissance entre chaque phase et la masse.
- Employés également dans certaines installations très particulières (aéronefs) lorsque l'un des conducteurs est composé de la masse du récepteur, ou lorsque plusieurs réseaux mixtes (tensions ou fréquences différentes, continu et alternatif).

5. Choix du régime du neutre:

5.1 Nécessité d'un choix du régime du neutre :

Un neutre mis directement à la terre limite fortement les surtensions, par contre, il engendre des courants de défaut très importants.

Au contraire, un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition des surtensions élevées, entre ces deux extrêmes, et d'autre solutions peuvent être mises en œuvre :

- Mise à la terre par résistances ou par réactances pour éviter les surtensions et réduire les surintensités résultant du défaut monophasé.
- Mise à la terre par forte impédance, avec des réactances plus ou moins accordées à la capacité du réseau.

70% des défauts sur les lignes aériennes étant monophasés, l'analyse des conséquences du neutre doit être faite soigneusement [10].

5.2 Bases de choix du régime du neutre [11] :

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

- Niveau de tension, car le matériel doit avoir un niveau d'isolement compatible avec les surtensions engendrées lors des défauts monophasés.
- Réglementation et législation concernant les élévations de tensions, des masses, la sensibilité de détection.
- Continuité de service en cas de défaut à la terre.
- Limitation du courant de défaut à la terre pour diminuer les contraintes électrodynamiques sur les matériels, et réduire les phénomènes d'induction sur les lignes de télécommunication et les surtensions sur le matériel BT.

- Recherche de l'auto extinction des défauts monophasés.

6. Recherche d'un compromis [12] :

Il existe de nombreux choix différents dans le monde en ce qui concerne le mode de mise à la terre du neutre des réseaux, depuis la mise à la terre directe, systématique et répartie, jusqu'à l'absence de mise à la terre en point unique par une impédance fixe ou variable.

Cette grande variété résulte du fait que le choix du mode de mise à la terre du neutre est le résultat d'un compromis entre deux objectifs antagonistes.

Malheureusement, lorsqu'on cherche à réduire les surintensités, on accroît le niveau des surtensions et réciproquement.

On ne connaît pas de solutions qui concilient entièrement ces deux exigences contradictoires.

Dans ces conditions, il faudra choisir de privilégier l'une ou l'autre, et adopter la valeur d'impédance qui représente le meilleur compromis pour le cas considéré.

Selon qu'il veut privilégier la limitation du courant des défauts, l'atténuation des surtensions de mode commun (de l'ensemble du réseau par rapport à la terre) ou la continuité de service, le concepteur du réseau choisit l'un ou l'autre des différents régimes du neutre possibles.

6.1 Régime d'exploitation des neutres dans les réseaux électriques :

6.2 Influence du régime du neutre sur les surtensions [11] :

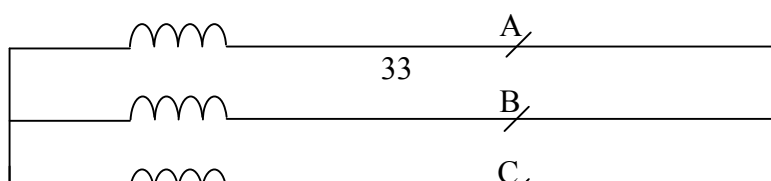
Pour un niveau d'isolement donné, les probabilités d'incident sur un réseau sont d'autant plus élevées que les surtensions qui s'y produisent sont importantes.

Ces surtensions sont : la foudre, l'apparition ou l'élimination d'un défaut phase par rapport à la terre, un amorçage entre enroulement primaire et secondaire d'un transformateur d'alimentation.

La possibilité de dépassement d'un niveau élevé de surtension peut être réduit en fixant le potentiel du neutre par rapport à la terre. On a donc intérêt à réduire le niveau d'isolement à connecter le plus directement possible le neutre à la terre.

6.1.1 Réseau TT :

Lorsque le neutre est directement mis à la terre, le potentiel des phases est fixé aux tensions simples de phase. Le schéma est représenté par la figure (II-4).



En cas de défaut, les surtensions sont moins à craindre par rapport au cas où le neutre est isolé de la terre, par contre les surintensités sont beaucoup plus redoutables.

Le contact d'une phase à la terre produit ainsi l'arrêt de fonctionnement. Dans ce cas le courant de court-circuit atteint de très grandes valeurs qui représentent un danger pour les équipements de réseau.

Dans ce régime :

$$\dot{I}_N = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C \neq 0$$

Le diagramme vectoriel est représenté par la figure (II-5).

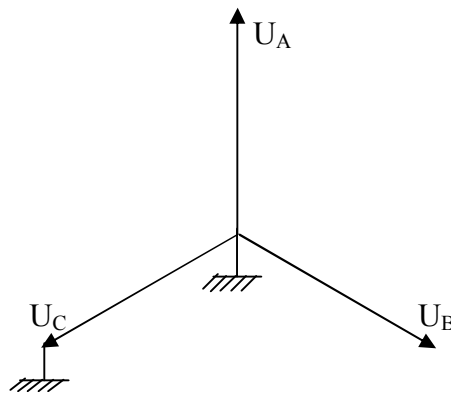


Figure (II-5) : Diagramme vectoriel des tensions

6.1.2 Réseau IT :

Lorsque le neutre est isolé de la terre, le potentiel des phases n'est pas limité à la valeur des tensions simples. Contrairement au réseau TT, ce régime n'entraîne pas le courant de court-

circuit, et le réseau peut continuer à fonctionner en tensions composées. Le schéma est représenté par la figure (III-6).

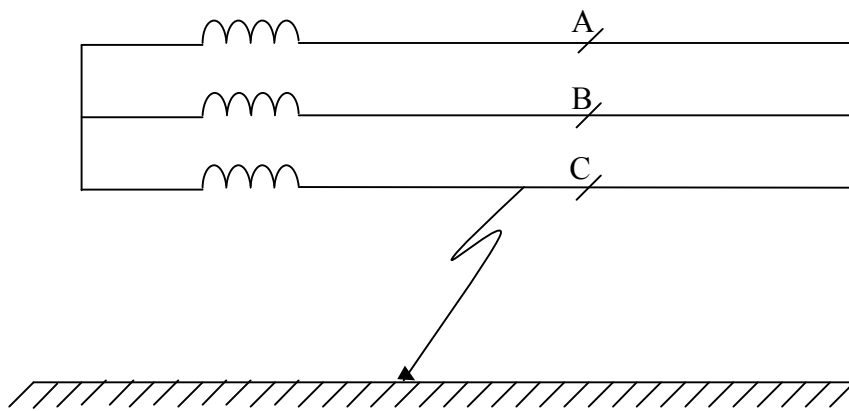


Figure (II-6) : Réseau IT

La tension de la phase en court-circuit devient «0», et la tension du neutre augmente jusqu'à la tension de la phase et la tension des deux autres phases augmente de $\sqrt{3}$.

$$\dot{U}_A = \dot{U}_B = \sqrt{3} \dot{U}_{ph}$$

Le diagramme vectoriel est représenté sur la figure (II-7).

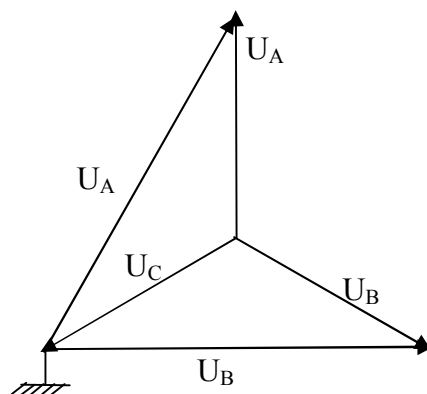


Figure (II-7) : Diagramme vectoriel des tensions

6.1.3 Réseau mis à la terre à travers une impédance de limitation :

La mise à la terre du neutre à travers une impédance sert à limiter les courants maximum de défaut, généralement on utilise une impédance de limitation dans les réseaux MT. Le schéma est représenté par la figure (II-8).

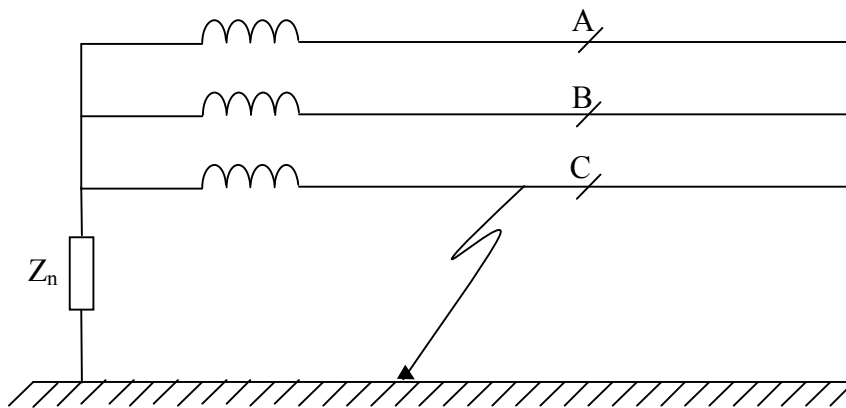


Figure (II-8) : Réseau mis à la terre à travers une impédance de limitation

Le courant de court-circuit est limité par l'impédance Z_n .

La valeur de ce courant doit être suffisante pour faire fonctionner la protection. La tension du neutre augmente jusqu'à atteindre la tension de phase (phase endommagée).

Les tensions des phases saines augmentent de $\sqrt{3}$.

Le diagramme vectoriel est représenté sur la figure (II-9).

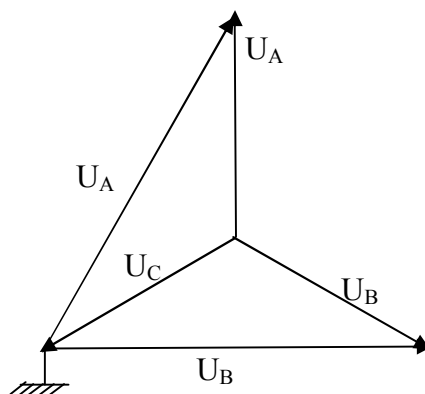


Figure (II-9) : Diagramme vectoriel des tensions

La bobine de limitation doit être choisit de façon que le courant qui la traverse est presque égal au triple du courant de la phase C, mais jamais égal ($I_L \approx 3I_C$).

Si $I_L = 3I_C$, un régime de résonance se crée, celui-ci représente un grand danger.

6.3 Influence du régime du neutre sur les surintensités [12] :

La montée en potentiel des masses engendre un danger pour les personnes, entraîne des dégâts sur le matériel, la perturbation des circuits téléphoniques et de télécommandes. La possibilité de poursuivre l'exploitation du réseau présentant un défaut permanent d'isolement dépendent en particulier de l'intensité des courants de défaut à la terre.

On cherchera donc à réduire l'importance de ses courants de défauts en introduisant une impédance dans la connexion du neutre à la terre. On pourra soit limiter les perturbations par une impédance de faible valeur à un niveau acceptable, pendant le temps très court nécessaire au fonctionnement des protections, soit utiliser une forte impédance pour réduire le courant de défaut à une valeur suffisamment faible pour permettre le maintien sous tension du réseau défectueux.

6.4 Régime du neutre et courant de défaut [8] :

Le neutre d'un réseau triphasée basse ou haute tension peut être ou non mis à la terre. Le régime du neutre dépend de la valeur et de la nature de l'impédance Z_N . Figure (II-10).

- Si Z_N est nulle, le neutre est directement mis à la terre.
- Si Z_N est de valeur très élevée, le neutre est isolé ou fortement impédant
- Si Z_N est différente de zéro, mais de faible valeur (de quelque dizaine à quelque centaines d'Ohms en haute tension, suivant le niveau de tension et la nature du réseau), le réseau est dit à neutre impédant. L'impédance Z_N peut être une résistance ou une réactance.

En l'absence de défaut, des courants circulent dans les résistances et les capacités de fuite du réseau. Ces courants étant équilibrés, aucun courant ne circulent dans l'impédance Z_N et le point neutre est au potentiel de la terre :

$$V_N = Z_N I_N = 0$$

Lorsqu'une phase est mise en contact avec la terre, un courant I_f s'établit entre la phase en défaut et la terre, et se referme par l'impédance Z_N ainsi les capacités et les résistances de fuites des phases saines :

$$I_f = I_N + I_C + I_R$$

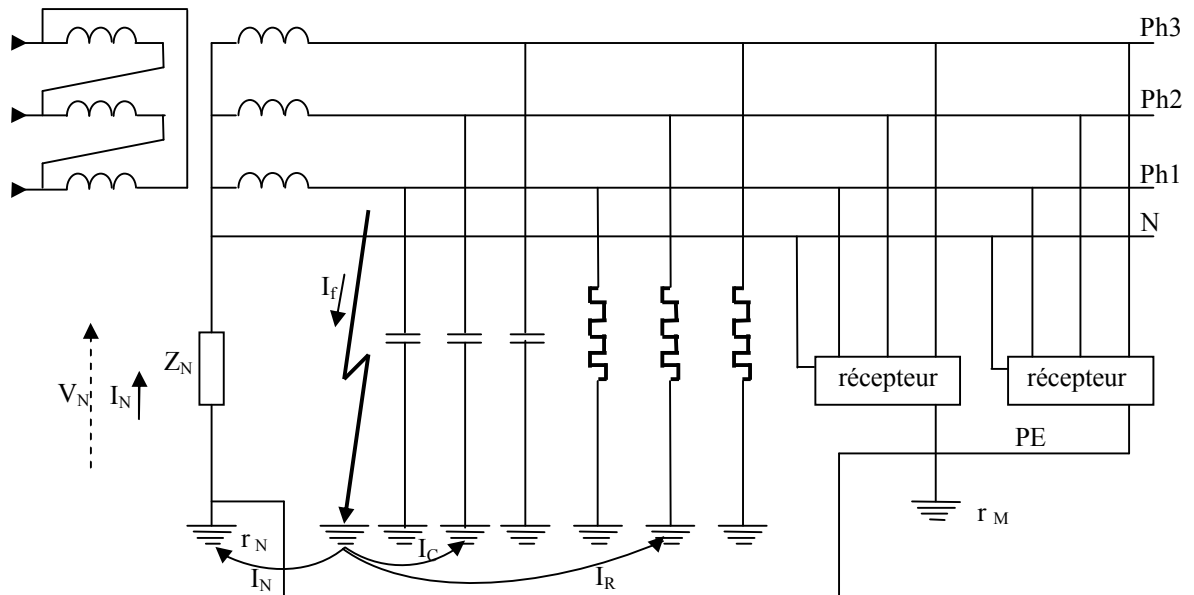


Figure (II-10) : Schéma d'un réseau

I_f : Courant de défaut.

I_N : Courant se refermant par l'impédance de mise à la terre du neutre.

I_C : Courant se refermant par les capacités phase terre du réseau.

I_R : Courant se refermant par les résistances d'isolement du réseau, ce courant est toujours négligeable.

V_N : Montée en potentiel du point neutre.

Z_N : Impédance de mise à la terre.

Le point neutre est alors porté à un potentiel :

$$V_N = - Z_N I_N$$

Le courant de fuite I_R , toujours très faible, il peut être négligé.

- Si le neutre est mis directement à la terre, le courant I_N est très important et le courant I_C peuvent être négligé : $I_f = I_N$
- Si le neutre est isolé, on a :
 $I_f = I_C$
- Si le neutre est impedant, on a :

$$I_f = I_N + I_C$$

La figure (II-11) donne la répartition des courants dans le cas général.

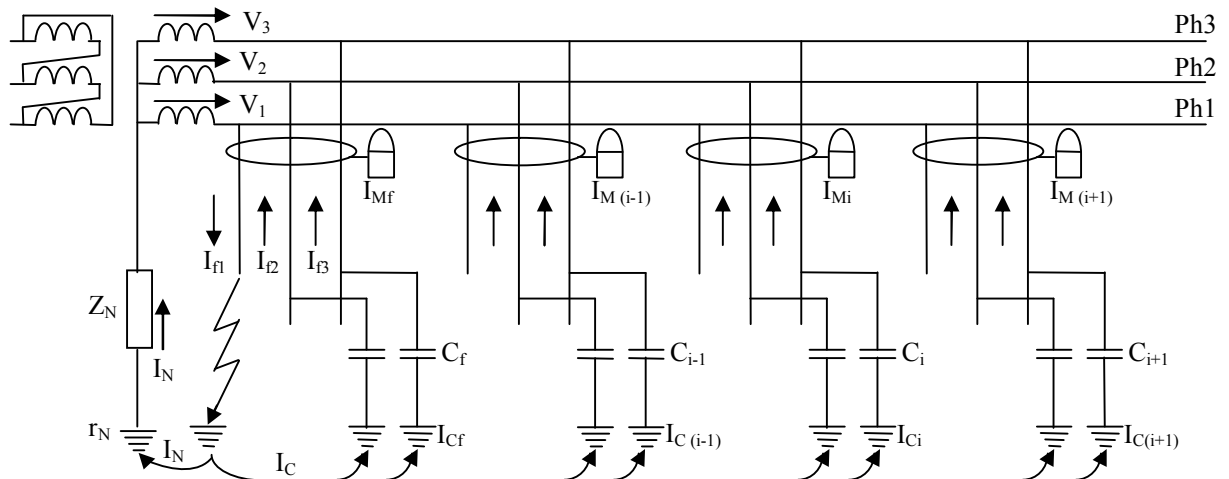


Figure (II-11) : Répartition des courants lors d'un défaut phase terre.

$$I_C = I_{Cf} + \sum I_{Ci}$$

I_{fl} : Courant circulant dans le défaut.

I_N : Courant circulant dans l'impédance de mise à la terre du neutre.

I_C : Courant capacitif se refermant par les capacités phase terre du réseau.

I_{Cf} : Courant capacitif se refermant par les phases saines du départ en défaut.

I_{Ci} : Courant capacitif se refermant par les phases saines des départ sains.

I_{Mf} : Courant résiduel mesuré sur le départ en défaut.

I_{Mi} : Courant résiduel mesurés sur les départs sains.

V_1, V_2, V_3 : Tensions simples du réseau.

6.4 Valeurs des courants de défauts :

6.4.1 Neutre isolé:

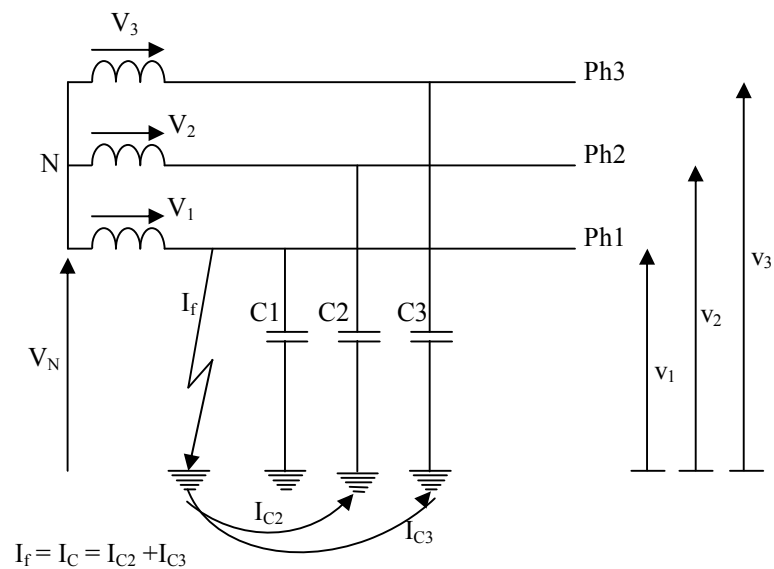


Figure (II-12) : Répartition des courants et des tensions lors d'un défaut phase-terre (cas du neutre isolé).

$$I_f = I_c = I_{c2} + I_{c3}$$

$$I_{c2} = j C \omega v_2$$

$$I_{c3} = j C \omega v_3$$

$$I_c = 3 j C \omega V_1$$

$$|I_f| = 3 C \omega |V_1|$$

Le diagramme vectoriel des courants est représenté par la figure (II-13):

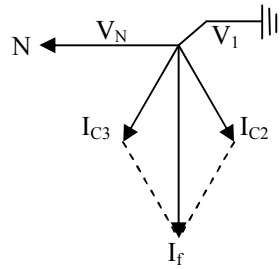


Figure (II-13) : Diagramme vectoriel des courants

6.4.2 Neutre mis à la terre par résistance :

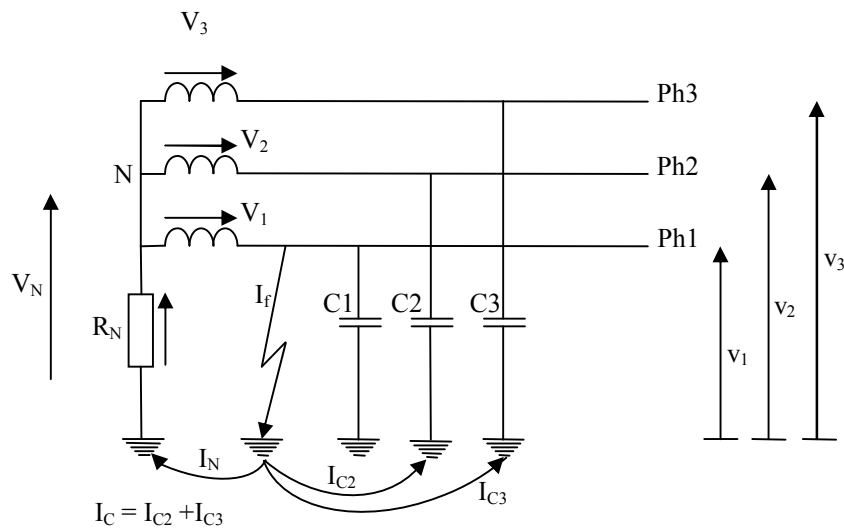


Figure (II-14) : Neutre mis à la terre par résistance

$$I_f = I_N + I_{C2} + I_{C3}$$

$$I_N = -\frac{V_1}{R_N}$$

$$I_{C2} = j C \omega v_2$$

$$I_{C3} = j C \omega v_3$$

$$I_C = 3 j C \omega V_1$$

$$I_f = -\frac{V_1}{R_N} + 3 j C \omega V_1$$

$$|I_f| = |V_1| \sqrt{\left(\frac{1}{R_N}\right)^2 + 9C^2\omega^2}$$

Le diagramme vectoriel des courants est représenté par la figure (II-15) :

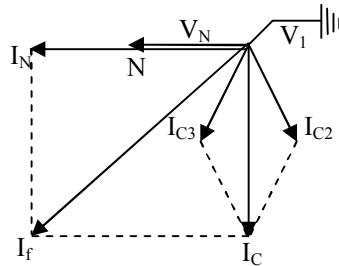


Figure (II-15) : Diagramme vectoriel des courants

6.4.3 Neutre mis à la terre par une réactance :

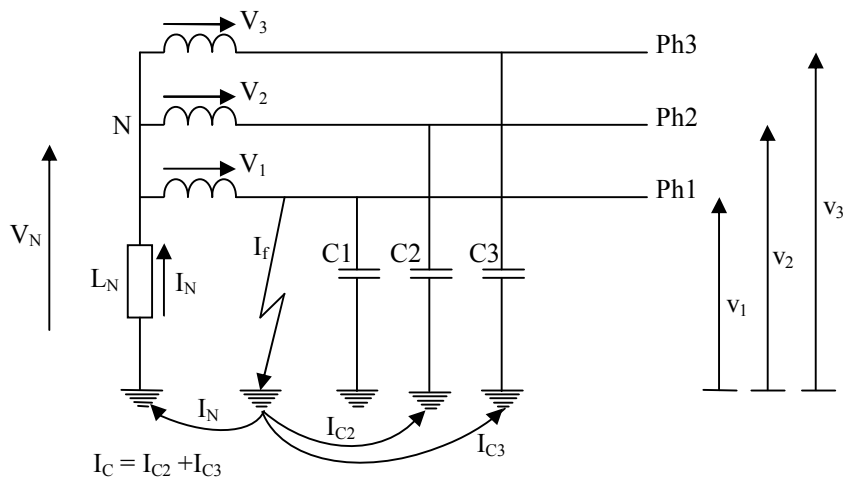


Figure (II-16) : Neutre mis à la terre par une réactance

$$I_f = I_N + I_{C2} + I_{C3}$$

$$I_N = -j \frac{V_1}{L_N \omega}$$

$$I_{C2} = j C \omega v_2$$

$$I_{C3} = j C \omega v_3$$

$$I_C = 3 j C \omega V$$

$$I_f = -j \frac{V_1}{L_N \omega} + 3 j C \omega V_1$$

$$|I_f| = |V_1| \sqrt{9C^2\omega^2 - \frac{1}{L_N^2\omega^2}}$$

Le diagramme vectoriel des courants est représenté par la figure (II-17):

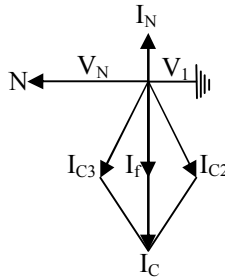


Figure (II-17) : Diagramme vectoriel des courants

7. Avantages et inconvénients [14] :

7.1 Le réseau TT :

- Coupure de l'alimentation au premier défaut d'isolement, assurée par des dispositifs de protection à courant différentiel installés en tête des différents départs, lorsque la continuité de service est exigée. Dans le cas contraire, un dispositif à courant différentiel résiduel est placé sur le disjoncteur de protection générale.
- Protection des biens contre les surtensions d'origine atmosphérique ou de manœuvre assurée par la mise à la terre du neutre.
- Schéma simple à réaliser et à exploiter en particulier en cas de modifications des installations.

7.2 Le réseau IT :

- Continuité de service au premier défaut, et coupure de l'alimentation au deuxième défaut.
- Nécessité d'un contrôleur permanent d'isolement (CPI) dans le but de s'assurer que le courant de premier défaut est non dangereux, d'où la nécessité d'existence d'un service d'entretien permanent pour la recherche à l'aide d'un dispositif complexe de localisation de défaut, et l'élimination rapide des défauts d'isollements.
- Existence d'un limiteur de surtension, connecté aux bornes de l'impédance, ayant pour fonction d'écouler parfaitement les courants induits par ces surtensions.

- Distribution du neutre déconseillée, pour obtenir la tension 220 V, on doit se servir d'un transformateur abaisseur. Si par contre les conditions d'exploitations exigent la distribution du neutre, ce conducteur doit être protégé contre les surintensités à tous les niveaux de la distribution.
- Nécessité de réaliser une équipotentialité des masses des appareils alimentés, si l'emploi des dispositifs différentiels est obligatoire.

7.2 Le réseau TN :

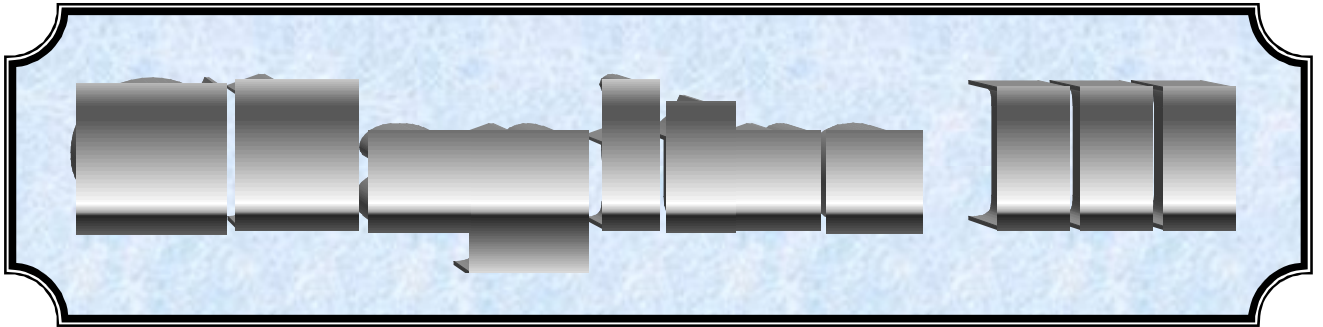
- Coupure au premier défaut d'isolement par des dispositifs de protection contre les surintensités.
- Le schéma TN-C fait apparaître une économie, à l'installation (suppression d'un pôle d'appareillage et d'un conducteur).
- Nécessité de réaliser, souvent des liaisons équipotentielles.
- Nécessité d'un personnel d'entretien qualifié, qui doit fréquemment intervenir, pour le contrôle périodique de la continuité du conducteur de protection.
- Si le conducteur de protection et le neutre (PEN) viennent à être déconnecté ou coupé, même en l'absence de défaut, un simple déséquilibre de charge se traduirait par une élévation, sur toutes les masses, à un potentiel qui peut être dangereux.
- Nécessité d'une faible impédance de la boucle de défaut pour faire fonctionner rapidement le déclenchement des appareils de sécurité.

8. Conclusion :

Pour procéder au choix du régime du neutre, l'exploitant doit d'abord s'assurer que son installation ne se trouve pas dans un cas où le schéma de distribution est imposé ou recommandé par la législation.

Une fois cette condition confirmée, le choix du schéma de protection approprié doit faire l'objet d'une étude approfondie des conditions d'alimentation et d'exploitation de l'installation basée sur :

- La continuité de service.
- Les différents aspects économiques.
- Le choix du matériel.



Introduction :

Tous transformateurs produits par l'Électro-industrie doivent subir les essais imposés par la norme CEI 76 dans le but de vérifier leurs conformités aux spécifications techniques.

1. Généralités sur les transformateurs :

1.1 Définition de transformateur [15] :

Un transformateur est un appareil qui ne possède aucune partie mobile, et qui permet de convertir une tension alternative donnée en autre tension alternative, en augmentant ou en abaissant sa valeur, sans changer la fréquence. Contrairement à l'autotransformateur, un transformateur possède une isolation galvanique entre son entrée (primaire) et sa sortie (secondaire), c'est-à-dire qu'aucun conducteur électrique ne relie les deux parties.

Il est doté d'un ou plusieurs enroulements (bobinage) primaires, et d'un ou plusieurs enroulements secondaires.

1.2 Représentation schématique [15] :

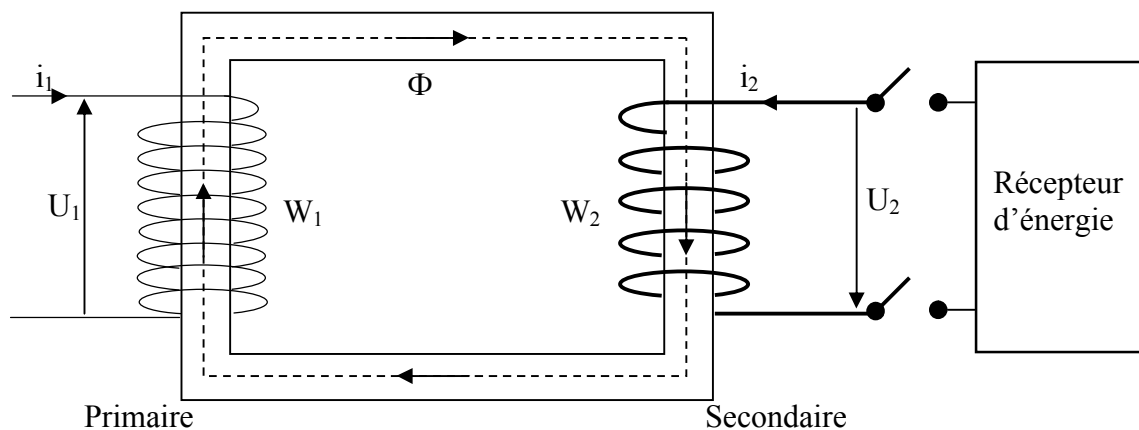


Figure (III-1) : Schéma de principe d'un transformateur

1.3 Principe de fonctionnement [15] :

Les enroulements primaire et secondaire sont couplés magnétiquement de façon très serrée grâce au circuit magnétique à faible réluctance, qui assure une bonne canalisation des lignes de champ.

Lorsque le primaire est alimenté par une source alternative, il circule dans le circuit magnétique un flux également alternatif dont l'amplitude dépend du nombre de spires du primaire et de la tension appliquée.

Ce flux induit dans l'enroulement secondaire, une tension (fem induite) proportionnelle aux nombres de spires du secondaire. La fermeture du secondaire sur une charge provoque la circulation d'un courant secondaire.

1.4 Constituants d'un transformateur [16, 17, 18, 19] :

Le transformateur comporte deux parties essentielles :

- La partie active.
- La partie constructive.

1.4.1 Partie active :

Elle est constituée d'un circuit magnétique et de deux enroulements.

1.4.1.1 Circuit magnétique :

Les circuits magnétiques sont toujours des assemblages de tôles fines disposées dans un même plan parallèlement et perpendiculairement les unes aux autres.

La fonction principale du circuit magnétique est de canaliser le flux magnétique et sert comme support aux enroulements.

Pour une meilleure efficacité. La tôle doit :

- Etre fabriquée en matériau ferromagnétique à haute perméabilité magnétique (éviter la saturation) et une induction qui ne dépasse pas 1.8 T pour la valeur maximale du flux.
- Isoler les tôles d'acier pour diminuer les courants de Foucault.
- Pour une fréquence de 50Hz, l'épaisseur des tôles est de 0.3 mm avec une isolation en carlite, matière à base de phosphate.
- Sa tôle à grains orientés dans le sens de laminage.

Notons que les circuits magnétiques sont de deux types principaux :

- A colonnes.
- Cuirassés.

1.4.1.2 Enroulements :

Les enroulements sont formés d'un matériau conducteur, en cuivre ou en aluminium, de section circulaire ou rectangulaire.

Ils sont généralement cylindriques, disposés concentriquement sur la même colonne, ils sont à couches ou à galettes.

Pour des raisons économiques, les enroulements doivent satisfaire plusieurs conditions :

- Il faut diminuer les intervalles entre les deux enroulements pour diminuer les champs de dispersion magnétique, ce qui a pour effet de réduire la consommation de la puissance réactive.
- Les résistances des enroulements doivent être suffisamment faibles pour réduire les pertes d'énergie qui se dégagent sous forme calorifique.
- Résister à l'élévation de température, les courts-circuits et les surtensions lors du fonctionnement du transformateur.
- Emploi d'aciers magnétiquement doux, spéciaux, ayant une petite surface de cycle d'hystérésis.

1.4.2 Partie constructive :

1.4.2.1 Isolation des enroulements :

Les spires des enroulements du transformateur doivent être fortement isolées électriquement les unes des autres et des parties reliées à la masse.

Les enroulements sont isolés grâce à l'huile qui joue le rôle d'un diélectrique.

1.4.2.2 Prises et bornes :

Les connections électriques entre les deux enroulements et les réseaux électriques se font à l'aide des conducteurs des spires isolés, le conducteur est fixé à l'intérieur de la cuve et des bornes isolées en porcelaine.

1.4.2.3 Cuve et couvercle :

Afin d'améliorer l'isolement et le refroidissement de la partie active du transformateur ainsi que la protection mécanique de celui-ci, l'ensemble (circuit magnétique et enroulements) est placé dans une cuve remplie d'huile minérale pour transformateur.

La cuve doit être intégralement remplie d'huile et hermétiquement fermée, si non elle sera détruite à cause de la pression qui se développe par suite de l'augmentation de volume d'huile à cause de changement de température.

La partie supérieure de la cuve est fermée par un couvercle sur lequel sont disposées plusieurs pièces dont les plus importantes sont :

Les isolateurs de sortie des enroulements haute et basse tension, la vase d'expansion de l'huile et le tube d'échappement des gaz pour les transformateurs de grande puissance.

1.5 Choix des couplages [20] :

Le choix des couplages repose sur trois remarques :

- 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.
- Il est intéressant en haute tension d'avoir un couplage qui fait apparaître un neutre.
- On met ce neutre ainsi que le circuit magnétique et les parties métalliques (cuve) du transformateur au potentiel de la terre. Cela permet de réduire l'isolement des bobines haute tension.
- On évite d'avoir le même couplage au primaire et au secondaire pour ne pas transmettre intégralement le déséquilibre éventuel des courants d'un côté à l'autre du transformateur.

Si on indique par Y, D ou Z le couplage en étoile, en triangle ou en zigzag des enroulements HT, par y, d ou z le couplage en étoile, en triangle ou en zigzag 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	$N_2/\sqrt{3} N_1$
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

Tab (III-1) : Tableau récapitulatif des différents couplages des transformateurs

1.6 Caractéristiques industrielles d'un transformateur :

1.6.1 Paramètres techniques :

C'est la valeur conventionnelle de la puissance apparente. Elle peut être utilisée lors de fonctionnement de transformateur en régime normal. Elle est donnée en kVA ou en MVA.

1.6.2 Tension nominale :

C'est la tension pour la quelle seront définies et garanties les caractéristiques à vide du transformateur (courant à vide, pertes à vide).

1.6.3 Courant nominal :

C'est le courant pour lequel seront définies et garanties les caractéristiques dues à la charge (pertes dues à la charge, U_{cc})

1.6.4 Tension de court circuit (U_{cc}) :

On appelle tension de court-circuit, la tension réduite qu'il faut appliquer au primaire, le secondaire étant en court-circuit, pour que le courant nominal circule au primaire.

En valeur relative, la tension de court-circuit est comprise entre 4 et 15% 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 en parallèle de plusieurs transformateurs.

1.6.5 Pertes à vide :

Les pertes dans le cuivre sont généralement inférieure ou égale à 2% de la puissance totale consommée quand le transformateur est à vide, est pratiquement dépensée pour compenser les pertes dans le fer qui se décomposent comme suit :

- **Pertes principales dans le fer du noyau :**

Ce sont les pertes par hystérésis et par courant de Foucault

- **Pertes supplémentaires :**

Ce sont les pertes dans les isolateurs ainsi que les différentes pièces de serrage et joints du circuit magnétique.

1.6.6 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 fer dans celui-ci et à considérer que les pertes en court-circuit se résument aux pertes dans le cuivre.

Ces dernières, se composent des pertes principales dues aux résistances des enroulements, et des pertes supplémentaires causées par les courants de Foucault.

1.6.7 Rapport de transformation (N) :

C'est le rapport de la tension nominale primaire et de la tension secondaire à vide.

1.7 Les transformateurs de phases [15] :

Ce sont des dispositifs qui permettent de réaliser au secondaire des systèmes polyphasés de tension de même fréquence que les tensions primaires mais de nombres de phases différents.

On s'intéressera ici aux transformateurs produisant des tensions diphasés à partir d'une alimentation triphasés (et réciproquement).

Pour la première transformation de triphasé-biphasés ou réciproquement, le principe consiste à choisir sur les enroulements diphasés trois points entre lesquels les tensions soient égales et déphasées de $2\pi/3$. Les montages les plus employés à cet effet sont les montages Scott et Leblanc.

1.7.1 Transformation triphasée -diphasée par montage Scott [20] :

Il utilise deux transformateurs monophasés $T_1 (n_1, n_2)$ et $T_2 (n'_1, n_2)$ et permet de passer d'un système triphasé A-B-C à un système diphasé (a-b),(c-d). Le schéma est représenté par la figure (III-2).

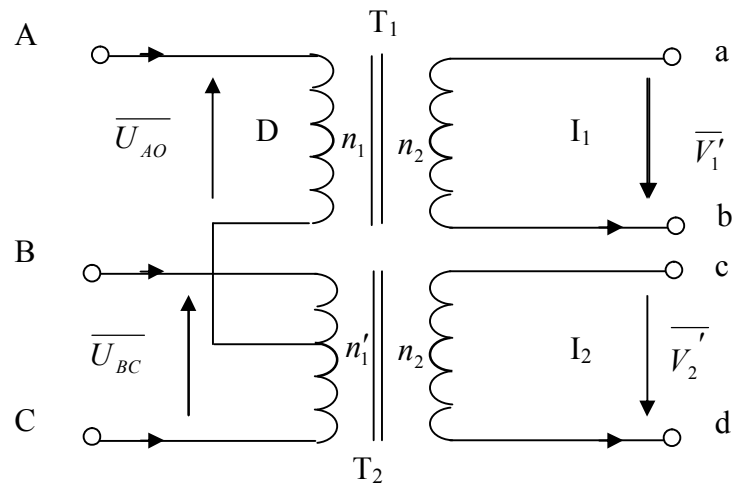


Figure (III-2) : Schéma de principe du transformateur Scott

Le transformateur T_1 alimenté sous la tension composée $\overline{U_{BA}}$ donne au secondaire

$$\overline{U_{ba}} = \frac{n_2}{n_1} \overline{U_{BA}} .$$

Le transformateur T_2 alimenté sous la tension $\overline{U_{CD}}$, D étant un point de l'enroulement primaire de T_1 , donne au secondaire $\overline{U_{cd}} = \frac{n_2}{n'_1} \overline{U_{CD}} .$

Pour que les tensions \overline{U}_{ba} et \overline{U}_{cd} forment un système diphasé il faut qu'elles soient en quadrature et leurs modules soient égaux.

$$\overline{U}_{AO} = \frac{3}{2} \overline{V}_A$$

$$\overline{U}_{BC} = -j\sqrt{3}\overline{V}_A \quad . \text{ Le schéma est représenté par la figure (III-3).}$$

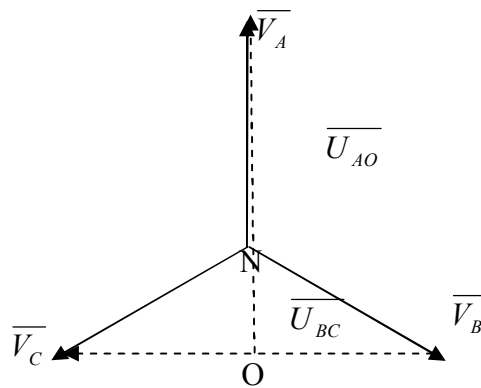


Figure (III-3) : Diagramme vectoriel des tensions

Si on néglige les chutes de tensions en charge, les tensions secondaires valent :

$$\overline{V}'_1 = -\frac{n}{n_1} \overline{U}_{AO} \Rightarrow \overline{V}'_1 = \frac{3n}{2n_1} \overline{V}_A$$

$$\overline{V}'_2 = -\frac{n}{n_2} \overline{U}_{BC} \Rightarrow \overline{V}'_2 = -j\frac{\sqrt{3}n}{n_2} \overline{V}_A$$

Les tensions secondaires forment bien un système diphasé (\overline{V}'_2 est en retard de $\frac{\pi}{2}$ sur \overline{V}'_1). le schéma est représenté par la figure (III-4).

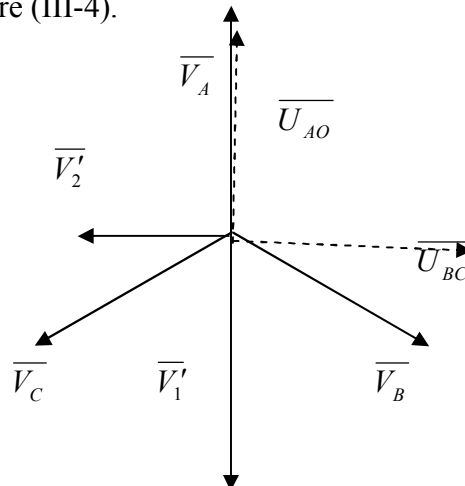


Figure (III-4) : Diagramme vectoriel des tensions

1.7.2 Transformation triphasée - diphasée par montage Leblanc :

Le montage Leblanc utilise un transformateur triphasé dont les bobines primaires sont identiques couplées en étoile ou en triangle, mais dont les bobines secondaires sont connectées de telle sorte que cette connexion permet d'équilibrer les courants primaires, c'est-à-dire répartir plus équitablement la charge entre les trois colonnes. On retire x spires au secondaire de la colonne A mais on ajoute x spires sur les colonnes B et C. Le schéma est représenté par la figure (III-5).

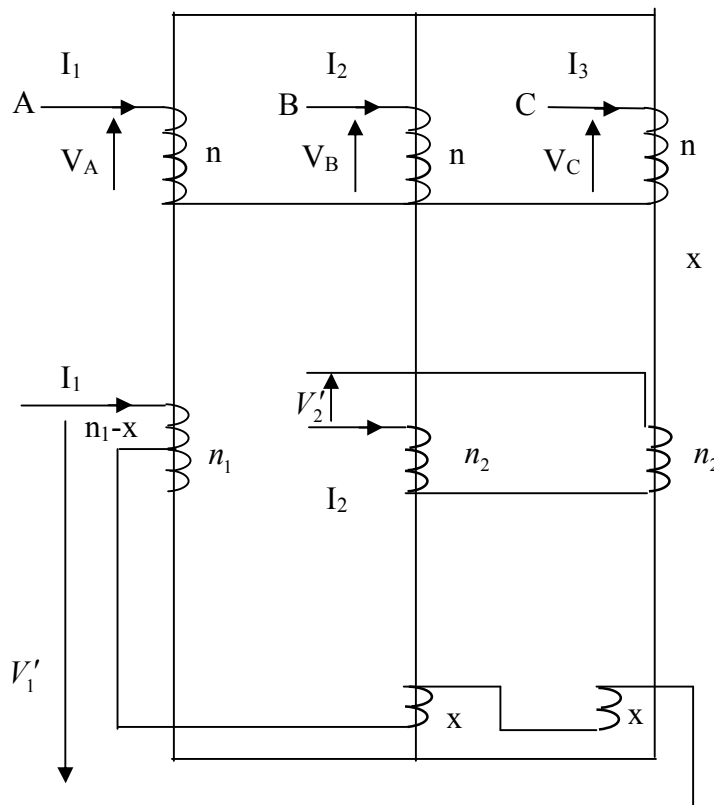


Figure (III-5) : Schéma de principe du transformateur Leblanc

Si le primaire est alimenté en triphasé équilibré, on aura les tensions secondaires à vide qui valent :

$$\overline{V}'_1 = -\frac{n_1 - x}{n} \overline{V}_A + \frac{x}{n} \overline{V}_B + \frac{x}{n} \overline{V}_C$$

$$\overline{V}'_1 = -\frac{n_1}{n} \overline{V}_A + \frac{x}{n} (\overline{V}_A + \overline{V}_B + \overline{V}_C) \Rightarrow \overline{V}'_1 = -\frac{n_1}{n} \overline{V}_A$$

$$\overline{V}'_2 = -\frac{n_2}{n} \overline{V}_B + \frac{n_2}{n} \overline{V}_C = \frac{n_2}{n} \overline{U}_{BC} \Rightarrow \overline{V}'_2 = j \frac{n_2 \sqrt{3}}{n} \overline{V}_A$$

Le schéma est représenté par la figure (III-6).

Les tensions secondaire constituent un système diphasé (\overline{V}'_2 est en quadrature retardée par rapport à \overline{V}'_1)

Les tensions secondaires ont mêmes valeurs efficaces si :

$$\frac{n_1}{n} \overline{V}_A = \frac{n_2 \sqrt{3}}{n} \overline{V}_A \qquad n_1 = \sqrt{3} n_2$$

Le nouveau montage étudié permet d'appeler des courants triphasés équilibrés au primaire lorsque le secondaire débite sur une charge diphasée symétrique. Ce dernier montage a les mêmes propriétés que le montage Scott étudié au paragraphe précédent. Le schéma est représenté par la figure (III-6).

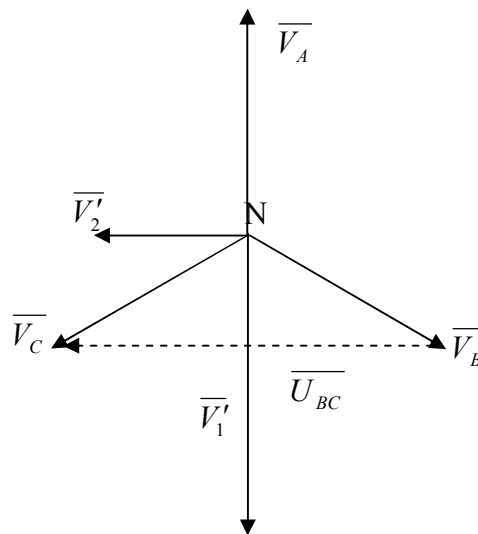


Figure (III-6) : Diagramme vectoriel des tensions

1.7.3 Comparaison des montages Scott et Leblanc :

Les deux montages ne fonctionnent bien qu'en régime équilibré. Le montage Leblanc offre par rapport au Scott, l'avantage de ne pas provoquer de déséquilibre triphasé quand le diphasé est équilibré. Il fonctionne correctement dans les deux sens. Le montage Leblanc utilise une culasse magnétique triphasée, donc permet d'utiliser moins de fer et nécessite plus de cuivre.

Le montage Scott présente un inconvénient, celui d'utiliser deux circuits magnétiques indépendants, se qui induit à des mutuelles parasites entre les deux circuits. D'où un encombrement important.

Toutefois lorsque le diphasé est à tension élevée, il serait imprudent de mettre les deux phases l'une à côté de l'autre sur la même colonne. Dans ce cas c'est au transformateur Scott qu'il faut avoir recours car il ne porte sur chaque circuit magnétique qu'un primaire et qu'un secondaire pouvant être séparés l'un de l'autre par l'épaisseur désirable d'isolant.

Au contraire, si c'est le triphasé qui est à tension élevée, le transformateur Leblanc avec trois enroulements externes à haute tension est préférable du point de vue de l'isolement.

Les transformateurs subissent les essais de contrôle spéciaux prévus dans la publication VDE 0532 conformément à la CEI 60076 dans le but de vérifier leur fonctionnement correct.

2 Conditions générales pour les différents essais [CEI 60076-1] :

- Toutes les composantes extérieurs et accessoires qui sont susceptibles d'influencer le fonctionnement du transformateur pendant l'essai, doivent être en place.
- Les essais sont effectués dans les ateliers au niveau du banc d'essai électrique dont la température ambiante doit être comprise entre 10⁰C et 40⁰C.

2.1 Les différents essais de transformateurs [CEI 76] :

Dans ce qui suit nous présentons les différents essais exigées par la norme CEI 76

2.2 Essai d'isolement :

Une fois le chargeur de prise monté sur le transformateur, un essai à fréquence industrielle doit être appliqué aux circuits auxiliaires, comme spécifié dans la CEI 7683.

2.3 Essai de transformation (rapport de transformation) :

On mesure le rapport de transformation de chaque prise où on doit contrôler la polarité des transformateurs monophasés et le symbole de couplage des transformateurs triphasés.

2.4 Mesure de la résistance :

On doit noter la résistance de chaque enroulement, la mesure doit être effectuée en courant continu.

Dans toutes les mesures des résistances, on doit veiller à réduire au minimum les effets de l'auto-induction.

2.5 Mesure des pertes et du courant à vide :

La mesure des pertes et du courant à vide est effectuée à la fréquence nominale de 50Hz et sous une tension égale à la tension nominale (CEI 76-P68).

La tension appliquée doit être de forme aussi proche que possible de la forme sinusoïdale.

La tension est appliquée aux bornes du secondaire, le primaire étant resté à circuit ouvert. La méthode utilisée est celle des deux Wattmètres.

2.6 Mesure des pertes en charge (pertes de court circuit) :

Les pertes dues à la charge pour une paire d'enroulements doivent être mesurées à la fréquence assignée, une tension pratiquement sinusoïdale étant appliquée aux bornes de l'un des enroulements, les bornes de l'autre enroulement étant court-circuitées, les autres enroulements, s'il y en a, étant en circuit ouvert. Les mesures doivent être faites rapidement pour que les échauffements n'introduisent pas d'erreurs significatives. La différence de la température de l'huile entre le haut et le bas doit être suffisamment faible pour permettre la détermination de la température moyenne, avec la précision requise.

La valeur mesurée des pertes dues à la charge doit être multipliée par le carré du rapport du courant nominal à la température de référence appropriée.

2.7 Mesure de l'échauffement :

Cette mesure s'effectue sur la prise principale par mise en charge du transformateur.

2.8 Mesure au choc :

Cet essai est appliqué sur le primaire et le secondaire du transformateur, avec une tension d'épreuve appropriée selon la tension de tenue au choc assignée. Cette tension est normalement de polarité négative, parce que cela réduit le risque de claquage extérieure dans le circuit d'essai.

3. Essais individuels :

Ce sont des essais à effectuer sur les transformateurs sans exception.

3.1 Essai d'isolement par tension appliquée à fréquence industrielle :

3.1.1 But de l'essai :

Le but de l'essai est de vérifier la tenue à fréquence industrielle de l'enroulement en essai par rapport à la masse et autres enroulements, par conséquent l'essai est déclaré satisfaisant s'il ne peut produire aucun effondrement de l'isolation.

3.1.2 Procédé de l'essai :

L'essai doit être effectué avec une tension alternative monphasée de forme aussi proche que possible de la forme sinusoïdale.

On mesure la valeur crête de la tension, cette dernière divisée par $\sqrt{2}$ doit être égale à la valeur d'essai.

L'essai doit commencer à une tension égale au maximum à 1/3 de la valeur de la tension nominale spécifiée et la tension est portée à la valeur d'essai aussi rapidement, la tension est maintenue à une valeur d'essai avant de la couper. La pleine tension d'essai doit être appliquée pendant 60s [CEI 76-3P32] entre l'enroulement en essai et toutes les bornes des autres enroulements, le bâti et la cuve du transformateur reliés ensemble à la terre. Le schéma est représenté par la figure (III-7).

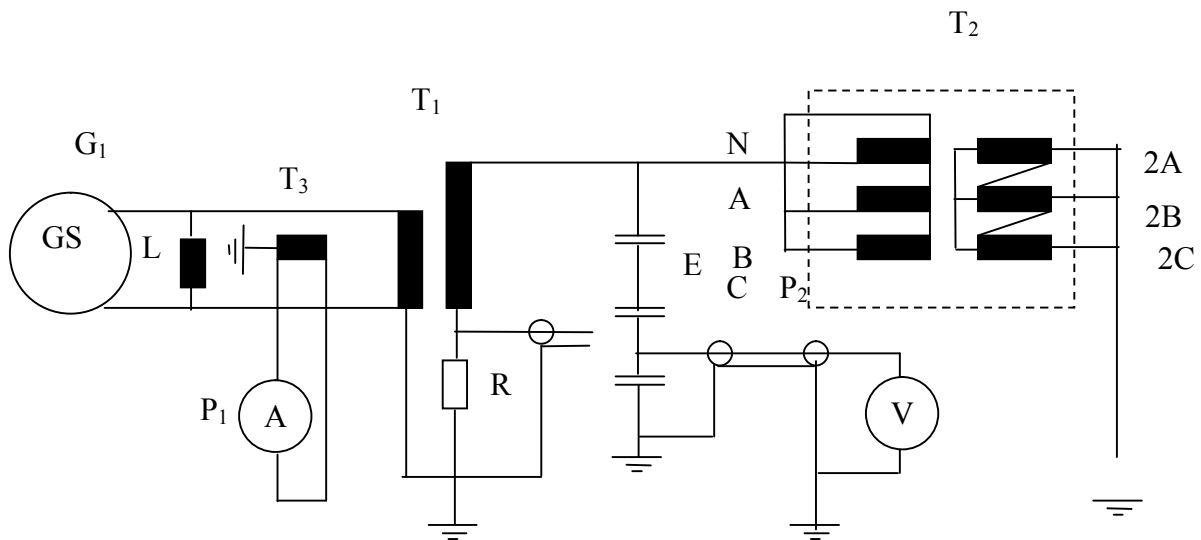


Figure (III-7) : Essai d'isolement

3.2 Mesure de rapport de transformation et vérification du groupe de couplage :

3.2.1 But de l'essai :

Le but d'essai est de vérifier la nature du groupe de couplage ainsi que le sens d'indice horaire de bobinage.

3.2.2 Procédé de l'essai :

La vérification du groupe de couplage et la mesure du rapport de transformation sont effectuées sur chaque prise à l'aide d'un pont de mesure (simple ou composé) et d'en comparer les modules [CEI 76-1P66].

Le rapport de transformation est mesuré sur la prise principale.

3.3 Mesure de la résistance des enroulements :

3.3.1 But de l'essai :

La mesure de la résistance entre phase est effectuée par la méthode Voltampérométrique, ou à l'aide d'un pont de THOMSON.

3.3.2 Procédé de l'essai :

On doit noter la résistance de chaque enroulement, les bornes entre lesquelles elle est mesurée et la température des enroulements. La mesure doit être effectuée en courant continu.

Dans toutes les mesures de résistances, on doit veiller à réduire au minimum les effets de l'auto-induction par la stabilisation du courant [CEI 76-1P64]. Le schéma est représenté par la figure (III-8).

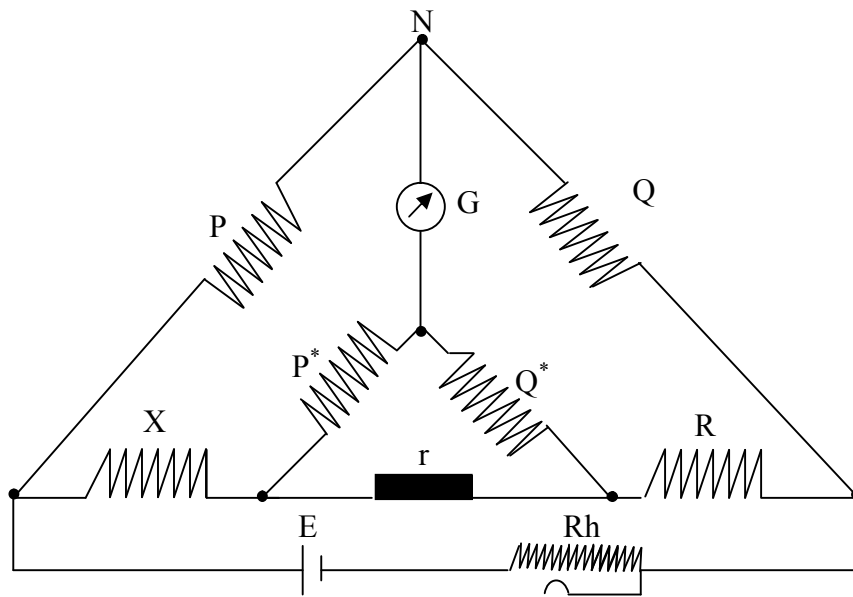


Figure (III-8) : Pont de THOMSON

X: enroulement BT

R: enroulement MT

r: résistance très faible

Q^* , P^* , Q et P sont des résistances très grandes par rapport à X et R, constituées par des boîtes à décades.

3.4 Essai entre spires (essai induit) :

3.4.1 But de l'essai :

Cet essai a pour but de vérifier la tenue diélectrique le long de l'enroulement à essayer et entre ses phases par conséquent, l'essai est déclaré satisfaisant s'il ne se produit aucun effondrement de la tension d'essai.

3.4.2 Procédé de l'essai :

On doit appliquer une tension alternative aux bornes d'un enroulement sans prises du transformateur. La forme de la tension doit être aussi proche que possible de la forme sinusoïdale et sa fréquence doit dépasser suffisamment la fréquence nominale pour éviter un courant magnétisant excessif au cours de l'essai.

La tension d'essai aux bornes d'un enroulement sans spires (secondaire) du transformateur doit être égale à deux fois la valeur de la tension assignée (CEI 76-3 p34).

L'essai doit commencer à une tension égale au maximum du tiers (1/3) de la valeur d'essai.

A la fin de l'essai on réduit rapidement la tension à une valeur inférieure au tiers de la valeur de l'essai avant de le couper.

La durée de l'essai à pleine tension est 60s pour toute fréquence d'essai inférieure ou égale à deux fois la fréquence assignée. Lorsque la fréquence d'essai dépasse le double de la fréquence assignée, la durée de l'essai doit être de :

$$t = \frac{120 \times \text{fréquence assignée}}{\text{fréquence d'essai}}$$

Avec un minimum de 15 s.

3.4 Mesure des pertes et du courant à vide :

3.4.1 But de l'essai :

Le but de l'essai est la confirmation d'un fonctionnement normale du transformateur à tester, on mesure les pertes à vide, et on les compare à celles des consignes en tenant compte des tolérances.

3.4.2 Procédé de l'essai :

La mesure des pertes et de courant à vide est effectuée à la fréquence nominale de 50Hz, et sous une tension égale à la tension nominale (CEI 76-1 P68).

La tension appliquée doit être de forme aussi proche que possible de la forme sinusoïdale. tension est appliquée aux bornes de secondaire, le primaire étant en circuit ouvert. La méthode utilisée est celle des deux wattmètres. Le schéma est représenté par la figure (III-9)

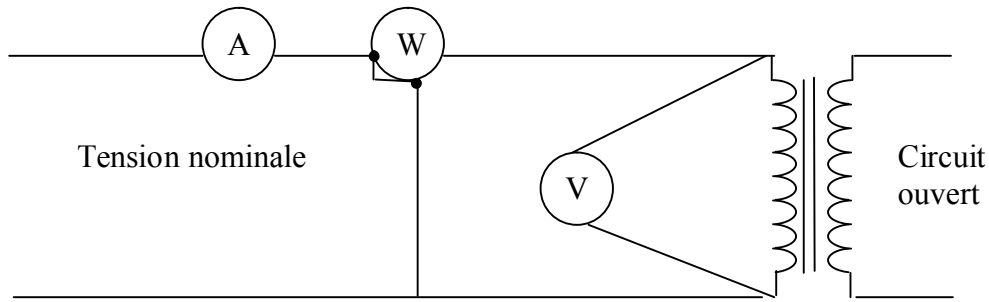


Figure (III-9) : Essai à vide

3.5 Mesure de la tension de court-circuit et des pertes dues à la charge :

3.5.1 But de l'essai :

Le but de l'essai est la confirmation d'un fonctionnement normal du transformateur à tester, on mesure les pertes en court-circuit, et on les compare à celles des consignes en tenant compte des tolérances.

Le but de l'essai est la confirmation d'un fonctionnement normal du transformateur à tester.

3.5.2 Procédé de l'essai :

La tension de court-circuit et les pertes dues à la charge doivent être mesurées à la fréquence nominale de 50 Hz, une tension pratiquement sinusoïdale étant appliquée aux bornes du primaire et le secondaire étant en court-circuit. Le courant d'alimentation doit être au moins égale à 50 % du courant nominal.

La valeur mesurée des pertes dues à la charge doit être multipliée par le carré du rapport du courant nominal au courant d'essai. La valeur ainsi obtenue doit être ramenée à la température de référence appropriée. Le schéma est représenté par la figure (III-10).

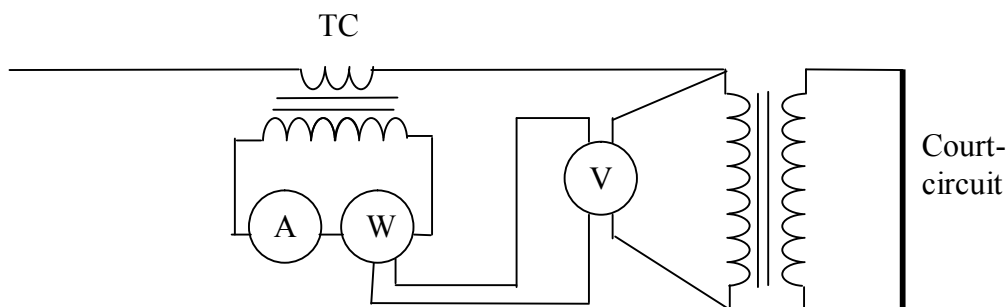


Figure (III-10) : Essai en court-circuit

4. Essai de types :

Essai effectué sur un transformateur représentatif d'autres transformateurs, en vue de montrer que ces transformateurs satisfont aux conditions spécifiées qui ne sont pas contrôlées par des essais individuels.

4.1 Essai d'échauffement :

4.1.1 But de l'essai :

Le but de l'essai est d'établir l'échauffement de l'huile et l'échauffement moyenne des enroulements.

4.1.2 Procédé d'essai :

Pour des raisons pratiques, la méthode normalisée de la détermination de l'échauffement en régime établi de transformateurs immergés dans l'huile équivaut à l'essai en court-circuit. La méthode d'essai est dite « essai par méthode de court-circuit » jusqu'au régime établi, durant cette essai le transformateur n'est pas soumis à la tension assignée et au courant assigné simultanément, mais aux pertes totales calculées, c'est-à-dire les pertes dues à la charge, à la température de référence et les pertes à vide.

4.2 Essai au choc du neutre d'un enroulement :

La tension de tenue au choc assignée, est appliquée à l'une des bornes, ou aux trois bornes de ligne de l'enroulement triphasé reliées ensembles. Le neutre est relié à la terre à travers une impédance, telle que l'amplitude de la tension apparaissant aux bornes de cette impédance lorsque un choc de foudre normal appliqué à la borne de la ligne soit égal à la tension assignée au neutre. Cette tension appliquée ne doit pas dépasser 75 % de la tension assignée au choc de foudre à l'extrémité de la ligne.

L'interprétation des résultats de l'essai est la même que l'essai précédent.

4.3 Essai de choc en onde pleine et onde coupée :

Dans ce cas sur demande de l'acheteur, un essai de choc en onde coupée est effectué, en plus de l'essai en onde pleine. Les essais comportent deux chocs en onde coupée, appliqués successivement à chaque borne de la ligne du transformateur. La tension d'épreuve, est coupée sur laquelle l'onde entre l'instant 2 et 6 microsecondes après le début de choc.

5. La plate forme d'essai [22] :

5.1 Caractéristiques techniques de la plate forme d'essai :

Indications relatives à l'appareil à tester :

- Transformateur à l'huile à courant triphasé.
- Puissance 25 à 1600 kVA.
- Moyenne tension : 3 à 36 kV.
- Tension de court-circuit : 4 à 6 % de U_n .
- Fréquence : 50 Hz.

Les essais sont réalisables conformément aux prescriptions VDE 0532.

5.2 Mesures et essais réalisables à la plate forme d'essai :

a/ Essai en série :

- Essai de l'enroulement (coté basse tension et coté moyenne tension).
- Mesure de résistances.
- Mesure du rapport de transformation.
- Essais entre spires.
- Mesure à vide.
- Mesure de court-circuit.

b/ Mesures spéciales :

- Echauffement
- Mesure de l'angle de pertes
- Mesure de bruit

5.3 Alimentation générale en courant de la plate forme d'essai :

a/ Tension :

- ~50 Hz 380 /220 V.
- Mode de protection : mise à zéro.

b/ Tension d'essai :

- Tension triphasé 50/60Hz ; 0.....2700V.
- Tension alternative monophasée 50 Hz ; 0.....75kV.
- Mode de protection. : mise à la terre.

5.4 Aperçu général sur le banc d'essai :

a/ Constitution :

- 2 barres de mesure.
- 2 postes de contrôle.
- 4 Bornes de raccordement par poste d'essai.

b/ Tension d'alimentations des circuits auxiliaires :

- Tension de commande : 1~220V 50Hz.
- Tension de signalisation : 24V.

- Température ambiante : +40°C.

c/ Définition des tâches :

Le banc d'essai des transformateurs est dimensionné pour contrôler en série des transformateurs à bain d'huile et à courant triphasé ayant :

- Des puissances allant de 25kVA à 1600kVA.
- Des surtensions allant de 3kV jusqu'à 36 kV.
- Une tension de court-circuit allant jusqu'à 6 % de U_n .
- Une fréquence de 50Hz.

5.5 Construction mécanique générale :

Le banc d'essai des transformateurs se décompose en zones suivantes :

- Deux (2) postes de contrôles.
- Une (1) cabine d'essai.
- Une salle de machine et des installations des postes de distribution.

5.5.1 Poste de contrôle :

Il est constitué d'un transporteur à bandes pour le transport des transformateurs à tester et 4 bornes de raccordements font partie de chacun des postes de contrôle (1) et (2).

La cabine de mesure se trouve entre les deux postes de contrôle. Ces deux postes sont délimités vers l'extérieur par un treillis métallique et comportent sur les deux cotés frontaux des stores abaissables, commandés séparément par des moteurs pour l'entrée et la sortie des transformateurs à tester.

En outre chaque poste de contrôle a deux portes grillagées comme accès pour la personne au banc d'essai.

Aussi bien les portes que les stores abaissables sont équipés de contacts de fin de course, qui garantissent la sécurité du personnel. Les deux postes de contrôle fonctionnent indépendamment l'un de l'autre, mais le contrôle des transformateurs ayant la puissance entre 630....1600kVA, se fait uniquement sur le poste de contrôle (1).

5.5.2 Cabine de mesure :

Elle sert à loger trois pupitres de mesure et de commande, à partir desquels on effectue des mesures sur le transformateur à tester. Leurs dispositifs sont sur les cotés longitudinaux de la cabine d'essai, en direction des postes de contrôle.

5.5.2.1 Vue générale de la cabine de mesure :

Entre les bornes de raccordement, les postes de contrôles, les pupitres de mesures et de commande ainsi que les différents essais, il existe les rapports suivants :

Poste 1	Poste 2		Poste 1	Poste 2
1.1	2.1	<ul style="list-style-type: none"> • Contrôle des spires. • Marche à vide. • Mesure de court-circuit 	P11	P21
1.2	2.2	<ul style="list-style-type: none"> • Contrôle d'enroulements Sur le coté MT, mesure de $\text{tg} \delta$.	P12	P22
1.3	2.3	<ul style="list-style-type: none"> • Contrôle des enroulements de coté BT. 	P12	P22
1.4	2.4	<ul style="list-style-type: none"> • Mesure de la résistance. • Mesure de rapport de transformation. • Mesure de l'échauffement (uniquement mesure de la température) 	P13	P23

Tab (III.1) : Les rapports existant entre les cabines de mesure

5.5.2.2 Appareillage de protection et d'alimentation de la cabine d'essai :

Cet appareillage, monté sur le toit de la cabine, est constitué principalement de :

Un (1) poste de distribution 3kV à trois (3) compartiments, avec :

- Un compartiment de distribution basse tension 380V.
- Un transformateur d'essai haute tension 0.3/6 kV.
- Un transformateur d'essai haute tension 0.38/50/100kV.
- Un condensateur de mesure (diviseur de tension, et filtrage).
- Une résistance HT 36 Ohms.

Sur chacun des deux cotés longitudinaux, il y'a :

- Un (1) disjoncteur posé tripolaire 10 kV.
- Bornes de raccordements 1.1 ou 2.1.
- Disjoncteur posé, unipolaire pour 75kV.
- Bornes de raccordements 1.2 ou 2.2
- Un disjoncteur posé, unipolaire pour 6kV.
- Bornes de raccordements 1.3 ou 2.3.
- Un bornier (1) B.T $U < 1000$ V.

Le raccordement des transformateurs à tester est assuré en principe sur le réseau d'essai, par l'intermédiaire des disjoncteurs posés, excepté pour la mesure de résistance et de rapport de transformation qui s'effectuent de la boîte de jonction (Bornier), et ainsi que la mesure de la température de fonctionnement.

Les disjoncteurs posés constituent un point de coupure visible entre le transformateur à tester et le réseau.

Le transformateur à tester est mis à la terre lorsque le disjoncteur posé est coupé.

5.5.2.3 Salle de machine :

L'alimentation des postes de contrôle (1) et (2) et de la cabine de mesure se fait par la salle des machines, qui renferme :

Deux compartiments équipés :

- D'installation de distribution 0.4 kV.
- D'installation de transformation 0.38/3 kV.

Des groupes de générateurs :

- U21, convertisseur de fréquence (M3~, G3~) :42 kVA, 0...525/195Hz 46 A.
- U22, convertisseur (M3~, G3~, G) : 250 kVA, 0...525V/50Hz, 260A.
- U11, convertisseur de fréquence (M3~, G3~):100 kVA,0..525V/195Hz,105A.
- U12, convertisseur (T, M, G3~) :242kVA, 0...525V/50/60Hz, 275 A.
- U12, convertisseur excitatrice de U_{12} (G, M3~).

Les courants débités par ces machines sont directement injectés dans les barres i.

5.5.2.4 Remarques :

- Disjoncteur posé = Sectionneur.
- Compartiment d'installation de distribution = armoire de commande.

5.6 Fonctionnement général :

5.6.1 Alimentation en courant :

La mise en circuit et hors circuit de l'alimentation en énergie du banc d'essais est assurée par un interrupteur principal à clé située sur les pupitres P11.

5.6.2 Déroulement des essais :

Voir le chapitre (essais et leurs déroulements).

5.6.3 Système de sécurité :

Il a été pris pour la protection des personnes et des appareils, des mesures de protection suivantes :

- Voyants de signalisation (exp. clignotants du banc d'essai)
- Arrêt d'urgence disposé dans les postes de contrôle et dans la cabine de mesure.
- Système de verrouillage des postes.
- Connexion garantie par un système de verrouillage lorsque la tension débitée par n'importe quel convertisseur est $U=0$.
- Système de verrouillage des potentiomètres.

C'est seulement quand le circuit des points de mesure est interconnecté du convertisseur ou du transformateur de réglage au transformateur à tester, que l'on peut augmenter la tension d'essai. A ce moment là, le système de verrouillage est au repos.

6. Les appareils de protection :

6.1 Fusible :

C'est un appareil de connexion possédant un pouvoir de coupure, utilisé pour protéger contre les surintensités (surcharges et courts-circuits). Son rôle consiste à ouvrir un circuit par la fusion d'un ou plusieurs éléments prévus à cet effet. En cas d'anomalies l'élément conducteur se chauffe par effet joule jusqu'à atteindre la température de fusion. Le schéma est représenté par la figure (III-11).

Symbole général

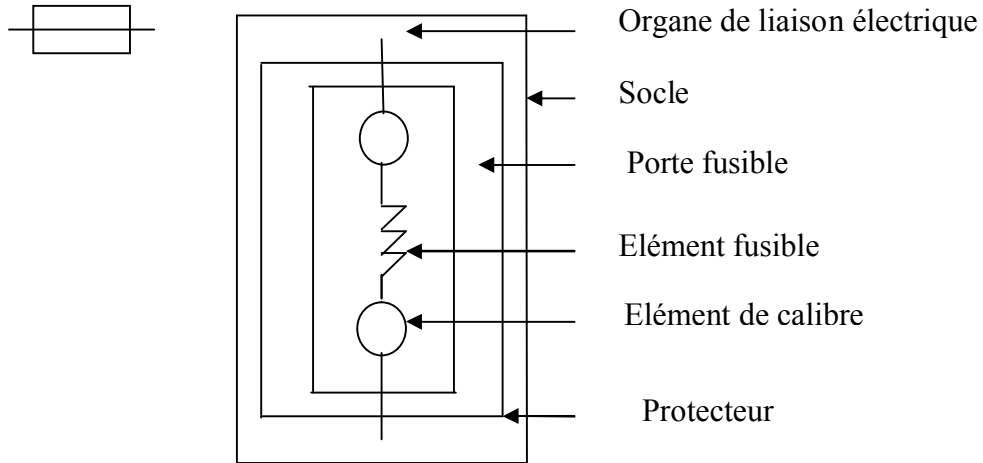


Figure (III-11) : Constitution d'un fusible

6.1.1 Caractéristique d'un fusible :

- Tension nominale : 250,400 ,500 ou 660V.
- Courant nominal : C'est le calibre du fusible I_n .
- Courant de non fusion I_{nf} .
- Courant de fusion : I_f .
- Durée de coupure (break time) : S'exprime en seconde.

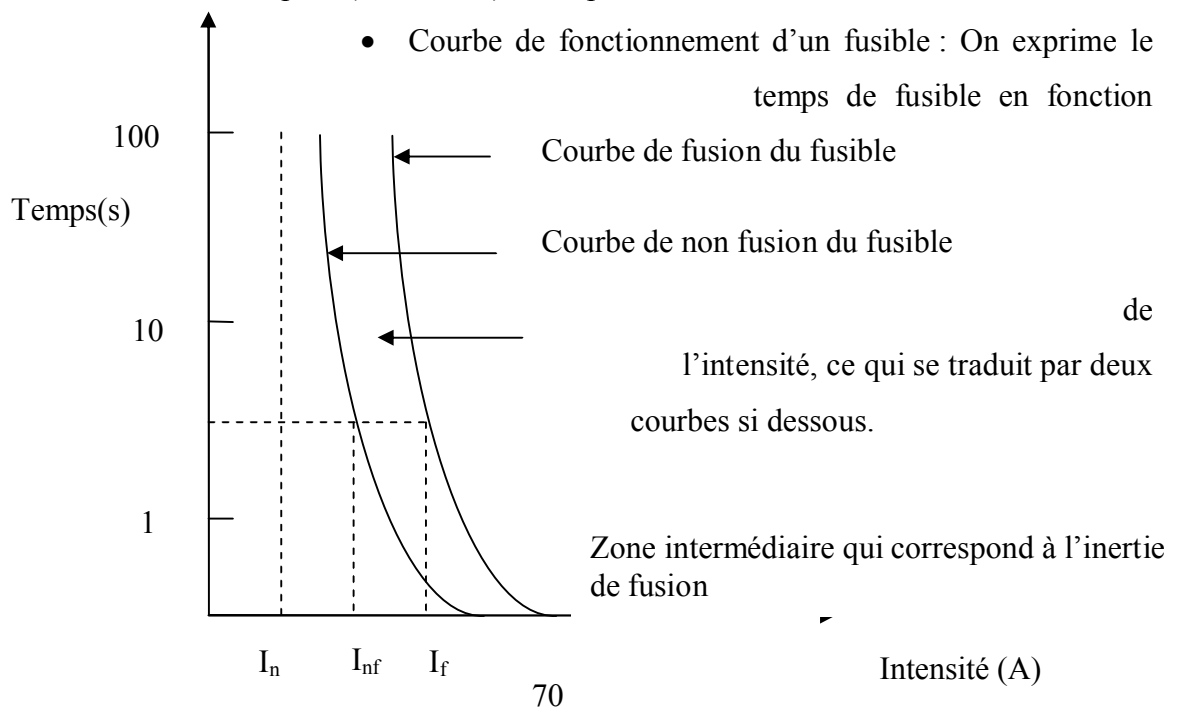


Figure (III-12) : Courbe de fonctionnement d'un fusible

Il existe principalement trois types de fusibles :

- Le fusible à usage général (**fusible Gg**) offrant une protection contre les surcharges et les courts-circuits.
- Le fusible accompagnement moteur (**fusible à M**) qui est utilisé pour la protection contre les courts-circuits uniquement (souvent associé à un autre élément protégeant contre les surcharges), utilisé principalement dans l'industrie pour la protection des charges à fort courant de pointe (moteur, primaire de transformateur entre autres).
- Le fusible à fusion ultra rapide pour la protection des semi-conducteurs (de manière à ce que le fusible protège le semi-conducteur et non l'inverse).

6.2 Disjoncteur :

Un disjoncteur est un appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit. Il peut aussi supporter pendant une durée spécifiée et interrompre des courants dans des conditions de court-circuit.

6.2.1 Caractéristiques d'un disjoncteur :

- courant nominale : I_n .
- Courant de réglage : I_r .
- Courant de fonctionnement : I_m .
- Tension assignée ou d'emploi U_e .
- Pouvoir de coupure.

6.2.2 Principe de fonctionnement [23] :

Il comporte essentiellement :

- Un circuit principal constitué des parties conductrices liants le réseau d'alimentation et le circuit à protéger.
- Le circuit de commande qui peut assurer des fonctions de signalisation ou de verrouillage. L'action de déclenchement de cet appareil est obtenue grâce à l'information venant des dispositifs déclencheurs. Ces déclencheurs sont classés en fonction du phénomène physique utilisé et la grandeur électrique à surveiller.
- courbe de fonctionnement : c'est l'association de la courbe de déclenchement du relais thermique et la courbe de déclenchement du relais magnétique. Le schéma est représenté par la courbe (III-13).

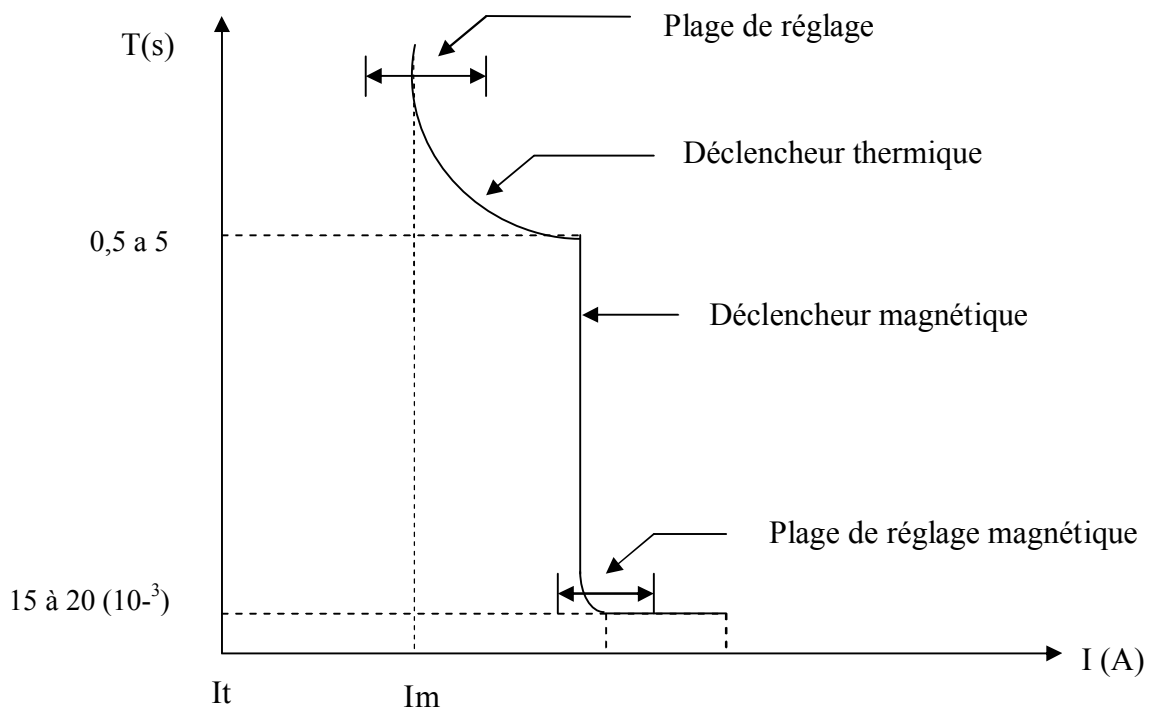


Figure (III-13) : Courbe de fonctionnement d'un disjoncteur magnétothermique

6.3 Disjoncteur différentiel :

Ce disjoncteur est utilisé, en particulier chez chaque abonné. Il a pour rôle d'assurer :

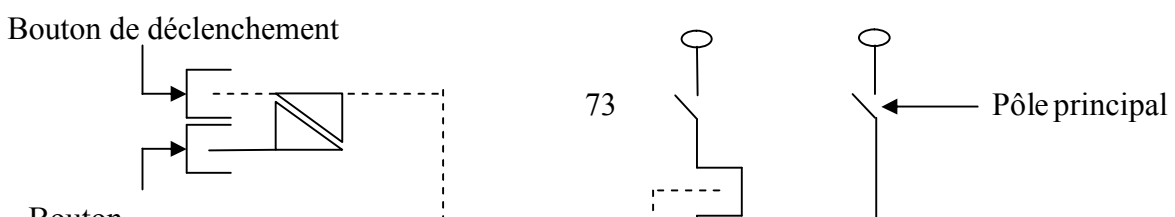
- La protection des circuits contre les surintensités dues aux surcharges ou aux courts-circuits.
- La protection des personnes contre les contacts indirects (fuite de courant à la terre)

6.3.1 Principe de fonctionnement [24] :

Le disjoncteur différentiel comporte un circuit magnétique en forme de tore, sur lequel sont bobinés les circuits de phases et celui du neutre.

En l'absence de courant de fuite, ou courant résiduel de défaut les flux produits par les bobines s'annulent, il ne se passe rien. Si un défaut survient le courant résiduel de défaut produit un déséquilibre des flux dans les bobines et un flux magnétique apparaît dans le tore.

La bobine de mesure est le siège d'une force électromotrice (fem) qui alimente un petit électro-aimant, provoquant le déverrouillage du disjoncteur, lorsque le courant de défaut dépasse la sensibilité du disjoncteur.



6.3.2 Eléments à prendre en compte pour choisir un disjoncteur:

Pour choisir un disjoncteur il faut tenir compte des éléments suivants:

- La nature du réseau:
 - La tension minimale du disjoncteur doit au moins être égale à la tension entre phases du réseau à protéger.
 - Le calibre du disjoncteur doit être supérieur au courant permanent circulant dans le réseau et inférieur au courant admissible par ce réseau.
 - Le pouvoir de coupure du disjoncteur doit au moins être égal au courant de court-circuit au point où il est installé.
- La nature de protections recherchées :
 - Pour un régime TT, le disjoncteur sera associé à un dispositif à courant résiduel pour Protéger contre les contacts indirects.
 - En régime TN et IT, la protection est assurée par un dispositif contre les courts-circuits.
- Il faut aussi déterminer :
 - Le facteur de puissance ($\cos\theta_{cc}$).

- Lire la valeur de k sur l'abaque.
- Appliquer la relation $\hat{I}_{cc} = \sqrt{2} K I_{cc}$, telle que $K = 1.45$.
 \hat{I}_{cc} : composante asymétrique de crête.
 I_{cc} : composante asymétrique efficace.

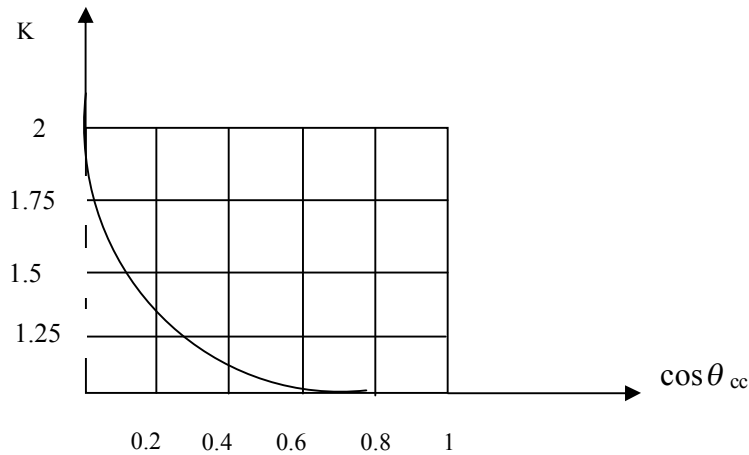


Figure (III-15) : Abaque donnant le coefficient K en fonction du $\cos \theta_{cc}$

6.3.3 Quelques fiches techniques des disjoncteurs d'après MERLIN GERIN [25] :

a) Pour un disjoncteur >100A :

Type de disjoncteur	C125N	C125L	C125LB	C160N	C160H	C160L	C280N	C250H
Courant Permanent (A) à T (°C)	125 à 40	125 à 48	125 à 40	160 à 40	160 à 40	160 à 25	250 à 40	250 à 40
Pouvoir de coupure kA eff	22	150	100	25	38	150	35	50

Tab (III. 2) : Fiche technique de quelques disjoncteurs d'après MERLIN GERIN

b) Pour un disjoncteur ≤100 A :

Type de disjoncteur	C32	C32N	C32H	C32L	C63LH	C63L	C63LH	C100
Courant Permanent (A) à 20°C	38	38	40	38	40	63	63	100
Pouvoir de coupure (kA_{eff})	4,5	8	10	22	50	22	50	10

Tab (III. 3) : Fiche technique de quelques disjoncteurs d'après MERLIN GERIN

6.4. Les Relais :

Ce sont des appareils de surveillance des courants qui agissent électriquement dans le circuit de commande de l'appareil chargé d'interrompre le courant anormale qu'ils ont détecté. Ils peuvent être très éloignés de l'appareil d'interruption.

Les principaux relais rencontrés dans la protection sont les relais thermiques, les relais magnétiques, les relais magnétothermiques.

6.4.1 Relais thermiques [26] :

Le relais thermique permet de protéger un récepteur contre les surcharges faibles et prolongées. Il permet de protéger efficacement contre les incidents d'origine mécanique : chute de tension, déséquilibre des phases, manque d'une phase. Le schéma est représenté par la figure (III-16).

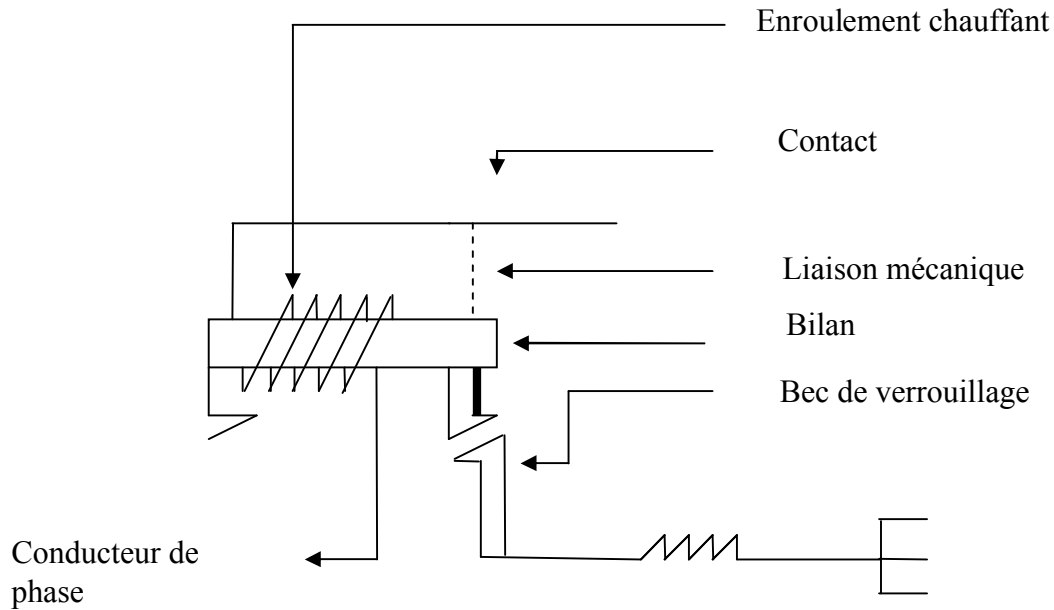


Figure (III-16) : Schéma de principe d'un relais thermique

6.4.1.1 Principe de fonctionnement :

Le relais thermique utilise la propriété d'un bilame formé de deux lames minces de métaux ayant des coefficients de dilatations différents. Ils s'incurvent lorsque sa température augmente, pour ce bilame on utilise un alliage de Ferronickel.

6.4 Relais magnétiques :

Ce type de relais intervient au-delà des courants de surcharges et jusqu'à l'intensité maximale du courant de court-circuit. Le système de déclenchement est actionné par l'électro-aimant dès que l'intensité dépasse la valeur de réglage. Ce type de relais assure la protection contre les courts-circuits.

Le schéma est représenté par la figure (III-17).

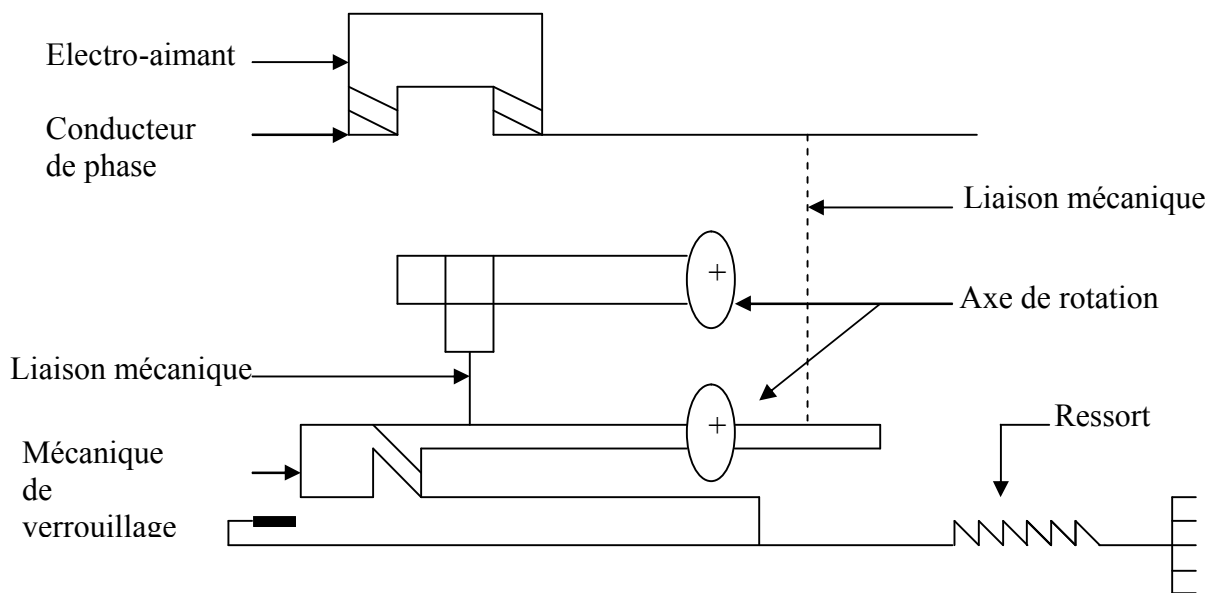


Figure (III-17) : Schéma de principe d'un relais magnétique

6.4.3 Relais magnéto-thermiques :

Ce type de relais est constitué par l'association d'un relais magnétique et d'un relais thermique. Le premier assure la protection contre les surintensités brutales (courts-circuits), le second contre les surcharges lentes. Le schéma est représenté par la figure (III-18).

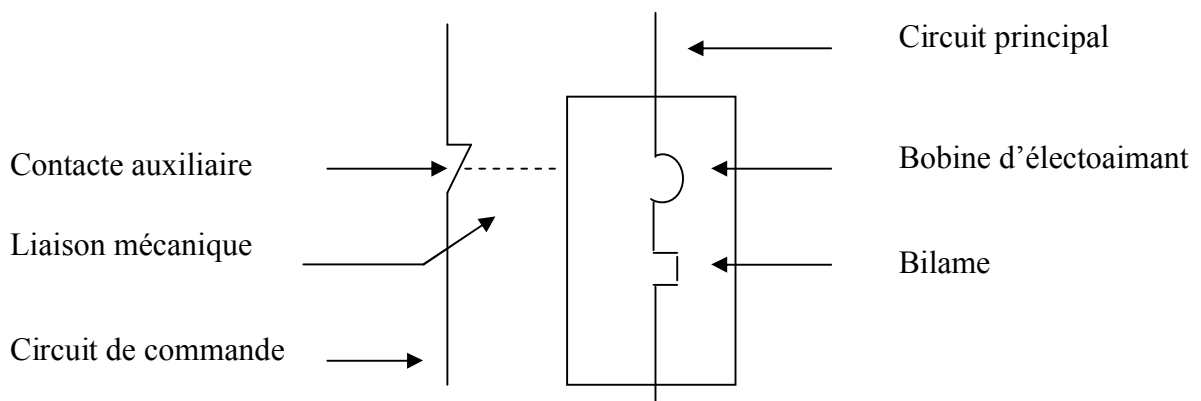


Figure (III-18) : Schéma de principe d'un relais magnétothermique

7. Choix des dispositifs de protection et leurs dimensionnements :

Pour assurer la protection contre les surcharges et les courts-circuits, nous utilisons des fusibles et des disjoncteurs.

7.1 Choix des fusibles :

On choisit des fusibles de classe (GL) qui sont destinés à protéger les circuits contre les fortes charges et contre les courts-circuits.

Le calibre de fusible est choisi en fonction de courant admissible par la constante K ($K=1,45$).

7.2 Choix des disjoncteurs:

Pour choisir un disjoncteur il faut tenir compte des éléments que nous avons cité précédemment.

7.3 Sectionneurs:

Ce sont des appareils destinés à ouvrir ou à fermer un circuit électrique à vide. Ils ne possèdent aucun dispositif de coupure de l'arc et par conséquent, ne doivent être manœuvrés que si le courant est nul. Ils sont utilisés pour effectuer à vide les manœuvres d'isolement de ligne ou de réseaux pour entretien, visite ou réparation.

Les sectionneurs comportent souvent un dispositif de mise à la terre de la ligne isolée, leurs emplois sont très vaste et couvrent toute la gamme des tensions et des intensités utilisées. Ce sont des appareils robustes, aptes à supporter de très fortes intensités en cas de court-circuit.

Les sectionneurs doivent assurer le passage du courant normal sans échauffement, ni chute de tension, d'où le choix de la forme des contacts, le choix de la pression entre les contacts, la protection des contacts contre l'oxydation, etc....

Les sectionneurs doivent également assurer le passage des courants de court-circuit jusqu'à ce que la ligne soit ouverte par le disjoncteur. Les sectionneurs doivent donc pouvoir supporter pendant quelques secondes de très fortes surintensités sans échauffement exagéré ou déformation et surtout sans ouverture spontanée.

7.3.1 Sectionneurs de mise à la terre :

Ce sont des interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui, grâce à leurs mise à la terre, empêchent l'apparition de toute tension sur une ligne pendant les réparations.

7.3.2 Sectionneurs à deux colonnes :

Parmi les plus simples et abondants appareils constituant le réseau, ce sont des appareils à commande rotative. Ils ont l'inconvénient d'avoir un encombrement important, les bras engagent la distance entre phase en position d'ouverture.

7.3.3 Sectionneurs pantographes ou semi-pantographes :

Ils permettent de raccorder directement des conducteurs situés à des niveaux différents ce qui les rend moins encombrants.

7.3.4 Interrupteurs sectionneurs :

Ce sont des sectionneurs aux quels on associe un dispositif permettant la coupure des courants faibles.

8. Protection des transformateurs :

Les différentes contraintes subies par le transformateur obligent le constructeur à prévoir un système de protection, donc des mesures de sécurité doivent être mise en place pour assurer le contrôle des dysfonctionnements, on distingue les éléments de protection interne et externe.

8.1 Relais Bucholz :

Il est placé entre le couvercle de la cuve et le commutateur d'huile, il a pour fonction, la détection des dysfonctionnements internes. En cas d'anomalies mineures (mauvais contact dans les connexions, détérioration de l'isolation des tôles ...), l'échauffement local qui en résulte entraîne la décomposition des isolants solides et de l'huile. Cette décomposition s'accompagne d'un dégagement du gaz qui, en s'accumulant dans la partie supérieure du relais, en chasse l'huile, le mouvement d'huile qui en résulte provoque un déplacement de flotteur qui ferme le contact de signalisation. En cas d'anomalies plus grave (court -circuit) la quantité considérable du gaz produite développe une pression importante et brutale qui provoque un jet d'huile de la cuve vers le conservateur, le jet entraîne le déplacement d'un second flotteur qui coupe la liaison entre le réseau électrique et le transformateur.

Aussi en cas de fuites d'huile dans le transformateur, les deux flotteurs subiront un mouvement vers le bas ceci en fonction de l'importance de la fuite. Si elle n'est pas

importante, on aura le mouvement du premier flotteur (alarme) et dans le cas contraire c'est le deuxième flotteur qui subira le mouvement (déclanchement).

8.2 Eclateurs de coupure :

Ils sont prévus pour protéger les traversés du transformateur. On les dispose entre la ligne du réseau et la terre. Leurs fonctions consistent à éviter la propagation des ondes provoquées par les défauts sur les lignes dans les enroulements de transformateur.

8.3 Thermomètre :

Il sert à surveiller l'échauffement de l'huile de la cuve. Pour une température de l'huile qui atteint 75°C, il donne l'alarme, et pour 80°C, on aura le déclanchement.

8.4 Renforcement de l'isolation :

En raison des surtensions résultantes des différents phénomènes (atmosphériques, commutations) on laisse une distance d'isolation entre les extrémités des enroulements et la culasse.

9. Transformateurs de tension (TT) :

Ce sont des transformateurs de haute précision, dont le rapport de transformation varie peu avec la charge. Ils sont utilisés sur les lignes à haute tension pour alimenter des appareils de mesure (Voltmètres, Wattmètres) ou de protection

Ils servent à réduire la haute tension pour alimenter les appareils à basse tension. On branche le primaire du transformateur en parallèle avec le circuit dont on veut connaître la tension et le Voltmètre aux bornes du secondaire. Le schéma est représenté par la figure (III18)

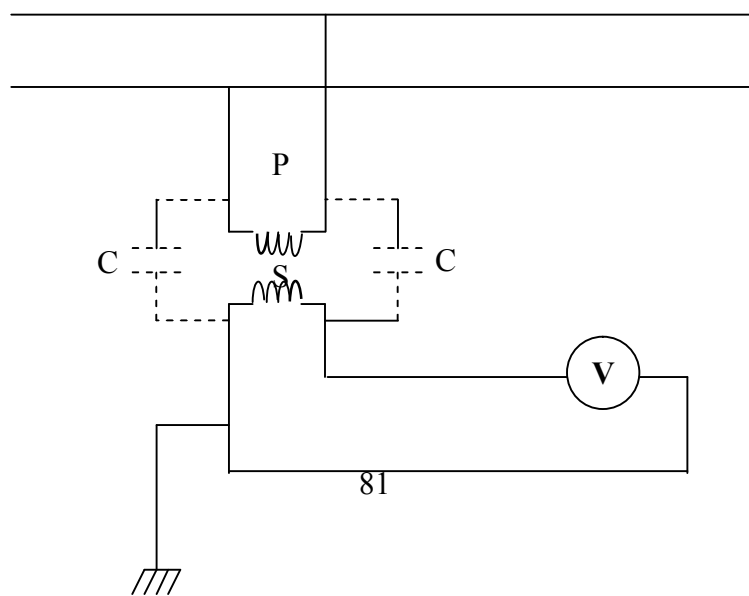


Figure (III-18) : Montage d'un TT

10. Transformateurs de courant ou d'intensité (TC ou TI) :

Ce sont des transformateurs de haute précision. Ils sont utilisés pour ramener les courants les plus élevés à des valeurs mesurables avec des ampèremètres existants. Ces transformateurs permettent d'isoler les appareils de mesure et de protection des lignes haute tension. Le schéma est représenté par la figure (IV-19)

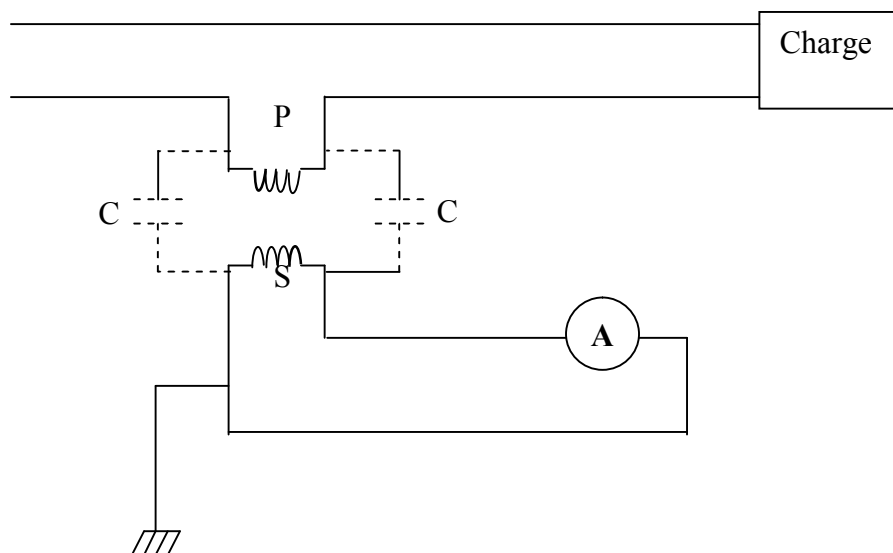


Figure (III-19) : Montage d'un TC

1.1 La problématique posée et la solution proposée :

L'Electro-industrie (EI) produit des transformateurs à l'huile à courant triphasé de puissance allant de 50 à 1600 kVA, cette unité peut produire également des transformateurs monophasés, mais ces derniers ne peuvent pas être commercialisés s'ils ne subissent pas les testes imposés par la CEI 76.

Après avoir étudié la plate forme d'essai, nous avons constaté qu'elle est alimentée avec un système triphasé dont le neutre n'est pas accessible, notre objectif est de créer un système monophasé afin de tester ces transformateurs que l'Eléctro-industrie peut produire.

Pour créer ce système monophasé nous avons proposé la solution suivante :

A partir des trois phases que délivre la plate forme d'essai pour tester les transformateurs triphasés, nous avons trouvé qu'il est possible d'alimenter avec ces trois phases un transformateur biphasé Scott ou Leblanc, ce dernier nous permet d'avoir deux systèmes monophasés.

Le schéma bloc de la figure (III-20) résume la procédure à suivre afin de réaliser cette solution.

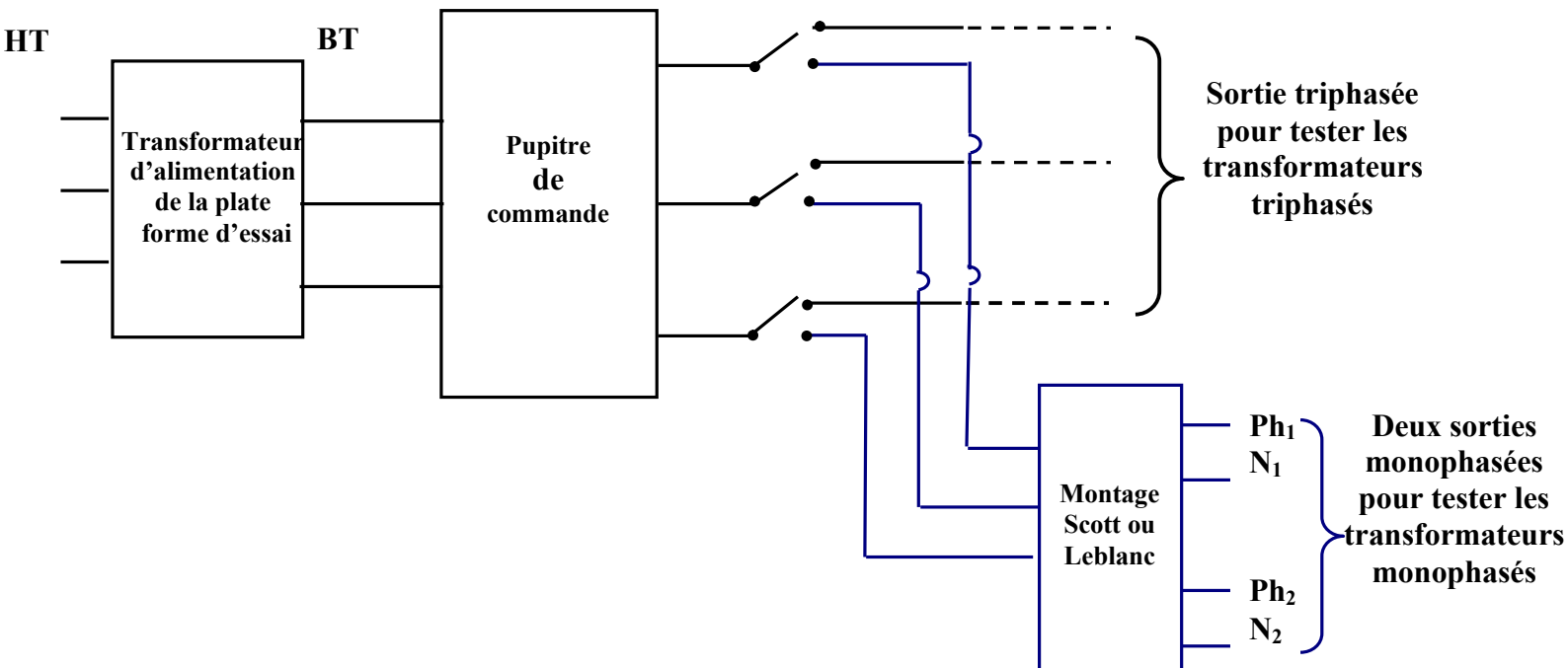


Figure (III-20) : Schéma bloc de la solution proposé.

12. La description des différents composants du schéma bloc de la figure (III. 20) :

12.1 Transformateur d'alimentation :

Il assure l'alimentation générale en courant de la plate forme d'essais, il est caractérisé par les paramètres suivants :

- **Puissance nominale** : $P_n=160$ kVA.
- **La tension nominale primaire** : $U_{1n}=800V \pm 2 \times 2.5 \%$.
- **La tension nominale secondaire** : $U_{2n} = 528V$.
- **Le couplage des enroulements primaires et secondaires** : Yy_1 / Dy_{11}

Le transformateur qui alimente la plate forme d'essai est représenté par la figure (III.21).

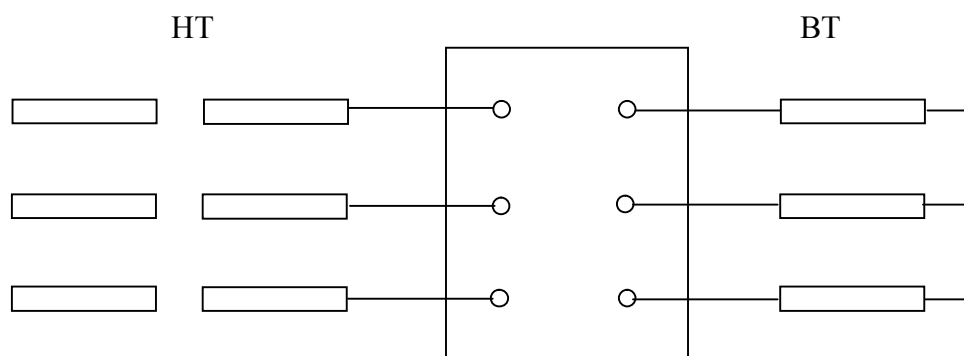


Figure (III.21) : Transformateur d'alimentation de la plate forme d'essai

12.2 La plate forme d'essai :

Elle est alimentée sous la tension et la fréquence suivantes :

- ~50 Hz 380 /220 V.
- Mode de protection : mise à zéro.

Les tensions d'essais sont :

- Tension triphasé 50/60Hz ; 0.....2700V.
- Tension alternative monophasée 50 Hz ; 0.....75kV.

- Mode de protection. : mise à la terre.

12.3 Sectionnement [27] :

Cette fonction est assurée par un sectionneur qui est ouvert, introduit une distance d'isolement entre l'amant et le circuit à sectionner.

Le sectionneur doit mettre hors tension tout les conducteurs actifs, c'est-à-dire, phase et neutre, pour permettre d'intervenir sans danger sur le circuit aval ou sur la machine, c'est pourquoi le sectionneur est souvent cadenassable en position ouverte.

Suivant les règles d'installation NFC 15-100 tout circuit doit être sectionner individuellement ou non. Le schéma symbolique est représenté par la figure (III-22).

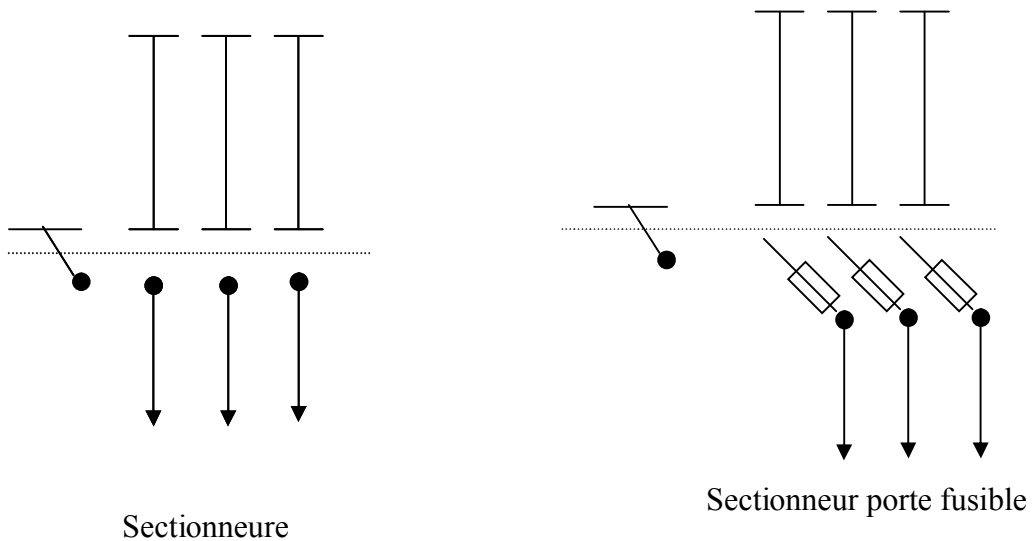


Figure (III.22) : Schéma symbolique d'un sectionneur

Le tableau ci-dessus représente les différents types des sectionneurs [29] :

	LS1	GK1EK, EM	DK1- FB	DK1- GB	DK1- HC	DK1- GC	DK1- KC
Tension nominale d'emploi (V) avec branches en alternatif	660	660	660	660	1000	1000	1000
Courant permanent maximal (A) pour une température ambiante $\leq 40^{\circ}\text{C}$ -Avec broche ou barrettes.	25	50	80	125	200	315	500
-Avec fusible Am.	22	45	80	125	200	315	500
-Avec fusible gG.	20	40	63	100	160	250	400

Tab III.4 : Classification des sectionneurs selon la tension nominale et le courant maximum d'emploi

Le courant maximum que délivre la plate forme d'essai est de 250A, donc on utilisera le sectionneur de type **DK1-GC (Avec fusible Am)** dont la tension nominale d'emploi est de 1000V, et le courant permanent maximum pour une température ambiante $\leq 40^{\circ}$ est de 315A.

11.4 Choix des transformateurs de phase (Scott ou Leblanc) :

D'après les propriétés de chacun des deux transformateurs Scott et Leblanc, nous avons constaté que le montage Leblanc présente plus d'avantage que le montage Scott.

Nous avons résumé dans ce qui suit les avantages que le montage Leblanc offre par rapport au Scott :

- Même si les deux montages ne fonctionnent qu'en régime équilibré, le montage Leblanc ne provoque pas de déséquilibre triphasé (coté primaire) si le diphasé est équilibré (secondaire).

- Le montage Leblanc utilise une culasse magnétique triphasé, d'où la nécessité d'utilisé plus de cuivre et moins de fer.
- Si c'est le triphasé qui est à tension élevé, le transformateur Leblanc avec trois enroulements externes à haute tension est préférable du point de vue de l'isolement.
- Le montage Leblanc est moins encombrant par rapport au montage Scott.

13. Conclusion :

Après avoir étudié les deux montages scott et Leblanc, et en particulier leurs raccordements à la plate forme d'essai, nous avons conclue que le montage Leblanc est plus avantageux par rapport à celui de Scott d'où notre choix effectué sur celui-ci.

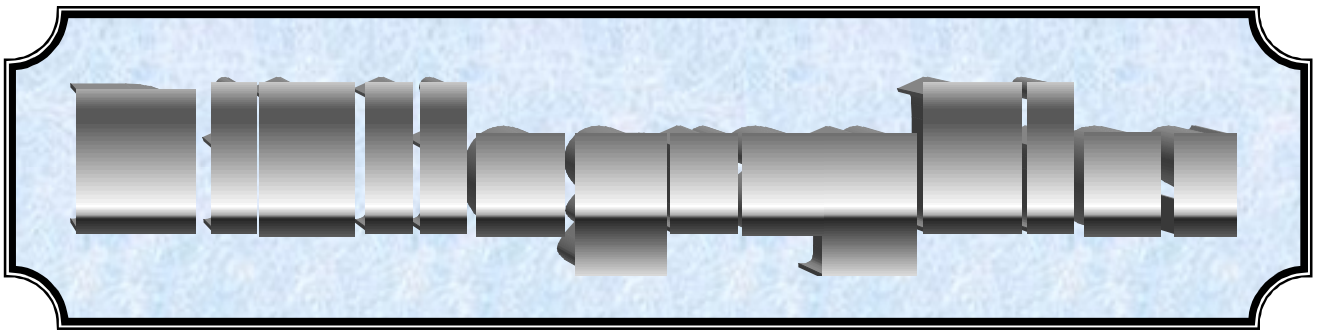
Conclusion générale

La plate forme d'essai de l'EI était conçue pour tester uniquement les transformateurs triphasés, suite à la demande accrue des transformateurs monophasés, l'entreprise envisage de modifier sa plate forme d'essai dans le but de tester cette catégorie de transformateurs .

Au cours de notre étude, nous avons proposé des modifications sur la plate forme d'essai d'Electro-industrie qui consiste à réaliser à partir d'un système triphasé deux autres systèmes monophasés, ceux-ci vont servir à tester les transformateurs monophasés selon la norme CEI 76, afin d'être commercialisés.

L'élaboration de ce présent travail, nous a permis d'approfondir et d'enrichir nos connaissances dans le domaine de l'électrotechnique en général et la technologie de fabrication des transformateurs en particulier, ainsi que l'exploitation réelle de ces derniers transformateurs au sein de l'entreprise Electro-Industrie d'AZAZGA où nous avons l'honneur d'effectuer notre stage.

Si ce travail apporte à l'Electro-industrie l'aide qu'elle peut y chercher, notre but aura été atteint et ce sera notre meilleure récompense. Nous espérons enfin que notre travail soit suivi et amélioré et fera l'objet d'une réalisation concrète.



- [1] K.GHEMMOURI, L.HAMMOUCHE, « Réglage des relais de protection pour les départs moyenne tension au complexe de L'ENIEM », Mémoire de fin d'étude DEUA, UMMTO, 2006.
- [2] KH.MATOUK, K.RAMDANI, « Amélioration d'un réseau de distribution basse tension du village SIDI AGAD », Mémoire de fin d'étude DEUA, UMMTO, 2000.
- [3] Y.MELITI, S. MEKHTOUB, « Amélioration d'un réseau aérien basse tension », Mémoire de fin d'étude D.E.U.A, U.M.M.T.O, 2004.
- [4] F.MILSANT, « Transformateurs, réseaux électriques, Machines électrique », Edition BERTI, 1993.
- [5] G.SOLIGAC, « Guide de l'ingénieur électrique des réseaux internes d'usine », Edition LAVOISIER, 1973.
- [6] Documentation de la Sonelgaz. « Les automates de réseau, Protection des Départ MT », Mai 1996.
- [7] Guide technique de la Sonelgaz, « Paramètres et caractéristiques des réseaux », Juin 2005.
- [8] Internet « Portail de l'électricité et de l'électronique », Récupérée de <http://fr.WIKIPEDIA.com>.
- [9] Réunion des professeurs « Sécurité dans l'emploi des courants électriques », Edition, EYROLLES, PARIS 1979.
- [10] CL.REMOND, « Les installations électrique dans le bâtiment », Edition EYROLLES, PARIS, 1977.
- [11] A. MAUDUIT, « Installation à haute et basse tension,», RGE février/ mars 1950.
- [12] N.HABANI, N.MEZIANE, « Gestion du neutre des transformateur dans les réseaux électrique », Mémoire de fin d'études DEUA, UMMTO, 2001.
- [13] M.FRANCOIS, « Technique de l'ingénieur traité de génie électrique DII. 4810 », Mai 1948. [14] R.CHOQUET, « la sécurité électrique », PARIS 1984.
- [15] CHATELAIN, « Traite d'électricité machines électriques ».Editions GEORGI, Suisse 1982.
- [16] A.CHABANE, « Calcul d'un transformateur spécial d'isolement hermétique 100 kV, 380V/400V », Mémoire de fin d'études Ingénieur, UMMTO, 2003.
- [17] A.GUILBERT, « Circuits magnétiques à flux alternatifs transformateurs », éditions EYROLLES, 1973.
- [18] O. IHADDADENE, « Calcul d'un transformateur de distribution 500 kVA, 5.5kV/0.4 kV », Mémoire de fin d'études Ingénieur, UMMTO, 1997.

- [19] M.KHNFRI, L.PIOTROVSKI, « Le transformateur de puissance », Mémoire de fin de stage, Direction des ressources humaines, Centre de formation AIN M'LLILA, E.P.I.C, SONELGAZ, Mars 1997.
- [20] G. SEGHIER, F. NOTELET, « Electrotechnique industrielle,Tome 1 », Edition, LAVOISIER, 1977.
- [21] Norme de contrôle pour les transformateurs, CEI Publication 76.1.
- [22] Documentation de L'ENEL du complexe EI D'AZAZGA.
- [23] HENRY, KAPLIEZ, « installation électrique », Edition FOUCHER, 1986.
- [24] A. BIANCIOTTO et P.BOY, «La construction normalisées en electrotéchnique, tome1 », Edition AFNOR, 1985.
- [25] H. NEY, N. MOREL. « Technologie d'électricité, tome1, tome2 », Edition Fou Cher.
- [26] N.AKLILI, N.LOULHA, S. MERABET, « Etude en vue d'automatiser une chaîne de Détourage des cuves intérieures petit modèle », Mémoire de fin d'étude DEUA de UMMTO, 1998.
- [27] R.BOURGEOIS, D. COGNIEL, « Mémotech », Edition CASTELA-25, rue Monge-75005 PARIS.