

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Présenté par
Karim MOKHTARI
Belkacem ICHIR

Thème

ETUDE ET DIMENSIONNEMENT DES PROTECTIONS DU POSTE ELECTRIQUE 66/30 KV DE ZARZAITINE

Mémoire soutenu publiquement le 28 Juin 2017 devant le jury composé de :

M M. AOUES

MACA, UMMTO, Président

M H. BESSAI

MACA, UMMTO, Rapporteur

M K. HADJ SAID

MACA, UMMTO, Examineur

M A. MIOUAT

MACA, UMMTO, Examineur

Remerciements

Nous rendons grâce à dieu de nous avoir donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

Nous tenons à remercier notre encadreur Mr : BESSAI Hamza, pour son précieux conseil et son aide durant toute la période du travail.

Nos vifs remerciements vont également Mr : HADJ Said, pour l'intérêt qu'il a porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par ses propositions.

Nous adressons aussi nos plus sincères remerciements à tous nos proches et amis, qui nous ont toujours encouragés au cours de la réalisation de ce mémoire. Nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Merci à tous et à toutes.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

Aux êtres les plus chers à mon cœur

Mon père, Ma Mère.

A ma belle femme pour leur soutienmoral.

A mes enfants Zidane &Chanez.

A toute ma famille.

A tous mes professeurs.

*Sans oublier mes très chères amis & collègues
de travail du groupement Sonatrach-Sinopec,*

Belkacem

*Je dédie ce travail à ma famille : Mes parents, ma
sœur, mes frères, mes oncles, qui m'ont
accompagné, aidé, soutenu et encouragé tout au
long de la réalisation de ce mémoire.*

Karim

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I : généralités sur les postes de transformation et les réseaux électriques	
I. Introduction	2
II. Constitution des réseaux électriques.....	2
II.1. la production d'énergie électrique	2
II.2. transport et distribution d'énergie électrique	3
III. Les postes de transformation HTB/HTA	7
III.1. Simple antenne.....	8
III.2. Double antenne	8
III.3. Double antenne avec double jeu de barres	9
IV. Réalisation d'un poste de transformation HTB/HTA	10
IV.1. Les transformateurs.....	11
IV.2. disjoncteurs	14
IV.3. sectionneurs	16
IV.4. les parafoudres et les éclateurs	17
IV.5. le circuit bouchon	18
IV.6. jeu de barres	19
IV.7. les auxiliaires	19
V. Conclusion	20
Chapitre II: présentation du poste de Zarzaïtine.	
I. Introduction	21
II. Présentation du champ pétrolier Zarzaïtine	21
II.1 Situation géographique	21
II.2. Les différentes unités du champ Zarzaïtine	21
III. Présentation du poste électrique	22
III.1 Schéma unifilaire du poste	22
III.2. Définition et fonctionnement du poste	23
IV. Techniques de réalisation d'un poste GIS	25
IV.1. Construction	25
IV.2. Montage du GIS	26
IV.3. Propriétés du gaz SF6	26

IV.4. Durée de vie des GIS	26
IV.5. Avantages des postes GIS	26
V. Entretien de l'installation du poste	27
V.1. Défauts et leurs causes	27
V.2. Différentes opérations d'entretien	28
VI. Conclusion	28

Chapitre III: Etude des défauts probables dans le poste.

I. Introduction	29
II. Les défauts probables dans les postes HTB/HTA	29
II.1. Les courts-circuits	29
II.2. Surcharge	31
II.3. Surtension	31
III. Calcul des courants de court circuit	32
III.1. Calcul des courants de court circuit avec la méthode des impédances	33
III.2. Méthode de calcul à l'aide des composantes symétriques (CEI60909)	37
III.3. Application sur le poste	43
IV. Conclusion	43

Chapitre IV: protection du poste.

I. Introduction	44
II. Critères de choix d'un plan de protection	44
III. Dimensionnement des protections	46
III.1. Disjoncteur et Sectionneur	46
III.2. Transformateur de Courant	49
III.3. Transformateur de Tension	51
III.4. Le choix des parafoudres	52
IV. Présentation des différentes protections du poste	54
IV.1. Les protections dans la partie 66kV	54
IV.2. Les protections du transformateur	61
IV.3. Les protections dans la partie 30kV	70
V. Conclusion	73
Conclusion générale.....	74

Liste des figures

Fig I- 1: structure d'un réseau mallée.	3
Fig I- 2: structure d'un réseau bouclé.....	4
Fig I- 3: structure d'un réseau arborescent.	4
Fig I- 4: poste ouvert.	5
Fig I- 5: poste blindé.	6
Fig I- 6: poste mixte.	7
Fig I- 7: alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB.	8
Fig I- 8: alimentation double antennes d'un poste de livraison HTB.....	9
Fig I- 9: alimentation double antennes – double jeux de barres d'un poste de livraison HTB.	10
Fig I- 10: les éléments principaux constituant un poste de transformation.	11
Fig I- 11: un transformateur de puissance.	12
Fig I- 12: transformateur de tension.....	13
Fig I- 13: transformateur de courant dans un poste électrique.	14
Fig I- 14: disjoncteur.....	16
Fig I- 15: sectionneurs.....	17
Fig I- 16: parafoudre.	18
Fig I- 17: circuit bouchon.	19
Fig II- 1: situation géographique du champ pétrolier de Zarzaïtine.....	21
Fig II- 2: schéma simplifié du poste de Zarzaïtine 66/30 kV.	22
Fig II- 3: le poste GIS au niveau du champ de Zarzaïtine.	25
Fig III- 1: représentation schématique des types de court-circuit.....	30
Fig III- 2: représentation vectorielle des différentes composantes symétriques.	38
Fig III- 3: la construction géométrique des courants.	38
Fig III- 4: variation du facteur κ en fonction de R/X	41
Fig III- 5: facteur μ pour le calcul du courant de court circuit coupé I_b	42
Fig III- 7: facteurs $\lambda_{\max}$ et $\lambda_{\min}$	42
Fig III- 6:facteurs $\lambda_{\max}$ et $\lambda_{\min}$	42
Fig III- 8: schéma équivalent du poste.....	43
Fig IV- 1: modèle d'un plan de protection.	45
Fig IV- 2: pourcentage de la composante apériodique (%DC) en fonction de l'intervalle de temps (τ).....	48
Fig IV- 3 : Relais Buchholz.	62
Fig IV- 4 : Éclateurs placés sur les pôles HT.	63
Fig IV- 5: Protection de masse cuve.	64
Fig IV- 6 : les entrées et les sorties du relais SPAD345C.....	66
Fig IV- 7 : l'interface du module de relais différentiel SPCD3D53	67

Fig IV- 8: Présentation des cellules unigear ZS 3.2	70
Fig IV- 9: Instruments de mesure TC et TT.	71
Fig IV- 10: disjoncteur du panneau type Unigear ZS3.2	72
Fig IV- 11: schéma globale qui représente le système de protection.	73

Liste des tableaux

Tableau II. 1 : caractéristique des chargeurs batteries.	24
Tableau II. 2: caractéristiques techniques du transformateur TSA.	24
Tableau III. 1: Les valeurs de la tension de court circuit Ucc.	34
Tableau III. 2: les valeurs de la résistivité des différents matériaux utilisés.	34
Tableau III. 3: valeurs des réactances des alternateurs en %.	35
Tableau III. 4: réactances en % des moteurs et compensateurs synchrones.	36
Tableau III. 5: caractéristiques homopolaires des différents éléments de réseau.	39
Tableau III. 6: valeur de facteur de tension C.	40
Tableau III. 7: valeurs des modules des courants de court-circuit en fonction des impédances du réseau concerné.	40
Tableau IV. 1: Niveaux d'isolement assignés pour les tensions assignées.	46
Tableau IV. 2: les classes de précision pour les TT de mesure.	52
Tableau IV. 3: tension maximale d'amorçage au choc et tensions résiduelles.	53
Tableau IV. 4: caractéristiques du transformateur de tension VTO partie 66 KV.	55
Tableau IV. 5: Caractéristiques du transformateur de courant partie 66 KV.	55
Tableau IV. 6: sectionneur rapide de mise à la terre.	56
Tableau IV. 7: Moteur à aimant permanent.	56
Tableau IV. 8: caractéristiques du disjoncteur partie 66 KV.	57
Tableau IV. 9: caractéristique du moteur universel VSA.	58
Tableau IV. 10: caractéristique du moteur compound VCD.	58
Tableau IV. 11: caractéristiques technique du parafoudre.	59
Tableau IV. 12: les caractéristiques du transformateur de puissance utilisé.	61
Tableau IV. 13: caractéristique de fonctionnement de relais différentiel SPCD3D53.	69
Tableau IV. 14: Caractéristiques du transformateur de tension partie 30 KV.	71
Tableau IV. 15: Caractéristiques du transformateur de courant partie 30 KV.	71
Tableau IV. 16: caractéristiques du disjoncteur 30 kV.	72

Introduction

Introduction Générale :

Les systèmes d'énergie électrique se sont développés avec une grande rapidité au cours de la deuxième partie du XX siècle, ces systèmes sont devenus importants dans toutes les branches de l'économie moderne.

Comme la demande en énergie électrique a augmenté, les systèmes d'alimentation sont devenus très complexes et difficiles à contrôler.

La propriété essentielle de ces systèmes complexes est qu'ils doivent assurer la fourniture d'électricité aux consommateurs et continuer à fonctionner d'une manière satisfaisante même lorsqu'une perturbation aléatoire est produite.

Le transport d'énergie électrique est assuré par des lignes hautes tensions, et la distribution par les postes de transformations électriques qui sont soumises à plusieurs perturbations dues à des phénomènes différents. Afin de maintenir la continuité de service il faut chercher un moyen rapide qui assure la localisation et l'isolation de ces défauts.

Depuis longtemps la classification et l'identification des défauts dans les lignes de distribution et les postes de transformation ont connus plusieurs problèmes. Après la fin de vingtième siècle la révolution de la technologie numérique et l'application du microprocesseur sont introduites pour développer les méthodes d'identification des défauts dans leurs formes numériques, puis de les éliminer en donnant un ordre d'ouverture aux matériels de protection (disjoncteur, sectionneur...).

Un bon dimensionnement et une bonne étude du poste va nous permettre d'assurer la stabilité et la continuité de service qui sont des facteurs importants dans les estimations de fiabilité d'un tel ou tel poste.

Dans notre étude sur le dimensionnement d'un poste 60/30 KV on va s'intéresser à l'étude générale sur les différents éléments le constituant, pour cela on va suivre la structure suivante dans la présentation de notre mémoire :

- _ Généralités sur les postes de transformation et les réseaux électriques.
- _ Présentation du poste électrique de Zarzaitine 60/30KV.
- _ Etudes des défauts probables dans le poste.
- _ Protection du poste.

Notre travail se termine par une conclusion générale et des perspectives.

Chapitre I :

***Généralités sur les postes de transformation
et les réseaux électriques***

I. Introduction :

Pour que chacun de nous puisse bénéficier de l'énergie électrique il faut utiliser les réseaux électriques, qui assurent le transport et la distribution de l'énergie électrique jusqu'au consommateur final.

L'un des éléments essentiel qu'on trouve est le poste de transformation HTB/HTA qui permet de transformer une tension électrique afin de faciliter le transport avec moins de pertes et en toute sécurité.

Notre objectif dans ce chapitre est basé sur la présentation des réseaux électriques d'une manière générale, et particulièrement les postes de transformations HTB/HTA.

II. Constitution des réseaux électriques:

II.1. la production d'énergie électrique : [1]

Le réseau électrique est alimenté par les centrales de production d'énergie électrique, donc pour satisfaire le besoin énergétique il faut installer plusieurs centrales, qui sont classées, selon l'endroit où elles sont construites et selon l'énergie transformée en énergie électrique.

• Les différentes centrales de production d'énergie électriques :

_ Les centrales hydroélectriques qui sont construites soit à accumulation soit au fil de l'eau.

_ Les centrales éoliennes qui tirent leurs énergies du vent, utilisent différentes techniques selon les groupes utilisés (des groupes asynchrones, des groupes synchrones à aimants permanents ou des groupes à courant continu débitant sur un onduleur) pour exploiter ce vent et le transformer en énergie électrique.

_ Les centrales solaires où on cite deux types, une à base des panneaux solaires pour échauffer l'eau et créer la vaporisation, et une autre à base des cellules photovoltaïques qui génèrent une tension contenu.

_ Les centrales à combustibles fossiles, utilisant du pétrole, du charbon ou du gaz naturel pour créer l'évaporation d'eau puis entraînant un alternateur par l'intermédiaire d'une turbine.

_ Les centrales nucléaires qui transforment une réaction chimique qui est la fusion de l'uranium en énergie électrique à partir d'un alternateur à pôles lisses.

_ Ils existent aussi des centrales à cycle combiné qui combinent une turbine à combustion à base de l'air comprimé et une turbine à gaz pour produire premièrement des gaz d'échappement entraînant la turbine à combustion, ces

gaz continuent leurs cycle pour échauffer l'eau et produire des vapeurs entraînant ainsi une autre turbine.

A la sortie de chaque centrale on trouve un transformateur élévateur pour transporter l'énergie sous un voltage important et un minimum de courant, en effet pour des grandes distances on risque d'avoir des chutes de tensions engendrées par les pertes par effet joule qui dépendent de courant.

II.2. transport et distribution d'énergie électrique : [2]

Le transport d'énergie électrique se fait en haute tension et la distribution en basse tension ou en moyenne tension, l'énergie donc est conduite à travers des lignes de transports, passant par des postes de transformation, avec une structure de réseau adapté sur l'échelle internationale, nationale et régionale.

II.2.1. structure des réseaux électriques :

Ce qui conduit à choisir une structure d'un réseau électrique c'est bien les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation, ainsi que les considérations économiques.

- **Les réseaux de transport et d'interconnexion :**

Les réseaux de transport et d'interconnexion sont capables de transporter des grandes puissances, pour cela il est obligatoire d'utiliser des lignes de fortes capacités de transport et une structure maillée pour assurer la continuité de service même s'il y a une perte de n'importe quel élément du réseau.

L'interconnexion est à l'échelle internationale dans le but d'assurer une alimentation électrique dans les endroits stratégiques.

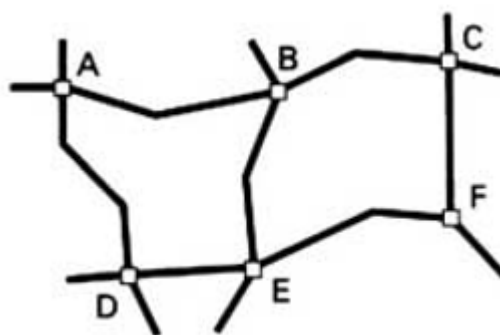


Fig I- 1: structure d'un réseau maillé.

- **Les réseaux de répartition :**

Les réseaux de répartition sont à caractère régional, alimentant une structure bouclée via des transformateurs ou des centrales de moyennes puissances, ils sont exploités soit en boucle fermée soit en boucle ouverte. Certaines alimentations se font en antenne comme le poste G présenté dans la

figure ou en piquage entre deux nœuds (postes) comme le poste H de la figure suivante.

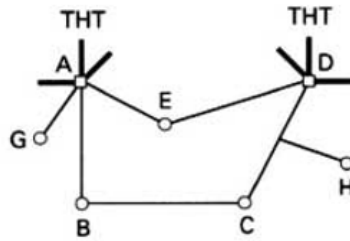


Fig I- 2: structure d'un réseau bouclé

- **Réseaux de distribution :**

Ce sont des réseaux moyennes tension assurant l'alimentation des différents utilisateurs avec un niveau de tension adapté au client (industrie, villes,... etc).

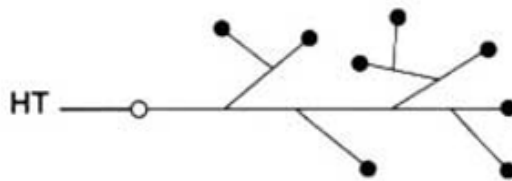


Fig I- 3: structure d'un réseau arborescent.

II.2.2. les lignes du transport : [3]

Elles sont utilisées pour assurer la liaison entre les différents nœuds et la distribution de l'énergie, elles peuvent être :

- **Lignes aériennes**

- Conducteurs en cuivre ou en aluminium pour le transport d'énergie.
- Pylônes pour la suspension des conducteurs.
- Isolateurs en verre ou en céramique (forment une chaîne isolatrice) pour isoler les conducteurs et les pylônes en toute sécurité

- **Lignes souterraines**

- Les câbles électriques qui constituent des conducteurs qui sont protégés par une isolation réalisée avec de la porcelaine et du papier imprégné.

- Les boîtes de jonction pour effectuer des jonctions ou des dérivations des câbles.

II.2.3. Les postes de transformation et d'interconnexion

Les postes électriques sont des parties essentielles d'un réseau électrique, ils font la fonction de relier deux réseaux avec deux tensions différentes pour faciliter le transport et la consommation d'énergie électrique, on peut les classer suivant leurs type, leurs famille et la fonction qu'elles réalisent.

- **Types de postes [3]**

- ✓ **Postes d'interconnexion** : c'est une interconnexion qui peut se faire à l'échelle nationale et internationale.

Donc le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques HT.

- ✓ **Postes de transformation** : dont on cite :

Les postes abaisseurs de niveau de tension (HTB/HTA et HTA/BT) pour distribuer l'énergie électrique aux consommateurs que se soit industriels ou clients résidentiels.

Les postes éleveurs de niveau de tension (postes de sortie de la centrale) pour la transmission de l'énergie électrique en HT ou THT afin d'éviter les pertes par effet joule.

- **Familles des postes : [3]**

- ✓ **Postes ouverts**

Ou poste ASI (Air Insulated Switchgear), dans ce poste l'isolation est assurée par l'air et la pression atmosphérique, les distances de sécurité sont obligatoirement définies pour éviter toutes sortes de défaut. Ces postes occupent un grand espace.



Fig I- 4: poste ouvert.

✓ Postes blindés

Ou postes GIS (Gas Insulated Switchgear), ils ont l'avantage d'espace par rapport aux postes ouverts, la technique est de remplacer l'isolation par l'air par un autre isolant qui est un gaz composé de l'hexafluorure de soufre **SF6** (lourd, inodore, incolore, stable et ininflammable). Ce gaz est comprimé à 3.5 bars et obtenu dans des enveloppes en aluminium étanches et reliées à la terre.



Fig I- 5: poste blindé.

La réalisation d'un tel ou tel poste dépend de l'endroit où on doit réaliser le poste, comme par exemple les zones très chaudes ou les zones très froides dont on construit des postes blindés.

✓ Postes mixtes : c'est la composition entre les deux postes précédents.

Ils assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.



Fig I- 6: poste mixte.

III. Les postes de transformation HTB/HTA : [4]

Les postes de transformation HTB/HTA ont une puissance supérieure à 10 MVA, ces postes sont raccordés à l'extrémité de réseau de distribution HTB d'une part et d'autre part, à la borne aval du transformateur HTB/HTA

Ce poste de transformation comporte des disjoncteurs et des sectionneurs pour la protection du poste ainsi que des transformateurs HTB/HTA pour transformer la tension HTB à une tension HTA.

Dans ce qui suit on va présenter les schémas électriques des postes les plus couramment rencontrés :

III.1. Simple antenne :

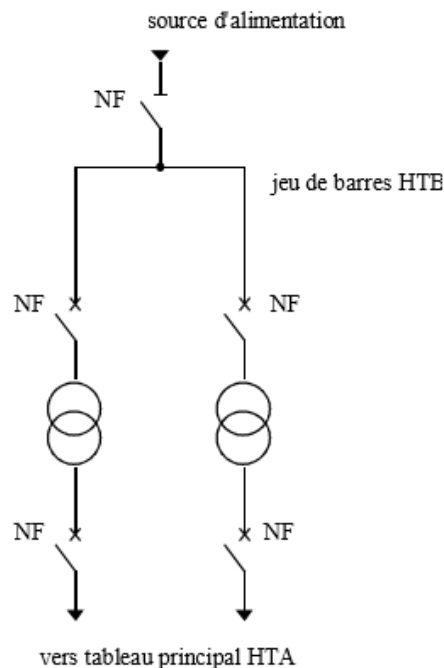


Fig I- 7: alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB.

Ce poste a comme avantage le coût minimal de réalisation, et il a comme inconvénient la faible disponibilité

III.2. Double antenne :

Mode d'exploitation :

Normal : tous les disjoncteurs ainsi que le sectionneur de couplage sont fermés, les transformateurs sont donc alimentés par les deux sources simultanément.

Perturbé : en cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité d'alimentation

Avantages : - dans le cas où la source peut alimenter tout le réseau, on peut dire qu'il y a une bonne fiabilité.

- Maintenance possible de jeu de barre, avec fonctionnement partiel de celui-ci.

Inconvénients : - c'est une solution coûteuse par rapport au poste simple antenne.

- ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

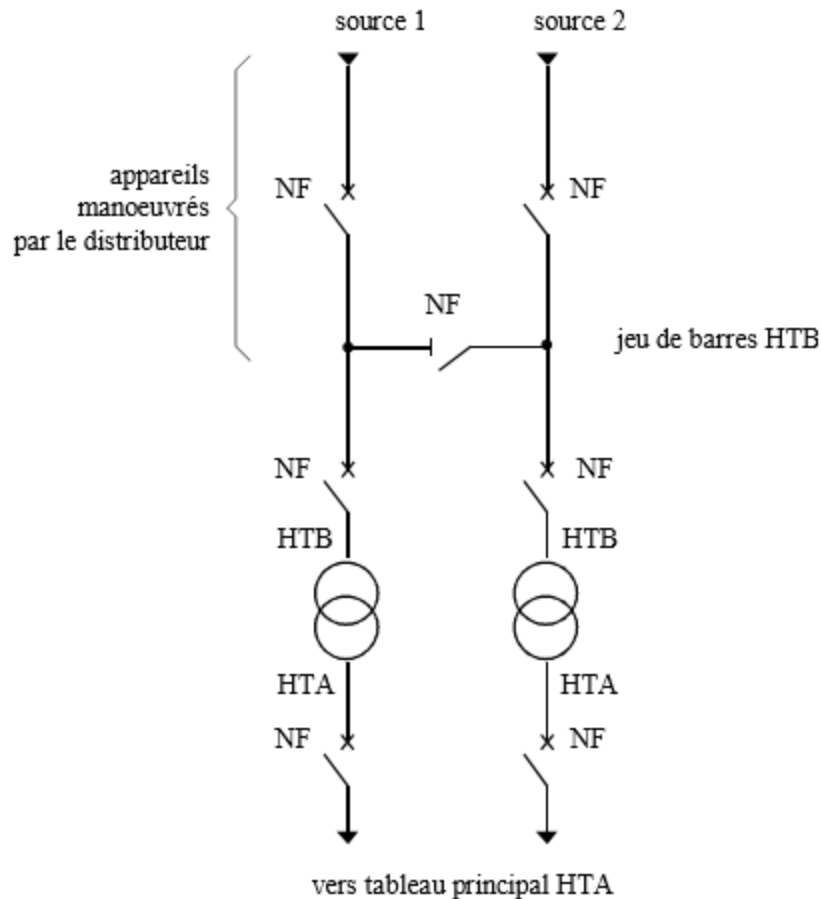


Fig I- 8: alimentation double antennes d'un poste de livraison HTB.

III.3. Double antennes avec double jeu de barres :

Mode d'exploitation :

Normal : La source 1 alimente, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.

La source 2 alimente, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.

Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

Perturbé : En cas d'une perte de source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

En cas de défaut sur un jeu de barres ou maintenance de celui-ci, le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

Avantages : _ Bonne disponibilité d'alimentation

- Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges pour la maintenance des jeux de barres.
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure

Inconvénients : surcoût important par rapport aux deux solutions précédentes

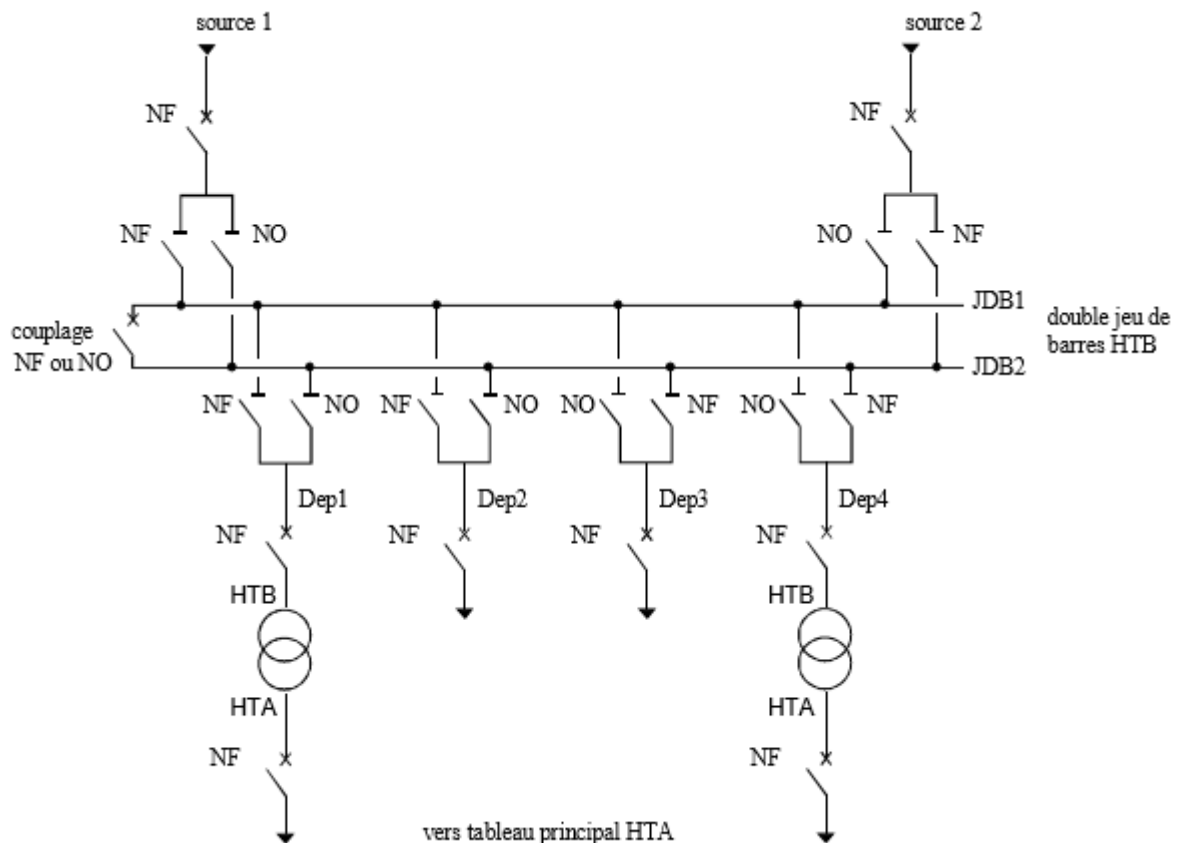


Fig I- 9: alimentation double antennes – double jeux de barres d'un poste de livraison HTB.

IV. Réalisation d'un poste de transformation HTB/HTA

Pour assurer le bon fonctionnement des postes électriques, les constructeurs doivent mettre en service les différents matériels qui garantissent l'option de transformation, de sécurité et de la continuité de service.



Fig I- 10: les éléments principaux constituant un poste de transformation.

IV.1. Les transformateurs

IV.1.1. Transformateurs de puissance : [5]

Dans les postes de transformations HTB/HTA le transformateur joue le rôle d'abaisseur de tension et d'élévateur de courant, la puissance donc reste constante, c'est pour quoi on les appelle transformateurs de puissance, sa structure est un peu compliqué d'où son coût élevé, la constitution de ces transformateurs se résume en générale par :

- ✓ Les enroulements primaires et secondaires : ici le nombre de spires dans l'enroulement primaire est plus important que ceux de l'enroulement secondaires, et la section de fil dans l'enroulement secondaire est plus importante que celle dans l'enroulement primaire.

L'enroulement peut être connecté en étoile ou en triangle.

Le refroidissement de ces enroulements est assuré par un diélectrique liquide qui est l'huile.

- ✓ Le noyau sur lequel les enroulements sont placés, il est formé par des tôles magnétiques en alliages fer silicium avec une teneur en silicium qui peut aller jusqu'à 3%, l'empilage des couches d'aciers qui sont isolées par du vernis forme le circuit magnétique. Le noyau est construit de cette façon pour éviter les pertes par courant de Foucault.
- ✓ La cuve a pour rôle d'évacuer la chaleur à partir de ces ailettes et de supporter le poids, donc on utilise des calculs thermiques et mécaniques pour la dimensionner.

- ✓ La façade extérieure de la cuve : plusieurs pièces sont placées ici telle que les isolateurs de sortie des phases et des enroulements ainsi que le réservoir d'huile et le tube d'évacuation.

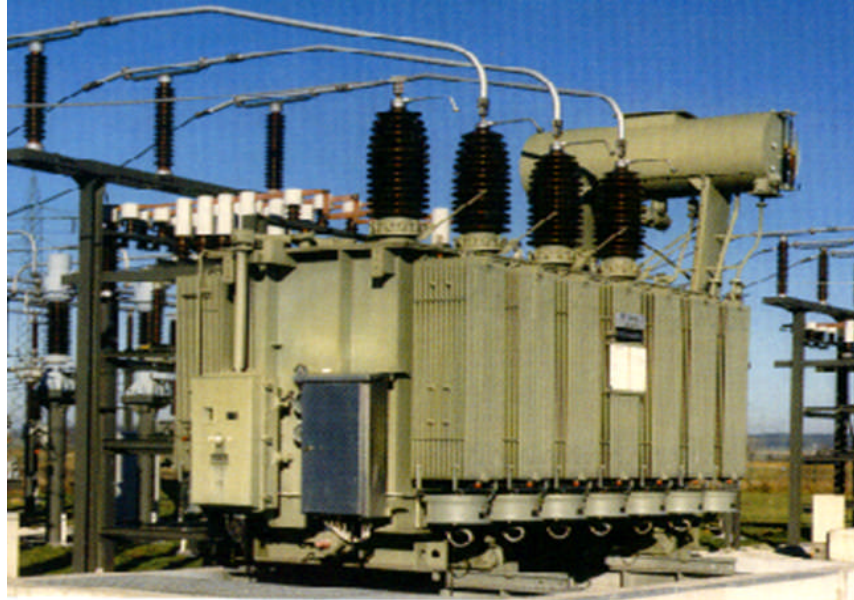


Fig I- 11: un transformateur de puissance.

IV.1.2. Transformateurs de mesure

En dehors des transformateurs de puissances, les principaux composants sont notamment les transformateurs de mesure.

- **Transformateurs de tension TT : [6] [7][8]**

Ils doivent transmettre la tension primaire aux systèmes de contrôle, commande, de protection et de mesure avec suffisamment de précision, c'est pour quoi il est nécessaire de contrôler le rapport de transformation et sa polarité et mesurer sa charge.

La ligne haute tension est branchée sur le primaire pour alimenter les appareils de mesures (voltmètre, wattmètre) à partir de secondaire de ce transformateur qui donne l'image des tensions de la ligne haute tension avec une valeur réduite facile à mesurer, en plus de ça le TT isole les appareils de mesure de la haute tension.

Il existe plusieurs types de transformateur de tension :

- Transformateur de tension inductif
- Transformateur de tension capacitif

- Transformateur de tension électro-optique qui utilise l'effet de Pockels ou l'effet de Faraday.
- Transformateur de tension piézo-optique avec un capteur qui est un cristal aux propriétés piézoélectriques qui se déforme sous l'influence de la tension. Le capteur est isolé dans du SF6.

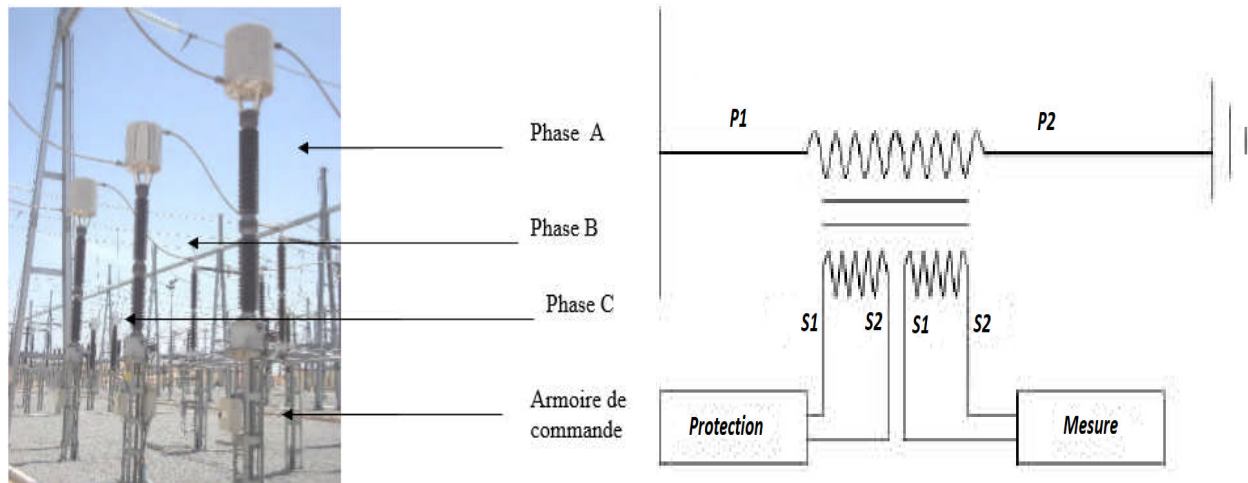


Fig I- 12: transformateur de tension.

• Transformateurs de courant TC : [6] [7]

L'utilisation de ce transformateur est indispensable pour des raisons de sécurité, en fait aucune personne ne pourrait s'approcher pour faire la mesure pour des grands courants.

Les TC doivent transformer le courant primaire au secondaire nécessaire aux systèmes de contrôle commande et mesure, le courant secondaire doit être précis en terme de polarité, d'amplitude et de phase pour permettre un comptage précis et le bon fonctionnement des systèmes de protection. Ils doivent pouvoir mesurer sans saturer les forts courants de défaut pour les systèmes de protection, et doivent être précis dans la plage des courants d'exploitation.

Selon la commission électrotechnique internationale le TC est un transformateur de mesure dans laquelle le courant secondaire est dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions.

On distingue deux types de transformateurs de courants TC :

- Le transformateur de courant de type tore : le primaire est constitué par le simple conducteur de ligne équivalent à une spire primaire traversant l'anneau sans le toucher, et le secondaire est un enroulement bobiné sur le tore. Il est utilisé dans les réseaux MT où le courant dépasse les 100 A.
- Le transformateur de courant à double enroulements : on le trouve soit à double enroulements primaires qui est obtenu par couplage série ou parallèle des enroulements primaires, soit à double enroulements secondaires qui sont montés sur deux circuits magnétiques indépendant, l'un d'eux est fait pour l'alimentation des circuits de comptage et l'autre pour l'alimentation des circuits de protection.

NB : ne jamais laisser un TC sur circuit ouvert lorsque le primaire est alimenté, pour éviter la saturation de noyau qui peut être causé par le courant de ligne qui devient le courant d'excitation du transformateur, ce dernier qui est de 100 à 200 fois plus grand que la normale. S'il est nécessaire de retirer un instrument raccordé au secondaire, il faut auparavant mettre le secondaire en court-circuit et ensuite retirer l'instrument.



Fig I- 13: transformateur de courant dans un poste électrique.

IV.2. disjoncteurs : [1]

- ✓ Selon la définition de la commission électrotechnique internationale CEI, un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courant sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) dans :

- Des conditions normales de service, pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique.

- Des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit, et les conséquences de la foudre.

- ✓ Les disjoncteurs utilisés dans les postes de transformation HTB/HTA sont caractérisés par :

- Un pouvoir de coupure élevé afin de pouvoir couper le courant de défaut.

- Tension assignée

- Niveau d'isolement assigné

- Courant assigné en service continu

- Tension assignée d'alimentation des circuits auxiliaires

- séquences de manœuvre assignées

Les disjoncteurs permettent de contrôler le flux d'énergie en coupant ou en établissant les courants. En position ouvert ils doivent assurer l'isolement sur la distance de communication entre les phases, par contre en position fermé ils doivent permettre la circulation de l'énergie en minimisant les pertes.

Différentes technologies de disjoncteur sont utilisées, en fonction de l'application, l'interruption des courants se produit dans des chambres de coupure :

- Chambre de coupure à air.

- Chambre de coupure à huile.

- Chambre de coupure à gaz SF₆.

Les disjoncteurs peuvent recourir à des systèmes de contacts avec contacts principaux et contacts d'arc :

- Les contacts principaux permettent de conduire le courant nominal sans pertes.

- Les contacts d'arc peuvent couper les courts-circuits en minimisant l'érosion due aux arcs.

L'élément de coupure est généralement actionné mécaniquement par un dispositif emmagasinant de l'énergie. L'énergie pour ouvrir ou fermer les contacts est stockée dans un ressort ou dans un dispositif hydraulique ou pneumatique. L'énergie emmagasinée est libérée par un signal d'ouverture ou de fermeture, le signal de commande active les bobines de déclenchement ou

d'enclenchement et libère le mécanisme d'entraînement qui s'ouvre ou se ferme.

Donc les principaux composants d'un disjoncteur haute tension sont la chambre et le mécanisme de coupure.

La durée de vie des disjoncteurs est influencée par :

- Les contraintes thermiques imposées par les courants de charge provoquant la corrosion et l'oxydation.
- L'interruption des courts-circuits.
- Les contraintes environnementales telles que la température, l'humidité ou la poussière qui endommagent les liaisons mécaniques.



Fig I- 14: disjoncteur.

Le déclenchement sur défaut est réalisé automatiquement par l'intermédiaire d'une chaîne de protection (TC, TT, relais, déclencheur...).

IV.3. sectionneurs : [1]

Les sectionneurs doivent avoir de bons contacts pour permettre aux courants nominaux de circuler avec minimum de pertes.

Les sectionneurs n'ont aucun pouvoir de coupure, ils permettent de séparer et d'isoler deux conducteurs tout en assurant une distance de sécurité pour qu'un opérateur puisse effectuer des opérations de maintenance sans risque de choc électrique.

La manœuvre de sectionneur se fait lorsqu'il n'est pas parcouru par un courant, elle peut être effectuée soit manuellement, soit par commande électrique.

On peut trouver plusieurs types de sectionneurs dans un poste électrique :

- Le sectionneur de terre (ST) ou sectionneur de mise à la terre (MALT) qui sont des interrupteurs de sécurité qui isolent un circuit et qui, grâce à leur mise à la terre, empêchent l'apparition de toute tension sur une ligne pendant les réparations.
- Le sectionneur de ligne (SL) qui permet d'isoler la ligne du disjoncteur afin d'intervenir au niveau du disjoncteur sans risque.
- Le sectionneur de barre (SB) quant à lui, assure l'isolement entre le jeu de barre et le disjoncteur lors d'une maintenance sur le transformateur.

Le sectionneur doit être capable de supporter, le courant de charge et de court circuit, les surtensions de foudre ainsi que les conditions climatiques.



Fig I- 15: sectionneurs.

IV.4. les parafoudres et les éclateurs :

Ce sont des appareils de protection des réseaux à courant alternatif contre les surtensions dues à la foudre. Leurs objectifs sont d'assurer que le niveau d'isolement au choc des différents éléments du poste ne soit pas dépassé. Son principe est de créer un circuit de dérivation à la terre, permettant ainsi l'écoulement du courant de foudre, par amorçage ou conduction. Deux types d'appareils sont utilisés pour limiter la tension : l'éclateur, plus ancien, et le parafoudre qui tend à le supplanter dans de nombreuses applications.

IV.4.1. Les éclateurs : [9] ces dispositifs fonctionnent en amorçage, ils sont utilisés en raison de leurs simplicités, de leur faible prix et la possibilité de réglage de la tension d'amorçage. Mais ils présentent des inconvénients importants dont on cite :

- Une assez grande dispersion de sa tension d'amorçage (jusqu'à 40%).

- Un retard à l'amorçage en fonction de la surtension.
- Un amorçage sensible aux influences externes comme les conditions atmosphériques.
- Ils créent un front d'onde coupé, très raide pouvant détruire les enroulements situés à proximité.

L'éclateur est un moyen excellent pour la protection des isolateurs dans l'air, mais il est moins adapté à la protection des autres matériels (transformateurs, câbles ...etc).

Pour faire face à ces inconvénients il est conçu d'utiliser les parafoudres.

IV.4.2. Le parafoudre : [9] est un semi-conducteur à résistance non linéaire qui peut aller de ($m\Omega$) à quelques (Ω), il est en général en oxyde de zinc ; dont les caractéristiques sont bien maîtrisés, le principe de fonctionnement est le même que celui d'un éclateur mais il a une meilleure protection du transformateur puisque il contrôle mieux la tension, et n'engendre aucun courant de fuite, comme il réagit directement pour conduire les courants de défauts à la terre.

Dans les postes sources, les parafoudres sont installés sur les entrées de lignes HTB, sur les remontées aéro-souterraines des lignes HTA, sur les bornes HTB des transformateurs, et sur les grilles HTA.



Fig I- 16: parafoudre.

IV.5. le circuit bouchon : [10]

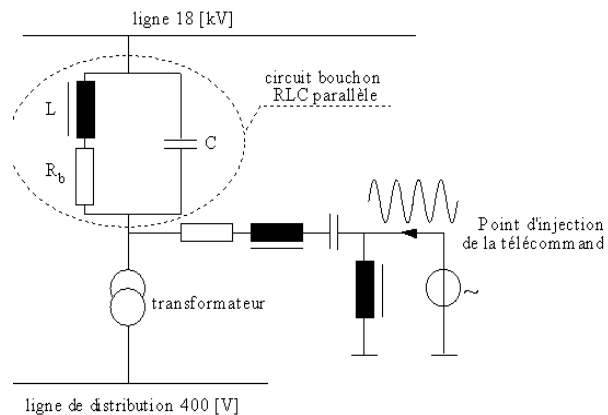
On dispose un circuit bouchon au point de connexion pour empêcher les fréquences de télécommande de remonter dans l'interconnexion et pour éviter la propagation des signaux en dehors de la ligne.

Il est constitué par un circuit d'inductance et d'un condensateur pour assurer le couplage, ses composants sont dimensionnés pour supporter le

courant nominal et le courant de court-circuit du réseau. Tout ça on y injecte les conversations téléphoniques et les transitions de mesures pour assurer la communication et la commande (dispatchings et ordre de fonctionnement de certains appareils) des différents postes.



a) Vu externe



b) schéma interne

Fig I- 17: circuit bouchon.

IV.6. jeux de barres : [10]

Ils assurent l'alimentation et la répartition d'énergie. Ils sont généralement des barres plates ou des tubes creux en cuivre ou en aluminium, la section nécessaire des barres se détermine en fonction des courants d'utilisation, de l'indice de protection et de la contrainte thermique de court-circuit. Dans un poste électrique plusieurs jeux de barres connectés en parallèle permettent de faire la maintenance des jeux de barres sans mettre le poste entier hors tension.

IV.7. les auxiliaires : [3]

Tous les composants des postes électriques sont raccordés aux systèmes de protection, contrôle et commande (compteurs, automates et relais de protection) qui sont des services auxiliaires, en plus de ça on trouve d'autres auxiliaires pour compléter le service.

L'alimentation des services auxiliaires est assurée par un transformateur des services auxiliaires TSA qui est connectées aux grilles HTA des transformateurs HTB/HTA, aux départs HTA et aux tertiaires des transformateurs.

Les services auxiliaires assurent la distribution et parfois la production des différentes formes d'énergie (courant continu ou courant alternatif) dont il est nécessaire de disposer pour assurer le fonctionnement de l'appareillage haute tension.

Les services à assurer sont relatifs à l'alimentation:

IV.7.1. Les services auxiliaires à courant alternatif

- des moteurs des disjoncteurs.
- des motopompes de circulation d'huile.
- des circuits de chauffage des coffrets et armoires du matériel extérieur et des locaux.
- des redresseurs (chargeurs des batteries).
- des circuits d'éclairage des installations extérieures et des bâtiments.

IV.7.2. Les services auxiliaires à courant continu

- des équipements de conduite et de contrôle (protections, automates)
- des équipements de télécommunications.

L'alimentation des organes de commande, de contrôle et de protection doit être assurée par une source indépendante et ayant une réserve d'énergie suffisante pour palier les défaillances du réseau, et permettre la reprise de service.

Aussi les équipements essentiels peuvent éventuellement être secourus par un groupe électrogène. Le dimensionnement de ces éléments de secours et se fait après le calcul de bilan de puissance. [11]

V. Conclusion :

Dans ce chapitre on a donné un résumé général sur les réseaux électriques et les postes de transformations HTB/HTA, dont on a représenté les différentes structures qu'on peut trouver.

Dans les postes de transformation HTB/HTA, ce qui nous intéresse c'est la façon de transformer l'énergie, les éléments de protection et de mesure, ces éléments qui dépendent de certains auxiliaires pour avoir une grande souplesse lors de fonctionnement.

Après avoir eu une idée sur les postes de transformation, on peut passer à l'étude et le dimensionnement d'un poste de transformation électrique qui est situé au niveau de Zarzaïtine.

Chapitre II :
Présentation du poste de
Zarzaitine

I. Introduction :

Ce chapitre est principalement basé sur l'alimentation électrique du champ pétrolier de Zarzaïtine, les différentes structures du groupement Sonatrach - Sinope et ainsi que les techniques de réalisation des postes électriques GIS et les avantages de cette technique.

II. Présentation du champ pétrolier Zarzaïtine :

II.1 Situation géographique :

Le champ pétrolier de Zarzaïtine est situé dans le bassin sédimentaire d'ILLIZI à 1600 km au Sud- Est d'Alger à 35 km de l'Est de la commune d'In Amenas, à proximité de la frontière libyenne.

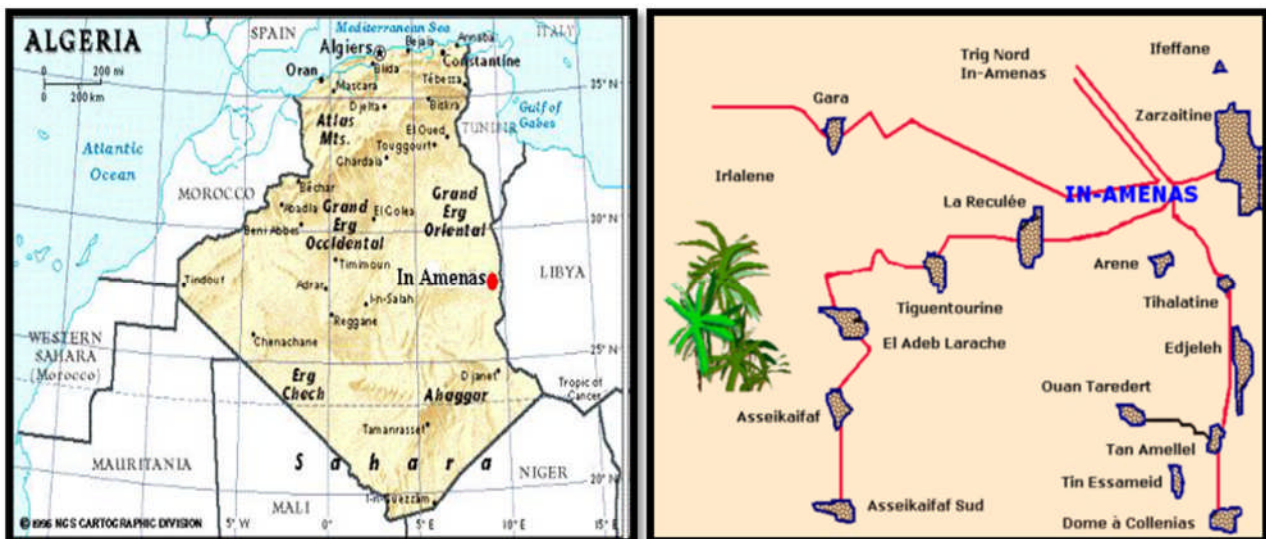


Fig II- 1: situation géographique du champ pétrolier de Zarzaïtine.

II.2. Les différentes unités du champ Zarzaïtine :

Le champ pétrolier Zarzaïtine se compose principalement des puits de pétrole, des puits d'eaux, des lignes (pipes) d'écoulement et des unités suivantes :

- ✓ Poste électrique GIS (Blindé) 66 /30 /5,5 KV
- ✓ Unité FGL : Unité de compression de gaz
- ✓ CTE/NCPIE : Centre de traitement et d'injection d'eau

- ✓ CPIE : Centre principal d'injection d'eau
- ✓ Centres de séparation pétrole, gaz et eaux
- ✓ C/4 : Centre de stockage d'huile (pétrole).

III. Présentation du poste électrique :

III.1 Schéma unifilaire du poste :

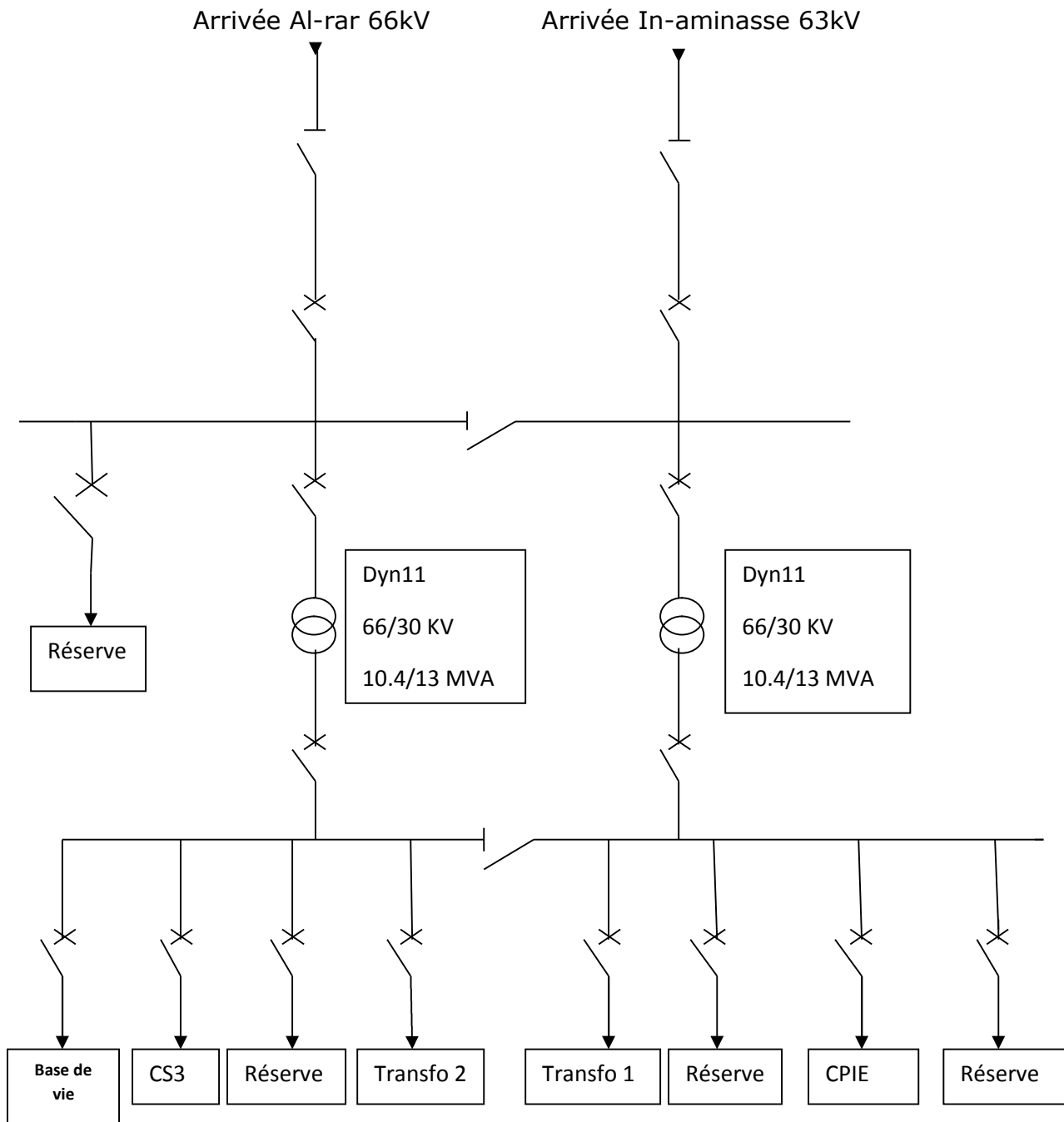


Fig II- 2: schéma simplifié du poste de Zarzaïtine 66/30 kV.

III.2. Définition et fonctionnement du poste :

Les installations de surface du champ pétrolier sont alimentées par un poste électrique sous enveloppe métallique (PSEM), parfois aussi dénommé poste blindé, qui est un poste dont l'isolation est réalisée par un gaz isolant (l'hexafluorure de soufre /SF6), et dont l'enveloppe métallique externe est mise à la terre.

Deux ligne 66 KV, l'une provient de la centrale d'ALRAR distante d'environ 63km de Zarzaïtine et l'autre de la centrale électrique d'In Amenas pour alimenter le poste électrique.

Dans l'étude du poste, la ligne 66 KV/ In Amenas peut être une arrivée ou un départ afin d'assurer une alimentation fiable des différentes installations électriques, très souvent cette ligne est utilisée comme un départ alimentant une grande partie de la ville In Amenas.

La ligne 66KV/ALRAR alimente deux demi-jeux de barres 66KV couplés par un disjoncteur de couplage situé dans le GIS. Les deux arrivées alimentent deux transformateurs 66/30KV de puissance, dont un est en stand-by. Le transformateur alimente deux demi-jeux de barres couplés par un disjoncteur AIS (Air insulated switchgear) qui alimentent plusieurs départs 30KV.

Il existe huit départs 30 KV dont trois en réserve, trois autres pour CPIE, CS4 et la base de vie, ainsi que deux autres départs alimentent deux transformateurs 30/5,5KV de puissance, dont un est en stand-by. Deux arrivées 5,5KV alimentent deux demi-jeux de barres couplés par un disjoncteur AIS (Air insulated switchgear) qui alimentent plusieurs départs 5,5KV, dont un alimente un transformateur 5,5/0,4KV de puissance qui alimente à son tour les auxiliaires du poste électrique tels que :

- Moteurs des disjoncteurs et des sectionneurs.
- Équipements de télécommunications.
- Deux unités HVAC de puissance (Climatisation du poste).
- Eclairage du poste.
- Deux UPS de puissance pour assurer le chargement des batteries et une alimentation sans interruption d'une partie prioritaire du poste tels que :

- L'éclairage de secours ;
- Système anti incendie ;
- Centrale de communication.

	Input	Output
Tension	380v	110v
Courant	67.8A	250A
Fréquence	50 Hz AC	- DC
Puissance apparente	44.5 KVA	- DC
Puissance absorbée	37 KW	27.5 KW

Tableau II. 1 : caractéristique des chargeurs batteries.

• **Caractéristiques du transformateur des services auxiliaires :**

Dans le dimensionnement du transformateur auxiliaire on doit tenir compte de la puissance apparente nominale, donc déterminer la puissance absorbée et la puissance d'utilisation de chaque récepteur.

$P_u = P_k \times K_u$; avec K_u : facteur d'utilisation qui s'applique sur les récepteurs qui n'absorbant pas la totalité de la puissance nominale (exp : pour les moteurs à 75% de consommation $K_u=0.7$)

Tension nominale au primaire	KV	5.5±2×2.5%
Tension nominale au secondaire	KV	0.4
Puissance nominale	KVA	315
Courant primaire	A	33.07
Courant secondaire	A	454.7
Fréquence	Hz	50
Couplage	-	Dyn11
Mode de refroidissement	-	AF
Estimation thermique d'isolation	-	F

Tableau II. 2: caractéristiques techniques du transformateur TSA.

IV. Techniques de réalisation d'un poste GIS : [12]

Fig II- 3: le poste GIS au niveau du champ de Zarzaïtine.

IV.1. Construction :

Le poste blindé se compose de plusieurs compartiments distincts, séparés par des isolateurs de cloisonnement étanches aux gaz. Conformément à la fonction attribuée à chaque pièce, certains compartiments sont aussi divisés en plusieurs parties.

Chaque compartiment est équipé de sa propre surveillance de densité et d'un branchement de gaz, les raccords de gaz et les raccords des dispositifs de contrôle de la densité sont équipés de soupapes de retenue afin d'éviter toute fuite de gaz.

Les postes GIS contiennent les mêmes composants d'un poste conventionnel, et se sont :

- ✓ Jeu de barres
- ✓ Disjoncteurs
- ✓ Sectionneurs /Sectionneurs de mise à la terre
- ✓ Transformateurs de puissance
- ✓ Transformateurs de courant/ Tension
- ✓ Parafoudre /Traversées isolées.

IV.2. Montage du GIS :[12]

Le raccordement des modules s'effectue de manière à faciliter les extensions ou les transformations ultérieures du GIS. Les isolateurs de cloisonnement étanches au gaz entre les compartiments à gaz limitent au maximum les conséquences des défauts sur les modules voisins.

IV.3. Propriétés du gaz SF6 :[12]

L'hexafluorure de soufre (SF6) remplit les critères nécessaires à l'isolation électrique, il a une excellente rigidité électrique et une bonne capacité de transfert thermique.

Il est également stable chimiquement inerte, non inflammable et non toxique ; le seul danger pour la santé est le risque de suffocation.

Sa température de décomposition est de 600° C, sa plage température d'utilisation pour les appareils électriques varie entre -30° C et 40° C.

Sa bonne rigidité électrique provient du fait que le SF6 est très électronégatif, il absorbe les électrons qui ne peuvent ainsi pas ioniser le gaz et ne peuvent pas mener à une décharge électrique.

Le SF6 a par ailleurs une propriété remarquable pour l'extinction des arcs électriques, il se décompose sous l'effet de l'arc et se recombine extrêmement rapidement permettant au gaz de retrouver sa rigidité électrique. Ses capacités d'isolation se régénèrent après un arc électrique.

IV.4. Durée de vie des GIS :

La plupart des GIS ont été conçus pour avoir une durée de vie de 25 à 30ans, de nos jours elle peut y'allier jusqu'à 40ans.

IV.5. Avantages des postes GIS :

Les postes blindés à isolation SF6 (GIS) requièrent uniquement 5% de l'encombrement des postes ouverts classiques. C'est pour cette raison que cette technologie représente une solution intéressante et économique pour les zones urbaines et les centres industriels. Le GIS est caractérisée par :

- ✓ Une excellente sécurité de fonctionnement
- ✓ Une grande fiabilité
- ✓ Une longue durée de vie
- ✓ L'absence d'entretien

- ✓ Un encombrement minimal
- ✓ Un faible poids
- ✓ Une conception modulaire
- ✓ Un montage rapide
- ✓ Une protection de terre sécurisée.

Pour ces raisons les postes GIS sont utilisés dans les espaces urbains ou industriels et dans toutes les zones où les problèmes de pollution sont importants (zones à haute activité).

Leurs compacités et la facilite d'installation en bâtiment permettent aux GIS de ne pas dégrader l'esthétique d'un lieu, de même dans les zones côtières ou en montagne les problèmes causés par le sel et la neige sont contournés.

L'installation d'un poste blindé est considérablement plus simple que celle d'un poste traditionnel et les postes GIS sont également silencieux.

Sur le matériel moderne, l'enveloppe métallique des GIS forme une cage de Faraday qui rend l'installation insensible aux interférences électromagnétiques extérieurs et inversement rend ses propres émissions nulles.

V. Entretien de l'installation du poste : [12]

V.1. Défauts et leurs causes :

La présence de particules métalliques dans un GIS réduit particulièrement ses propriétés d'isolation, elles sont issues à la fois de la fabrication et de l'assemblage des GIS, mais également des parties mobiles qui le composent, qui se déplacent dans les tubes et créent des décharges partielles quand elles s'approchent du conducteur, elles se chargent par la même occasion et se déplacent alors en fonction de la tension appliquée à l'installation, ce qui réduit son pouvoir isolant.

Pour limiter ce phénomène, des zones à faible champ électrique viennent capter les particules (pièges à particules).

La présence d'humidité dans le gaz est également à éviter, car il peut se condenser sur les surfaces isolantes et détériorer ses propriétés.

Les décharges partielles sont en général à éviter car elles entraînent un vieillissement accéléré de l'isolation.

V.2. Différentes opérations d'entretien :

L'exploitation des postes blindés n'est soumise à aucune influence due à l'encrassement, l'humidité et autres. C'est pour cela que le poste blindé nécessite très peu d'entretien tels que :

- Dépoussiérage du poste
- Contrôle de la densité de gaz par un capteur de densité :

La pression mesurée et la température relevée sont alors comparées à une valeur de consigne de la pression.

Le disjoncteur ne peut être commuté que lorsqu'il est soumis à une pression de service minimale de SF6 600kpa

- Contrôle du taux d'humidité par un Hygromètre
- Vérification d'étanchéité du poste par détecteur de fuites
- Mesure de la résistance des puits de mise à la terre du poste électrique
- Entretien des batteries :

Apport de l'eau distillée

Désulfatation des bornes de raccordement

- Des tests d'isolement des différents équipements du poste tels les disjoncteurs, les transformateurs de puissance, les protections, et mesure de la rigidité diélectrique des transformateurs.

Cette opération est effectuée chaque année par un organisme technique spécialisé en la matière (ENACT) comme garantie de sécurité des installations du poste auprès des organismes d'assurance.

VI. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons vu que le système GIS constitue une solution efficace en coûts, flexible et fiable pour des systèmes d'alimentation pour des régions à haute densité énergétique.

Chapitre III :
Étude des défauts probables dans le
poste

I. Introduction :

Dans les postes électriques le point le plus important qu'il faut prendre en compte pour faciliter la localisation des défauts c'est de calculer les courants de court circuit afin de dimensionner les différentes protections.

Ce chapitre sera consacré à la présentation des différents défauts, leurs origines et leurs caractéristiques, ainsi que la méthode de calcul des différents courants de court-circuit dans les différents points du réseau.

II. Les défauts probables dans les postes HTB/HTA :

Les postes de transformation HTB/HTA peuvent être le siège de plusieurs perturbations que l'on décrit selon leur caractéristiques et leur origines. Parmi ces perturbations, on cite, les courts-circuits, les surcharges et les surtensions.

II.1. Les courts-circuits :

On parle des courts circuits dans le cas où le courant peut atteindre des niveaux destructeurs pour l'appareillage du poste. Dans ce qui suit on va présenter les caractéristiques et les conséquences de ce phénomène.

II.1.1. Caractéristiques des courts circuits :

On peut caractériser les courts-circuits selon leurs origines, leurs durées et leurs types.

- **Origine des courts-circuits [13][7]:** l'origine des courts-circuits est susceptible de prendre diverses natures.
 - **Mécanique :** rupture du support d'un conducteur ou d'un isolateur, une liaison électrique entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur qui peut être un animal ou des branches conductrices.
 - **Conditions climatiques :** excès de chaleur et humidité qui sont la cause de dégradation des isolants, le vent et la neige qui pourront causer une liaison électrique entre deux conducteurs.
 - **Une erreur humaine :** à titre d'exemple ; mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes ou la fermeture par erreur d'un appareil de coupure.
- **La nature des courts-circuits :[7]** ils sont classés selon leur durée, pour cela il y a des cas qui nécessitent pas le déclenchement des appareils de protection, comme il y a des cas où le fonctionnement de ces appareils ou l'intervention du personnel est nécessaire.
 - **auto-extincteurs :** c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts donc avant la réaction de la protection.
 - **Court-circuit fugitifs :** nécessitant une coupure très brève du réseau d'alimentation de l'ordre de 0.3s pour les éliminer par les

automatismes de reprise de service (réenclencheurs) ou par un disjoncteur shunt s'il s'agit d'un défaut homopolaire.

- **Court-circuit semi permanent** : exige une ou plusieurs coupures lentes de réseau d'alimentation pour qu'elle disparaisse.
- **Court-circuit permanent** : provoquant un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention de l'exploitant pour la localisation du défaut.

- **Types de courts-circuits [7][13]**: un court-circuit dans les réseaux peut être :

- **Monophasé** : entre une phase et la terre ou une masse, il présente 70 à 80% des cas des courts-circuits qui apparaîtront, c'est pour ça que ce type de défaut relève d'une importance majeure dans l'élaboration du plan de protection.

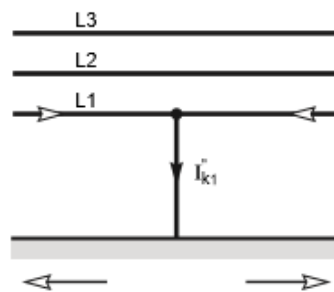


fig (a)

- **Biphasé** : 15% des cas, il s'agit d'un contact entre deux phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

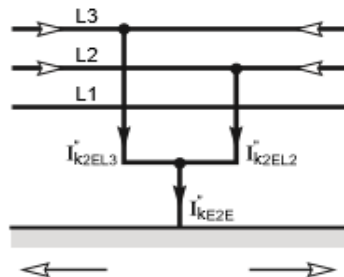


fig (b)

- **Triphasé** : 5% des cas, il s'agit d'un contact entre trois phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

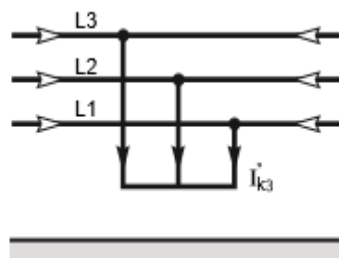


fig (c)

Fig III- 1: représentation schématique des types de court-circuit.

II.1.2. conséquences des courts-circuits :

Les conséquences des courts-circuits sont souvent graves et destructeurs puisque les courts circuits sont la cause de :

- Chute de tension : forte baisse ou disparition de tension chez les usagers.
- Surintensité : provoquant des échauffements surtout à l'endroit de défaut. Une contrainte thermique qui peut ainsi entraîner la fusion des conducteurs et la destruction des isolants.
- Efforts électrodynamiques sur les barres et les enroulements des transformateurs.
- Au point de défaut se manifeste le plus souvent un arc électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.
- Un vieillissement rapide du matériel et éventuellement leur destruction.
- Explosion des disjoncteurs si le défaut n'est pas éliminé dans le temps réglé.

II.2. Surcharges [6][13]:

Les surcharges se produisent lorsque les appareils installés dans le réseau amont sont trop puissants (le départ d'un poste de transformation reçoit un travail exagéré). Les surcharges se manifestent par une apparition d'un courant supérieur à la valeur assigné de courant, ce qui engendre des échauffements importants pouvant entraîner la détérioration des installations.

• L'origine des surcharges [13]:

Peuvent être provoquée par la baisse de tension dans le réseau à moins de 10%, ou une pointe de consommation, ou par les courts-circuits.

- **Les conséquences des surcharges :** Les risques sur les transformateurs de puissances quand elles sont surchargées au-delà de ces grandeurs nominales sont présentés par la réduction de l'intégrité des éléments électrique, échauffement excessif et réduction de la résistance mécanique des isolants, des conducteurs et de la structure du transformateur.

Les surcharges peuvent être violentes mais brèves ou faibles mais durables.

II.3. Surtension : [13]

C'est quand la valeur maximal dépasse la tension assignée de l'installation. Les équipements les plus sensibles aux surtensions sont les transformateurs et les isolants.

• Origines des surtensions :

- Coups de foudre directs ou indirects : c'est une décharge d'un nuage orageux chargé de signe contraire par rapport à la ligne ;
- Une défaillance de la régulation.

Les surtensions ont des conséquences néfastes sur les isolants, sur les conducteurs et les récepteurs, comme il y a un risque accru de claquage des isolants dans l'air et dans le transformateur.

III. Calcul des courants de court circuit :[14][15]

Le calcul des courants de court circuit aux extrémités du poste de transformation électrique est indispensable, ces courants sont calculés dans le but de bien choisir le matériel électrique utilisé qui peut supporter le court circuit du point de vue de la tenue thermique et électrodynamique, sont aussi calculés pour pouvoir déterminer les valeurs de réglage des protections installées.

Pour choisir convenablement les appareils de coupure et régler les fonctions de protection, trois valeurs de courant de court circuit doivent être connues.

- **Courant de court circuit minimal :**

Utilisé pour le choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et fusibles ou pour choisir les réglages des seuils des protections à maximum de courant, en particulier quand la longueur des câbles est importante ou quand la source est relativement impédante (impédance interne relativement élevée, cas des générateurs)

- **Valeur efficace du courant de court circuit maximal I_{th} :**

Il correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'appareil de coupure. Il est défini en kA pour 1 ou 3 seconde et il doit être calculé avec une bonne marge de sécurité.

Cette valeur sert à déterminer :

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

- **Valeur crête du courant de court circuit maximal I_{dyn} :**

Elle détermine :

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

I_{dyn} est égale à : 2.5 I_{cc} en 50Hz (CEI) ou,
 2.6 I_{cc} en 60Hz (CEI)

III.1. Calcul des courants de court circuit avec la méthode des impédances :

La méthode des impédances permet de calculer les courants de défaut en tout point d'une installation avec une bonne précision. Elle consiste à totaliser séparément les différentes résistances et réactances de la boucle de défaut, depuis et y compris la source, jusqu'au point considéré ; puis à calculer l'impédance correspondante. Le courant de court circuit I_{cc} est enfin obtenu par l'application de la loi d'Ohm :

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \sum(Z)}$$

Toutes les caractéristiques des différents éléments de la boucle de défaut doivent être connues, pour déterminer l'impédance du circuit. Ce qui nous permet de calculer donc :

- $I_{CC3} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{cc}}$ Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés, Le calcul d' I_{cc3} est donc indispensable pour choisir le matériels.
- $I_{CC2} = \frac{U_n}{2.Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}U_n}{\sqrt{3}.2.Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}}{2}.I_{CC3}$ c'est le court circuit biphasé isolé qui correspond à un défaut entre deux phases alimentés sous une tension composé U_n .
- $I_{CC1} = \frac{U_n}{Z_{cc}+Z_{Ln}}$, il correspond à un défaut entre la phase et le neutre alimenté sous une tension simple.

➤ Détermination des différentes impédances :

Dans ce qui suit on va présenter les formules et les abaques qui nous permettent de déterminer les impédances du réseau et des machines tournantes.

1. Impédance du réseau amont :

Pour la calculer on se base sur les indications données par le distributeur à savoir la puissance du court circuit S_{cc} et la tension composée du réseau.

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}} , \text{ qui est égale aussi à } \sqrt{X_a^2 + R_a^2}$$

La résistance et la réactance se déduisent à partir de R_a/X_a par :

$$R_a/X_a = 0.3 \text{ en } 6\text{kV}$$

$$R_a/X_a = 0.2 \text{ en } 20\text{kV}$$

$$R_a/X_a = 0.1 \text{ en } 150\text{kV}$$

Il est préférable d'approximer ($X_a \approx Z_a$) quand R_a/X_a est faible. Le réseau amont est généralement considéré comme une réactance pure.

2. Impédance du transformateur :

$$Z_T = \frac{U_{cc}}{100} \frac{U^2}{S_n} \quad \text{avec } U_{cc} : \text{tension de court circuit exprimé en \%}.$$

S_n : puissance apparente du transformateur.

U : tension composée à vide du transformateur.

Les valeurs de la tension de court circuit U_{cc} :

S_n (kVA)	100 à 3150	5000 à 25000
U_{cc} (%)	4 à 7.5	8 à 12
Niveau de tension	HTA/BT	HTB/HTA

Tableau III. 1: Les valeurs de la tension de court circuit U_{cc} . [15]

En général $R_T \ll X_T$, de l'ordre de $0.2X_T$, et de $0.05X_T$ pour les transformateur HTB/HTA. Dans ce cas là l'impédance interne du transformateur considéré comme une réactance pure $X_T \approx Z_T$.

Pour les petites puissances R_T/X_T est élevée donc il est nécessaire de calculer Z_T et R_T .

$$R_T = \frac{P}{3I_n^2} = \frac{U_n^2}{S_n^2} P \quad \text{avec } P : \text{les pertes joules.}$$

3. Impédance des liaisons :

Les liaisons c'est tout ce qui concerne les lignes aériennes, les câbles et les jeux de barres.

Dans le calcul de l'impédance on doit tenir compte de la résistance, de la réactance linéique et de la longueur des liaisons.

• La résistance des liaisons :

Elle se calcule avec la formule suivante :

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

Avec L : Longueur de la liaison en **m**.

S : Section du conducteur en **mm²**.

ρ : Résistivité du matériau de l'âme conductrice.

Les valeurs adoptées de ρ n'est pas la même selon le courant de court circuit à calculer (minimum ou maximum).

	Cuivre	aluminium	Almélec
Court circuit triphasé max (ρ_0)	0.0185 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	0.02941 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	0.033 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$
Court circuit triphasé min ($1.25\rho_0$)	0.02313 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	0.03676 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	0.04125 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$

ρ_0 : présente la valeur de la résistivité à 20°C.

Tableau III. 2: les valeurs de la résistivité des différents matériaux utilisés. [15]

- **La réactance linéique** : elle se calcule avec la formule suivante :

$$X_L = \left[15.7 + 144.44 \log\left(\frac{d}{r}\right) \right] \times L \quad ; \text{ exprimé en } m\Omega$$

r : rayon des âmes conductrices.

d : distance moyenne entre les conducteurs.

L : longueur de la liaison en km.

Mais en absence d'information précise et pour simplifier la tâche on doit retenir les valeurs moyennes suivantes :

- Pour les lignes aériennes :

$$X = 0.3 \, \Omega/\text{km} \quad \text{en BT et HTA.}$$

$$X = 0.4 \, \Omega/\text{km} \quad \text{en HTB.}$$

- Pour les câbles :

$$\text{En HT, de } 0.1 \text{ à } 0.15 \, \Omega/\text{km}$$

$$\text{En BT, } \begin{cases} 0.9 \frac{m\Omega}{m} \text{ pour les câbles unipolaires serrés (en nappe et en triangle).} \\ 0.15 \frac{m\Omega}{m} \text{ pour les jeux de barres et les câbles unipolaires espacés.} \end{cases}$$

- Jeux de barres :

$$X = 0.15 \, \Omega/\text{km}$$

4. Impédance des machines tournantes :

- **les générateurs synchrones** :

$$Z = X = \frac{U^2}{S_n} \frac{X_{cc}(\%)}{100}$$

$$Z \approx X \text{ car le rapport } R/X \text{ est faible, de l'ordre } \begin{cases} 0.05 \text{ à } 0.1 \text{ en HTA} \\ 0.1 \text{ à } 0.2 \text{ en BT} \end{cases}$$

Les valeurs de X_{cc} sont données dans le tableau suivant :

	Réactance subtransitoire	Réactance transitoire	Réactance synchrone
Turbo-alternateur	10-20	15-25	150-230
Alternateurs à pôles saillants	15-25	25-35	70-120

Tableau III. 3: valeurs des réactances des alternateurs en %.[14]

Les impédances internes du générateur synchrones varient en fonction du temps :

Subtransitoire (X_d'') intervenant pendant 10 à 20 ms après le début de défaut.

Transitoire (X'_d) se prolongeant jusqu'à 100 à 400ms.

Synchrone (X_d) il est permanent.

Cette réactance prend à chaque période une valeur plus élevée : $X''_d < X'_d < X_d$; ce qui entraîne une diminution progressive de l'intensité de court-circuit.

- **les moteurs synchrones :**

Se comportant comme des alternateurs lors du court-circuit, ils débitent dans le réseau une intensité en fonction de leur réactance en % donc équivalents à une source de tension.

Les valeurs des réactances à retenir :

	Réactance subtransitoire	Réactance transitoire	Réactance synchrone
Moteurs de grandes vitesses	15	25	80
Moteurs de petites vitesses	35	50	100
Compensateurs	25	40	160

Tableau III. 4: réactances en % des moteurs et compensateurs synchrones.

- **les moteurs asynchrones :**

A la présence d'un court-circuit le moteur délivre une intensité qui s'annule rapidement avec une constante de temps :

- 20ms pour les moteurs à simple cage jusqu'à 100 kW.
- 30ms pour les moteurs à double cage, et ceux de plus de 100 kW.
- 30 à 100ms pour les très gros moteurs HT (1000 kW) à rotor bobiné.

Ils sont équivalents à un générateur lors du court-circuit auquel on attribue une impédance transitoire de 20 à 25% et parfois de plus de 50 % pour les tensions nominales inférieures à 440 V.

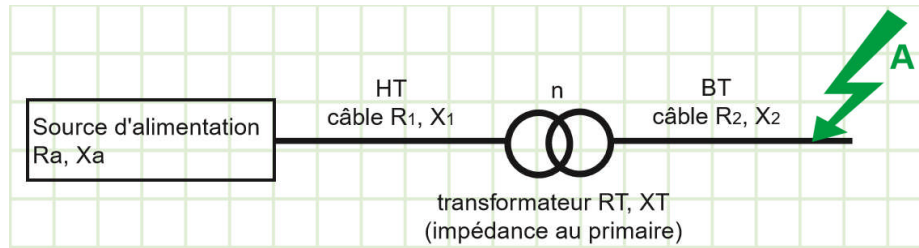
5. Impédance équivalente d'un élément à travers un transformateur :

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

$$R_{BT} = R_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2 = \frac{R_{HT}}{n^2} \quad \text{avec } n : \text{rapport de transformation.}$$

Même chose pour Z_{BT} et X_{BT} .

Exp :



$$\Sigma R = R_2 + \frac{R_T}{n^2} + \frac{R_1}{n^2} + \frac{R_a}{n^2}$$

6. Impédance des liaisons en parallèle :

Le courant de court-circuit parcourt deux liaisons en parallèle Z_1 et Z_2

$$\text{Si } Z_1 \neq Z_2 \Rightarrow Z_{eq} = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

$$\text{Si } Z_1 = Z_2 \Rightarrow Z_{eq} = \frac{Z_2}{2} = \frac{Z_1}{2}$$

La même chose qu'on applique dans le cas des transformateurs.

La formule généralisé si il y a plus de deux liaisons avec une même impédance $Z \Rightarrow Z_{eq} = \frac{Z}{n}$ avec n : nombre de liaisons en parallèle.

III.2. Méthode de calcul à l'aide des composantes symétriques (CEI60909):

La norme CEI 60909 est applicable à tous types de réseaux à distribution radiale et ce quelque soit leur tension.

Le calcul est nécessaire dans les cas où :

- un réseau triphasé est déséquilibré car les impédances classiques R et X dites « cycliques » ne sont alors plus normalement utilisables du fait, par exemple, de phénomènes magnétiques.
- un système de tensions et courants non symétrique (vecteurs de Fresnel de modules différents et de déphasages différents de 120°); C'est le cas lors d'un court-circuit monophasé (phase-terre), biphasé, ou biphasé-terre.
- le réseau comporte des machines tournantes et/ou des transformateurs spéciaux.

La norme CEI 60909 exploite les composantes symétriques pour le calcul des courts circuits

III.2.1. Les composantes symétriques : la définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés: direct, inverse et homopolaire.

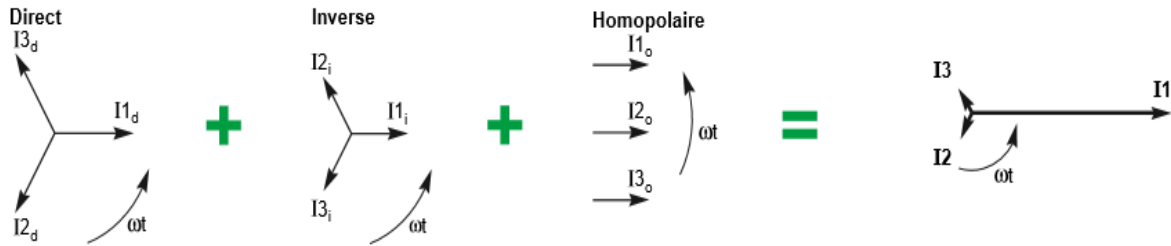


Fig III- 2: représentation vectorielle des différentes composantes symétriques.

Pour expliquer le système on prend le courant $\overline{I1}$ comme référence de rotation.

$I1_d$: comme sa composante directe.

$I1_i$: sa composante inverse (la succession des phases est inverse par rapport au système direct)

$I1_o$: sa composante homopolaire.

et en utilisant l'opérateur : $a = e^{j2\pi/3}$, opérateur de rotation, appliqué à un vecteur le fait tourner d'un angle de $2\pi/3$ dans le sens trigonométrique.

Un système triphasé déséquilibré est exprimé par ces composantes symétriques par les relations suivantes :

$$\begin{aligned}\overline{I1} &= \overline{I1_d} + \overline{I1_i} + \overline{I1_o} \\ \overline{I2} &= a^2 \overline{I1_d} + a \overline{I1_i} + \overline{I1_o} \\ \overline{I3} &= a \overline{I1_d} + a^2 \overline{I1_i} + \overline{I1_o}\end{aligned}$$

Ce principe appliqué à un système de courants se vérifie par construction graphique suivante :

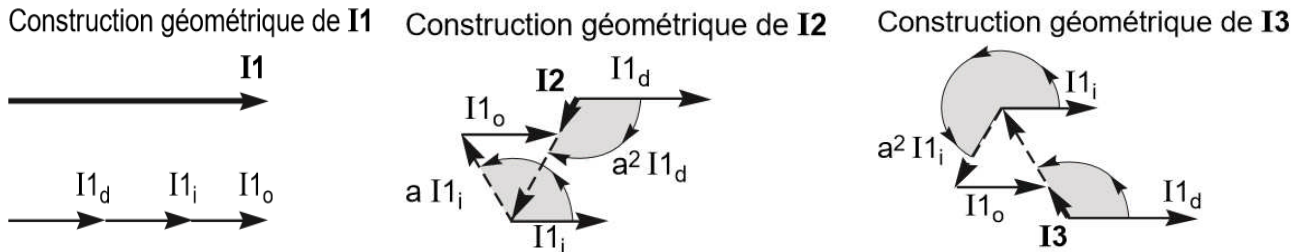


Fig III- 3: la construction géométrique des courants.

Ces composantes symétriques de courant sont liées aux composantes symétriques de tension par les impédances correspondantes :

$$Z_d = \frac{V_d}{I_d}; \quad Z_i = \frac{V_i}{I_i}; \quad Z_o = \frac{V_o}{I_o}$$

Les impédances se définissent à partir des caractéristiques des différents éléments de réseau électrique étudié :

$Z_i = Z_d$ sauf pour les machines tournantes.

Z_o varie selon les éléments du réseau, les valeurs à retenir sont données dans le tableau suivant :

Transformateur	Sans neutre	Yyn ou Zyn	Dyn ou YNyn	Dzn ou Yzn
	∞	Flux libre ∞ Flux forcé 10 à 15X _d	X _d	0.1 à 0.2X _d
Ligne	3Z _d			
Machine	Synchrone		Asynchrone	
	0.5 Z _d		0	

Tableau III. 5: caractéristiques homopolaires des différents éléments de réseau.

III.2.2. Conditions à respecter pour le calcul des courants de court-circuit maximal et minimal :

- Pour le calcul des courants de court-circuit maximaux les résistances R_L des lignes (lignes aériennes, câbles, conducteurs de phase et neutre) sont à prendre à la température de 20 °C.

- Pour le calcul des courants de court-circuit minimaux, il faut :

Choisir la configuration du réseau, et dans certains cas, l'alimentation minimale par les sources et lignes d'alimentation du réseau, qui conduisent à la valeur minimale du courant de court-circuit au point de défaut.

Tenir compte de l'impédance des jeux de barres, des transformateurs de courant, etc.

Ignorer les moteurs

Comme il faut prendre les résistances R_L à la température envisageable la plus élevée:

$$R_L = \left[1 + \frac{0.004}{^\circ\text{C}} (\theta_e - 20^\circ\text{C}) \right] \times R_{L20}$$

Où R_{L20} est la résistance à la température 20 °C et θ_e la température (en °C) admissible par le conducteur à la fin du court-circuit. Le facteur 0,004 / °C s'applique au cuivre, à l'aluminium et aux alliages d'aluminium.

III.2.3. La procédure à suivre :

1. Calcul de la tension équivalente au point de défaut

$U_{CC} = C \times \frac{U_n}{\sqrt{3}}$ avec C un facteur de tension qui est nécessaire pour tenir compte de :

- La variation de tension dans l'espace et dans le temps.
- Des changements éventuels de prise des transformateurs.
- Des comportements subtransitoires des transformateurs et des moteurs.

Les valeurs de facteur de tension à retenir sont :

Tension nominale Un		BT (100 à 1000 V)		HT(1 à 550 kV)
		Tolérance +6%	Tolérance +10%	
Facteur de tension C	Icc max	1.05	1.1	1.1
	Icc min	0.95	0.95	1

Tableau III. 6: valeur de facteur de tension C.

- 2.** Détermination et sommation des impédances équivalentes directes, inverse et homopolaire amont au point de défaut.

Pour répondre aux exigences de précision technique et de simplicité lors du calcul des courants de court-circuit on doit tenir compte des facteurs de correction d'impédances.

Facteur de correction d'impédance appliquée aux impédances de court-circuit de certains éléments de réseau :

- facteur de correction d'impédance « K_T » pour les transformateurs de réseaux:**

L'impédance corrigée $Z_{Tk} = K_T \cdot Z_T$

avec $K_T = 0.95 \frac{C_{max}}{1 + 0.6 X_T}$ et $X_T = \mathbf{X}_T \frac{S_{rT}}{U_{rT}^2}$

S_{rT} : puissance nominal du transformateur.

$\mathbf{X}_T$: réactance du transformateur.

U_{rT} : tension au point de défaut.

- 3.** Calcul du courant de court circuit à l'aide des composantes symétriques.

Les formules pratiques sont données comme suit :

Type de court-circuit	Icc cas général	Défaut éloigné des machines tournantes
Triphasé	$I_{cc3} = \frac{C \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_d }$	$I_{cc3} = \frac{C \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_d }$
	Avec : $Z_d = \sqrt{(\sum R_d)^2 + (\sum X_d)^2}$	
Biphasé	$I_{cc2} = \frac{C \cdot U_n}{ Z_d + Z_i }$	$I_{cc2} = \frac{C \cdot U_n}{2 Z_d }$
Monophasé	$I_{cc1} = \frac{C \cdot U_n \cdot \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o }$	$I_{cc1} = \frac{C \cdot U_n \cdot \sqrt{3}}{ 2 \cdot Z_d + Z_o }$

Tableau III. 7: valeurs des modules des courants de court-circuit en fonction des impédances du réseau concerné.

Pour les défauts éloignés des machines tournantes $Z_d = Z_i$ et $I_{cc} = I_b = I_k$.

Pour les courts-circuits proches des alternateurs, l'inégalité suivante est vérifiée: $I_k < I_b < I''_k$; et en plus $Z_d \neq Z_i$.

4. Calcul de la valeur efficace du courant de court circuit initial pour déterminer les autres grandeurs :

- La valeur de crête « I_p » :

La valeur de crête i_p du courant de court-circuit, dans les réseaux non maillés, peut être calculée, quelque soit la nature du défaut, à partir de la formule suivante :

$$I_p = \kappa \sqrt{2} I_{cc}$$

I_{cc} : courant de court-circuit initial,

κ : facteur fonction des rapports R / X , calculé par la formule approchée ou par la figure suivante :

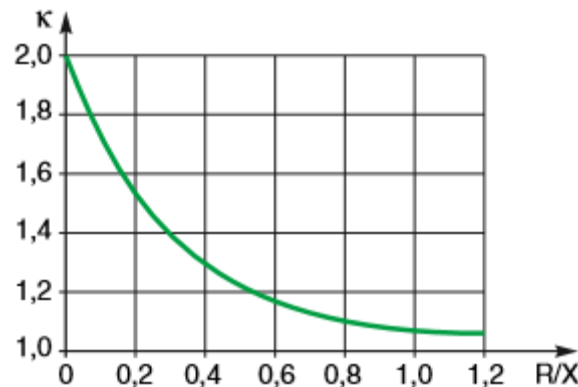


Fig III- 4: variation du facteur κ en fonction de R/X .

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \frac{R}{X}}$$

- La valeur efficace du courant de court circuit coupé « I_b » :

Le calcul du courant de court-circuit coupé I_b n'est nécessaire que dans le cas de défaut proche des alternateurs, il sert à déterminer les pouvoirs de coupure des disjoncteurs.

$I_b = \mu \cdot I_{cc}$ avec μ : facteur fonction du temps mort minimal t_{min} et du rapport I_{cc}/I_r (I_r courant assigné de l'alternateur) qui déduit l'influence des réactances subtransitoire et transitoire.

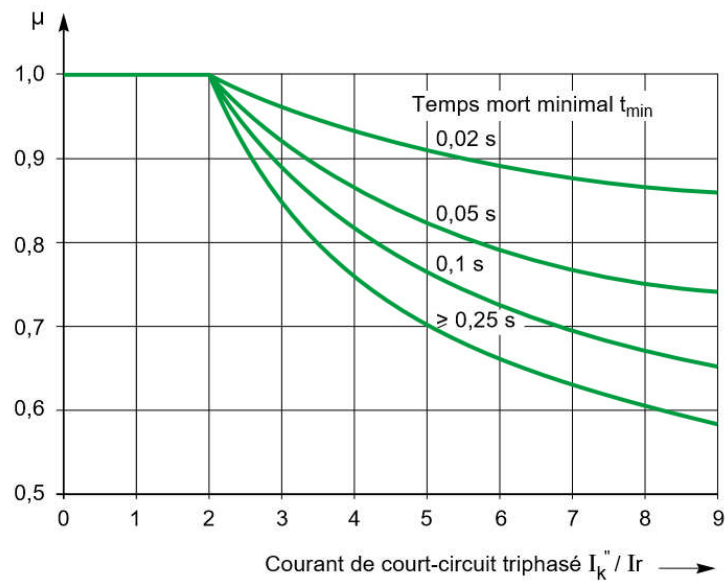


Fig III- 5: facteur μ pour le calcul du courant de court circuit coupé I_b .

- La valeur efficace du courant de court circuit permanent « I_k » :

Le courant de court-circuit permanent maximal, sous la plus forte excitation du générateur synchrone, est donné par $I_{kmax} = \lambda_{max} \cdot I_r$

Le courant de court-circuit permanent minimal est obtenu pour une excitation constante (minimale) à vide de la machine synchrone. Il est donné par : $I_{kmin} = \lambda_{min} \cdot I_r$

avec λ = facteur dépendant de la réactance synchrone saturée $X_{d sat}$. Les valeurs de λ_{max} et λ_{min} sont données par les deux figures suivantes, l'une pour les turboalternateurs et l'autre pour les machines à pôles saillants.

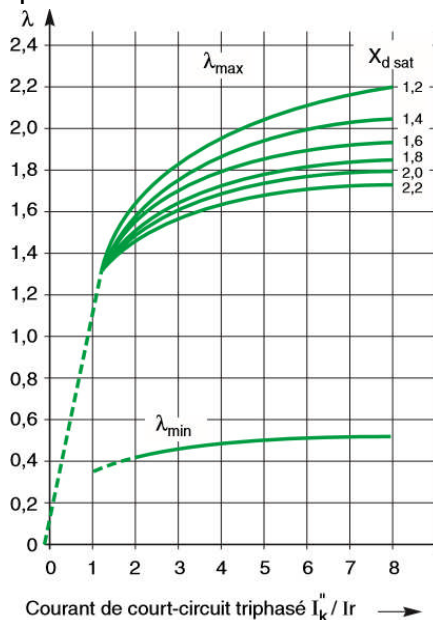


Fig III- 7: facteurs λ_{max} et λ_{min}

pour un turbo-alternateur

(surexcitation = 1,3 selon CEI60909).

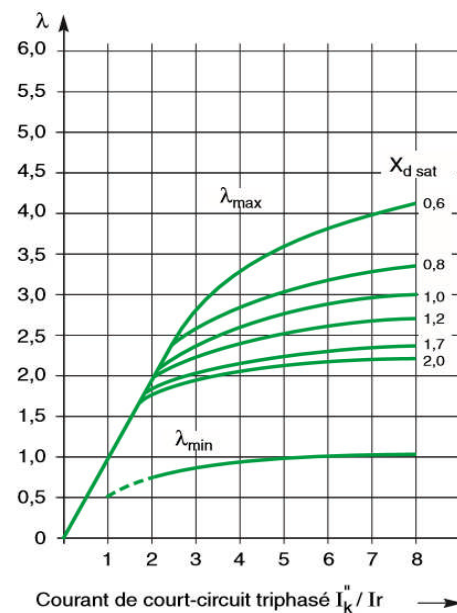


Fig III- 6: facteurs λ_{max} et λ_{min}

pour alternateurs à pôles saillants

(Surexcitation = 1,6 selon CEI60909)

III.3. Application sur le poste :

On va utiliser la méthode des impédances :

- **Impédance du réseau amont :**

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{66^2}{3500} = 1.244 \Omega.$$

- **Impédance du transformateur :**

On a $S_n = 13 \text{ MVA}$

Du tableau (III.1) $U_{cc} = 10\%$

Et $U = 30 \text{ kV}$

$$Z_T = \frac{U_{cc}}{100} \frac{U^2}{S_n} = \frac{10}{100} \frac{30^2}{13} = 6.923 \Omega$$

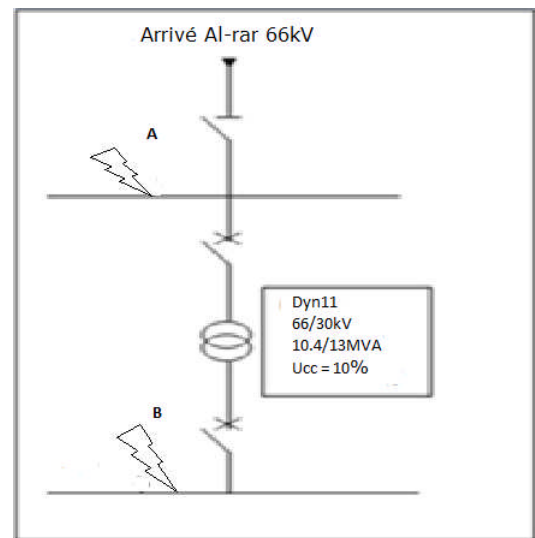


Fig III- 8: schéma équivalent du poste.

- **Le courant I_{cc} :** avec un facteur de transformation $n = \frac{66}{30} = 2.2$

⇒ Au point A :

$$I_{ccA} = \frac{Un}{\sqrt{3} \times Z_a} = \frac{66}{\sqrt{3} \times 1.244} = 30.61 \text{ kA}$$

$$Z_{cca} = Z_a$$

$$I_{ccA} = 30.61 \text{ kA}$$

⇒ Au point B :

$$Z_{ccb} = Z_T + \frac{Z_a}{n^2} = 6.923 + \frac{1.244}{4.84} = 7.18 \Omega$$

$$I_{ccB} = \frac{Un}{\sqrt{3} \times Z_{ccb}} = \frac{30}{\sqrt{3} \times 7.18} = 2.41 \text{ kA}$$

IV. Conclusion:

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu général sur les différents types de défauts, leurs causes et leurs conséquences et nous avons présenté les formules concernant le calcul des courants de court-circuit en tout point de réseau.

Ces défauts peuvent endommager le matériel constituant le poste, ce qui nécessite l'élaboration d'un plan de protection qui a pour but de préserver le matériel constituant le réseau et le poste de transformation, et améliorer la qualité de fourniture d'énergie électrique .

Chapitre IV :

Protection du poste

I. Introduction :

Dans les postes de transformation la fonction la plus importante qu'il faut assurer est la fonction de protection vue la complexité de réparation et le coût du matériel utilisé ainsi que l'obligation d'assurer la continuité de service, surtout que la zone représente un champ pétrolier, et l'absence d'électricité signifie l'arrêt de la production.

Trois parties essentielles sont à protéger dans ce poste :

La partie des arrivées 66KV.

La partie des départs 30KV.

Et le transformateur de puissance 66/30KV.

II. Critères de choix d'un plan de protection : [6]

- **La rapidité** : la rapidité d'élimination des défauts c'est d'avoir des protections dont la rapidité de fonctionnement est importante afin d'éliminer les défauts le plus vite possible.

Par exemple le temps d'élimination des courts circuits comprend deux composantes principales : le temps de fonctionnement des protections, et le temps d'ouverture des disjoncteurs.

- **Sélectivité** : elle vise à isoler le plus rapidement possible uniquement la partie de réseau affectée par un défaut, en laissant sous tension le réseau amont. Pour cela les départs HTA possèdent une temporisation de déclenchement élevée.

Pour éviter le déclenchement de l'arrivée dû à un cumul de temporisation créée par une succession de deux défauts sur deux départs différents, il est recommandé de régler la temporisation de déclenchement de l'arrivée à 2 fois la temporisation de déclenchement des départs.

- **La sensibilité** : la valeur du courant minimal est très difficile à apprécier, et correspond à un court circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles. Pour cela la protection doit être capable de fonctionner à des valeurs de courant de défaut la plus faible.

- **La fiabilité** : la fiabilité d'une protection est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect, elle combine :

La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.

La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

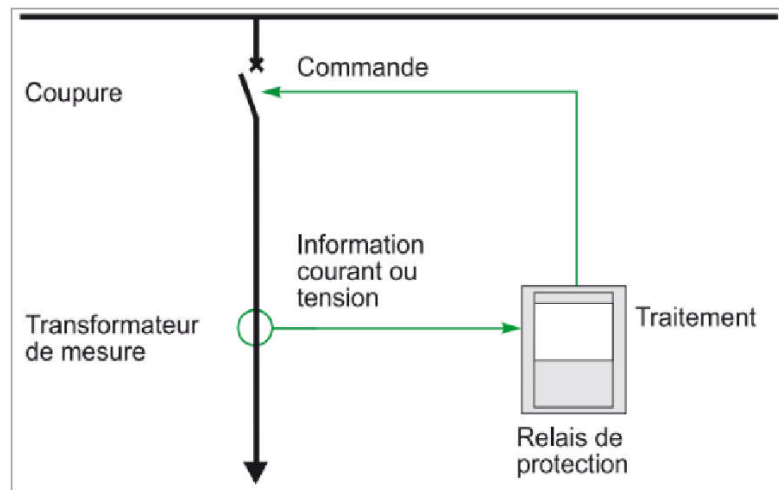


Fig IV- 1: modèle d'un plan de protection.

Les protections sont destinées à la sélection et à l'élimination des défauts d'isolement de toute forme (monophasée et polyphasée) survenant sur les arrivées, les départs ou sur le transformateur HTB/HTA.

Les relais de mesure et de protection doivent détecter les défauts d'isolement sans risque de fonctionnement intempestif. En pratique, pour tenir compte du courant maximal aux différents échelons, des erreurs des transformateurs de courant et des relais de mesure, il est nécessaire d'adopter des seuils croissants d'intensité d'aval en amont.

Le plan de protection repose sur le principe des protections ampèremétriques. Il consiste à régler le seuil de chaque relais à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal observée sur la section de réseau surveillée.

L'intensité de réglage est donc fixée à : $I_r < 0.8 I_{ccb}$. [16]

$$\text{Avec } I_{ccb} = \frac{C \cdot U}{2 Z_{cc}} = \begin{cases} = 29.18 \text{ KA pour la partie } 66\text{kV} \\ = 2.29 \text{ KA pour la partie } 30\text{kV} \end{cases}$$

Lors de la conception d'un réseau électrique industriel HT, il faut choisir un schéma de mise à la terre en réalisant un compromis entre trois exigences souvent contradictoires:

- Amortir convenablement les surtensions

- Limiter l'importance des dégâts et des perturbations du à un défaut à la terre

- Permettre la réalisation de protections simples et sélectives.

Dans notre cas une liaison électrique est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre (neutre mis à la terre directement) dans le but de :

- Faciliter la détection des défauts à la terre et la sélectivité des protections
- Limiter les surtensions.

III. Dimensionnement des protections : [11][15]

III.1. Disjoncteur et Sectionneur :

Les sectionneurs et les disjoncteurs ont les mêmes caractéristiques sauf que le sectionneur n'a pas un pouvoir de coupure.

Pour que les disjoncteurs puissent supporter toutes contraintes thermiques et électrodynamiques il faut définir les caractéristiques suivantes dans leur dimensionnement :

• **Tension assignée :** c'est la valeur de tension maximale que le matériel peut supporter en service normal. Elle est toujours supérieure à la tension de service.

Les valeurs normalisées qu'on peut prendre dans notre cas :

$$U_r = \begin{cases} 72.5 \text{ kV pour le côté 66 kV} \\ 36 \text{ kV pour le côté 30 kV} \end{cases}$$

• **Niveau d'isolement assigné :**

Il est caractérisé par deux valeurs qui sont :

- La tension de tenue aux chocs de foudre.
- La tenue à la fréquence industrielle simulé au laboratoire pendant une minute (surtension de manœuvre, claquage ou contournement d'un isolant, etc....).

	Tenue à l'onde de choc (U_p en kV)	Tenue à la fréquence industrielle (U_d en kV)
36 Kv	170	70
66 Kv	325	140

Tableau IV. 1: Niveaux d'isolement assignés pour les tensions assignées.

- **Courant nominal assigné :**

C'est le courant qui circule dans le disjoncteur en fonctionnement normal (le disjoncteur est toujours fermé) tout en respectant une valeur maximale de température.

C'est le courant admissible par le disjoncteur et capable de le supporter dans des conditions d'essais spécifiés en service interrompu, donc quand la charge est maximale on aura une chute de tension donc on prendra la tension la plus petite donc $U_n - 20\%$.

$$I_{A30} = \frac{13000}{24} = 541.66A \quad ; \quad I_{A66} = \frac{13000}{52.8} = 246.21A$$

Selon les valeurs normalisées qui sont en fonction des courants de court-circuit : 100, 160, 200, 250, 400, 630, 800, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000, 5000, 6300A

Le courant admissible dans la section du conducteur $\begin{cases} 630 \text{ A pour } 30 \text{ kV} \\ 250 \text{ A pour } 66 \text{ kV} \end{cases}$

Le I_A pour le couplage de jeu de barre $\begin{cases} 630 \times 2 = 1260A \Rightarrow 1250 \text{ A pour } 30 \text{ kV} \\ 250 \times 2 = 500 \text{ A} \Rightarrow 630 \text{ A pour } 66 \text{ kV} \end{cases}$

- **Fréquence assignée :**

La valeur nominale de la fréquence assignée est 50Hz.

- **Pouvoir de coupure assigné :**

C'est la valeur que peut supporter un réseau pendant 1 ou 3s, et aussi la valeur maximale du courant de court circuit que peut couper le disjoncteur sans mettre en danger le réseau et sous sa tension assignée.

Il est caractérisé par deux valeurs :

- Les valeurs normalisées efficaces du courant de court circuit maximal de sa composante périodique:

6.3-8-10-12.5-16-20-25-31.5-40-50 kA.

Pour notre poste, on prend :

31.5 kA pour 66 kV

6.3 kA pour 30 kV

- Le pourcentage de la composante apériodique par rapport à la composante périodique. Il correspond à la durée d'ouverture de disjoncteur plus une demi-période de la fréquence assignée.

La demi-période représente le temps minimal d'activation d'une protection à maximum de courant (soit 10ms à 50Hz).

On va prendre le pourcentage de la composante apériodique à 40%

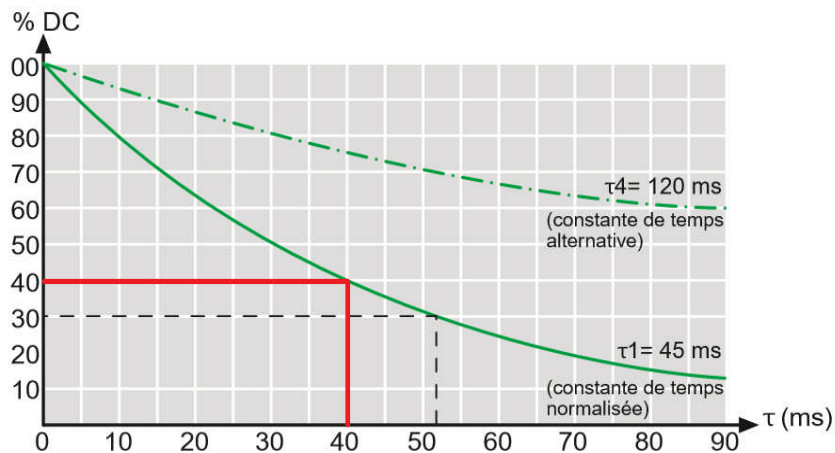
Pourcentage de la composante apériodique (% DC) en fonction de l'intervalle de temps (τ)

Fig IV- 2: pourcentage de la composante apériodique (%DC) en fonction de l'intervalle de temps (τ).

- **Durée de court-circuit assigné :**

La durée de court-circuit assigné est égale à 1 ou 3 s.

- **Pouvoir de fermeture assigné :** est la valeur maximale qu'un disjoncteur est capable d'établir et de maintenir sur une installation en court-circuit, il doit être supérieur ou égal à la valeur du courant de court-circuit maximale.

La valeur crête du courant de courte durée admissible I_{dyn} se calcule comme suit : $I_{dyn} = 2.5 I_{CC}$ pour 50Hz

80kA pour la partie 66kV.

16kA pour la partie 30kV.

- **Séquences de manœuvre assignées :**

Selon la commission électrotechnique internationale une séquence de manœuvre a des intervalles de temps donnés, on spécifiant les séquences de manœuvre selon deux variantes :

O : représente une manœuvre d'ouverture.

CO : représente une manœuvre de fermeture suivie immédiatement d'une manœuvre d'ouverture.

O-t-CO-t'-CO

Généralement :

$$t' = \begin{cases} 3 \text{ min pour les appareils prévus pour la refermeture automatique ordinaire et rapide} \\ 15 \text{ s pour les appareils prévus pour la refermeture automatique très rapide.} \end{cases}$$

$$t = \begin{cases} 3 \text{ min pour les appareils prévus pour la refermeture automatique ordinaire;} \\ 0.3 \text{ s pour les appareils prévus pour la refermeture automatique rapide.} \end{cases}$$

De cela on peut distinguer trois séquences de manœuvre :

- Lent : O-3min-CO-3min-CO.
- Rapide : O-0.3s-CO-3min-CO.
- Très rapide : O-0.3s-CO-15s-CO.

Dans notre cas ils ont utilisés la séquence de manœuvre rapide pour augmenter la fiabilité du système de protection.

III.2. Transformateur de Courant :

Dans le dimensionnement des transformateurs de courant on doit faire un bon choix des valeurs suivantes :

- **Tension assignée du circuit primaire :**

Fixe le niveau d'isolement du matériel. On la choisit à partir de la tension de service de l'installation comme le cas des disjoncteurs :

72.5 kV pour la partie 66 kV

36 kV pour la partie 30 kV.

- **Courant primaire assigné I_p :**

Le courant primaire assigné est égal au courant de service primaire.

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3}.U} \quad \text{avec} \begin{cases} S: \text{puissance apparente en KVA.} \\ U: \text{tension primaire de service en KV.} \end{cases}$$

$$\text{Pour la partie 66kV : } I_p = \frac{13000}{\sqrt{3} \times 66} = 113.72 \text{ A.}$$

$$\text{Pour la partie 30kV : } I_p = \frac{13000}{\sqrt{3} \times 30} = 250.18 \text{ A.}$$

Les valeurs normalisés : 10-12.5-15-20-25-30-40-50-60-75-100-120-150-200-240-300-400-600-800-1250.

On va choisir la valeur normalisée supérieur à I_p .

A noter que pour le comptage et les protections ampéremétriques usuelles, le courant primaire assigné ne doit pas dépasser 1.5 fois le courant de service.

Pour la partie 66kV : entre 120 et 200 A

Pour la partie 30kV : entre 250 et 400A

- **Courant de court circuit thermique I_{th} et électrodynamique I_{dyn} :**

Représentant successivement la valeur efficace du courant de court-circuit maximal et la valeur crête du court circuit maximal. Sont les même que ceux des disjoncteurs.

$$\text{Pour les TC de la partie 30 kV} \begin{cases} I_{th} = 6.3 \text{ kA} \\ I_{dyn} = 16 \text{ kA} \end{cases}$$

$$\text{Pour les TC de la partie 66 kV} \begin{cases} I_{th} = 31.5 \text{ kA} \\ I_{dyn} = 80 \text{ kA} \end{cases}$$

- **Le courant secondaire assigné I_s :**

- Pour une utilisation en local $I_s=5A$.
- Pour une utilisation à distance $I_s=1A$.

Dans notre cas l'utilisation du transformateur est à distance donc on prend $I_s=1A$.

- **La classe de précision:**

Elle définit les limites d'erreurs garanties sur le rapport de transformation dans des conditions spécifiées de puissance et de courant. Les classes de précisions sont relatives à l'application.

- Pour les TC de mesure :
 - 0.5 pour les mesures industrielles et comptages statistiques/tarifaires ;
 - 1 pour les indications de tableau et comptages statistiques ;
 - 0.2 pour les mesures de laboratoire et comptages précis de facturation
- Pour les TC de protection :
 - Protection ampèremétrique : classe 10P parfois 5P ;
 - Protection différentielle : classe PX ;
 - Protection homopolaire : classe 5P.

Pour le coté 66kV la classe utilisé est 5P20, signifie que le TC atteint 5% d'erreur à 20 In. Et pour la mesure c'est 0.2.

Pour le coté 30kV la classe utilisé est 5P20 pour les TC de protection, la classe 0.2 pour les mesures de laboratoire et comptages précis de facturation.

- **Puissance de précision :**

Elle indique la puissance que le secondaire peut délivrer en respectant la classe de précision nominale. Elle représente la consommation totale du circuit

secondaire (hors TC) égale à la consommation de tous les appareils connectés ainsi que celle des fils de liaison.

Pour la calculer premièrement on doit connaître la puissance réelle que devra fournir le TC en [VA] : $S = k \cdot \frac{L}{s}$ avec

$$\left\{ \begin{array}{l} k = \begin{cases} 0.44 \text{ si } I_s = 5A \\ 0.0176 \text{ si } I_s = 1A \end{cases} \\ L: \text{longueur en m des conducteurs de liaison (aller/retour)} \\ s: \text{section du fil en mm}^2 \end{array} \right.$$

Les valeurs normalisées de la puissance de précision sont : 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 VA.

Dans notre cas c'est le relais qui impose cette valeur, 10VA pour les deux cotés.

III.3. Transformateur de Tension :

- **Le facteur de tension assignée :**

Le facteur de tension assignée est le facteur par lequel il faut multiplier la tension primaire assignée pour déterminer la tension maximale pour laquelle le transformateur doit répondre aux prescriptions d'échauffement et de précision spécifiées. Suivant les conditions de mise à la terre du réseau, le transformateur de tension doit pouvoir supporter cette tension maximale pendant le temps nécessaire à l'élimination du défaut.

Généralement, les fabricants des transformateurs de tension respectent pour les TT phase/terre 1,9 durant 8h et pour les TT phase/phase 1,2 contenu.

- **Tension primaire assignée :**

On la spécifie selon la conception :

Pour les transformateurs de tension phase/phase on prend la valeur de tension nominale.

Pour les transformateurs de tension qui sont raccordés entre phase et terre on divise sur $\sqrt{3}$, comme dans notre cas.

$$66/\sqrt{3} \text{ kV et } 30\sqrt{3} \text{ kV}$$

- **Tension secondaire assignée :**

Pour les TT phase/phase la tension secondaire assignée est 100 ou 110V.

Pour les transformateurs monophasés phase/terre, la tension secondaire assignée doit être divisée par $\sqrt{3}$.

Dans notre cas on prend $110/\sqrt{3}$

- **La puissance de précision :**

Elle est la puissance apparente que le transformateur de tension peut fournir au secondaire lorsqu'il est branché sous sa tension primaire assignée et raccordé à sa charge nominale.

Elle ne doit pas introduire d'erreur dépassant les valeurs garanties par la classe de précision.

$$S = \sqrt{3} UI$$

Les valeurs normalisées sont : 10-15-25-30-50-75-100-150-200-300-400-500 VA.

Dans notre cas on va choisir 25VA pour la partie 66KV et 50KA pour 30KV

- **La classe de précision :**

Elle définit les limites d'erreurs garanties sur le rapport de transformation et sur la phase dans des conditions spécifiées de puissance et de tension.

- Pour les TT de mesure :

Les classes de précision pour la mesure sont les mêmes que pour les transformateurs de courant, elles ont des valeurs normalisées donnés comme suit :

Application	Classe de précision
Pas utilisé industriellement	0.1
Comptage précis	0.2
Comptage courant	0.5
Comptage statistique et/ou mesure	1
Mesure ne nécessitant pas de grande précision	3

Tableau IV. 2: les classes de précision pour les TT de mesure.

En général les classes 0.2 et 0.5 sont les plus utilisés. Et dans notre cas on utilise la classe 0.5 pour la partie 30kV et 0.2 pour la partie 66kV.

- Pour les TT de protection : Les classes de précision les plus utilisés sont 3P et 6P. Mais dans la pratique seule la classe 3P est utilisé car l'erreur de tension est petite par rapport à la classe 6P.

III.4. Le choix des parafoudres : [3]

Le choix des parafoudres se fait uniquement dans la partie 66kV, et dans leurs choix on doit prendre en compte les caractéristiques suivantes :

- **La tension assignée :**

C'est la valeur spécifiée maximale de la tension efficace à fréquence industrielle entre ses bornes pour laquelle le parafoudre est prévu pour fonctionner correctement.

Dans notre cas la valeur maximale de la tension efficace à fréquence industrielle égale à 140kV, ce qui nous donne une valeur assigné qui égale à :

$$U_A = 140 \cdot \sqrt{2} = 198 \text{ kV}$$

- **La tension d'amorçage aux chocs de foudre normal :**

La tension de choc de foudre étant réglée selon la norme NF C65-100 comme il indique le tableau suivant :

Tension assignée du parafoudre U_A [kVeff]	Tension maximale d'amorçage au choc de foudre normal [kVcrête]		Choc de foudre pour essai sur le front de l'onde ou tension maximale d'amorçage [kVcrête]			Tension résiduelle maximale pour le courant nominal de décharge [kVcrête]	
	Parafoudre 10kA service intensif	Parafoudre 2.5-5-10KA service non intensif	Valeur assignée de la raideur du front kV/ms	Parafoudre 10kA service intensif	Parafoudre 10kA service non intensif	Parafoudre 10kA service intensif	Parafoudre 10kA service non intensif
$0.15 < U_A < 0.3$	-	$8 U_A$	$10 U_A$	-	$12 U_A$	-	$8 U_A$
$0.3 < U_A < 0.6$	-	$6 U_A$	$10 U_A$	-	$7.5 U_A$	-	$6 U_A$
$0.6 < U_A < 1.2$	-	$5 U_A$	$10 U_A$	-	$6 U_A$	-	$5 U_A$
$1.2 < U_A < 10$	-	$3.6 U_A$	$8.3 U_A$	-	$4.15 U_A$	-	$3.6 U_A$
$10 < U_A < 120$	$2.8 U_A$	$3.33 U_A$	$7 U_A$	$3.2 U_A$	$3.85 U_A$	$2.8 U_A$	$3.33 U_A$
$120 < U_A < 200$	$2.6 U_A$	$3 U_A$	$6 U_A$	$3 U_A$	$3.45 U_A$	$2.6 U_A$	$3 U_A$

Tableau IV. 3: tension maximale d'amorçage au choc et tensions résiduelles.

Pour le parafoudre en service intensif c'est $2.6 U_A = 514.8 \text{ kV}$

Pour le parafoudre en service non intensif c'est $3 U_A = 594 \text{ kV}$

- **La tension d'amorçage aux chocs sur front :**

Elle ne doit pas dépasser la valeur indiquée dans le tableau (IV.3) :

- la valeur assignée de la raideur du front est :
 $6 U_A = 1188 \text{ kV/ms}$
- la tension d'amorçage maximale est :
 $3 U_A = 594 \text{ kV}$ à service intensif ;
 $3.45 U_A = 683.1 \text{ kV}$ à service non intensif.

- **Le niveau de protection :**

C'est la tension résiduelle apparaissant aux bornes du parafoudre pour une onde de courant de forme et d'amplitude données.

Ainsi, le niveau de protection au choc de manœuvre est généralement défini pour des ondes rectangulaires dont l'amplitude peut varier de quelques centaines à quelques kA. Le niveau de protection au choc de foudre se rapporte généralement au courant nominal de décharge.

Les valeurs de la tension résiduelle au choc de foudre sont les mêmes que celles de la tension d'amorçage.

- **Le courant nominal de décharge :**

Pour la gamme 1 kV jusqu'à 245 kV on a deux courants nominaux de décharge 5 kA ou 10 kA.

Il est préférable de choisir 10 kA pour les installations importantes.

IV. Présentation des différentes protections du poste :

IV.1. Les protections dans la partie 66kV :

La partie 66KV représente les arrivées, on peut dire aussi c'est l'extrémité HTB du poste qui demande un matériel de protection adapté à cette gamme de tension. Et pour faire commander ces protections on utilise les panneaux de commande ou les panneaux de protection, ces derniers font aussi la fonction de commande par le relais numérique qui lui est associé.

IV.1.1. Les équipements de protection intégrés dans le poste blindé :

Pour faire adapter le matériel de protection, on utilise un poste blindé qui est un poste sous enveloppe mécanique où l'isolation est réalisé avec du gaz SF6. Les différentes protections (disjoncteur, TC, TT) sont intégrées dans ce compartiment.

On va donc les représenter dans ce qui suit :

- **Le transformateur de tension :**

Le transformateur de tension du poste transforme la tension du réseau à mesurer en une tension secondaire pour alimenter des dispositifs de mesure et de protection. De même, les enroulements primaires et secondaires sont séparés de manière galvanique les uns des autres.

Il est équipé de deux enroulements secondaires et d'un enroulement de mise à la terre.

Le compartiment isolé par une cloison étanche du transformateur de tension inductif dispose de deux branchements de gaz et d'un filtre humide à SF6 et d'une sécurité de rupture sous forme d'un disque de rupture.

Tension la plus élevée pour le matériel U_m	KV	72.5
Tension primaire	V	$66000/\sqrt{3}$
Facteur de tension assigné		$1.9U_n$ 8h
Tension secondaire	V	$110/\sqrt{3}$
Classe	-	0.2 pour le comptage précise de facturation
Puissance de précision	VA	25
Tension de tenue aux chocs de foudre (entre phase et terre)	KV	325
Tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle (entre phase et terre)	KV	140
Fréquence	Hz	50/60
Pression minimale de fonctionnement de SF6/ pression de remplissage (à 20°C)	KPa	520/600
Poids sans SF6	Kg	280
Poids de SF6 à remplissage	Kg	3.2

Tableau IV. 4: caractéristiques du transformateur de tension VTO partie 66 KV.

- **Le transformateur de courant intégré :**

Sont placés dans la même enveloppe que celle qui abrite le sectionneur de terre de maintenance. Les noyaux sont positionnés à l'extérieur du compartiment de gaz rendant inutile une étanchéité au gaz par rapport aux bornes secondaires. Chaque transformateur peut contenir plusieurs noyaux pour les mesures et la protection dans une seule et même enveloppe.

Courant primaire / courant secondaire	120 à 200 A/1 A
Fréquence	50 Hz
Idyn valeur crête de courant de court circuit	80KA
Ith	31 kA 3s
Puissance	10 VA
Classe de précision	Protection : 5P20 Mesure : 0.2

Tableau IV. 5: Caractéristiques du transformateur de courant partie 66 KV.

- **Le sectionneur de mise à la terre isolé et le sectionneur de mise à la terre rapide :**

Sont des organes de sécurité, dont le but est de fixer le potentiel d'une installation préalablement mise hors tension, pour permettre l'intervention humaine en toute sécurité sur une installation.

La performance principale qui caractérise un sectionneur est sa tenue au courant de court-circuit, c'est-à-dire le courant maximal qu'il est capable de supporter lorsqu'il est fermé. La tenue diélectrique est un autre paramètre important, caractérisant la capacité à isoler du sectionneur, même en présence de surtensions.

Le sectionneur de jeux de barre isole un départ ligne en toute sécurité.

Le sectionneur de mise à la terre relie les sections isolées du PSEM à la terre, pour protéger le personnel pendant les opérations de maintenance et de montage.

Le sectionneur de terre rapide est capable d'envoyer à la terre des courant induits sur des lignes électriques aériennes, de décharger des capacités importantes telles que celles accumulées sur des câbles, et de garantir la sécurité quand l'extrémité opposée d'une ligne n'est pas entièrement mise hors tension. Les sectionneurs de terre rapides sont équipés d'un mécanisme d'entraînement actionnée par ressort dans le rechargement se fait par l'intermédiaire d'un moteur.

Valeurs assignées	KV	60/72.5
Tension de tenue aux chocs de foudre (entre phase et terre)	KV	325
Tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle (entre phase et terre)	KV	140
Fréquence	Hz	50
Courant de courte durée admissible (avec 31.5 KA/40 KA)	KA	80
Courant de courte durée admissible	KA	31.5
Durée admissible du courant de court-circuit	S	3
Pression de service minimale SF6/pression de remplissage (à 20°C)	KPa	520/600
Poids sans SF6 (avec entraînement)	Kg	50
Poids de SF6 à remplissage	Kg	1

Tableau IV. 6: sectionneur rapide de mise à la terre.

Pour l'entraînement de ce sectionneur on utilise un moteur à aimant permanent avec les caractéristiques suivantes :

Valeurs assignées CC	V	110-125		
Plage de tolérance	%	+10/ -15		
Puissance	W	150		
Courant de démarrage	A	15	12	6
Courant permanent	A	3	3	1.5

Tableau IV. 7: Moteur à aimant permanent.

- **Le disjoncteur**

Fonctionnement de la chambre de coupure

Lors de la connexion, le mécanisme de commande de disjoncteur déplace la bille de manœuvre. La bille de manœuvre déplace des pièces de chambre de coupure (buse d'isolation, buse auxiliaire et cylindre de soufflage en direction du contact fixe). L'allumage avancé s'effectue par les contacts d'arc. Les contacts à courant constant commutent presque hors tension.

La déconnexion s'effectue dans le sens de mouvement inverse tout en sachant que les contacts à courant constant doivent être séparés les premiers et les contacts d'arc ensuite. Une commutation du courant est provoquée sur les contacts d'arc.

L'énergie de l'arc augmente la pression dans la chambre de chauffe. Le courant de gaz mis en œuvre lors de la séparation des contacts d'arc, de par la buse auxiliaire et la buse d'isolation refroidit l'arc de commutation grâce à un soufflage radial intensif et éteint l'arc de commutation dans le passage par zéro du courant.

Valeurs assignées	KV	60/72.5
Tension de tenue aux ondes de choc (en direction de la terre)	KV	325
Tension de tenue aux courants alternatifs (en direction de la terre)	KV	140
Fréquence	Hz	50
Courant	A	1250
Courant de choc (avec 31.5 KA/40 KA)	KA	80
Courant temporaire	KA	31.5
Durée de court-circuit	S	3
Séquence de manœuvres	-	O - 0.3 sec - CO - 3min - CO
Tension de tenue aux courants alternatifs du circuit auxiliaire	KV	2
Pression de service minimale SF6/pression de remplissage (avec 20°C)	KPa	600/700
Poids de remplissage SF6	Kg	37
Poids avec entraînement (sans transformateur d'intensité intégré ni SF6)	Kg	886

Tableau IV. 8: caractéristiques du disjoncteur partie 66 KV.

Il existe deux moteurs d'entraînement des disjoncteurs du poste blindé :

- Moteur universel VCA :

Valeurs de mesure du moteur	V	110-125
Plage de tolérance	%	+10/-15
Puissance du moteur	W	600
Courant de démarrage du moteur	A	40
Courant permanent	A	9

Tableau IV. 9: caractéristique du moteur universel VSA.

- Moteur compound VCD :

Valeurs assignées du moteur	V	110-125
Plage de tolérance	%	+10/-15
Puissance du moteur	W	600
Courant de démarrage du moteur	A	30
Courant permanent	A	6

Tableau IV. 10: caractéristique du moteur compound VCD.

- **Le parafoudre :**

Description et fonctionnement :

Dans l'appareillage à isolation gazeuse SF₆, on utilise des parafoudres comme protection contre les surtensions atmosphériques et les surtensions de manœuvre. Le parafoudre peut être monté sur n'importe quelle bride disponible du GIS.

Il s'agit d'un parafoudre blindé triphasé équipé de son propre compartiment. Le cloisonnement du compartiment est réalisé à l'aide d'un isolateur à cloison.

Les conducteurs du parafoudre comprennent des disques résistants empilés. Ils sont fabriqués en oxyde métallique. La surface de contact de chaque disque est recouverte d'un revêtement métallique conducteur. La hauteur de la pile dépend de la tension de l'installation de distribution. Des barres de traction et ressorts spéciaux assurent la pression de contact entre les disques résistants à n'importe quelle température.

L'enveloppe métallique et la base du parafoudre sont en aluminium. Selon le modèle de parafoudre, la base comprend des traversées pour le montage de compteur de surtension ou la mesure du courant. Par ailleurs, l'extérieur de la base dispose de trous taraudés utilisés pour mettre à la terre. L'enveloppe métallique sert de support au limiteur de pression et a deux raccords de gaz. Le capteur de densité du gaz est monté sur l'un des deux raccords de gaz.

Valeurs assignées		
Tension U_{eff}	KV	Jusqu'à 25% au-dessus de U_c
Fréquence	Hz	50/60
Tension assignée	kV	198
La tension d'amorçage aux chocs de foudre normal	KV	Intensif : 514.8 Non intensif : 594
La tension d'amorçage aux chocs sur front ou la tension d'amorçage maximale	KVcrête	Intensif : 594 Non intensif : 683.1
Courant de décharge (valeur de crête)	kA	10
Température ambiante admissible (sans chauffage)	$^{\circ}C$	+45 à -30
Pression minimale de fonctionnement/ Pression de remplissage (à 20 $^{\circ}C$)	KPa	520/600
Poids sans SF6	Kg	110
Poids de remplissage SF6	Kg	4
Longueur max. L	Mm	940

Tableau IV. 11: caractéristiques technique du parafoudre.

IV.1.2. les panneaux de commande et de protection :

Sont destinés pour assurer la fonction de supervision et de contrôle, et pour effectuer des manœuvres sur les disjoncteurs et les sectionneurs à distance on actionnant des commutateurs.

Le système de protection est conçu pour protéger le système électrique avec un système de mesure qui surveille en permanence les paramètres importants du réseau.

De nouvelles protections numériques sont intégrées dans ces panneaux, qui convertissent les signaux analogiques issus des transformateurs de mesure en grandeurs numérique pour traiter ensuite le signal par un processus numérique au moyen de microprocesseurs rapides.

Dans notre cas le relais utilisé pour la commande et la protection est le relais REF545.

- **Les fonctionnalités de relais REF545 :** [12]

La protection :

Protection triphasée non directionnel à maximum de courant.
 Protection contre les défauts de terre avec 3 seuils non directionnels.
 Protection minimum et maximum de tension.
 Protection minimum et maximum de fréquence.

Le contrôle :

Il peut être local ou à distance.

Un écran indique le diagramme à une ligne, incluant les objets de contrôle, les leds et les données de mesure, et ça pour le contrôle des disjoncteurs, sectionneurs et sectionneurs de terre.

Fonction de supervision :

Supervision de circuit de déclenchement
Supervision interne de défaut de relais

Mesure :

Mesure de courant.
Mesure de tension.
Mesure de puissance (puissance active, puissance réactive et facteur de puissance).
Mémoriser et enregistrer les mesures à l'instant de défaut.

Communication : avec protocole modbus

L'unité REF545 est aussi utilisée pour gérer la commutation automatique et manuelle entre les deux différentes lignes d'arrivée.

• Les modules du REF545 :

- **Module de protection à maximum de courant** avec 3 seuils
NOC3Low, NOC3High et NOC3Ist :
- **Module de protection contre les défauts de terres** avec 3 seuils
NEF1Low, NEF1High et NEF1Ist :
- **Module de protection à minimum de tension** OV3Low et OV3High
(uniquement utilisé aux entrées 66KV) :
- **Modules de protection de fréquences** : Freq1St1 (utilisés seulement aux entrées 66KV) :
- **Modules qui assurent la fonction de contrôle** : COCB1 pour le contrôle à distance et COLOCAT pour le contrôle à distance/local.
- **Fonction de mesure** : est assuré par 5 modules qui sont
MECU3A pour mesurer le courant
MEVO3A pour mesurer la tension
MEFR3A pour mesurer la fréquence
MEPE3A pour mesurer la puissance et l'énergie
MEDREC3A enregistreur de perturbation

IV.2. Les protections du transformateur :

Le transformateur de puissance HTB/HTA utilisé dans ce poste a les caractéristiques suivantes :

Puissance nominale	10400 (13000) KVA
Tension nominale	66/30 KV
Courant nominal	91 (113.7)/200.2 (250.2) A
Nombre de phase	3
Fréquence nominale	50 Hz
Type de refroidissement	ONAN/ONAF
Etat de fonctionnement	En plein air
Connexion	Dyn11
Poids total	34600 Kg
Classe d'isolation	A

Tableau IV. 12: les caractéristiques du transformateur de puissance utilisé.

Les transformateurs sont le siège de plusieurs défauts, et on les classe selon leurs origines internes ou externes. Pour faire face à eux il est recommandé d'utiliser les différentes protections qui sont présentés dans ce qui suit :

IV.2.1. La protection interne:

- **Le régleur en charge [12]**

La charge d'un réseau électrique n'est pas constante, ces variations influent notamment la tension du réseau. Pour permettre au réseau de maintenir une tension stable plusieurs solutions existent, l'une d'entre elles est de modifier le rapport de transformation avec des transformateurs de puissance présents dans le réseau.

D'après la désignation de la commission électrotechnique internationale, le régleur en charge, est un appareil permettant de rajouter ou de retrancher des spires à l'enroulement principal du transformateur. Le rapport de transformation du transformateur peut ainsi être adapté aux conditions de charge sur le réseau afin de maintenir la tension à un niveau optimal.

Chaque type de régleur est protégé par une protection spécifique. Dans le cas d'un régleur à commutation dans l'huile (cas le plus fréquent), l'appareil se trouve dans une cuve d'huile différente de celle qui refroidit les enroulements. Le commutateur du régleur est très souvent sollicité. Il va, de ce fait, contribuer à la production fréquente de gaz inflammable (arcs se produisant au moment de la commutation). Le relais doit être en permanence à l'air libre pour évacuer ces gaz. Dans le cas d'un défaut sur les enroulements du régleur, il y aura production instantanée d'une importante quantité de gaz : le relais va fonctionner et provoquer le déclenchement du transformateur.

- **Le relais buchholz :[10]**

Dans le transformateur de puissance on trouve un relais Buchholz qui réagit aux défauts qui se produisent à l'intérieur du transformateur, donc les défauts qui ne sont pas visibles.

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaines quantités d'huile sous l'effet d'échauffement, ce qui va créer des bulles de gaz. Les gaz se déplaçant dans la direction du conservateur d'huile où les ondes de choc créées par le développement rapide du gaz déclenchent le système de signalisation du relais Buchholz. Il peut s'agir aussi non pas de gaz mais d'air provenant d'une entrée au niveau de la pompe de circulation d'huile ou de poches d'air emprisonnées dans le circuit magnétique. Le relais Buchholz intervient également lors d'une baisse du niveau d'huile.

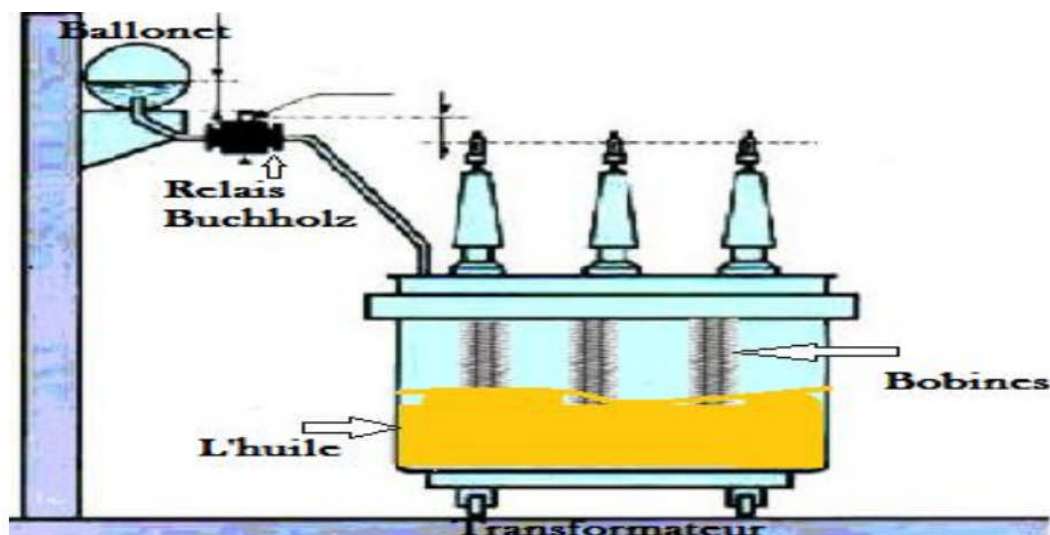


Fig IV- 3 : Relais Buchholz. [17]

Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet d'obtenir des indications sur la nature et l'emplacement du défaut. Il existe trois niveaux d'analyse.

Analyse visuelle, si le gaz est :

Incolore : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension.

Blanc : il y a échauffement de l'isolant.

Jaune : il s'est produit un arc contournant une cale en bois,

Noir : il y a désagrégation de l'huile.

- **Protection contre les surcharges :[17]**

C'est une protection par image thermique dans le but de contrôler la température de transformateur, et ça se fait avec l'utilisation des sondes de température qui sont immergées dans l'huile pour mesurer la température d'huile.

L'huile est chauffée par un courant proportionnel à celui du transformateur dû à une surcharge ou par des problèmes au niveau de la circulation de l'huile ou des aéroréfrigérants. L'échauffement de la sonde provoque une alarme qui nécessite l'intervention de l'exploitant, Ou le déclenchement si la température est supérieur ou égale à 90°C.

IV.2.2. protection externe : [17]

- **Protection contre les surtensions :**

La foudre tombant sur les lignes ou d'autres événements comme l'ouverture ou la fermeture de disjoncteurs dans le réseau peuvent causer des surtensions aux bornes des enroulements du transformateur.

Cette protection est assurée par les parafoudres et les éclateurs. Ils doivent être réglés de telle sorte à assurer que la tension maximale qu'atteint le transformateur soit inférieure à 80% de la tension d'essai. [10]



Fig IV- 4 : Éclateurs placés sur les pôles HT.

- **Protection ampérométrique à maximum d'intensité :**

Ces protections ont pour opérande la mesure du courant de court -circuit. Selon son intensité et se basant sur des courbes de temps fixe, donnent un ordre de déclenchement. Elles sont fortement utilisées pour la protection contre les surtensions et les courts-circuits.

Elle est réglée en général à :

- 1.2 In du transformateur s'il n'y a pas de protection de surcharge ;
- Jusqu'à 2 In si le transformateur est équipé de protection de surcharge ;

- Temporisation réglée en général à 2,5 s.

- **Protection contre les défauts résistants :**

Utilisé pour détecter les courants de défaut homopolaire dus à :

Un conducteur tombé au sol.

Un contact du conducteur avec des branches d'arbres,...

Des défauts d'isolement : neige, givre, isolateur fêlé.

Cette protection sera raccordée sur un TC installé après la résistance de mise à la terre du neutre. Le principe retenu est la mesure du courant circulant dans la mise à terre du neutre MT du transformateur HT/MT par un Détecteur de Terre Résistante (DTR). Le réglage du détecteur de terre doit être le plus faible possible ; il est compris entre 0,5A et 1,5A et il est fonction du courant homopolaire permanent et transitoire.

IV.2.3. Protection masse cuve : [11]

La cuve doit être isolée de la terre, et elle est reliée au circuit de terre du poste par une seule connexion qui est constitué d'un relais ampèremétrique instantanée alimentée par un transformateur de courant. Ce relais provoque le déclenchement instantané des disjoncteurs.

Le relais détecte les courants qui circulent entre la masse et le circuit de terre, ces courants peuvent être provoqués par un contournement des bornes du transformateur, un amorçage d'éclateur ou un défaut à la masse d'un enroulement.

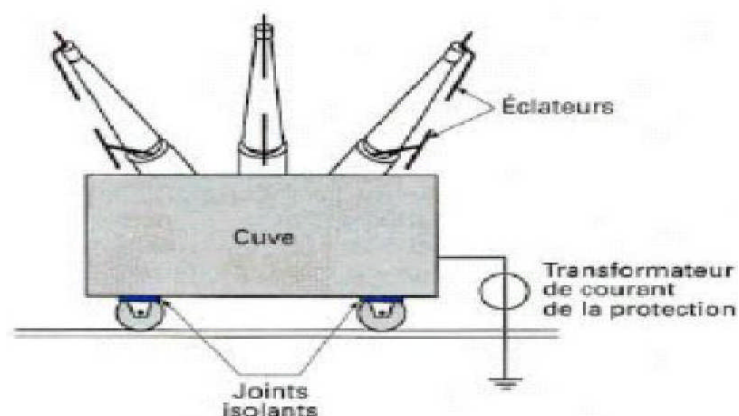


Fig IV- 5: Protection de masse cuve.

IV.2.4. utilisation d'un relais numérique SPAD346C : [12]

Ce relais dénommé SPAD 346 C a été conçu pour assurer la protection contre les courts-circuits des enroulements, les court-circuit entre spires, et la protection à la terre et différentielle du transformateur de puissance. Les fonctions d'enregistrement des défauts intégrées au relais, apportent une information précise du réseau afin de permettre une analyse approfondie des situations de défaut. En cas de défaut interne du transformateur on aura un déclenchement rapide.

Aucun transformateur auxiliaire de courant n'est nécessaire pour assurer la protection des transformateurs de puissance puisque le module de relais différentiel permet l'adaptation du relais au mode de couplage du transformateur de puissance, l'élimination d'un éventuel courant homopolaire et le réglage des rapports de transformation du courant sont aisément réalisés numériquement.

Ce relais peut enregistrer les données mesurées lors de déclenchement de la protection différentielle.

Il a un large domaine de correction du rapport du transformateur et un réglage numérique permet d'avoir une correction précise.

Une interface homme machine locale équipe la face avant du relais SPAD 346C, pour la télécommunication avec des systèmes de plus haut niveau.

Ce relais comporte trois modules de relais indépendants dont chacun a sa fonctionnalité :

Le SPCD3D53 : qui est le module de relais différentiel stabilisé.

Le SPCD2D55 : qui est le module de relais de défaut à la terre.

Le SPCJ4D28 : qui est le module combiné de défaut à la terre et à maximum de courant.

Le relais dispose de quatre sorties de déclenchement et de quatre sorties de signalisation pour concevoir le système de protection et de cinq entrées programmables pour des contrôles externes.

Elles permettent l'indication et la retransmission des signaux d'alarmes et de déclenchement des relais à gaz, des capteurs de température et des autres capteurs relatifs aux appareils auxiliaires du transformateur

Signaux de sortie :

IRF : Défaut de relais interne.

TS1-TS4 : Signaux de sortie (se sont les seuls relais de sortie capable de commander les disjoncteurs).

SS1-SS4 : Signaux de sortie de la carte mère contrôlant un relais de sortie.

Signaux d'entrée :

HV (haute tension) et LV (basse tension)

BS1-BS5 : entrées externes.

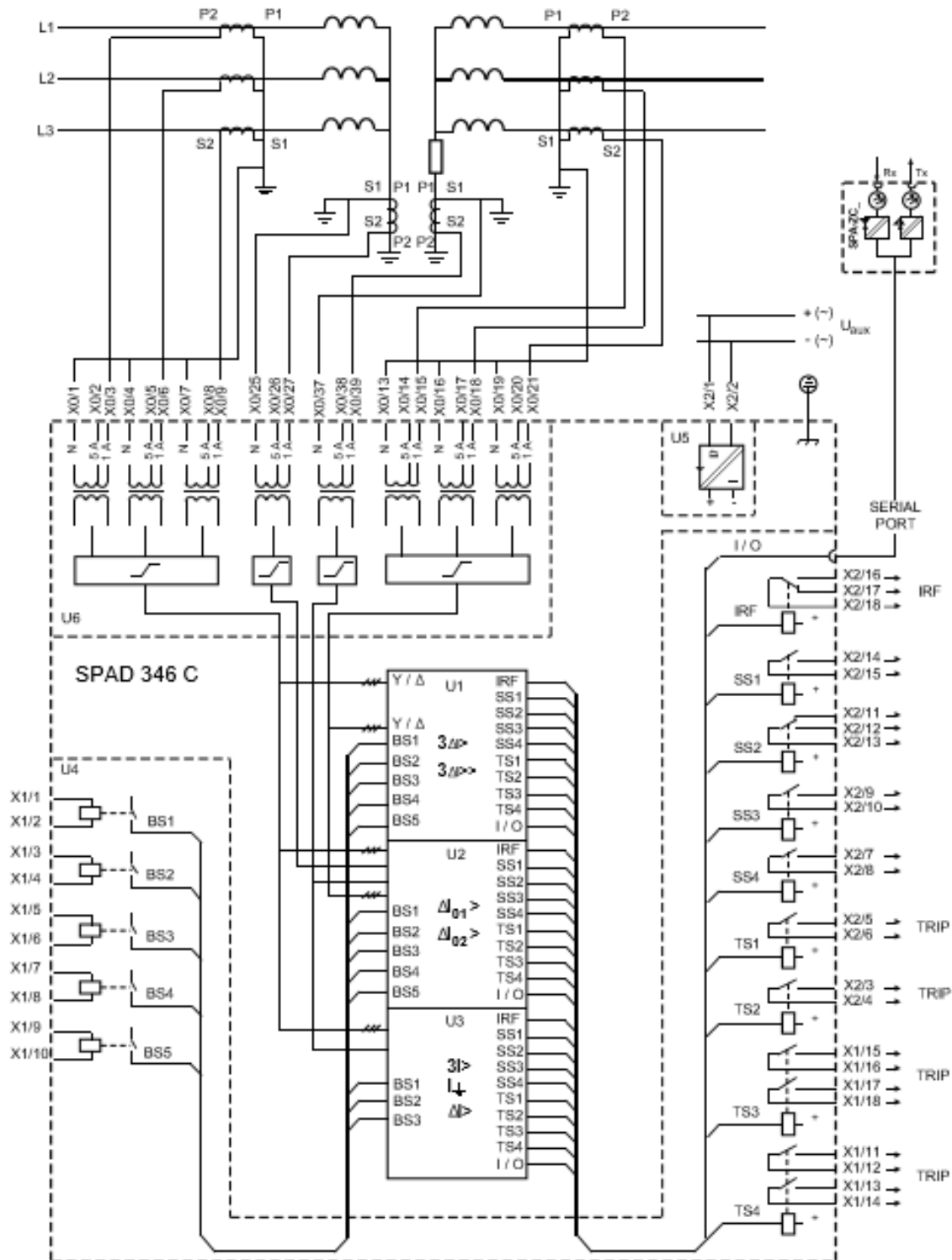


Fig IV- 6 : les entrées et les sorties du relais SPAD345C.

• Module de relais différentiel SPCD3D53 :

Le module de relais différentiel SPCD 3D53 fournit une protection contre les courts circuits des enroulements et les défauts entre spires.

Le relais différentiel compare les courants nominaux des deux côtés de l'équipement à protéger. Si le courant différentiel des courants de phase excède dans l'une des phases la caractéristique de fonctionnement stabilisée préréglée ou le niveau de protection instantané du module, le module délivre un signal de fonctionnement et le courant différentiel peut être dû à la présence de différence d'amplitude ou de déphasage des courants.

Dans notre cas le module différentiel SPCD3D53 qui est seulement utilisé, sa fonction est de mesurer le courant différentiel lors de déclenchement, stabilisé le courant sur la phase lors du déclenchement, adaptation de groupe de vecteurs de transformateur et élimination de la composante de séquence nulle des courants de phase.

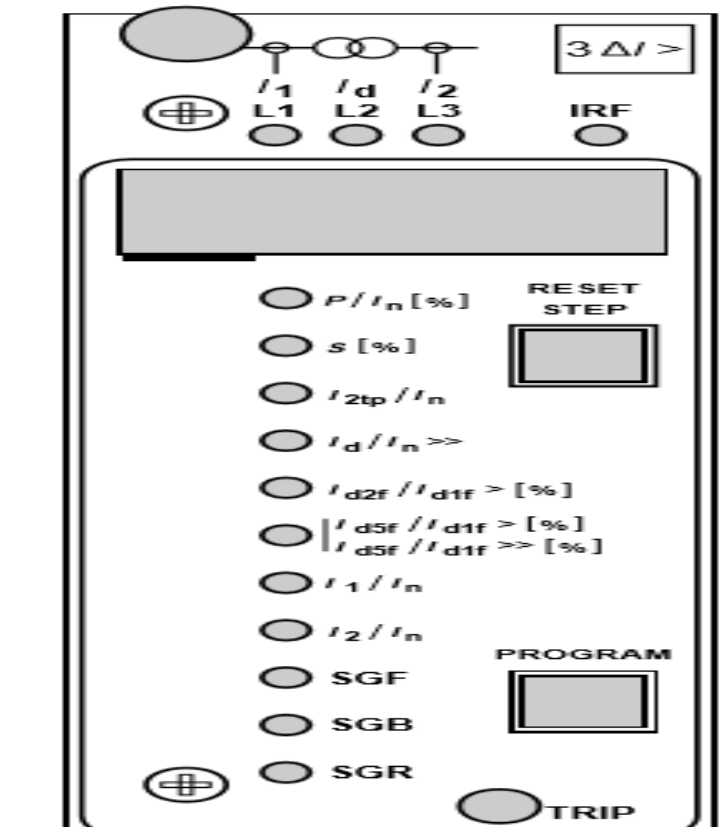


Fig IV- 7 : l'interface du module de relais différentiel SPCD3D53

- caractéristique de fonctionnement:

In: courant nominal

Id: courant différentiel

Ib: courant de stabilisation

Réglage	Description	Domaine de réglage
Id / In >>	l'échelon de courant différentiel instantané id / in peut être réglé séparément; la valeur de réglage représente la limite de déclenchement instantanée réglée du sorte que le module de relais différentiel ne se déclenche pas quand le transformateur est alimenté. Le niveau de courant différentiel instantané intervient lorsque la composante fondamentale calculée à partir du courant différentiel excède la limite de fonctionnement définie Id/In>> ou quand la valeur instantanée du courant différentiel dépasse le seuil 2.5× Id/In>> , la composante du court circuit et les harmoniques n'affectant pas le fonctionnement du relais quand le courant différentiel est inférieur à $2.5 \times Id/In>>$.	5-30%
P / In	base du départ utilisé pour régler la sensibilité maximum du relais différentiel, il est également utilisé pour influencer le niveau de l'ensemble des caractéristiques de fonctionnement.	5-50%
S	rapport de démarrage ; lors de son réglage il convient de prendre en compte la classe de précision des transformateurs de courant à utiliser, les facteurs limite de précision correspondant à la charge réelle des transformateurs de courant ainsi que le domaine de régulation du gradateur du transformateur de puissance et l'emplacement du second point d'inflexion I_{2tp}/I_n des caractéristiques de fonctionnement, plus les erreurs des transformateurs de courant utilisés (plus l'erreur augmente plus S augmente)	10-50%
I_{2tp}/ In	deuxième point d'influence de la caractéristique de fonctionnement, on le choisit suivant la puissance du court-circuit, elle influence la sensibilité de déclenchement à des valeurs supérieures à celles du courant nominal.	1 à 3
Id_{2f} / Id_{1f}	Blocage basé sur le second harmonique du courant différentiel dans des situations d'urgence. Avec : Id _{1f} : Amplitude de la composante de fondamentale du courant différentiel Id _{2f} : Amplitude du second harmonique du courant différentiel	10-20%

Id5f / Id1f	Blocage basé sur le cinquième harmonique du courant différentiel dans des situations de surexcitation Avec : Id1f: Amplitude de la composante de fondamentale du courant différentiel Id5f: Amplitude du cinquième harmonique du courant différentiel	rapport de blocage Id5f / Id1f > = 10-50% rapport de déblocage Id5f / Id1f >> 10-50%
I1 / In	correction du rapport de transformation des transformateurs de courant sur le côté haute tension	0.4-1.5
I2 / In	correction du rapport de transformation des transformateurs de courant sur le côté basse tension	0.4-1.5

Tableau IV. 13: caractéristique de fonctionnement de relais différentiel SPDC3D53.

I1/In et **I2/In** sont des réglages pour la correction du rapport de transformation, calculés en fonction des courant nominaux I1 et I2 et les courant primaire des transformateurs de courant coté HTB et HTA.

SGF: groupes de commutateurs pour la configuration des fonctions SGF1à11

SGB: groupes de commutateurs pour la configuration des signaux de blocage et de commande externes SGB1à8

SGR: groupes de commutateurs de la matrice de relais de sortie SGR1à 8

- **Données mesurées:**

- . Courant de phase L1 L2 L3 côté haute tension du transformateur.
- . Courant différentiel Id de L1 L2 L3.
- . Courant de phase L1 L2 L3 sur le côté basse tension du transformateur.
- . Les données mesurées par l'enregistreur lors d'un déclenchement de protection différentielle est le courant différentiel.
- Le module de relais SPDC3D53 dispose d'une protection intégré contre les défaillances du disjoncteur, il permet de mettre en œuvre un système de déclenchement du disjoncteur sécurisé.

L'ouverture du **disjoncteur** peut être mise en œuvre sous la forme d'une commande bipolaire ou unipolaire. Le relais différentiel stabilisé SPAD346C est doté de deux relais unipolaires pour service intensif (TS1 et TS2) et de deux relais bipolaires pour service intensif (TS3 et TS4).

Quand une commande de disjoncteur bipolaire est utilisée, la tension de commande est reliée aux deux cotés des bobines de déclenchement du transformateur. Si le relais de sortie pour service intensif TS3 est utilisé pour la commande **bipolaire**, par exemple, la borne X1/15 est connectée à

la tension de commande négative et la borne X1/18 est connectée à la tension de commande positive, les bornes X1/16 et X1/17 sont connectées à la bobine d'ouverture du disjoncteur. Si le relais de sortie pour service intensif TS3 est utilisé pour la commande **unipolaire**, les bornes X1/16 et X1/17 doivent être connectées ensemble, à savoir, les relais doivent être connectés en série, la borne X1/15 est connectée à la bobine d'ouverture du disjoncteur et la borne X1/18 est connectée à la tension de commande positive.

IV.3. Les protections dans la partie 30kV :

La partie 30KV est dans les départs allant vers les différentes unités du champ, les protections sont intégrées dans un tableau **Uni Gear** type **ZS 3.2** moyenne tension blindé pour l'installation intérieure et qui utilise des modules standards. Les compartiments sont séparés par des cloisons métalliques isolés dans l'air et protégés contre des arcs conformément aux exigences normatives CEI.

Dans ce tableau on trouve un relais numérique REF543 où sont reliés les différents matériels de protection par l'intermédiaire des transformateurs de courant et de tension pour avoir une commande et une protection sans danger, simple et plus sophistiqué.

IV.3.1. les cellules de commande et de protection de la partie 30KV :

Comportant des équipements de types blindés à disjoncteur débrochables, se composent d'unités fonctionnelles assemblées entre elles pour réaliser les fonctions arrivée, départ, couplage, mesure et mise à la terre du jeu de barres.

Le système de protection et de contrôle est géré par un relais numérique REF543.



Fig IV- 8: Présentation des cellules unigear ZS 3.2

Dans une cellule on trouve les équipements suivants :

1. Transformateur de tension

Tension	KV	36
Fréquence	Hz	50
Rapport de transformation	-	$30/\sqrt{3} / 0.11/\sqrt{3}$
Classe	-	0.5
Puissance nominale	VA	50
Norme	-	IEC60044-2

Tableau IV. 14: Caractéristiques du transformateur de tension partie 30 KV.

2. Transformateur de courant

Rapport de transformation	-	300/1
Fréquence	Hz	50
Puissance nominale	VA	10
Classe	-	5P20
Ith	KA/s	6.3/1
Idyn	KA	16
Tension	KV	36
La norme	-	IEC60044.1

Tableau IV. 15: Caractéristiques du transformateur de courant partie 30 KV.



Fig IV- 9: Instruments de mesure TC et TT.

3. Disjoncteur 30kV :

Les disjoncteurs de moyenne tension de type HD.4 emploient du gaz hexafluorure de soufre (SF6) pour l'extinction de l'arc électrique.

La coupure dans le gaz SF6 s'effectue sans déchirure de l'arc et sans créer de surtension grâce à la technique de coupure auto soufflage dans le SF6, ces caractéristiques garantissent au disjoncteur une longue vie.



Fig IV- 10: disjoncteur du panneau type Unigear ZS3.2.

Tension nominale	KV	36
Courant nominal	A	630
Tension de tenue aux chocs de foudre	KV	170
Tension de tenue aux courants alternatifs (en direction de la terre)	KV	70
Durée nominale du court-circuit	S	3
courant de court circuit maximal de la composante périodique.	KA	6.3
Pouvoir de fermeture assigné	KA	16
pourcentage de la composante apériodique	%	40
Courant nominal de rupture du câble nominal	A	50
Séquence de manœuvres	-	O-0.3s-CO-180s-CO
Température classe	°C	15—40
Tension de fonctionnement DC	V	110
Tension du moteur de charge AC / DC	V	110
Pression absolue SF6 à 20°C	KPa	550

Tableau IV. 16: caractéristiques du disjoncteur 30 kV.

4. Relais de protection de courant homopolaire REF 543 : [12]

Ce relais de protection pour départs HTA fait partie du système d'automatisation du poste électrique de la société ABB. Il utilise la technologie moderne appliquée aussi bien dans les solutions logicielles que matérielles. La performance du terminal est élevée grâce à l'utilisation de l'architecture de multiprocesseur.

Le traitement numérique des signaux avec une unité centrale puissante et la gestion d'entrées/sorties (E/S) facilitent l'exécution des opérations parallèles et améliorent la précision et les temps de réponse .L'interface

utilisateur IHM doté d'un écran à cristaux liquide à vues multiples permet l'utilisation fiable et aisée du terminal REF543, il enseigne l'opérateur à travers les différentes procédures du système

Les relais REF 543 utilisés dans les panneaux de protection de la partie 30KV a les mêmes fonctionnalités que le REF 545, sauf que le REF 545 peut commander plus de capteurs et il contient plus de bobines.

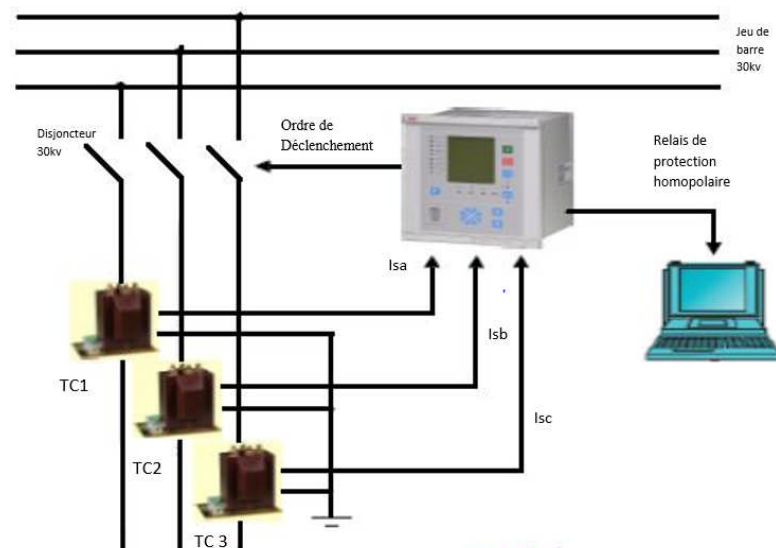


Fig IV- 11: schéma globale qui représente le système de protection. [6]

V. Conclusion :

Les sous-stations sont les éléments constitutifs de tout réseau, et sans protection adéquate, elles peuvent rapidement s'effondrer. Pour éviter cette situation, on a utilisé des relais de protection et des disjoncteurs reliés aux télécommunications.

Un relais qui assure la protection du transformateur de puissance 66/30 KV nommé SPAD 346 C associé avec un relais REF545, ce dernier on le trouve aussi dans les panneaux de protection 66KV, et un autre relais qui assure la protection des départs 30 KV nommé REF543.

Ils consistent à mettre en œuvre un ensemble de protections distribuées sur le réseau selon ses caractéristiques, fonctionnant en concordance et en cohérence afin d'éliminer tous les défauts affectant tous les points du réseau, dans le délai le plus court, et par la protection la plus proche.

Conclusion

Conclusion générale :

Dans ce mémoire nous avons donné des généralités sur les réseaux électriques de production, de transport et de distribution, aussi nous avons présenté le poste électrique 66/30 KV alimentant le champ pétrolier de Zarzaitine, qui peut être le siège de plusieurs défauts électriques tels que les courts circuits, les surtensions et les surcharges...etc.

Il nous a paru donc nécessaire de donner assez d'informations sur les éléments constituant le système de protection du poste électrique, qui sont très importants et très sensibles. Pour cela nous avons cité les différentes méthodes de calculs des courants de courts-circuits pour bien choisir et dimensionner le matériel de protection afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le poste électrique.

La définition des caractéristiques électrique n'est pas suffisante, il faut donc définir d'autres caractéristiques qui sont liées à la mécanique pour la conception du matériel.

Dans le but d'améliorer et de simplifier l'utilisation et la surveillance de ce poste on propose d'ajouter un système qui utilise le protocole LON-bus et le serveur MicroSCADA pour la supervision et la communication entre le relais et l'ordinateur par l'intermédiaire d'un module qui se trouve au niveau du relais numérique.

Bibliographies:

- [1] : T.WILDI ; G.SYBILLE, "électrotechnique", 4^{ème} édition. Edition "de boeck".
- [2] : Jean-Michel DELBARRE ; « postes à haute et très haute tension, rôle et structure ». Article publié le 10 décembre 1993.
- [3] : Mémoire de fin d'études présenté par Hayet NESSAH et Tarik SADI OUFELLA .« Etude et dimensionnement d'un poste de transformation HTB/HTA (60/30KV) d'Ouled Moussa ». Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou novembre 2014.
- [4] : « Guide conception des réseaux électrique ». Schneider électrique T&D 6883427/A.
- [5] : Mémoire de fin d'études présenté par H. HOUASSINE. « Approche de protection des postes de transformation Haute Tension ». Université mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou promotion 2007/2008.
- [6] : Mémoire de fin d'études présenté par BEN DERRADJI Selsabil. « calcul des protections d'un départ HTA ». Université KASDI MERBAH-OUARGLA Juin 2014.
- [7] : Thèse pour l'obtention du diplôme du DOCTORAT en sciences en électrotechnique présenté par BOUCHAHDANE Mohamed. « Coordination des systèmes de protection appliquée au réseau national ». Université Constantine I. année 2013.
- [8] : Mémoire pour l'obtention du diplôme MAGISTERE présenté par ZELLAGUI Mohamed. « Etude des protections réseaux électriques MT ». Université MENTOURI de Constantine Juin 2010.
- [9] : Cahier technique Merlin Gerin n° 168 Schneider électrique. « La foudre et les installations électriques HT ». Edition juillet 1993.
- [10] : Mémoire présenté par Yelande Chritelle KITCHANJI MOUGANG.
« Intégration de protection de distance numérique dans les postes HTB/HTA de l'AES SONEL : cas de l'implémentation du MICOM P442 sur le départ HTB 90 KV de NDJOC-KONG ». Université ENSET de DOUALA Mars 2013
- [11] : Mémoire de fin d'études présenté par OUBAIIH Ghizlane et BALLOUK Sofiane. « Etude et dimensionnement de l'appareillage électrique du poste de transformation 225/60/11 KV de CHEFCHAOUEN ». Université Hassan II-Casablanca Juin 2013.
- [12] : documentation ABB du poste électrique.
- [13] : Projet de fin d'études présenté par Mr OUANTER Hamza Mr NIFAOUI Younes. «amélioration des protections des postes sources HTA/HTB ». Université

sidi Mohammed BEN ABDELLAH faculte des sciences et techniques fes. Juin 2015.

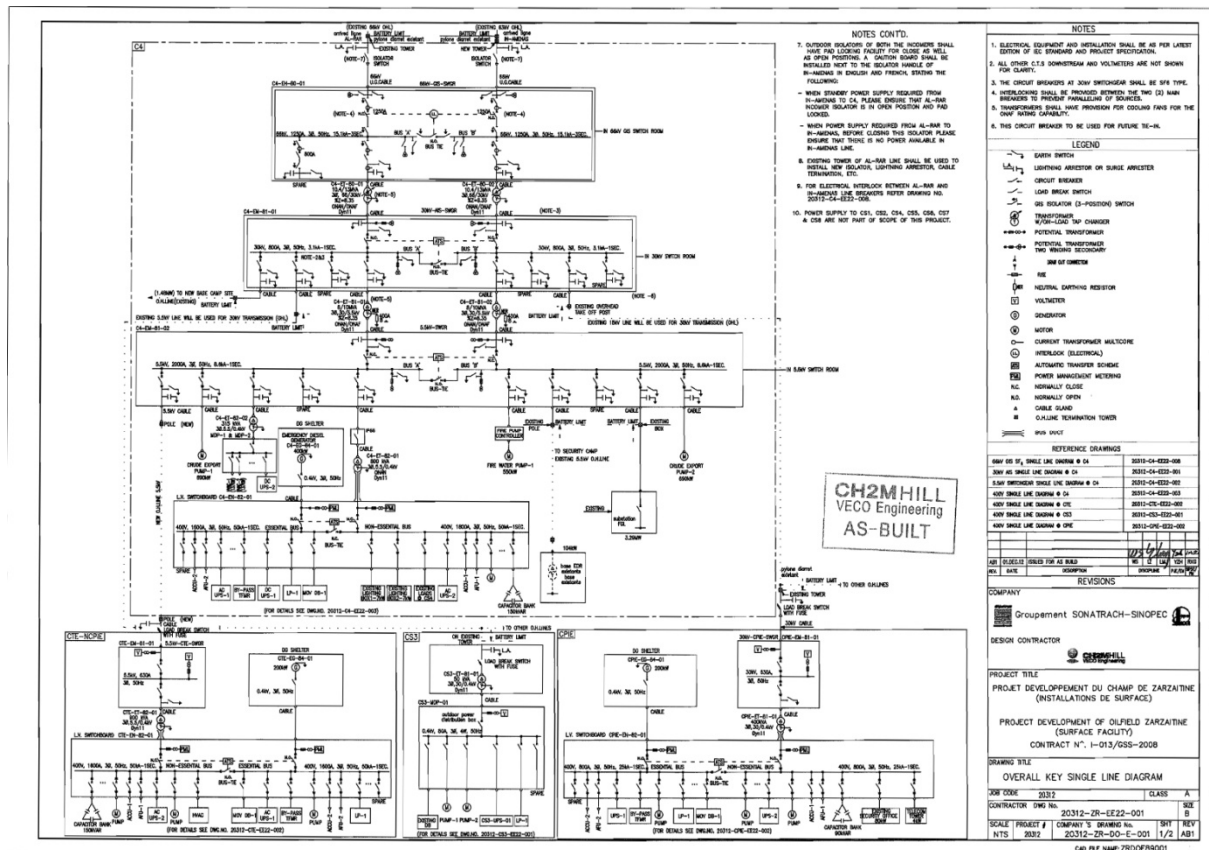
[14] : Cahier technique Schneider électrique n°158. « Calcul des courants de court-circuit ». Edition septembre 2005.

[15] : guide technique Merlin Gerin moyenne tension. « Guide de conception MT publier par Schneider électrique industrielle SA » en mars 2000.

[16] : « plan de protection des réseaux HTA ». Guide technique de distribution d'électricité. Document réalisé par le STE d'EDF GDF SERVICES en 1994.

[17] : Mémoire de projet de fin d'études Pour l'obtention du diplôme de master. Réalisé par : Mme Sara Laiymani. Université Sidi Mohammed Ben Abdellah. « Evolution des systèmes de protection : Sélectivité Logique ». Soutenu le : 24 Juin 2013.

ANNEXE



-Le schéma unifilaire du poste électrique de Zarzaitine-

Résumé

L'énergie électrique est un facteur important dans le développement de toutes branches de l'économie moderne. Certaines régions sont connues par leurs demandes d'énergie d'une manière satisfaisante, tout en s'assurant la continuité de service. Ce qui va nous conduire à des systèmes très complexes et difficile à contrôler. Le développement des systèmes de production et de distribution d'énergie revient à améliorer leurs systèmes de contrôle et de protection qui permettent d'identifier et d'éliminer les différents défauts et d'avoir une manipulation souple.

Pour un bon dimensionnement des protections du poste électrique 66/30kV de Zarzaïtine nous avons fait une étude sur les défauts probables dans le poste, puis on a calculé les courants de court dans les différents jeux de barres. Cette étude nous a permis de dimensionner les différentes protections du poste et de présenter le système de protection en général qui est constitué des éléments de mesure (TC ; TT), élément de traitement des données (relais qui assure la protection, le control et la supervision), éléments d'enclenchement (disjoncteurs et sectionneurs) ainsi que les différentes protections du transformateur.

Mots clés

Poste électrique ; Jeu de barres ; GIS ; SF6 ; Court-circuit ; Impédance ; TC ; TT ; Disjoncteur ; Transformateur ; Relais.