

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة غرداية

N° d'enregistrement

Université de Ghardaïa



كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم الآلية الكهروميكانيك

Département d'Automatique et d'Electromécanique

Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme

**Master**

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Electromécanique

Spécialité : Maintenance industrielle

**Thème**

**Optimisation de la maintenance préventive de la protection électrique d'une travée transformateur THT-HT (au sein du poste de transformation de GRTE Ghardaïa)**

**Présenté par :**

**Mohamed Redouane DADDIBABA**

**Yacine CHIHANI**

**Soutenue publiquement le 11 / 06 / 2022**

**Devant le jury composé de:**

**Hocine MERZOUG**

**MAA**

**Université de Ghardaïa**

**Encadrant**

**Oussama MOUSSA**

**MAB**

**Université de Ghardaïa**

**Examineur**

**Sofiane MOUATS**

**MAA**

**Université de Ghardaïa**

**Examineur**

**Année universitaire 2021/2022**

# REMERCIEMENTS

Nous remercions avant tous **ALLAH** pour son aide, ses innombrables dons. **ALLAH** qui nous a donné la force, la volonté et le moral pour accomplir nos études.

La première personne que nous tenons à remercier est notre encadreur **Mr. Hocine Merzoug**, pour l'orientation, la confiance, la patience qui a constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être mené au bon port. Qu'il trouve dans ce travail un hommage vivant à sa haute personnalité

Nous remercions également tous les membres du jury qui nous avons fait l'honneur en acceptant d'examiner ce travail.

Nous remercions également tous les enseignants du département d'automatique et électromécanique qui nous ont enseigné et qui par leurs compétences nous ont soutenu dans la poursuite de nos études.

Enfin nous exprimons notre très grande reconnaissance à notre famille, à mon père et ma mère nos frères et nos sœurs à nos proches pour nous avoir encouragés.

## Résumé :

Au cours de ce travail, nous avons optimisé la maintenance préventive de la protection électrique d'une travée transformateur THT-HT situés au poste de transformation de GRTE Ghardaïa.

Nous avons appuyé dans notre étude sur les statistiques des défaillances de la protection électrique de la travée transformateur 60/30 kV ; ces statistiques ont été analysées de manière quantitative (méthode ABC, analyse FMD) qualitative (méthode AMDEC) afin de réduire les temps d'arrêt et augmenter au maximum le temps de bon fonctionnement du système de protection.

**Mots clés :** Protection réseau électrique HT, défaillances, méthode ABC, AMDEC et FMD.

## ملخص :

خلال هذا العمل، قمنا بتحسين الصيانة الوقائية لحماية المحولات الكهربائية عالية التوتر الموجودة في مركز تحويل التوتر الكهربائي GRTE غرداية.

لقد اعتمدنا في دراستنا على إحصائيات أعطال الحماية الكهربائية للمحولات محولات 30/60 كيلو فولت ؛ تم تحليل هذه الإحصائيات كمياً (طريقة ABC, FMD) ونوعياً (طريقة AMDEC) من أجل تقليل وقت التوقفات الناتجة عن الأعطاب ورفع وقت تشغيل نظام الحماية قدر الإمكان.

**كلمات مفتاحية :** حماية الشبكة الكهربائية عالية التوتر، الاعطاب ، طريقة ABC ، AMDEC ، FMD.

## Abstract :

During this work, we have optimized the preventive maintenance of the electrical protection of an THT-HT transformer bay located at the GRTE Ghardaïa electrical transformer station.

In our study, we relied on the statistics of failures of the electrical protection of the 60/30 kV transformer bay; These statistics were analyzed quantitatively (ABC method, FMD analysis) and qualitatively (FMECA method) in order to reduce downtime and maximize the uptime of the protection system.

**Keywords :** HV electrical network protection, failures, ABC method, AMDEC, FMD.

## Table des matières :

REMERCIEMENTS .....	I
Résumé .....	II
Liste des figures .....	V
Liste des tableaux .....	VII
Liste des abréviations .....	VIII
Introduction générale .....	1
<b>Chapitre I : Présentation de l'entreprise.....</b>	<b>4</b>
I.1 Introduction .....	4
I.2 Présentation SONELGAZ .....	4
I.3 Une brève histoire de la fondation SONELGAZ .....	4
I.4 Organigramme générale de SONELGAZ .....	6
I.5 Présentation de l'entreprise (GRTE) .....	6
I.5.1 Organisation GRTE .....	8
I.5.2 Carte réseau de la région Hassi Messaoud .....	9
I.5.3 Poste GRTE de Ghardaïa .....	10
<b>Chapitre II : Généralité sur la travée transformateur THT-HT .....</b>	<b>14</b>
II.1 Introduction .....	14
II.2 Généralité sur les réseaux électriques .....	14
II.2.1 Les différents types des réseaux électriques .....	15
II.3 Généralité sur les postes électriques .....	15
II.3.1 Définition .....	15
II.3.2 Les différents types des postes .....	16
II.3.3 Les différents éléments d'un poste électrique .....	16
II.4 La travée transformateur.....	17
II.4.1 Définition .....	17
II.4.2 Les équipements constituant une travée transformateur .....	18
II.5 Conclusion .....	33
<b>Chapitre III : Généralité sur les protections d'une travée transformateur THT-HT .....</b>	<b>35</b>
III.1 Introduction .....	35
III.2 Système de protection d'une travée transformateur .....	35
III.2.1 L'objectif de la protection d'une travée transformateur .....	35
III.2.2 Le principe de fonctionnement d'un système de protection .....	35
III.2.3 Qualités principales d'un système de protection .....	36

III.2.4 Plan de protection de la travée transformateur THT/HT .....	37
III.2.5 Les différents types de la protection d'une travée transformateur .....	38
III.3 Conclusion .....	46
<b>Chapitre IV : La maintenance industrielle et ses méthodes d'analyse .....</b>	<b>48</b>
IV.1 Introduction .....	48
IV.2 Généralité sur la maintenance industrielle .....	48
IV.2.1 Définition de la maintenance .....	48
IV.2.2 Objectif de la maintenance .....	48
IV.2.3 La stratégie de maintenance .....	49
IV.2.4 Les différents types de maintenance .....	49
IV.2.5 Les niveaux de maintenance .....	54
IV.3 Les différentes méthodes d'analyse utilisées en maintenance .....	55
IV.3.1 AMDEC .....	55
IV.3.2 Méthode ABC (Diagramme de Pareto) .....	59
IV.3.3 La méthode QQQCP .....	61
IV.3.4 Diagramme cause-effets (ou Ishikawa ou en arête de poisson) .....	62
IV.3.5 La méthode de l'arbre de défaillance .....	63
IV.3.6 Etude FMD (Fiabilité , Maintenabilité, Disponibilité) :.....	66
IV.4 Conclusion .....	71
<b>Chapitre V : Application des outils d'analyse sur les données de l'entreprise .....</b>	<b>73</b>
V.1 Introduction .....	73
V.2 Historique des pannes des protections de la travée transformateur 60/30 kV N°3 .....	73
V.3 L'application des méthodes d'analyse .....	74
V.3.1 Application de la méthode de la courbe ABC (loi de Pareto) .....	74
V.3.2 L'analyse FMD .....	77
V.3.3 Application de La méthode AMDEC .....	91
V.4 Conclusion .....	96
Conclusion générale .....	98
Bibliographie .....	101
Les annexes .....	104

# Liste des figures :

## Chapitre I

Figure I .1 : Organigramme générale de SONELGAZ.....	6
Figure I .2 : Les régions de transport de l'électricité.....	7
Figure I .3 : Organigramme générale de GRTE .....	8
Figure I .4 : Carte réseau de la région Hassi Massoud .....	9
Figure I .5 : Plan de situation de poste GRTE Ghardaïa .....	10
Figure I .6 : Description de poste GRTE Ghardaïa .....	10
Figure I .7 : Schéma unifilaire du poste étage 220/60 kV .....	11
Figure I .8 : Schéma unifilaire du poste étage 60/30 kV .....	12

## Chapitre II

Figure II .1 : Les différents éléments dans un poste électrique .....	17
Figure II .2 : Exemple d'schéma unifilaire d'une travée transformateur 220/60 kV .....	18
Figure II .3 : Jeux de barres.....	18
Figure II .4 : Sectionneur HT .....	19
Figure II .5 : Sectionneur mise à la terre .....	19
Figure II .6 : Disjoncteur haute tension .....	20
Figure II .7 : Constitution d'un disjoncteur HT.....	20
Figure II .8 : Transformateur de courant HT.....	21
Figure II .9 : Transformateur de tension.....	22
Figure II .10 : Circuit bouchon.....	22
Figure II .11 : Transformateur pour services auxiliaires .....	23
Figure II .12 : Schéma de principe de fonctionnement d'un transformateur.....	24
Figure II .13 : Circuit magnétique .....	25
Figure II .14 : Partie active d'un transformateur triphasé .....	25
Figure II .15 : Les enroulements .....	25
Figure II .16 : La cuve d'un transformateur de puissance .....	27
Figure II .17 : Traversés en porcelaine.....	27
Figure II .18 : Réservoir de conservation .....	28
Figure II .19 : Transformateur à colonnes .....	29
Figure II .20 : Transformateur cuirassé .....	29
Figure II .21 : Transformateur à l'huile.....	30
Figure II .22 : La partie active d'un transformateur sec .....	31
Figure II .23 : Les radiateurs de refroidissement d'huile .....	32
Figure II .24 : Refroidissement à l'aide des ventilateurs.....	32
Figure II .25 : Mode de refroidissement ONAF .....	33
Figure II .26 : Mode de refroidissement OFAF.....	33

## Chapitre III

Figure III .1 : Plan de protection actuel d'une travée transformateur THT/HT .....	37
Figure III .2 : Schéma d'un relais BUCHOLZ .....	39
Figure III .3 : Relais BUCHHOLZ.....	39
Figure III .4 : Protection de masse cuve .....	39
Figure III .5 : Soupape de surpression.....	40
Figure III .6 : Schéma de protection différentielle à haute impédance.....	43
Figure III .7 : Schéma de protection différentielle à pourcentage .....	43
Figure III .8 : Les parafoudres (surge arresters) .....	44
Figure III .9 : Les éclateurs (spark gap) .....	45

## Chapitre IV

Figure IV.1 : Schéma résumé les différents types de maintenance .....	50
Figure IV.2 : Diagramme de Pareto ou courbe ABC .....	60
Figure IV.3 : Diagramme d'Ishikawa.....	62
Figure IV.4 : Portes ET, OU, R/N.....	64
Figure IV.5 : Exemple d'un arbre de défaillances.....	65
Figure IV.6 : Fonction de défaillance.....	66
Figure IV.7 : Les fonctions associées.....	67
Figure IV.8 : Évolution du taux de défaillance au cours du temps .....	67

## Chapitre V

Figure V.1 : La courbe d'ABC (courbe de Pareto).....	76
Figure V.2 : Le graphe de Weibull sur logiciel Minitab18 .....	78
Figure V.3 : La densité de probabilité $f(t)$ en fonction de TBF.....	82
Figure V.4 : La fonction de répartition $F(t)$ en fonction de TBF.....	83
Figure V.5 : La fonction de fiabilité $R(t)$ en fonction de TBF .....	85
Figure V.6 : La fonction de taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction de TBF .....	86
Figure V.7 : La fonction de la maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR.....	89
Figure V.8 : La fonction de la disponibilité instantanée en fonction de TTR .....	91

## Liste des tableaux :

### Chapitre IV

Tableau IV.1 : Niveaux de criticité et leurs définitions.....	58
Tableau IV.2 : Niveaux de fréquence et leurs définitions .....	58
Tableau IV.3 : Niveaux de gravité et leurs définitions.....	58
Tableau IV.4 : Niveaux de probabilité de non détection et leurs définitions .....	59

### Chapitre V

Tableau V.1 : L'historique des pannes des protections de la travée transformatrices 60/30 KV n°3 ...	73
Tableau V.2 : Analyse ABC (Pareto) .....	75
Tableau V.3 : Estimation de la fonction de répartition.....	77
Tableau V.4 : Les paramètres de la loi Weibull .....	79
Tableau V.5 : Calcul de l'écart entre F(t) et Fe(t).....	79
Tableau V.6 : La densité de probabilité f(t) .....	81
Tableau V.7 : La fonction de répartition F(t) .....	82
Tableau V.8 : La fonction de fiabilité R(t) .....	84
Tableau V.9 : La fonction du taux de défaillance $\lambda(t)$ .....	85
Tableau V.10 : Le calcul de la maintenabilité.....	88
Tableau V.11 : Le calcul de la disponibilité instantanée .....	90
Tableau V.12 : L'analyse du système par la méthode AMDEC .....	92



## Liste des abréviations :

**THT** : Très Haute Tension.

**HT** : Haute Tension.

**SF6** : Gaz hexafluorure de soufre.

**TC** : Transformateur de courant.

**TP** : Transformateur de tension.

**MT**: Moyen tension.

**kV** : Kilo Volte.

**NF** : Norme Française.

**EN** : Européen Norme.

**AFNOR** : Association française de normalisation.

**FD** : Fascicule de documentation.

**AMDEC** : Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité.

**ER** : Evénement Redouté.

**FMD** : Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité.

**f(t)** : Densité de probabilité.

**F(t)** : La fonction de défaillance.

**R(t)** : La fonction de fiabilité.

**$\lambda(t)$**  : Taux de défaillance.

**MTBF** : Temps moyen de bon fonctionnement (Mean Time Between Failure).

**TTR** : Temps Technique de Réparation (Time To Repair )

**MTTR** : La moyenne des temps techniques de réparation (Mean Time To Repair).

**$\mu(t)$**  : Taux de réparation.

**M(t)** : Fonction maintenabilité.

**D(t)** : Fonction disponibilité instantanée.

**Di** : Disponibilité intrinsèque.

## **Introduction générale :**

Les travées transformateurs occupent une partie primordiale du réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs. Cela n'est pas toujours possible à réaliser, car ces travées sont souvent exposées aux défaillances ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels d'une part et des désagréments pour les simples utilisateurs de l'énergie électrique d'autre part. Donc pour protéger les travées transformateur contre les défauts et les anomalies qui sont d'origines internes et externes, il existe tout un système de protection contre elles dans le but est d'assurer le bon fonctionnement et la continuité d'alimentation des clients HT.

Dans notre travail, nous avons réalisé une étude pour optimiser la maintenance préventive de la protection électrique d'une travée transformateur 60kV située au niveau du poste Ghardaïa qui appartient à la société algérienne de gestion du réseau de transport de l'électricité (GRTE), dont elle représente une installation électrique très importante et stratégique par rapport à la ville et par rapport au réseau électrique lui-même.

Notre étude est basée sur des méthodes de diagnostic utilisées dans le domaine de la maintenance industrielle, notamment : la courbe ABC, étude FMD et l'AMDEC .Nous visons à travers ce travail à trouver des solutions pratiques pour augmenter la fiabilité et l'efficacité du système de protection en réduisant le nombre de défaillances et d'interruptions.

Pour atteindre ces objectifs, nous avons devisé notre travail en Cinq chapitres.

**Chapitre I :** Présentation de l'entreprise GRTE dans la wilaya de Ghardaïa où on a effectué notre étude.

**Chapitre II :** Ce chapitre contient des généralités sur la travée transformateur THT-HT ainsi que le rôle de chaque dispositifs de cette installation.

**Chapitre III :** Dans ce chapitre nous avons présenté les différentes protections internes et externes utilisées pour protéger une travée transformateur THT-HT.

**Chapitre IV :** Nous avons présenté des normes et des notions concernant la maintenance industrielle telle que les types de maintenance, ses activités, son objectif, ainsi que les différentes méthodes d'analyser des défaillances comme la méthode ABC, AMDEC et FMD.

**Chapitre V** : C'est la partie essentielle et critique dans notre travail où on a appliqué les méthodes d'analyse telle que l'AMDEC, l'étude FMD et la méthode ABC en se basant sur l'historique des pannes de la protection de la travée transformateur 60/30 kV N°3 obtient du poste 220/60/30kV de Ghardaïa.

À la fin de notre mémoire, une conclusion générale a été établie où nous avons résumé et interprété tous les résultats obtenus sur les protections de la travée transformateur étudié. Nous avons proposé des recommandations pour améliorer la maintenance appliquée sur ce système électromécanique.

# **Chapitre I**

## **Présentation de l'entreprise**

## Chapitre I : Présentation de l'entreprise

### I.1 Introduction :

L'énergie électrique joue un rôle important dans la vie quotidienne, donc il est nécessaire de produire et transporter l'énergie électrique de façon efficace et continue, pour répondre aux besoins croissants des consommateurs.

Dans notre pays, ces services sont assurés, par la société SONELGAZ spécialisée dans la production, la distribution et la commercialisation de l'électricité.

### I.2 Présentation SONELGAZ :

Dans le monde, les besoins en énergie s'accroissent considérablement, la Société National d'Electricité et du Gaz SONELGAZ, a pour vocation : la production, le transport, la distribution de l'énergie électrique et le transport et la distribution du gaz par canalisation.

Cette société a subi plusieurs changements vis-à-vis de son organisation et notamment son appellation, elle est passée d'une société qui avait le monopole de la production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz à une société par action.

Ce changement de statut a donné à SONELGAZ la possibilité d'élargir ses activités à d'autres domaines relevant du secteur de l'énergie et aussi d'être présente par son produit hors des frontières nationales.[1]

### I.3 Une brève histoire de la fondation SONELGAZ :

SONELGAZ est l'opérateur historique dans le domaine de la fourniture des énergies électriques et gazières en Algérie.

- **En 1947** : Création de EGA : Electricité et Gaz Algérien.
- **En 1969** : Création de SONELGAZ : société nationale d'électricité et du gaz.
- **En 1983** : Première restructuration : naissance des filiales travaux et de fabrication
  - ✓ KAHRIF pour l'électrification rurale.
  - ✓ KAHRAKIB pour les infrastructures et installations électriques.
  - ✓ KANAGHAZ pour la réalisation des réseaux gaz.
  - ✓ INERGA pour le Génie Civil.
  - ✓ ETTERKIB pour le montage industriel.

- ✓ AMC pour la fabrication des compteurs et appareils de mesure et de contrôle.
- **En 1995:** SONELGAZ devient EPIC : Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial.
- **En 2002 :** l'Etablissement devient une Société par Action (SPA).
  - ✓ Le 5 Février 2002, l'apparition de la loi 02-01 sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisation qui a transformé SONELGAZ en une holding de société.
- **En 2004 :** Le Groupe Industriel Sonelgaz est né
- **L'expansion :**

Sonelgaz devient une holding de sociétés. Une partie de ses entités en charge de ses métiers de base sont érigées en filiales assurant ces activités :

  - ✓ Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE).
  - ✓ **Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE).**
  - ✓ Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport du Gaz (GRTG).
  - ✓ Opérateur du Système Electrique (OS), chargé de la conduite du système Production / Transport de l'électricité
  - ✓ Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz d'Alger (SDA).
  - ✓ Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre (SDC).
  - ✓ Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Est (SDE).
  - ✓ Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Ouest (SDO).
- **2007 - 2009** Parachèvement de la restructuration , le renouveau :
  - ✓ Toujours dans un souci d'accentuer ses performances, Sonelgaz adopte une nouvelle organisation. Celle-ci aboutit à un groupe comptant 33 filiales et 6 sociétés en participation directe.
- **2020-2021 :** Une nouvelle stratégie pour de nouveaux horizons
  - ✓ Le nouveau plan stratégique, dénommé Sonelgaz 2035, est porteur d'ambitions pour le groupe.

En effet, la stratégie recentre les missions de Sonelgaz sur son rôle d'énergéticien qui a pour principale raison d'être de fournir une énergie fiable et responsable, assurer un service public de qualité et contribuer au bien-être des clients et au développement durable.[2]

**I.4 Organigramme générale de SONELGAZ :**

La figure suivant (I.1) montre l'organigramme général de la société SONELGAZ.

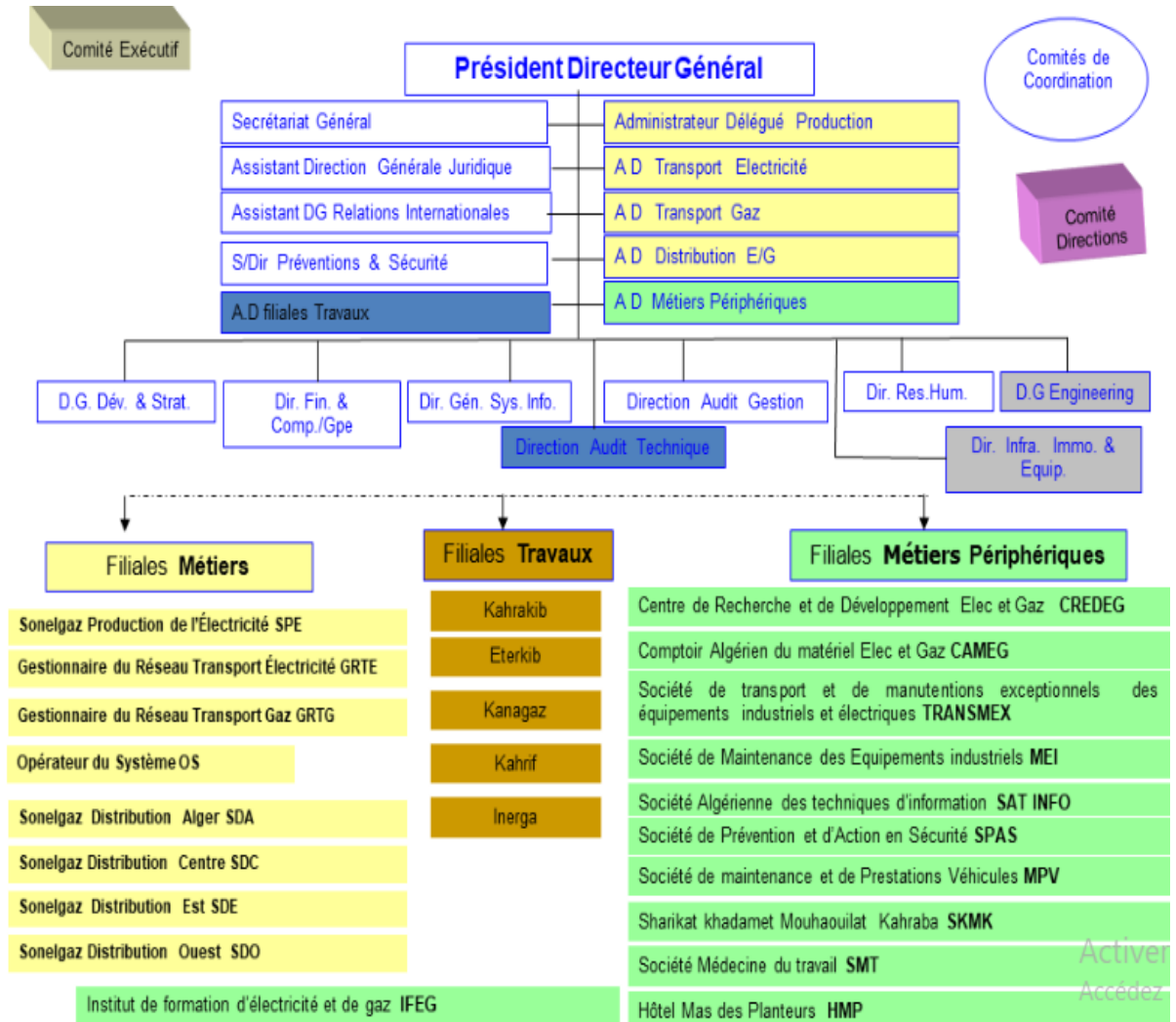


Figure I.1 : Organigramme générale de SONELGAZ

### I.5 Présentation de l'entreprise (GRTE) :

La Société Algérienne de la Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE), a pour mission d'assurer l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de transport de l'électricité, conformément à la législation et la réglementation en vigueur et aux dispositions de la loi N° 02-01 du 05/02/2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, en vue de garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve.

Le réseau de transport de l'électricité de GRTE, nerf de la transition énergétique est défini comme un ensemble d'ouvrages, constitués des lignes aériennes, des câbles souterrains, des liaisons d'interconnexions internationales, des postes de transformation. Elle contient aussi des équipements de télé-conduite et de télécommunication, les équipements de contrôle, de commande et de mesure servant à la transmission de l'électricité à destination des clients, des producteurs et de la distribution ainsi qu'à l'interconnexion entre les centrales électriques et le réseau électrique.

GRTE assure ses activités à travers des directions centrales et six (06) régions de transport de l'électricité (figure I.2), à savoir : Alger, Centre, Oran, Sétif, Annaba et Hassi Messaoud, à travers 24 services de transport répartis sur le territoire national assurant une maintenance de proximité et la relation directe avec les clients.[3]

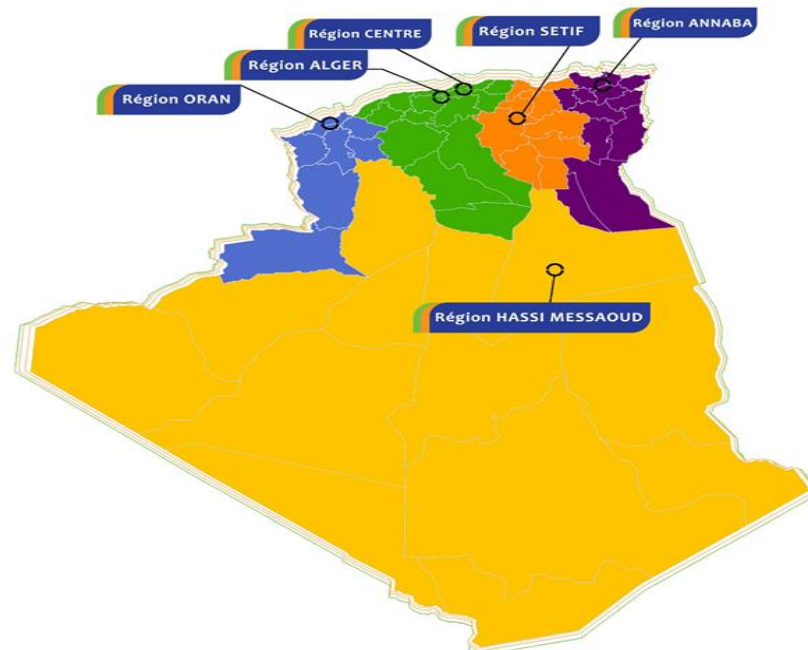


Figure I.2 : Les régions de transport de l'électricité



GRTE exploite un réseau composé de :

- 32 720 Km de Lignes Haute Tension dont 5 317 Km en 400 kV.
- 373 Postes dont 26 postes en 400kV.
- 67 598 MVA de puissance de transformation.
- 73 831 GWh d'énergie transitée.
- 21 544 Km de fibre optique.[3]

### I.5.1 Organisation GRTE :

La figure suivant (I.3) montre l'organigramme générale de la société GRTE.

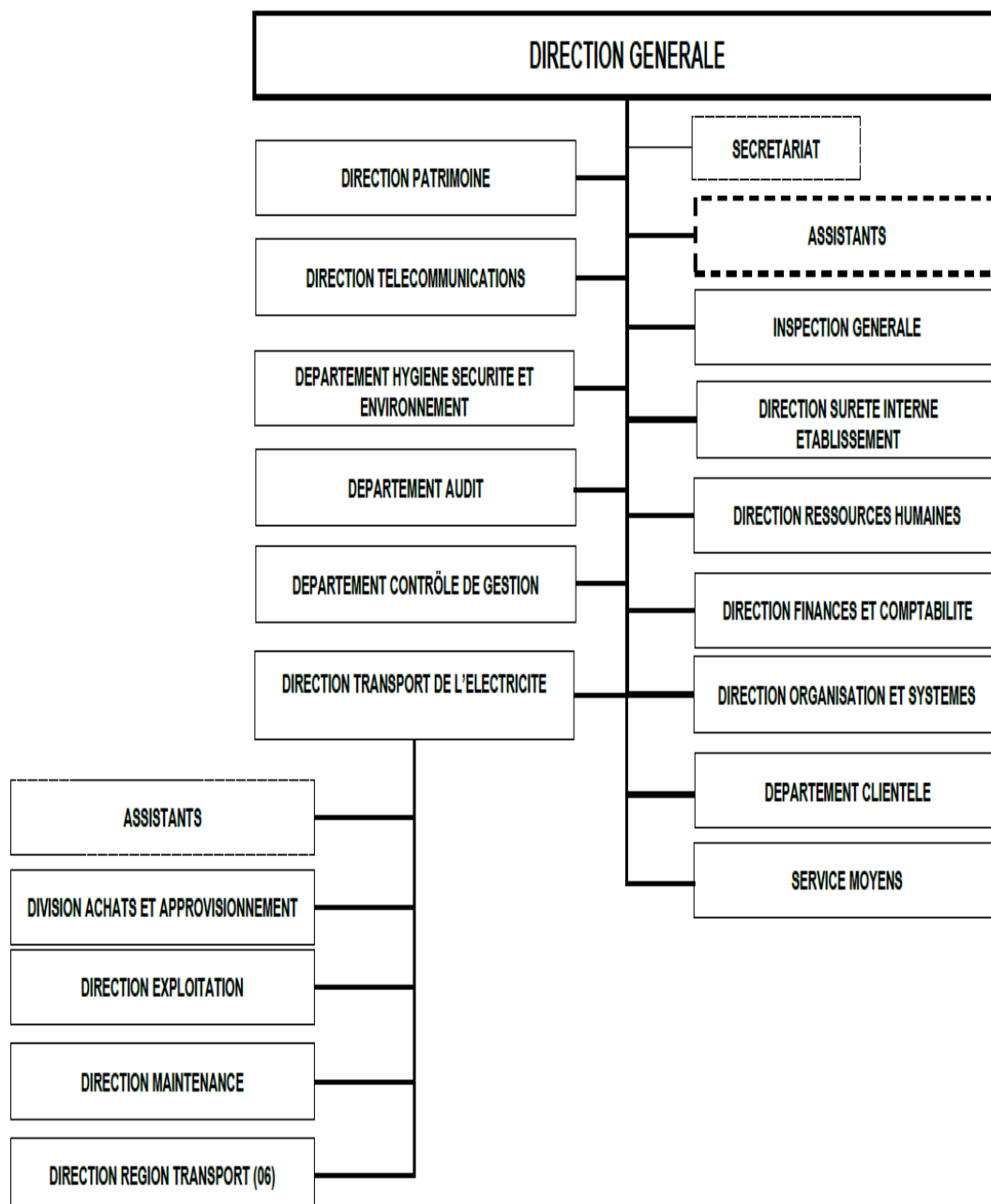


Figure I.3 : Organigramme générale de GRTE

I.5.2 Carte réseau de la région Hassi Messaoud :

La figure suivant (I.4) représente la carte réseau de la région Hassi Messaoud.

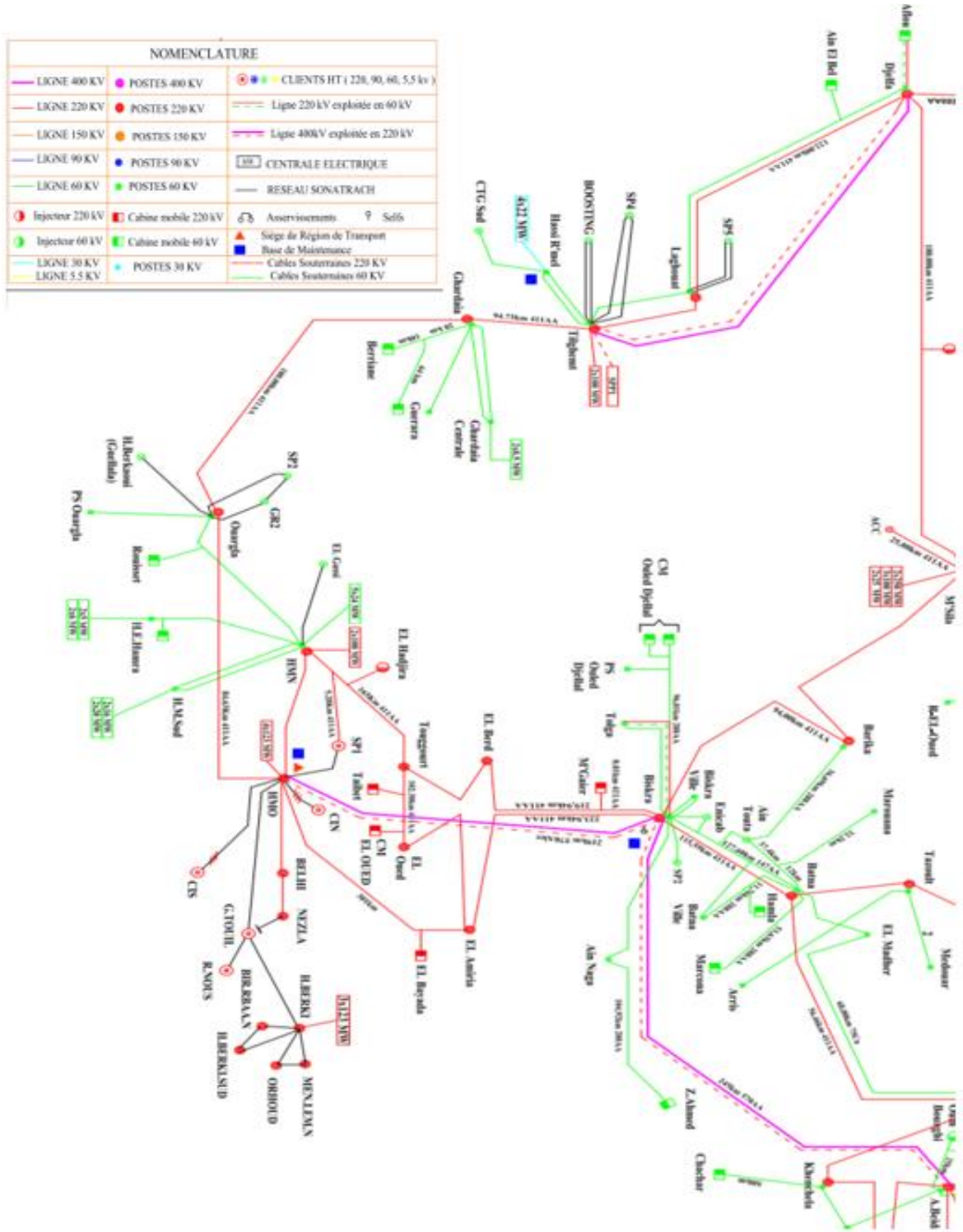


Figure I.4 : Carte réseau de la région Hassi Massoud

### I.5.3 Poste GRTE de Ghardaïa :

Le poste de transformation THT/HTB/MT 220/60/30 kv situé à Bouhraoua w. Ghardaïa il occupe une superficie de 4.12 ha. Ce poste est réalisé par l'entreprise KAHRAKIB (entreprise nationale de travaux et montage électrique) elle est mit en service contractuel en février 2001 et à partir de 02 octobre 2002 elle est exploitée. Ce projet a permis le renforcement de la sécurité d'alimentation en énergie électrique de la région de Ghardaïa (clientèle domestique agricole et industrielle) et contribuera au renforcement de l'interconnexion du réseau 220 kv entre Hassi Messaoud et le nord de pays.

#### I.5.3.1 Plan de situation du poste GRTE Ghardaïa :

La figure suivant (I.5) montre le plan de situation de poste GRTE Ghardaïa.

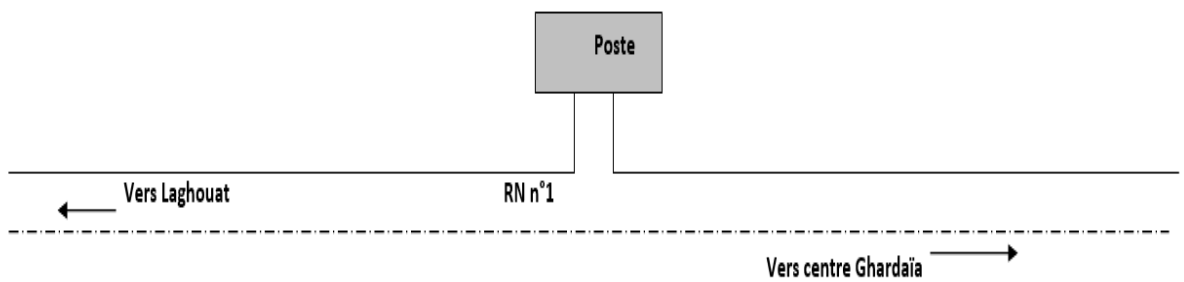


Figure I.5 : Plan de situation de poste GRTE Ghardaïa

#### I.5.3.2 Description du poste :

La figure suivante (I.6) représente la description de poste de Ghardaïa.

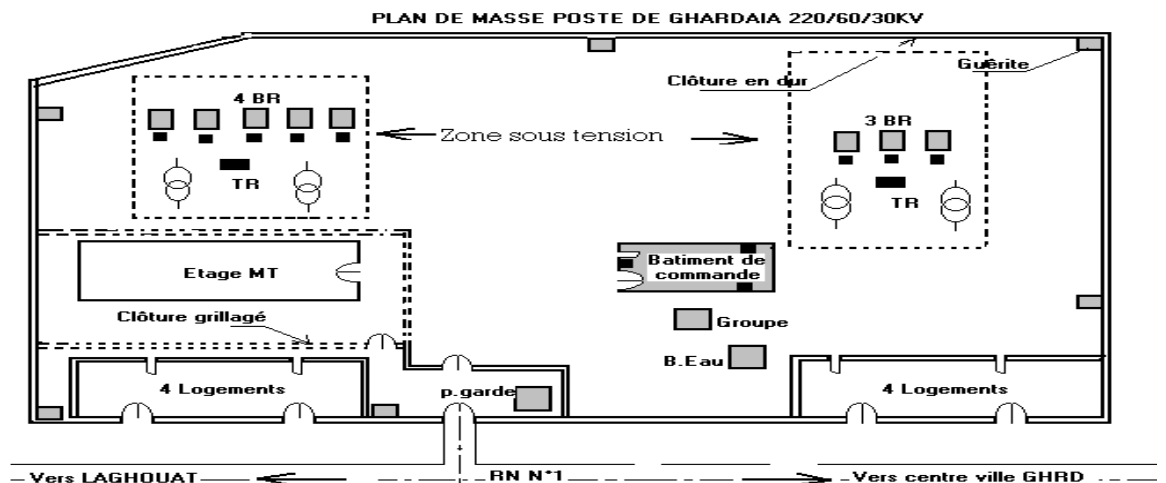


Figure I.6 : Description de poste GRTE Ghardaïa

**I.5.3 Schéma unifilaire du poste :**

Les figures I.7 et I.8 montrent les schémas unifilaires de poste GRTE Ghardaïa. Dans notre étude on a concentré sur la travée transformateur numéro 3 (TR3) de l'étage 60/30 k.

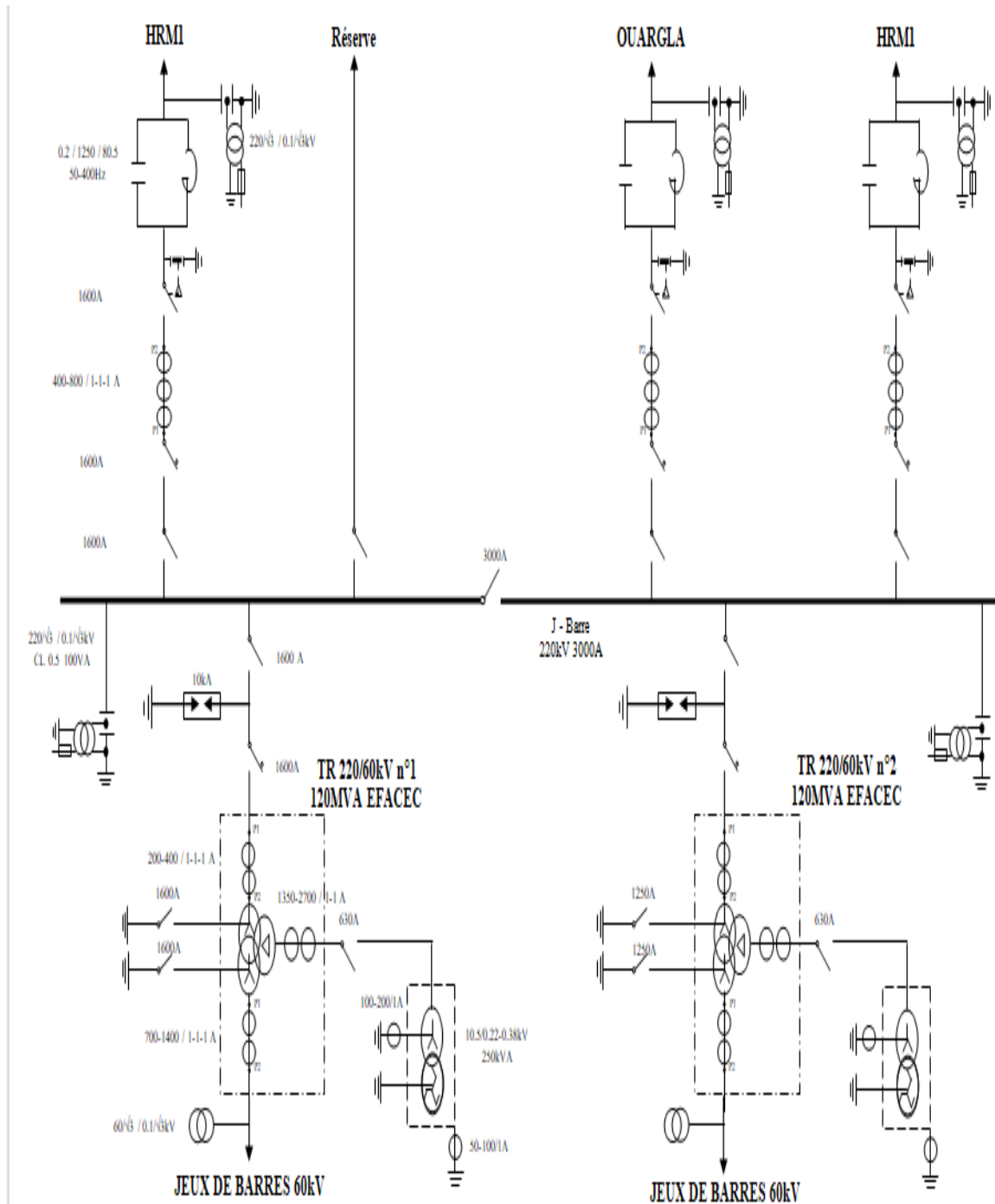


Figure I.7 : Schéma unifilaire du poste étage 220/60 kV

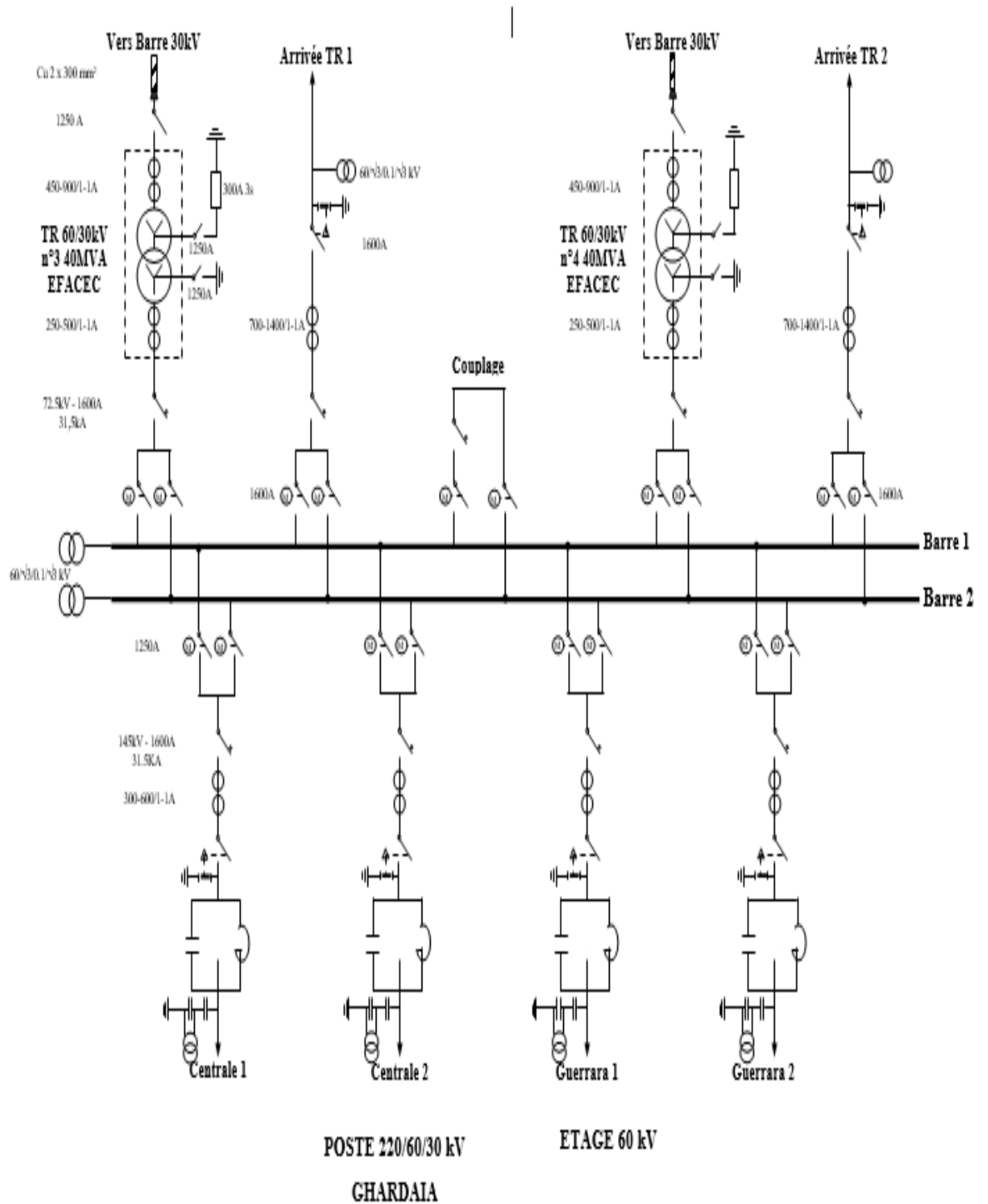


Figure I.8 : Schéma unifilaire du poste étage 60/30 kV

# **Chapitre II**

**Généralité sur la travée  
transformateur THT-HT**

## Chapitre II : Généralité sur la travée transformateur THT-HT

### II.1 Introduction :

Afin de transporter l'énergie électrique, il est important, d'un point de vue économique, de minimiser l'énergie perdue par l'effet Joule le long des lignes de transport.

Pour cette raison, la solution la plus rentable consiste à élever le niveau de tension électrique au départ des lignes de transport c'est-à-dire aux niveaux des évacuations des centrales électriques, pour être ensuite réduit au niveau des postes de distribution. Ces deux importantes opérations sont obligatoirement effectuées aux niveaux des installations électriques appelées travées transformateurs.

### II.2 Généralité sur les réseaux électriques :

L'énergie électrique produite dans les centrales électriques est transportée par les lignes électriques haute tension à des points d'utilisation. La tendance vers une plus grande tension est motivée par la capacité de la ligne accrue tout en réduisant les pertes en ligne par unité de puissance transmise.

Un réseau est constitué par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de production jusqu'aux maisons de campagne les plus éloignées.

Les réseaux de transport et d'interconnexion assurent l'acheminement de l'énergie depuis ces unités vers les lieux de consommation à travers des lignes électriques (aériennes ou souterraine).

Les lignes électriques sont de capacités limitées à cause des limites thermiques des câbles.

Un système d'énergie électrique interconnecté est très complexe et peut être subdivisée en sous- systèmes suivants :

- Les systèmes de production.
- Systèmes de transport.
- Systèmes de distribution.
- Les points d'utilisation et les consommateurs.[4]

## **II.2.1 Les différents types des réseaux électriques :**

Les réseaux électriques sont partagés en trois types :

### **II.2.1.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion :**

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport).
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion).
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV.[5]

### **II.2.1.2 Les réseaux de répartition :**

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.[5]

### **II.2.1.3 Les réseaux de distribution :**

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HT/MT avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition. Le poste de transformation MT/BT constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique.[5]

## **II.3 Généralité sur les postes électriques :**

### **II.3.1 Définition :**

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale CEI : « un poste électrique est la partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant



principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et éventuellement des transformateurs ».

### **II.3.2 Les différents types des postes :**

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de poste :

#### **II.3.2.1 Les postes à fonction d'interconnexion :**

Qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

#### **II.3.2.2 Les postes de transformation :**

Dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs.[4]

#### **II.3.2.3 Les postes mixtes :**

Les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

### **II.3.3 Les différents éléments d'un poste électrique :**

On peut dévisser les éléments d'un poste électrique (figure II.1) en « éléments primaires » (les équipements haute tension) et « éléments secondaires » (équipements basse tension).

Les équipements haute tension sont :

- ✓ Transformateur de puissance.
- ✓ Disjoncteur à haute tension.
- ✓ Sectionneur à mise à la terre.
- ✓ Jeux de barres.
- ✓ Sectionneur.
- ✓ Parafoudre.
- ✓ Autotransformateur électrique.

Les équipements basse tension sont :

- ✓ Equipements de télécommunication.
- ✓ Equipements de surveillance.
- ✓ Relais de protection.
- ✓ Système de télé conduite.
- ✓ Equipements de contrôle.
- ✓ Comptage d'énergie.

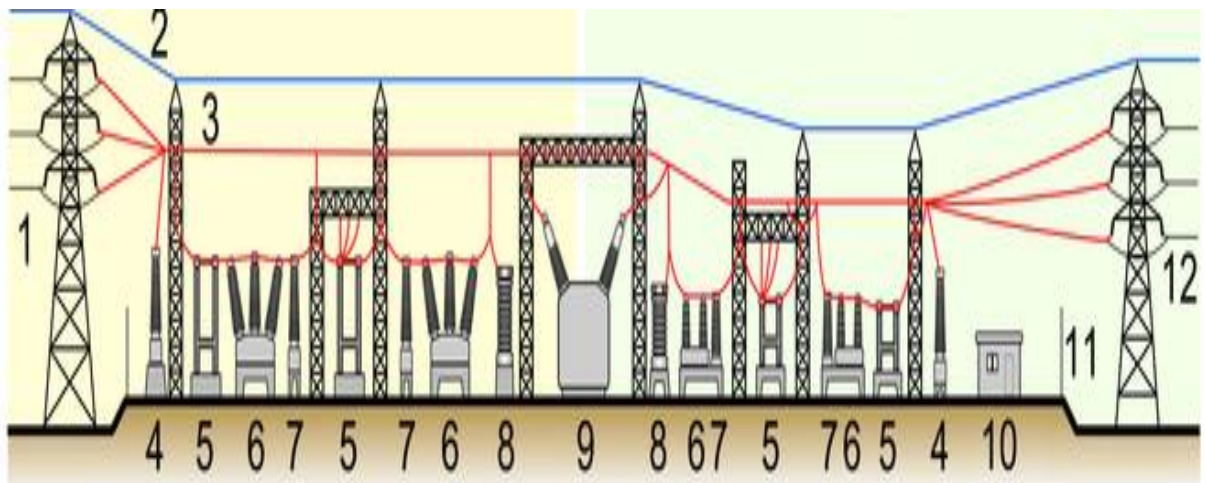


Figure II.1 : Les différents éléments dans un poste électrique

- |                               |                                 |
|-------------------------------|---------------------------------|
| 1. Ligne électrique.          | 7. Transformateur de courant.   |
| 2. Câble de garde.            | 8. Parafoudre.                  |
| 3. Ligne électrique.          | 9. Transformateur de puissance. |
| 4. Transformateur de tension. | 10. Bâtiment secondaire.        |
| 5. Sectionneur.               | 11. Collecteur.                 |
| 6. Disjoncteur.               | 12. Ligne secondaire.           |

## II.4 La travée transformateur

### II.4.1 Définition :

Une travée transformateur (figure II.2) est l'ensemble des équipements raccordés à un jeu de barres constituant une alvéole d'un départ ou d'une arrivée.

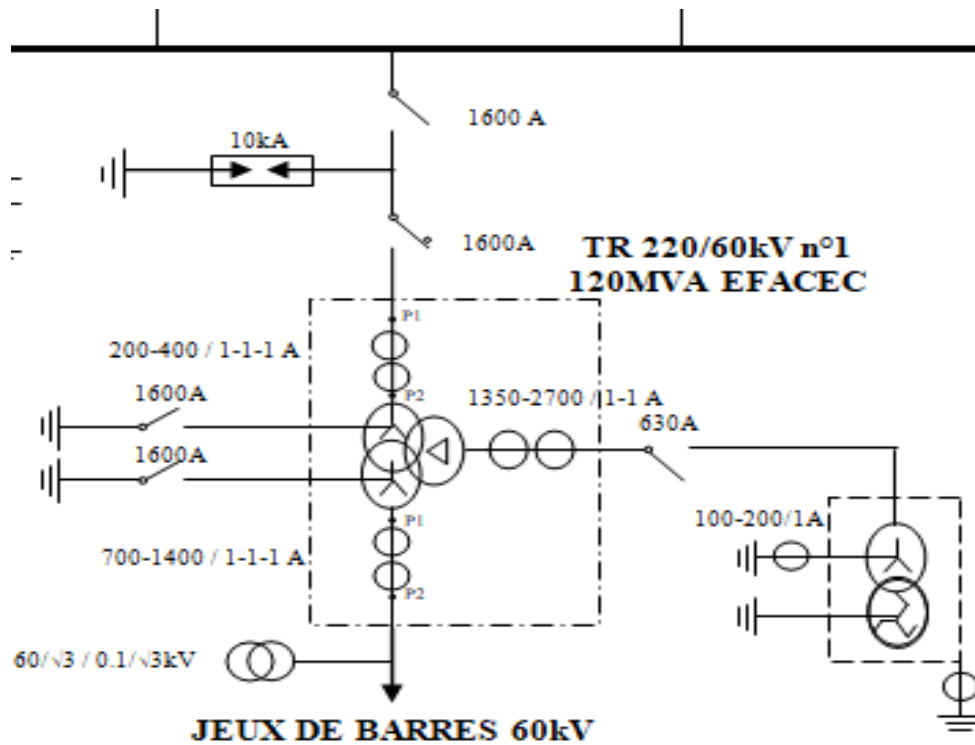


Figure II.2 : Exemple d'un schéma unifilaire d'une travée transformateur 220/60 kV

## II.4.2 Les équipements constituant une travée transformateur :

### II.4.2.1 Jeux de barres :

Un jeu de barres désigne un conducteur de cuivre ou d'aluminium qui conduit de l'électricité dans un tableau électrique, à l'intérieur de l'appareillage électrique ou dans un poste électrique. Les jeux de barres sont typiquement soit des barres plates, soit des tubes (figure II.3). Ils sont considérés comme des conducteurs de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés. [6]



Figure II.3 : Jeux de barres

### II.4.2.2 Sectionneurs de barre ou d'aiguillage :

Les sectionneurs sont des appareils destinés à ouvrir ou fermer un circuit électrique à vide, ne possèdent aucun pouvoir de coupure, ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant. La fonction principale d'un sectionneur haute tension (figure II.4) est de pouvoir séparer un élément d'un réseau électrique (ligne à haute tension, transformateur, portion de poste électrique, ...) afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique.[7]

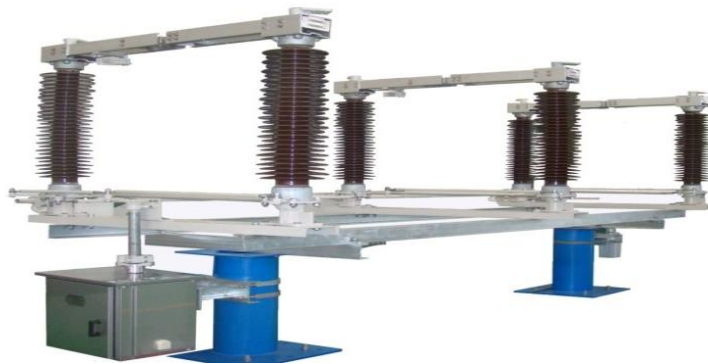


Figure II.4 : Sectionneur HT

### II.4.2.3 Sectionneur de mise à la terre :

Les sectionneurs de mise à la terre 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 (figure II.5).[7]



Figure II.5 : Sectionneur de mise à la terre

#### II.4.2.4 Disjoncteur :

Un disjoncteur HT (figure II.6) est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée. Dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection, qui détecte le défaut et envoi des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé. Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut grâce à son pouvoir de coupure.[8]



Figure II.6 : Disjoncteur haute tension

##### II.4.2.4.1 Principe de fonctionnement d'un disjoncteur :

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur HT est obtenue en séparant des courants dans un gaz ou liquide (SF6 ou huile, ...etc) ou dans un milieu isolant (par exemple à vide). Après la séparation des contacts, le courant continue de circuler à travers un arc électrique qui s'est établi entre les contacts du disjoncteur. Le principe de coupure retenu est la coupure du courant lorsqu'il passe par zéro (ceci se produit toutes les dix millisecondes dans le cas d'un courant alternatif à 50 Hz). En effet, c'est à cet instant que la puissance qui est fournie à l'arc électrique par le réseau est minimal (cette puissance fournie est même nulle à l'instant où la valeur instantanée du courant est nulle).[8]

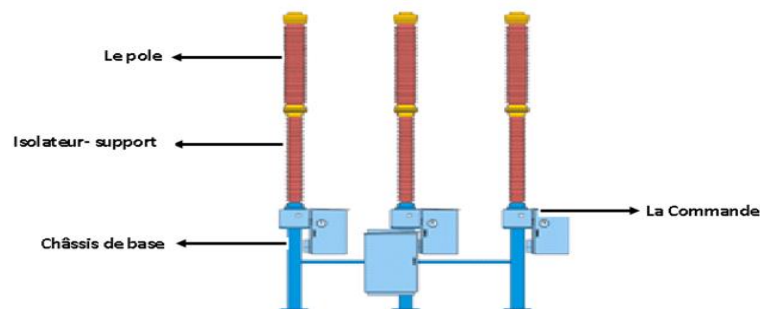


Figure II.7 : Constitution d'un disjoncteur HT

### II.4.2.5 Transformateur de courant :

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale, un transformateur de courant (figure II.8) est « un transformateur de mesure dans lequel 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 voisin de zéro pour un sens approprié des connexions ». La caractéristique la plus importante d'un transformateur de courant est donc son rapport de transformation, exprimé par exemple sous la forme 400A /1A. L'équipement de mesure connecté à son secondaire est en général un ampèremètre, mais on peut également brancher un wattmètre ou des relais de protection. Tous sont conçus pour mesurer des courants de quelques ampères.[7]

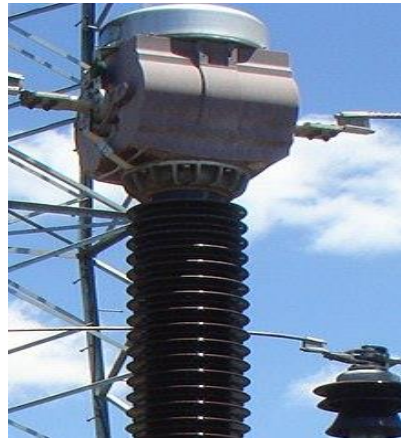


Figure II.8 : Transformateur de courant HT

### II.4.2.6 Transformateur de tension :

Selon la définition donnée par la Commission Electrotechnique Internationale, un transformateur de tension (figure II.9) est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ». Ils ont deux types, selon leur raccordement :

- ✓ Phase/phase : primaire raccordé entre deux phases.
- ✓ Phase/terre : primaire raccordé entre une phase et la terre.[7]



Figure II.9 : Transformateur de tension

#### II.4.2.7 Circuit bouchon haute tension :

Les circuits bouchons (figure II.10) sont utilisés dans les réseaux de transport et de distribution. Les circuits bouchons sont des composants clés des systèmes de courant porteurs en ligne (CPL), utilisés pour les signaux de télécommande, les communications vocales, la télémétrie et la téléconduite entre les postes d'un réseau électrique.[7]



Figure II.10 : Circuit bouchon

#### II.4.2.8 Transformateur pour services auxiliaires :

Le transformateur pour services auxiliaires (figure II.11) a pour fonction d'alimenter les équipements de poste en énergie électrique de basse tension à partir d'une ligne haute tension après la réduction de tension (transformateur abaisseur). Cette fonction est essentielle car sans l'alimentation des auxiliaires, le système contrôle-commande ne peut pas accomplir sa principale fonction.

Il doit aussi alimenter, avec un bon niveau de sécurité, les systèmes associés aux équipements hauts tensions tels que les commandes hydrauliques ou mécaniques des disjoncteurs, les commandes des sectionneurs motorisés, les pompes de circulation d'huile et aéroréfrigérants (les moteurs des ventilateurs) pour le refroidissements des transformateurs et sans oublier l'éclairage.



Figure II.11 : Transformateur pour services auxiliaires

#### **II.4.2.9 Transformateur de puissance :**

##### **II.4.2.9.1 Définition :**

Les transformateurs sont des machines statiques à induction électromagnétique généralement utilisés pour modifier les caractéristiques (tensions et courants) de l'énergie électrique alternative afin de la rendre aussi commodes que possible à tous les stades, de la production, du transport de la distribution et de l'utilisation. Cet appareil est d'un emploi absolument universel, en effet il transforme les signaux des sources de tensions et de courants sinusoïdaux en signaux de même fréquence mais de valeurs efficaces généralement différentes.[9]

##### **II.4.2.9.2 Principe de fonctionnement :**

Le transformateur est constitué de deux enroulements (ou plus) couplés sur un noyau magnétique, comme à la figure II.12. Le côté de la source est appelé le primaire, et a  $N_1$  enroulements de fils (tours). Le côté de la charge est appelé le secondaire et a  $N_2$  enroulements. Le flux  $\phi$  est le flux mutuel. Lorsqu'on applique une tension alternative à la source, ceci crée un flux alternatif dans le noyau magnétique.



Selon la loi de Faraday, ce flux crée des forces électromotrices dans les bobines. La force électromotrice induite est proportionnelle au nombre de tours dans la bobine et au taux de variation du flux.

Selon le rapport du nombre de tours entre le primaire et le secondaire, le secondaire alimente la charge avec une tension différente de celle de la source.

Il faut remarquer qu'il n'existe aucune connexion électrique entre le primaire et le secondaire. Tout le couplage entre les deux enroulements est magnétique.[10]

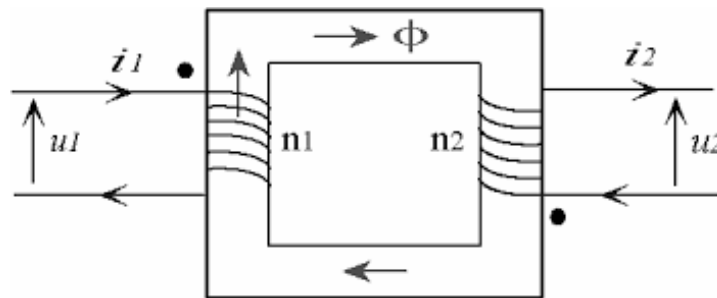


Figure II.12 : Schéma de principe de fonctionnement d'un transformateur

### II.4.2.9.3 Principaux éléments de transformateur :

Le transformateur comporte deux parties essentielles : la partie active et la partie constructive.

#### II.4.2.9.3.1 Partie active :

##### 1) Le circuit magnétique :

Un circuit magnétique est un assemblage de tôles d'acier magnétique, isolées les unes des autres pour diminuer les pertes par courants de Foucault, destiné à canaliser le flux magnétique. L'utilisation du flux magnétiques a imposé la réalisation de circuits magnétiques, avec des formes adaptées aux besoins. Dans le cas des transformateurs triphasés, ceux-ci se présentent fréquemment sous forme de trois colonnes, à section circulaire, reliées entre elles par deux culasses (figure II.13).

Sur chaque colonne est placés un enroulement primaire et un enroulement secondaire. Chaque colonne se comporte comme un transformateur monophasé.[11]

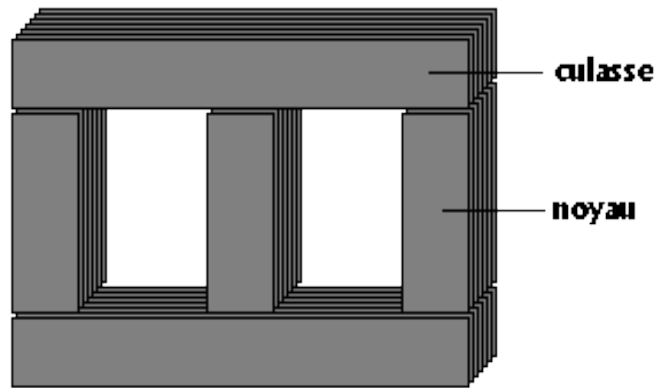


Figure II.13 : Circuit magnétique

## 2) Les enroulements :

Les enroulements (figure II.15) sont constitués de conducteurs de section ronde ou rectangulaire, enroulés en bobines sur les colonnes du transformateur. Les enroulements haute tension (A, B, C ou 0, 4, 8) et basse tension (a, b, c ou 0, 4, 8) concentriques (figure II.14), sont isolés électriquement les uns des autres de telle sorte que l'énergie n'est transmise que grâce à leur couplage magnétique. Ces derniers sont plus proches du noyau que les premiers. Pour éviter des efforts axiaux en cas de forts courants, la hauteur des enroulements doit être la même.

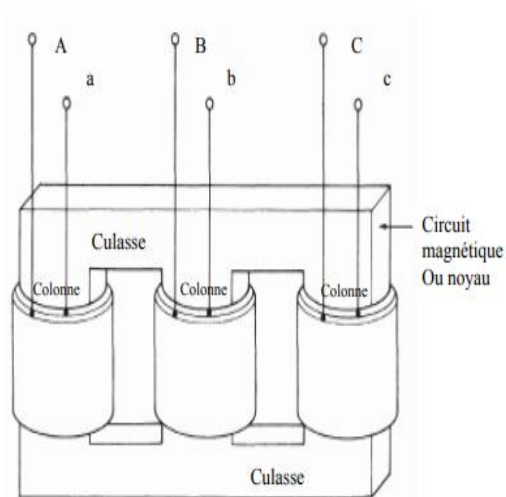


Figure II.14 : Partie active d'un transformateur triphasé



Figure II.15 : Les enroulements

Dans la partie active d'un transformateur de puissance on trouve deux types d'isolation.

**- Isolation cellulosique :**

Les matériaux isolants solides appliqués tels que le papier, compressé, le cylindre isolant et le carton sont faits à partir des matériaux cellulosiques qui constituent le meilleur compromis technico-économique de l'isolation du système imprégné dans les transformateurs de puissance.

Dans la plupart des applications industrielles, les isolations cellulosiques sont rarement utilisées en dehors de l'imprégnation avec un autre matériel isolant. Le but principal de l'imprégnation est de protéger l'isolation diélectrique de la cellulose contre les effets diélectriques de l'humidité absorbée et d'augmenter son BIL (Basic Impulse Level).[12]

**- Isolation liquide :**

L'huile du transformateur est souvent une huile minérale qui est faite d'un mélange d'alcanes, de naphthènes, et des hydrocarbures aromatiques, raffinés à partir du pétrole brut.

Les processus de raffinage pourraient inclure le traitement par l'acide, l'extraction par solvants, l'hydrotraitement, ou la combinaison de ces méthodes.

Le raffinage lorsqu'il est parfaitement achevé, peut rapporter les caractéristiques de l'huile minérale aux spécifications exigées. Le rôle fondamental de l'huile est d'assurer l'isolation diélectrique et le refroidissement du transformateur. Les huiles modernes procurent plus de stabilité à la dégradation, et elles sont dépourvues du soufre en corrosif. Au plus, elles devraient avoir les caractéristiques suivantes :

- Point d'inflammabilité élevée.
- Point de congélation bas.
- Rigidité diélectrique élevée.
- Basse viscosité.[12]

**II.4.2.9.3.2 Partie constructive :****1) La cuve :**

La construction de la cuve est liée au calcul thermique du transformateur. En général la cuve des transformateurs de puissance (figure II.16) est de forme ovale, installée sur un chariot avec galets prévus pour supporter le poids total des parties actives et de l'huile de refroidissement. La cuve sert à la protection de la partie active du transformateur, elle est

ajourée pour permettre la circulation naturelle de l'air autour du transformateur, elle assure plusieurs rôles tels que :

- Réservoir d'huile.
- Assurer la résistance en court-circuit.
- Maintenir à l'intérieur de la cuve la majorité du flux de fuite produit par le courant dans les enroulements.[12]



Figure II.16 : La cuve d'un transformateur de puissance

## 2) Traversées isolantes :

Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée et de départ, d'autre part, à travers le couvercle ; d'où le nom de traversées.

Leurs fonctions sont principalement : l'isolement de la connexion par rapport à la cuve, la résistance aux efforts mécaniques, une bonne répartition du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle. Il existe plusieurs types de traversées. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaines de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine (figure II.17), qui est un matériau isolant.[13]

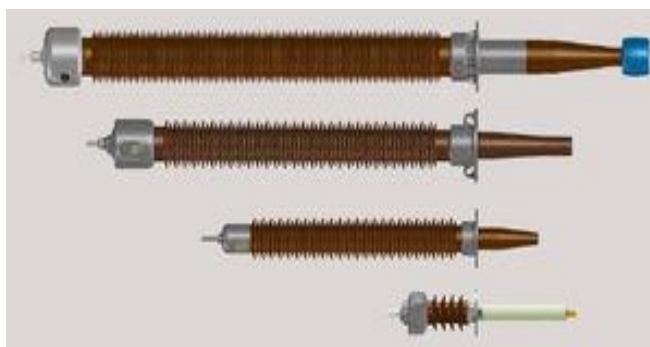


Figure II.17 : Traversés en porcelaine

### 3) Réservoir de conservation (ou conservateur) :

Le conservateur est un système de préservation de l'huile dans la cuve principale du transformateur dont elle est isolée de l'atmosphère, dans les limites de température spécifiées, au moyen d'un réservoir auxiliaire (figure II.18) partiellement rempli d'huile et connecté à la cuve principale pleine.[14]

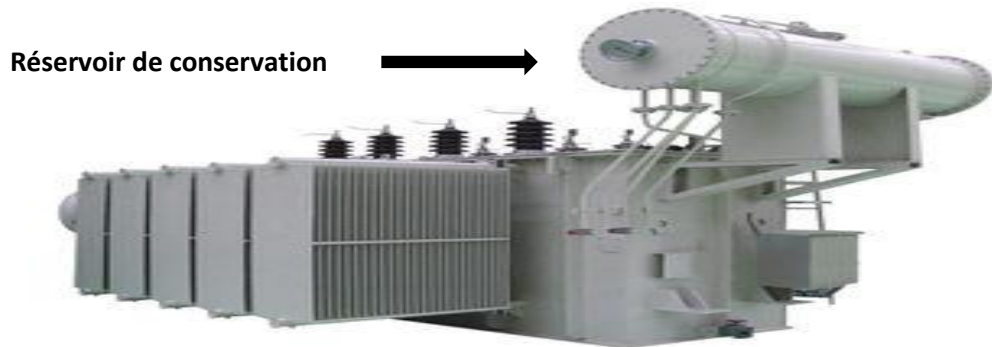


Figure II.18 : Réservoir de conservation

#### II.4.2.9.4 Les différents types de transformateurs :

Il existe différents types de transformateurs, mais nous nous intéresserons à l'étude des transformateurs de puissances de réseaux électriques car ils présentent le plus grand intérêt dans le développement de l'interconnexion des réseaux ainsi qu'ils sont l'objectif de notre étude de maintenance.

##### II.4.2.9.4.1 Classification selon le type de construction :

###### 1) Transformateur à colonnes :

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses généralement de sections circulaires afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique (figure II.19). Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique dont sa position sera généralement verticale.[9]

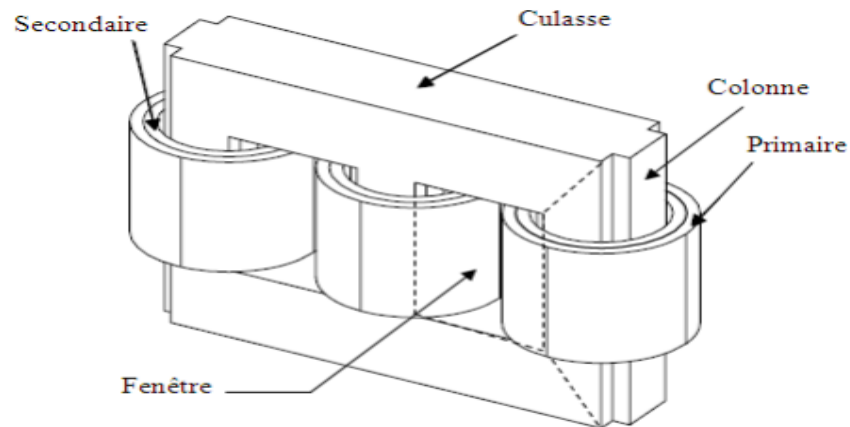


Figure II.19 : Transformateur à colonnes

## 2) Transformateur cuirasse :

Dans cette technologie, le circuit magnétique entoure les enroulements formés de bobines rectangulaires à axe horizontal. Le circuit magnétique, de section rectangulaire est constitué de tôles posées à plat. La cuve assure le calage du circuit magnétique et des enroulements. Ces transformateurs (figure II.20) sont utilisés au sein des réseaux de transport et de répartitions où les surtensions transitoires sont fréquentes.[9]

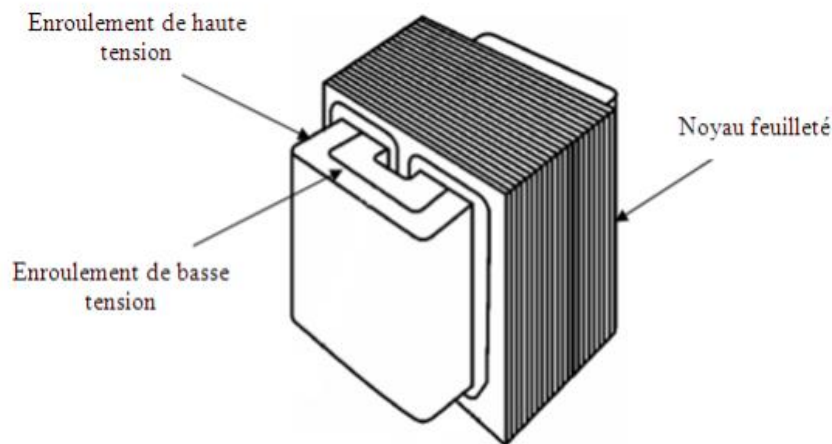


Figure II.20 : Transformateur cuirassé

### II.4.2.9.4.2 Classification selon le type de refroidissement :

#### 1) Transformateur à l'huile :

Pour prévenir l'action néfaste de l'air sur l'isolation des bobines et améliorer le refroidissement du transformateur (figure II.21), on place le noyau magnétique avec les enroulements dans une cuve remplie d'huile minérale.

Malgré ces propriétés avantageuses, l'huile de transformateurs a deux défauts principaux : elle est inflammable et sa vapeur forme avec l'air dans certaines conditions un mélange explosif.

Le refroidissement du transformateur est d'autant plus difficile à réaliser lorsque la puissance du transformateur est grande.[9]

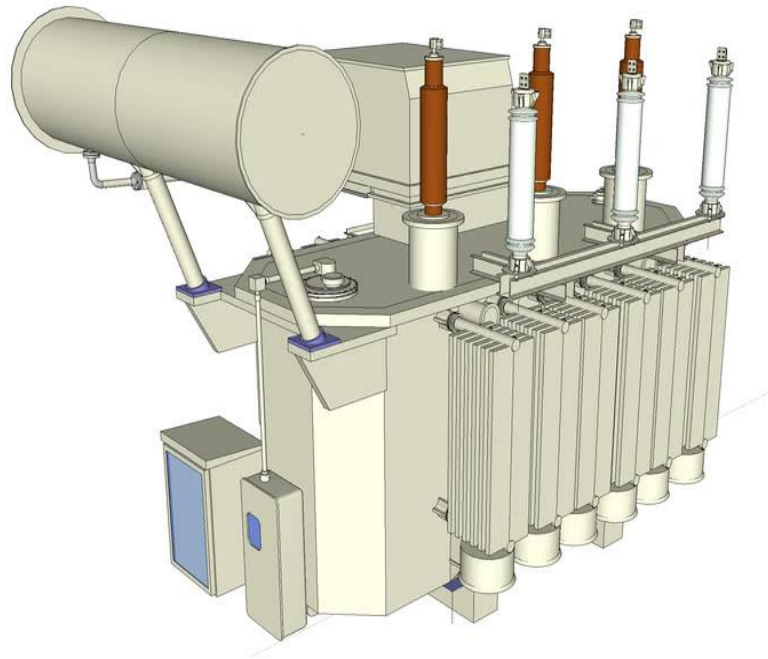


Figure II.21 : Transformateur à l'huile

## 2) Transformateur sec :

Les transformateurs immergés dans l'huile liquide à base minérale ou de silicone sont plus répons pour les plus fortes puissances et les niveaux de tension élevés, mais présentent des risques de fuite, d'incendie et la pollution de l'environnement. Cela a permis de laisser la place aux transformateurs avec technologie sèche (figure II.22), avec des enroulements enrobés (imprégnés). Le système d'isolation électrique est remplacé par une résine (époxyde) et l'air. Des résines ont été développées pour résister aux tensions électriques et aux contraintes mécaniques, thermiques qui apparaissent dans un transformateur en service. L'aspect favorable est son comportement non inflammable et léger.

Ce genre de transformateur est le plus appropriés pour la distribution de l'électricité en degré élevé de sûreté.[9]

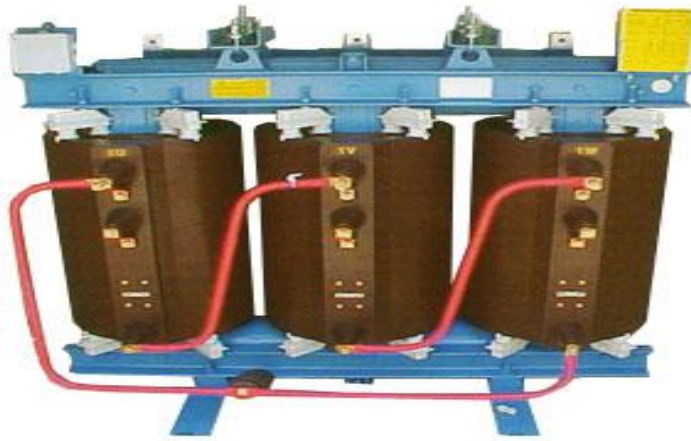


Figure II.22 : La partie active d'un transformateur sec

#### II.4.2.9.5 Refroidissement des transformateurs :

Afin d'empêcher un échauffement exagéré qui s'avère détériorer les isolants d'un transformateur, il faut en assurer un refroidissement convenable. Dans les transformateurs de faible puissance et à basse tension, le refroidissement est assuré par la circulation naturelle de l'air environnant.

L'enveloppe métallique de ces transformateurs est munie d'ouvertures permettant le libre passage de l'air. Si l'on désire un refroidissement plus énergique, on peut souffler de l'air à l'intérieur de l'enveloppe métallique à l'aide d'un ventilateur.

Les transformateurs de distribution baignent dans une cuve contenant de l'huile minérale. L'huile assure le transport de la chaleur provenant du noyau et des enroulements jusqu'à la paroi de la cuve ; de là, la chaleur est ensuite cédée à l'air extérieur. La cuve est ordinairement refroidie par ventilation naturelle.

Pour les grandes puissances, on augmente la surface de rayonnement de la cuve en disposant des radiateurs autour de celle-ci (figure II.23). L'huile s'échauffe dans le transformateur, monte dans la cuve et circule de haut en bas dans les tubes extérieurs où elle se refroidit.

Enfin, pour les transformateurs de plusieurs milliers de kVA, on facilite la dissipation de la chaleur en assurant la ventilation forcée des radiateurs eux-mêmes. De puissants ventilateurs, disposés autour des radiateurs, produisent les courants d'air nécessaires (figure II.24).





Figure II.23 : Les radiateurs de refroidissement d'huile



Figure II.24 : Refroidissement à l'aide des ventilateurs

Le mode de refroidissement est désigné par les symboles suivants :

- AA-transformateur à sec, circulation naturelle de l'air.
- AFA-transformateur à sec, circulation forcée de l'air.
- OA - transformateur à l'huile, circulation naturelle de l'air.
- OA/FA - transformateur à l'huile, circulation naturelle de l'air / circulation forcée de l'air.
- OA/FA/FOA-transformateur à l'huile, circulation naturelle de l'air / circulation forcée de l'air / circulation forcée de l'huile et de l'air.

Les désignations suivantes sont aussi employées :

- ONAN - circulation naturelle de l'huile (ON) et de l'air (AN).
- ONAF-circulation forcée de l'air (AF) (figure II.25) .

- OFAF - circulation forcée de l'huile (OF) et de l'air (AF) (Figure II.26).[15]

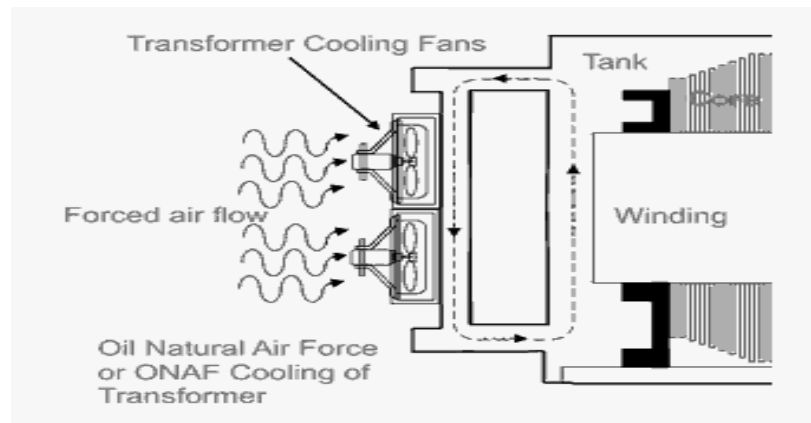


Figure II.25 : Mode de refroidissement ONAF

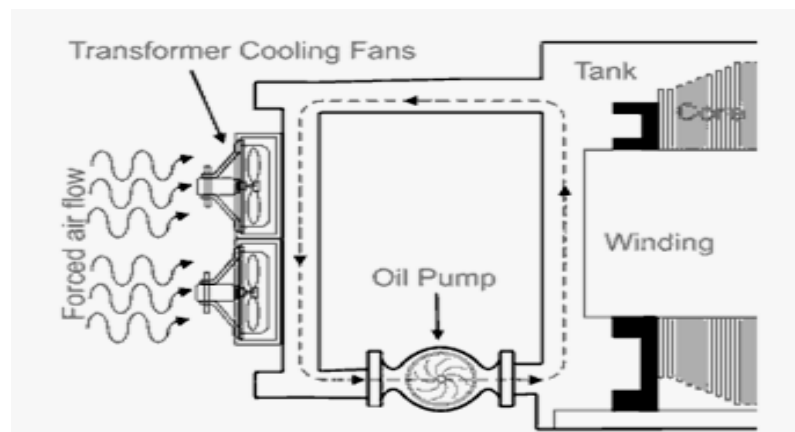


Figure II.26 : Mode de refroidissement OFAF

## II.5 Conclusion :

Au cours de ce chapitre, nous avons présenté des généralités sur la travée transformateur, notamment Les équipements constituant d'une travée transformateur, le principe de fonctionnement d'un transformateur et les différents composants qui constituent le transformateur de puissance.

# **Chapitre III**

**Généralité sur les protections  
d'une travée transformateur  
THT-HT**

## **Chapitre III : Généralité sur les protections d'une travée transformateur THT-HT**

### **III.1 Introduction :**

La protection d'une travée transformateur adoptée sur le réseau national est basée sur le compromis entre le critère économique et la possibilité de protéger la travée transformateur contre les différents défauts qui peuvent l'endommager. La travée transformateur est l'installation la plus importante dans un poste de transformation, son coût est extrêmement élevé et son temps d'indisponibilité en cas d'incident est toujours très grand.

### **III.2 Système de protection d'une travée transformateur**

#### **III.2.1 L'objectif de la protection d'une travée transformateur :**

Les objectifs de la protection d'une travée transformateur peut être résumé comme suite :

- Protéger le transformateur contre les dysfonctionnements externes tels que : une augmentation de la tension, une surcharge thermique.
- La protection de la partie du réseau électrique dont le transformateur est connecté.
- Protéger les équipements entourant le transformateur en cas de défaut.
- La surveillance du fonctionnement des transformateurs et la minimisation des risques au moment du dysfonctionnement.[16]

#### **III.2.2 Le principe de fonctionnement d'un système de protection :**

Quelque soit la technologie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

- Les capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs de la grandeur électrique à surveiller (courant, tension...) à des niveaux utilisables par les protections.
- Les relais de protection.
- Un appareillage de coupure et séparation (un ou plusieurs disjoncteurs).

Les relais de protection sont connectés aux transformateurs de mesure (transformateur de courant et transformateur de tension) pour recevoir des signaux d'entrée et aux disjoncteurs pour délivrer des commandes d'ouverture ou de fermeture.

Donc en cas de défaut, la tâche du disjoncteur consiste à éliminer le défaut tandis que la tâche du relais de protection est de détecter ce défaut. [8]

### **III.2.3 Qualités principales d'un système de protection :**

#### **III.2.3.1 Rapidité :**

Les défauts sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est des performances prioritaires. Le temps d'élimination des défauts comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (détection du défaut).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs (élimination du défaut). [17]

#### **III.2.3.2 Sélectivité :**

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner ou non. Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité, sont les trois types suivants :

- Sélectivité ampèremétrique par les courants.
- Sélectivité chronométrique par le temps.
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.[5]

#### **III.2.3.3 Sensibilité :**

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et il est donc parfaitement connu.
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.[5]

#### **III.2.3.4 Fiabilité :**

Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un défaut sur le réseau en tout point conforme à ce qui attendu. A l'inverse, le fonctionnement incorrect comporte deux aspects qui sont le défaut de fonctionnement et le fonctionnement intempestif.

Le défaut de fonctionnement ou non fonctionnement lorsqu'une protection qui aurait de fonctionner n'a pas fonctionné. Le fonctionnement intempestif est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas à fonctionner.

En effet, la fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect c-à-d évité les déclenchements intempestifs, est une combinaison entre sûreté et sécurité. La sûreté est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement. Tandis que la sécurité est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.[17]

### III.2.4 Plan de protection de la travée transformateur THT/HT :

La figure (III.1) montre le plan de protection actuel d'une travée transformateur.

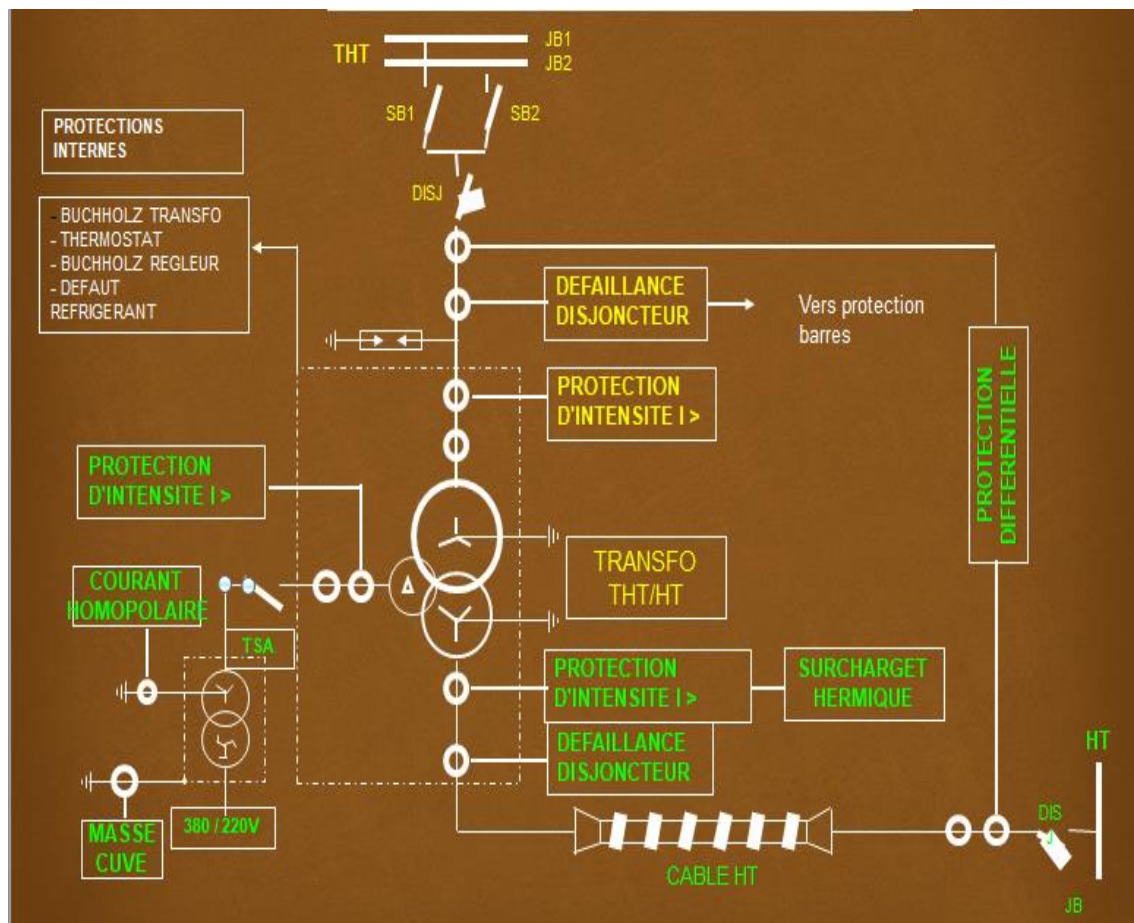


Figure III.1 : Plan de protection actuel d'une travée transformateur THT/HT

### III.2.5 Les différents types de la protection d'une travée transformateur :

La travée transformateur peut être soumise à deux types de défauts:

- Les défauts internes : court-circuit entre spires ou enroulement et la cuve du transformateur, défaut sur le circuit magnétique ou mauvais fonctionnement du système de refroidissement, augmentation de la pression dans la cuve... .
- Les défauts externes : court-circuit sur le réseau qu'alimente le transformateur, surcharge, surtension due à la foudre... [8]

#### III.2.5.1 Les protections contre les défauts internes :

##### III.2.5.1.1 Relais Buchholz :

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux.

Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ (figure III.2). Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important (figure III.3).

Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts.

- Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.
- Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mis hors service.

L'analyse visuelle du gaz accumulé à la partie supérieure du relais peut donner une indication sur le défaut à l'intérieur de transformateur :

- ✓ Incolore : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension.
- ✓ Blanc : c'est qu'il y a échauffement de l'isolant.
- ✓ Jaune : c'est qu'il s'est produit un arc contournant une cale en bois.
- ✓ Noir : c'est qu'il y a désagrégation de l'huile.[5]



Figure III.3 : Relais BUCHHOLZ

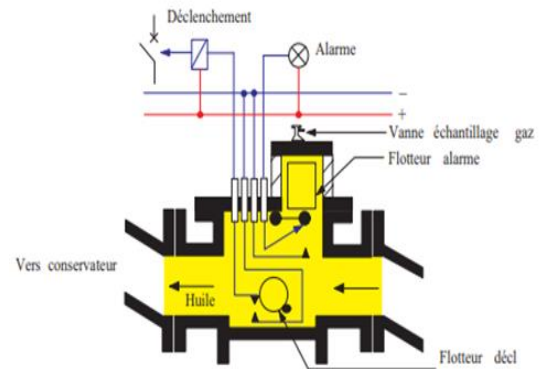


Figure III.2 : Schéma d'un relais BUCHHOLZ

### III.2.5.1.2 Protection de masse cuve :

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve (figure III.4). Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC.

Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur. Une protection de cuve sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolé de la terre.[5]

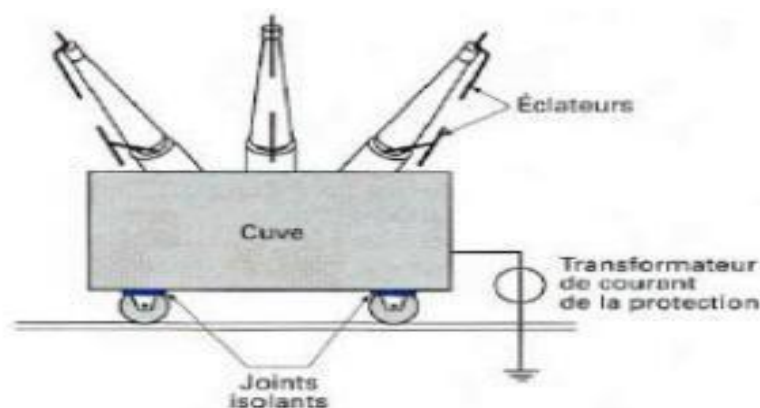


Figure III.4 : Protection de masse cuve



### III.2.5.1.3 Protection thermique :

Une élévation de la température d'un transformateur de puissance peut être due à :

- ✓ Des défauts d'isolement à l'intérieur du transformateur non détectés par les protections ou à une surcharge progressive.
- ✓ Une défaillance du système de refroidissement. Le contrôle de la température est réalisé par des sondes thermostatiques immergées dans l'huile du transformateur.

Les seuils utilisés pour les transformateurs sont :

Alarme à :

- 80° pour les transformateurs HT/MT.
- 90° pour les transformateurs THT/HT/MT.

Déclenchement :

- 90° pour les transformateurs HT/MT.
- 100° pour les transformateurs THT/HT/MT.[8]

### III.2.5.1.4 Soupape de surpression :

Une soupape de surpression (figure III.5) est une ouverture fermée par une plaque sous pression d'un ressort. En cas de surpression interne soudaine, due à un arc de forte puissance typiquement, l'huile peut mécaniquement s'évacuer par la soupape, évitant la déformation de la cuve.[13]



Figure III.5 : Soupape de surpression

### III.2.5.2 Les protections contre les défauts externes :

#### III.2.5.2.1 Protection défaillance disjoncteur:

L'installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifiée parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service.

Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée. Son démarrage est effectué par l'ordre de déclenchement des protections principale et/ou de réserve.

A l'échéance d'une temporisation de 0.3 sec, si un critère de courant confirme la position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage et de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut. Les réglages sont :

$$T = 0.3 \text{ Sec} \qquad I_R = 1.5 \times I_N \qquad (\text{III.1})$$

Ce réglage est adopté pour toutes les protections de défaillance disjoncteur, excepté celle de la travée transformateur qui utilise l'interlock disjoncteur pour la confirmation de la position fermée du disjoncteur. Le seul réglage à faire sur cette protection est l'affichage du temps de déclenchement.[18]

Avec :  $I_R$  : Le courant de réglage.

$I_N$  : Le courant nominal.

#### III.2.5.2.2 Protections à maximum de courant :

##### III.2.5.2.2.1 Protection cote THT :

C'est une protection qui réalise le secours des protections internes et de la protection différentielle. Dans certains cas, cette protection comporte deux seuils de fonctionnement en courant :

- Un seuil de courant violent, réglé pour protéger le transformateur contre les défauts internes, avec une action instantanée:

$$I_R = 1.3 \times I_{CCMAX} \qquad (\text{III.2}) \qquad T = 0 \text{ Sec}$$

Avec ICCMAX : le courant de court-circuit maximal aux bornes HT du transformateur correspondant au régime maximal de fonctionnement du réseau.

- Un seuil de surcharge protégeant le transformateur contre les surcharges inadmissibles. Il est réglé à :

$$I_R = 1.3 \times I_{N.TR} \quad (III.3)$$

$$T = T_{HT} + \Delta t \leq 3 \text{ Sec} \quad (III.4)$$

Avec :  $I_{N.TR}$  : Le courant nominal du transformateur coté THT.

$T_{HT}$  : Temporisation de la protection de courant coté HT.

$\Delta t$  : Echelon de temps sélectif.[18]

#### III.2.5.2.2 Protection cote HT :

La protection à maximum de courant côté HT protège le transformateur contre les surcharges inadmissibles. Elle réalise aussi la protection de secours des barres et des départs HT. Elle est réglée de la même façon que le seuil de surcharge de la protection à maximum de courant installée sur l'enroulement primaire du transformateur.

$$I_R = 1.3 \times I_{N.TR} \quad (III.5)$$

$$T_{HT} = T_{DEP>} + \Delta t \quad (III.6)$$

Avec :  $I_{N.TR}$  : Le courant nominal du transformateur coté HT .

$T_{DEP>}$  : Le temps le plus haut réglé sur les départs.

$\Delta t$  : Echelon de temps sélectif.[18]

#### III.2.5.2.3 Protection différentielle :

La protection différentielle transformateur est une protection principale aussi importante que les protections internes transformateur. Cette protection à une sélectivité absolue, il lui est demandé, en plus, d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur.

Cette protection s'utilise :

- Pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal.

- Pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée même si un courant différentiel est détecté :

- Courant magnétisant de transformateur.
- Courant capacitif de ligne.
- Courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.[5]

### III.2.5.2.3.1 Protection différentielle à haute impédance :

La protection différentielle à haute impédance est connectée en série avec une résistance ( $R_s$ ) de stabilisation dans le circuit différentiel. (figure III.6)

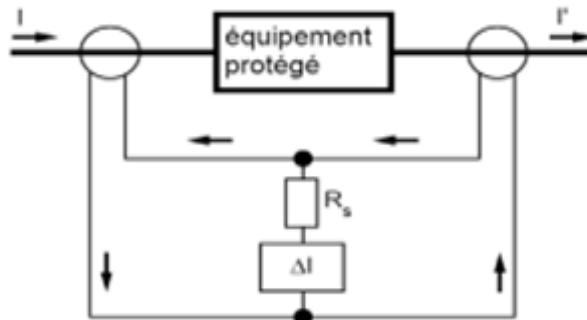


Figure III.6 : Schéma de protection différentielle à haute impédance

### III.2.5.2.3.2 Protection différentielle à pourcentage :

La protection différentielle à pourcentage (figure III.7) est connectée indépendamment aux circuits des courants  $I$  et  $I'$ . La différence des courants ( $I - I'$ ) est déterminée dans la protection, et la stabilité de la protection est obtenue par une retenue relative à la mesure du courant traversant  $(I+I') / 2$ . [5]

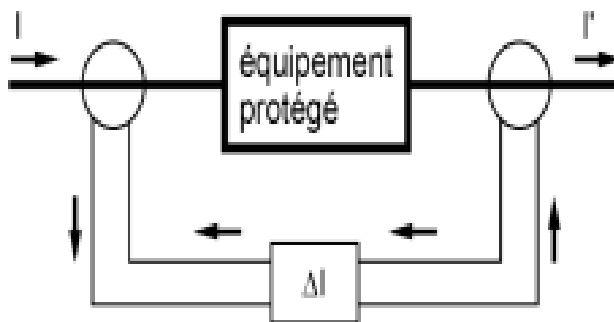


Figure III.7 : Schéma de protection différentielle à pourcentage

### III.2.5.2.4 Protection contre la surtension :

Le rôle des parafoudres (figure III.8) et des éclateurs (figure III.9) de protection est de protéger le transformateur contre les surtensions excessives dont l'origine peut être :

- Soit les manœuvres de disjoncteurs dans des circonstances particulières.
- Soit les coups de foudre en ligne.
- Soit un défaut d'isolement en ligne .... etc.

Les parafoudres doivent être choisis, ou l'écartement des éclateurs réglé, de façon telle que la tension maximale qui atteint le transformateur soit, au plus, égale à 80% de la tension d'essai correspondante.

Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger ; les éclateurs sont généralement disposés sur les traversées elles-mêmes du transformateur, les parafoudres sont parfois accrochés à la cuve du transformateur.

Dans le cas contraire, en effet, des réflexions d'ondes sur les lignes avec formation de nœuds et ventres peuvent réduire très sensiblement leur efficacité. Les éclateurs de protection sont moins fidèles que les parafoudres, en ce sens que la dispersion des tensions d'amorçage en fonction des conditions atmosphériques, ou de la forme de l'onde, est bien supérieure à celle des parafoudres. En outre, un arc amorcé entre les électrodes d'un éclateur ne s'éteint pas toujours de lui-même lorsque la tension appliquée redevient normale.

Les éclateurs doivent donc être utilisés conjointement avec un dispositif de protection contre les défauts la terre extérieurs à la cuve du transformateur.[5]

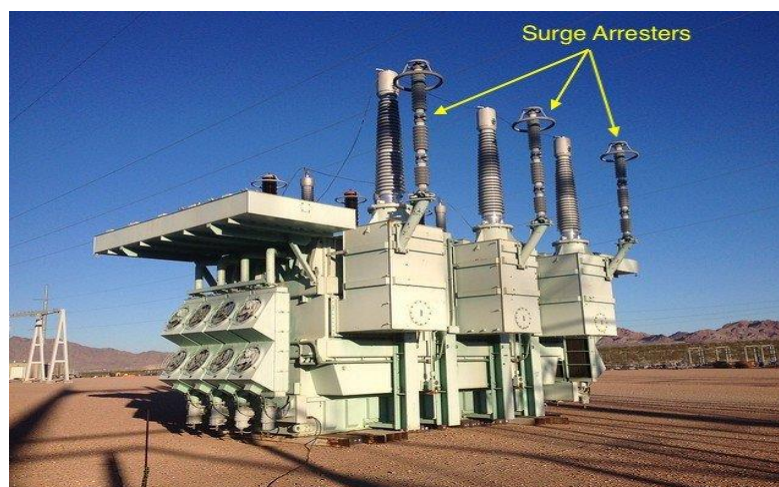


Figure III 8 : Les parafoudres (surge arresters)



Figure III.9 : Les éclateurs (spark gap)

### III.2.5.2.5 Protection de neutre MT :

Ce relais est prévu pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes du transformateur et les barres MT contre les défauts à la terre. Il réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs MT. Le réglage de cette protection est choisi inférieur au courant de réglage homopolaire du départ MT le plus bas réglé.

$$I_R = 0.95 \times I_{RH} \quad (\text{III.7})$$

$$T = T_{MT} + \Delta t \quad (\text{III.8})$$

$$1 \text{ Sec} \leq T \leq 1,5 \text{ Sec}$$

Avec :

$I_R$  : le courant du départ le plus bas réglé.

$T_{MT}$  : Temporisation la plus élevée sur les départs MT.[18]

### III.2.5.2.6 Protection de surcharge thermique :

La protection de surcharge thermique de transformateur contrôle uniquement le courant transitant l'élément à protéger, en le comparant aux deux seuils de réglages prédéfinis par rapport au courant nominal «  $I_n$  ».

Le premier seuil réglé entre «  $1,15 I_n < I < 1,5 I_n$  » si le courant «  $I$  » traversant l'équipement est compris entre «  $1,15 I_n$  » et «  $1,5 I_n$  » la protection doit élaborer :

- une alarme et une télésignalisation « surcharge » et éventuellement des ordres de délestage après une temporisation de 20 secondes.
- un ordre de déclenchement si le défaut persiste au-delà d'une temporisation de 20 minutes.

Le deuxième seuil est réglé à «  $I > 1,5 I_n$  » si le courant «  $I$  » traversant l'équipement est supérieur à «  $1,5 I_n$  » la protection doit élaborer :

- une alarme et une télésignalisation « surcharge dangereuse » après une temporisation de « 20 secondes ».
- un ordre de déclenchement si le défaut persiste au-delà d'une temporisation de 5 minutes.

La protection de surcharge permet :

- Ne pas déclencher le transformateur en un temps court pour la surcharge.
- Éviter les éventuels déclenchements par des courants transitoires.
- Faire des actions de délestage en fonction de la charge ce qui permet de maintenir le transformateur en service.[8]

### **III.3 Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons présenté les systèmes de protection utilisés pour protéger une travée transformateur contre les risques des anomalies internes et externes. Ces protections sont très importantes et très sensibles et doivent être bien choisies et bien réglées pour assurer un système de protection efficace et robuste contre les différents types de défaillances qui peuvent interrompre la sûreté de fonctionnement et l'indisponibilité des installations électriques.

# **Chapitre IV**

**La maintenance industrielle  
et ses méthodes d'analyse**



## **Chapitre IV : La maintenance industrielle et ses méthodes d'analyse**

### **IV.1 Introduction :**

L'optimisation de la maintenance est un thème d'actualité pour les entreprises qui ont pour objectifs de réduire les coûts de cette fonction, d'augmenter la disponibilité des équipements et par conséquent la production, tout en augmentant le niveau de protection du personnel, des équipements et de l'environnement.

Au vu de l'importance du processus maintenance et de son impact sur les performances des installations, des méthodes d'optimisation ont été développées pour permettre aux responsables de maintenance à construire ou à modifier les stratégies de maintenance telle que AMDEC (Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets, et de leur Criticité), la méthode Ishikawa (ou le diagramme Causes Effets), le diagramme de Pareto, étude FMD, la méthode QQQQCP,...

### **IV.2 Généralité sur la maintenance industrielle :**

#### **IV.2.1 Définition de la maintenance (norme NF EN 13306) :**

La maintenance est l'ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de la management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise.

#### **IV.2.2 Objectif de la maintenance :**

L'objectif des équipes de maintenance est de maintenir les installations de production en parfait état et d'assurer le rendement global maximum tout en optimisant le coût. L'obtention du meilleur rendement passe par la prévention des pannes, le respect des cadences de production et l'amélioration continue de la qualité des produits.

Maintenir, ce n'est plus subir les pannes mais maîtriser les défaillances par l'optimisation de la politique de maintenance, par une bonne prévention, par des réparations rapides et efficaces, enfin par l'amélioration du matériel.

Pour assurer correctement cette mission, il est nécessaire de se doter en plus de la compétence technique du personnel, d'une organisation efficace et d'outils adéquats. C'est la nature de l'entreprise qui fixe les l'objectifs, des services de la maintenance.

On peut classer les objectifs de la maintenance en deux catégories :

**1) Les objectifs financiers :**

- Réduire au minimum les dépenses de la maintenance.
- Augmenter au maximum les profits.
- Avoir des dépenses de maintenance en fonction de l'âge des installations et de son taux d'utilisation.

**2) Les objectifs opérationnels :**

- Maintenir les équipements.
- Assurer la disponibilité maximale des installations et des équipements.
- Fournir un service qui élimine la panne à tous les moments à tout prix.
- Pousser à la dernière limite la durée de vie de l'installation.
- Assurer une performance (rendement) de haute qualité.[19]

**IV.2.3 La stratégie de maintenance (normes NF EN 13306 & FD X 60-000) :**

La stratégie de maintenance est une méthode de management utilisée en vue d'atteindre les objectifs de maintenance." Les choix de stratégie de maintenance permettent d'atteindre un certain nombre d'objectifs de maintenance :

- Développer, adapter ou mettre en place des méthodes de maintenance.
- Élaborer et optimiser les gammes de maintenance.
- Organiser les équipes de maintenance.
- Internaliser et/ou externaliser partiellement ou totalement les tâches de maintenance.
- Définir, gérer et optimiser les stocks de pièces de rechange et de consommables.
- Étudier l'impact économique (temps de retour sur investissement) de la modernisation ou de l'amélioration de l'outil de production en matière de productivité et de maintenabilité.

**IV.2.4 Les différents types de maintenance :**

La figure suivante (IV.1) montre les différents types de maintenance.

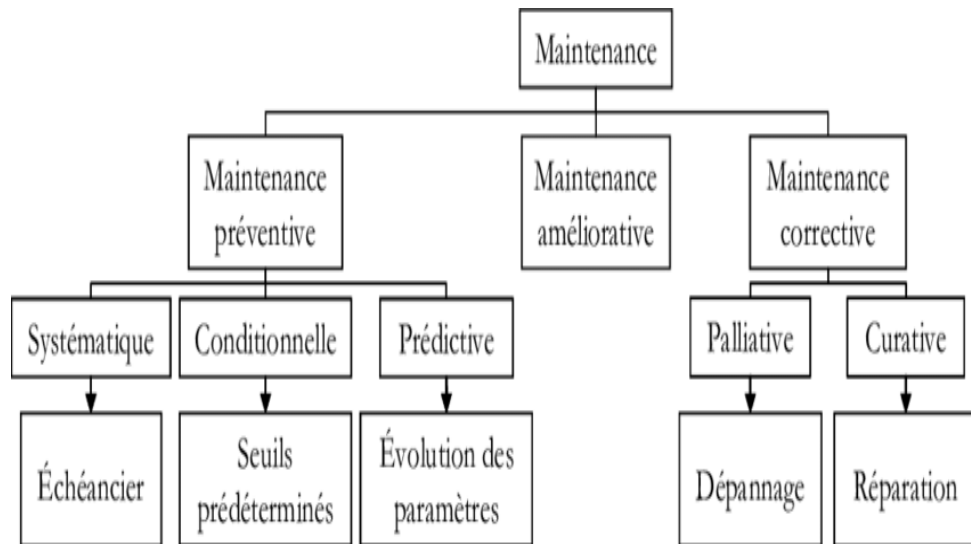


Figure IV.1 : Schéma résumé les différents types de maintenance

#### IV.2.4.1 La maintenance corrective :

C'est la maintenance effectuée après la détection d'une défaillance et destinée à remettre un bien dans un état lui permettant d'accomplir une fonction requise, au moins provisionnement (norme NF EN 13306). C'est donc une maintenance qui remet en état mais que ne prévient pas la casse. Elle réagit à des événements aléatoires, mais cela ne veut pas dire qu'elle n'a pas été pensée. C'est un choix politique de l'entreprise.

##### IV.2.4.1.1 Les différents types de maintenance corrective :

###### 1) Maintenance palliative :

Ensemble des activités de maintenance corrective destinées à permettre à un bien d'accomplir provisoirement tout ou une partie d'une fonction requise.

Appelée couramment « dépannage », la maintenance palliative est principalement constituée d'actions à caractère provisoire qui devront être suivies d'actions curatives.

###### 2) Maintenance curative :

Activités de maintenance corrective ayant pour objet de rétablir un bien dans un état spécifié ou de lui permettre d'accomplir une fonction requise. Le résultat des activités réalisées doit présenter un caractère permanent.[20]

**IV.2.4.1.2 Les objectifs de la maintenance corrective :**

- Augmenter disponibilité et la durée de vie du bien.
- Assurer la sécurité du personnel et du bien.
- Améliorer la qualité des produits.
- Protéger l'environnement.

**IV.2.4.1.2 Les opérations de la maintenance corrective :**

Après apparition d'une défaillance, le maintenancier doit mettre en œuvre un certain nombre d'opérations dont les définitions sont données ci-dessous. Ces opérations s'effectuent par étapes (dans l'ordre) :

- Test : c'est à dire la comparaison des mesures avec une référence.
- Détection : ou action de déceler l'apparition d'une défaillance.
- Localisation : ou action conduisant à rechercher précisément les éléments par les quels la défaillance se manifeste.
- Diagnostic : ou identification et analyse des causes de la défaillance.
- Dépannage, réparation ou remise en état (avec ou sans modification).
- Contrôle : du bon fonctionnement après intervention.
- Amélioration éventuelle : c'est à dire éviter la réapparition de la panne.
- Historique : ou mise en mémoire de l'intervention pour une exploitation ultérieure. [21]

**IV.2.4.2 La maintenance améliorative :**

Après plusieurs défaillances de même nature, ce type de maintenance permet, après réflexion et étude, d'éliminer le problème. Elle nécessite obligatoirement une concertation entre services production bureau d'étude et maintenance.[22]

**IV.2.4.3 La maintenance préventive (norme NF EN 13306) :**

La maintenance préventive est une maintenance effectuée avant la détection d'une défaillance d'un bien, à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrite (suite à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs) et destinée à réduire la probabilité de défaillance d'une entité ou la dégradation du fonctionnement du bien.

#### **IV.2.4.3.1 Les différents types de maintenance préventive :**

##### **1) Maintenance préventive systématique :**

La maintenance préventive systématique est une forme de maintenance dont « les activités correspondantes sont déclenchées selon un échéancier établi à partir d'un nombre prédéterminé d'unité d'usage » et aussi « les remplacements des pièces et des fluides ont lieu quel que soit leurs états de dégradation, et ce de façon périodique ».[23]

##### **2) Maintenance préventive conditionnelle :**

La maintenance conditionnelle ainsi : « les activités de maintenance conditionnelle sont déclenchées suivant des critères prédéterminés significatifs de l'état de dégradation du bien ou du service ».

Donc il n'y a plus d'échéancier mais plutôt un événement, une condition, le franchissement d'un seuil, qui provoque l'intervention. Le signal peut être donné par un capteur décelant une dérive de comportement (élévation de température, modification du niveau vibratoire, fuite usure, etc).[23]

##### **3) Maintenance préventive prédictive :**

La maintenance préventive prédictive est subordonnée à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs de dégradation du bien, permettant, grâce à une surveillance très précise, de suivre l'évolution d'un défaut ou d'une usure et donc de planifier une intervention avant défaillance totale ou partielle.[22]

#### **IV.2.4.3.2 Les objectifs de la maintenance préventive :**

##### **➤ Améliorer la fiabilité du matériel :**

La mise en œuvre de la maintenance préventive nécessite les analyses techniques du comportement du matériel. Cela permet à la fois de pratiquer une maintenance préventive optimale et d'éliminer complètement toutes défaillances.

##### **➤ Améliorer la gestion des stocks :**

La maintenance préventive est planifiable. Elle nous aide à maîtriser le bon établissement des échéances de remplacement des organes ou pièces, ce qui facilite la gestion et l'optimisation des stocks.

➤ **Garantir la qualité des produits :**

La surveillance quotidienne est nécessaire pour détecter les symptômes de défaillance et veiller à bien régler les paramètres de la machine et respecter le régime nominal de son fonctionnement. Le bon contrôle de la machine permet d'éviter les aléas de fonctionnement. La meilleure qualité des produits est ainsi assurée avec l'absence des rebuts.

➤ **Assurer la sécurité humaine :**

La préparation des interventions de maintenance préventive ne consiste pas seulement à respecter le planning. Elle doit tenir compte des critères de sécurité pour éviter les imprévus dangereux. Par ailleurs le programme de maintenance doit aussi tenir compte des visites réglementaires.[24]

#### **IV.2.4.3.3 Les opérations de la maintenance préventive :**

➤ **Inspection :**

Contrôle de conformité réalisé en mesurant, observant, testant ou calibrant les caractéristiques significatives d'un bien ; elle permet de relever des anomalies et d'exécuter des réglages simples ne nécessitant pas d'outillage spécifique, ni d'arrêt de la production ou des équipements (pas de démontage).

➤ **Contrôle :**

Vérification de la conformité à des données préétablies, suivie d'un jugement. Ce contrôle peut déboucher sur une action de maintenance corrective ou alors inclure une décision de refus, d'acceptation ou d'ajournement.

➤ **Visite :**

Examen détaillé et prédéterminé de tout (visite générale) ou partie (visite limitée) des différents éléments du bien et pouvant impliquer des opérations de maintenance du premier et du deuxième niveau ; il peut également déboucher sur la maintenance corrective.

➤ **Test :**

Comparaison des réponses d'un système par rapport à un système de référence ou à un phénomène physique significatif d'une marche correcte.

➤ **Echange standard :**

Remplacement d'une pièce ou d'un sous-ensemble défectueux par une pièce identique, neuve ou remise en état préalablement, conformément aux prescriptions du constructeur.

➤ **Révision :**

Ensemble complet d'examens et d'actions réalisées afin de maintenir le niveau de disponibilité et de sécurité d'un bien. Une révision est souvent conduite à des intervalles prescrits du temps ou après un nombre déterminé d'opérations. Une révision demande un démontage total ou partiel du bien. Le terme révision ne doit donc pas être confondu avec surveillance. Une révision est une action de maintenance de niveau 4.

Les trois premières opérations sont encore appelées « opérations de surveillance ». Elles caractérisent parfaitement la phase d'apprentissage et sont absolument nécessaires si on veut maîtriser l'évolution de l'état réel d'un bien. On accepte donc de payer pour savoir puis pour prévenir. Elles sont effectuées de manière continue ou à intervalles prédéterminés ou non, calculés sur le temps ou sur le nombre d'unités d'usage.[25]

#### **IV.2.5 Les niveaux de maintenance (norme FD X 60-000) :**

➤ **Niveau 1 :**

Réglage simple prévu par le constructeur ou le service de maintenance, au moyen d'éléments accessibles sans aucun démontage pour ouverture de l'équipement. Ces interventions peuvent être réalisées par l'utilisateur sans outillage particulier à partir des instructions données.

➤ **Niveau 2 :**

Dépannage par échange standard des éléments prévus à cet effet et d'opération mineure de maintenance préventive. Ces interventions peuvent être réalisées par un technicien habilité ou l'utilisateur de l'équipement dont la mesure où ils ont reçu une formation spécifique ou d'habilitation.

➤ **Niveau 3 :**

Identification et diagnostic de panne suivie éventuellement d'échange de composants, de réglage et de d'étalonnage général. Ces interventions peuvent être réalisées par un technicien spécialisé sur place ou dans un atelier de maintenance à l'aide de l'outillage prévu et des instructions de maintenance.

➤ **Niveau 4 :**

Travaux importants de maintenance corrective ou préventive à l'exception de la rénovation et de la reconstruction. Ces interventions peuvent être réalisées par une équipe disposant d'un encadrement technique très spécialisé et des moyens importants adaptés à la nature de l'intervention.

➤ **Niveau 5 :**

Travaux de rénovation, de reconstruction ou de réparation importante confiée à un atelier central de maintenance ou une entreprise extérieure prestataire de service.[26]

### **IV.3 Les différentes méthodes d'analyse utilisées en maintenance :**

#### **IV.3.1 AMDEC :**

##### **IV.3.1.1 Définition :**

La méthode AMDEC (Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets, et de leur Criticité) est un outil qualité d'analyse préventive permettant d'identifier et de traiter les causes potentielles de défauts et de défaillance avant qu'ils ne surviennent.

D'après AFNOR, l'analyse des modes de défaillance de leurs effets et de leur criticités (AMDEC) est une méthode inductive permettant pour chaque composant d'un système, de recenser son mode de défaillance et son effet sur le fonctionnement ou sur la sécurité du système.

##### **IV.3.1.2 Les notions de base pour la méthode AMDEC :**

- ✓ **La défaillance** (norme NF X 60 – 011) : « altération ou cessation d'un bien à accomplir sa fonction requise ».
- ✓ **Le mode de défaillance** : est la façon dont un produit, un composant, un ensemble, un processus ou une organisation manifeste une défaillance ou s'écarte des spécifications.
- ✓ **Cause de défaillance** : est évidemment ce qui conduit à une défaillance. On définit et on décrit les causes de chaque mode de défaillance considérée comme possible pour pouvoir en estimer la probabilité, en déceler les effets secondaires et prévoir des actions correctives pour la corriger.
- ✓ **Effets d'une défaillance** : sont les effets locaux sur l'élément étudié du système et les effets de la défaillance sur l'utilisateur final du produit ou du service.[27]



### IV.3.1.3 Les objectifs de l'AMDEC :

L'analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité est une méthode structurée et systématique qui permet de :

- ✓ Réduire le nombre des défaillances.
- ✓ Prévention des pannes.
- ✓ Améliorer la maintenance préventive.
- ✓ Réduire les temps d'indisponibilité parés défaillance.
- ✓ Prise en compte de la maintenabilité dès la conception.
- ✓ Améliorer la maintenance corrective.
- ✓ Améliorer la sécurité.[28]

### IV.3.1.4 Les types d'AMDEC :

Il existe plusieurs types d'AMDEC, parmi les plus importants, mentionnons :

- **L'AMDEC-organisation** : s'applique aux différents niveaux du processus d'affaires : du premier niveau qui englobe le système de gestion, le système d'information, le système production, le système personnel, le système marketing et le système finance, jusqu'au dernier niveau comme l'organisation d'une tâche de travail.
- **L'AMDEC-produit ou l'AMDEC-projet** : est utilisée pour étudier en détail la phase de conception du produit ou d'un projet. Si le produit comprend plusieurs composants, on applique l'AMDEC-composants.
- **L'AMDEC-processus** : s'applique à des processus de fabrication. Elle est utilisée pour analyser et évaluer la criticité de toutes les défaillances potentielles d'un produit engendrées par son processus. Elle peut être aussi utilisée pour les postes de travail.
- **L'AMDEC-moyen** : s'applique à des machines, des outils, des équipements et appareils de mesure, des logiciels et des systèmes de transport interne.
- **L'AMDEC-service** : s'applique pour vérifier que la valeur ajoutée réalisée dans le service corresponde aux attentes des clients et que le processus de réalisation de service n'engendre pas de défaillances .
- **L'AMDEC-sécurité** : s'applique pour assurer la sécurité des opérateurs dans les procédés où il existe des risques pour ceux-ci.[27]

### **IV.3.1.5 Démarche pratique de l'AMDEC :**

Une étude AMDEC comporte quatre étapes successives qui sont :

#### **IV.3.1.5.1 Etape 1 : initialisation**

L'initialisation de l'AMDEC est une étape préliminaire à ne pas négliger. Elle est menée par le responsable de l'étude avec l'aide de l'animateur, puis précisée avec le groupe de travail. Elle consiste à poser clairement le problème, définir le contenu et les limites de l'étude à mener et à réunir tous les documents et informations nécessaires à son bon déroulement. En suivant la méthode suivante :

- ✓ Définition du système à étudier.
- ✓ Définition de la phase de fonctionnement.
- ✓ Définition des objectifs à atteindre.
- ✓ Constitution du groupe de travail.
- ✓ Etablissement du planning.
- ✓ Mise au point des supports de l'étude.[28]

#### **IV.3.1.5.2 Etape 2 : décomposition fonctionnelle**

Etape indispensable pour analyser ensuite les risques de dysfonctionnement. Elle facilite l'étape ultérieure d'analyse des défaillances. Elle comprend un découpage du moyen de production en sous-systèmes jusqu'au niveau de décomposition souhaité (composant élémentaire ou module dont on peut faire l'échange standard).[28]

#### **IV.3.1.5.3 Etape 3: analyse AMDEC**

L'analyse AMDEC proprement dite consiste à identifier les dysfonctionnements potentiels ou déjà constatés d'une machine, à mettre en évidence les points critiques et à proposer des actions correctives pour y remédier. En pratique, on procède souvent à une estimation approximative qui se traduit par une note attribuée pour le groupe AMDEC, ils s'agit donc d'une échelle de notation.[28]

##### **IV.3.1.5.3.1 La criticité C :**

Elle permet de discriminer les actions à entreprendre et de les calculer à partir de la gravité, la fréquence et la défaillance de non détection.

$$C = G \cdot F \cdot D .$$

Tableau IV.1 : Niveaux de criticité et leurs définitions

Niveau de criticité	Définition
$1 \leq C < 10$ criticité négligeable	Aucune modification Maintenance corrective
$10 \leq C < 18$ criticité moyenne	Amélioration Maintenance préventive systématique
$18 \leq C < 27$ criticité élevée	Surveillance particulière Maintenance préventive conditionnelle
$27 \leq C < 64$ criticité interdite	Remise en cause complète de l'équipement

#### IV.3.1.5.3.2 La fréquence d'apparition F :

C'est la fréquence d'apparition d'une défaillance due à une cause particulière.

Tableau IV.2 : Niveaux de fréquence et leurs définitions

Niveau de fréquence	Indice	Définition
Fréquence très faible	1	Défaillance rare : 1 défaillance maxi par an
Fréquence faible	2	Défaillance possible : 1 défaillance maxi par trimestre
Fréquence moyenne	3	Défaillance fréquente : 1 défaillance maxi par mois
Fréquence forte	4	Défaillance très fréquente : 1 défaillance maxi par semaine

#### IV.3.1.5.3.3 La gravité G :

C'est la gravité des effets de la défaillance :

- ✓ Pertes de productivité (arrêt de production, défaut de qualité)
- ✓ Coût de la maintenance.
- ✓ Sécurité, environnement

Tableau IV.3 : Niveaux de gravité et leurs définitions

Niveau de gravité	Indice	Définition
Gravité très faible	1	Sous influence Pas d'arrêt de la production
Gravité faible	2	Peut critique Arrêt $\leq$ 1 heure

Gravite moyenne	3	Critique 1 heure $\leq$ arrêt $\leq$ 1 jour
Gravite catastrophique	4	Très critique Arrêt > 1 jour

#### IV.3.1.5.3.4 Non détection D :

Probabilité de non détection d'une défaillance avant qu'il n'atteigne l'utilisateur.

Tableau IV.4 : Niveaux de probabilité de non détection et leurs définitions

Niveau de probabilité de non détection	Indice	Définition
Détection évidente	1	Visite par opérateur
Détection possible	2	Détection aisée par un agent de maintenance
Détection improbable	3	Détection difficile
Détection impossible	4	Indécelable

#### IV.3.1.5.4 Etape 4 : synthèses

Cette étape consiste à effectuer un bilan de l'étude et à fournir les éléments permettant de définir et lancer, en toute connaissance de la cause, les actions à effectuer.

Ce bilan est essentiel pour tirer vraiment parti de l'analyse en suivant la méthode suivante:

- ✓ Hiérarchisation des défaillances.
- ✓ Liste des points critiques.
- ✓ Liste des recommandations.[28]

#### IV.3.2 Méthode ABC (Diagramme de Pareto) :

##### IV.3.2.1 Principe de la méthode « ABC » :

Cette méthode consiste à classer les défaillances par ordre d'importance en trois catégories afin de traiter chacune d'elles d'une manière différente. Elle permet donc au responsable de maintenance d'identifier les cibles d'actions prioritaires.

### IV.3.2.2 Méthodologie et démarche :

- ✓ Recensement des pannes à partir de la date de mise en place du dossier historique.
- ✓ Classement des nombres de pannes par ordre décroissant.
- ✓ Calcul du cumul de ces valeurs à partir du plus haut.
- ✓ Calcul pour chaque valeur cumulée la valeur en %.
- ✓ Le rang relatif % des différentes pannes.
- ✓ Tracer la courbe correspondante aux couples de points ci- dessus sur un graphique à deux dimensions, abscisses et ordonnées en pourcentage (%) à la même échelle.[29]

### IV.3.2.3 Détermination des zones ABC :

Sur le schéma (figure IV.2), on observe trois zones.

- ✓ Zone A : 20% des pannes occasionnent 80% des coûts.
- ✓ Zone B : les 30% de pannes supplémentaires ne coûtent que 15% supplémentaires.
- ✓ Zone C : les 50% de pannes restantes ne concernent que 5% du coût global.

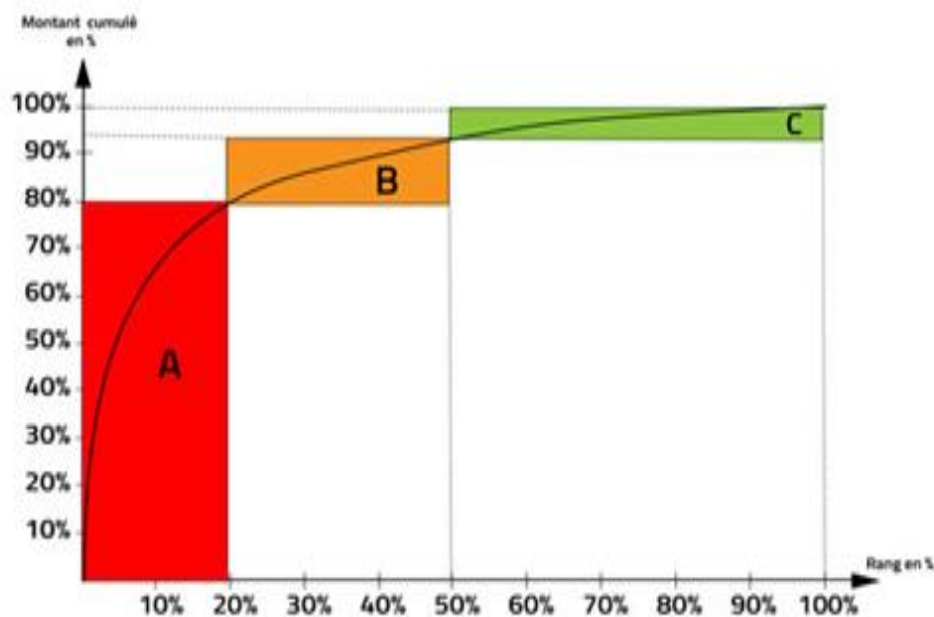


Figure IV.2 : Diagramme de Pareto ou courbe ABC

### IV.3.2.4 Les objectifs de diagramme de Pareto :

Le diagramme de Pareto est un moyen simple de classer les phénomènes par ordre d'importance. Parmi les objectifs on cite :

- Faire apparaître les causes essentielles du phénomène.
- Hiérarchiser les causes du problème.
- Evaluer les effets d'une solution.
- Mieux cibler les actions à mettre en œuvre.

### **IV.3.3 La méthode QQQQCP :**

#### **IV.3.3.1 Définition :**

La méthode QQQQCP : Quoi, Qui, Où, Quand, Comment, Pourquoi, est un outil adaptable à diverses problématiques permettant la récolte d'informations précises et exhaustives d'une situation et d'en mesurer le niveau de connaissance que l'on possède.

#### **IV.3.3.2 Les avantages de la méthode QQQQCP :**

La force de la méthode QQQQCP réside dans ses 4 caractéristiques :

- Simple : nul besoin de formation ni de personnes qualifiées dans la méthode pour mener à bien ces questionnements.
- Systématique : c'est la clé du succès de poser systématiquement toutes les questions à chaque fois.
- Polyvalente : elle peut être utilisée aussi bien pour élaborer un nouveau processus que mettre en place une action corrective.
- Exhaustive : la méthode permet d'obtenir une vision à 360° de la problématique et de percevoir les pistes de résolution.[30]

#### **IV.3.3.3 Méthodologie et démarche :**

La méthode QQQQCP est l'un des outils incontournables en résolution de problème car elle permet de cerner la situation problématique en posant les bonnes questions :

- Quoi : description du problème.
- Qui : les personnes concernées et/ou responsables.
- Où : localisation du problème.
- Quand : caractéristiques temporelles du problème (à quel moment, à quelle fréquence).
- Comment : les effets du problème.
- Pourquoi : les raisons, les causes du problème.[31]

### IV.3.4 Diagramme cause-effets (ou Ishikawa ou en arête de poisson) :

#### IV.3.4.1 Définition :

Cet outil a été créé par Ishikawa, professeur à l'Université de TOKYO dans les années 60 et concepteur d'une méthode de management de la qualité totale. Le diagramme causes-effet est une représentation graphique du classement par familles de toutes les causes possibles pouvant influencer un processus.

Ces familles de causes au nombre de 5 engendrent la non qualité dans un processus de fabrication. Leur nom commence par la lettre M d'où l'appellation 5M. Ishikawa a proposé une représentation graphique en « arête de poisson » (figure IV.3).[32]

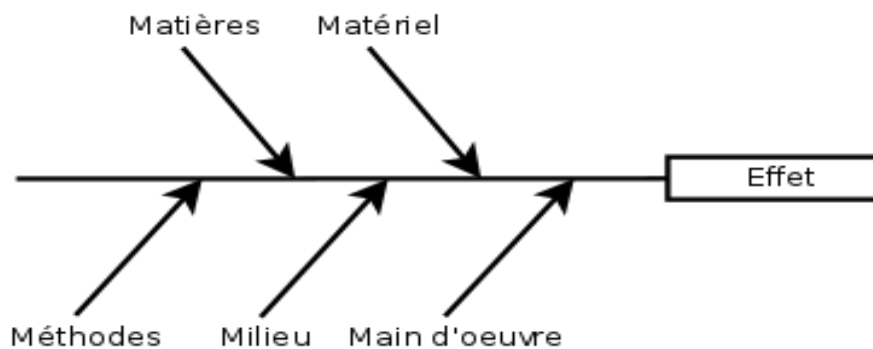


Figure IV.3 : Diagramme d'Ishikawa

#### IV.3.4.2 Méthodologie et démarche :

Pour construire le diagramme Cause-Effets il faut :

- ✓ Définir l'effet sur lequel travailler : un défaut qualité, une caractéristique d'un produit ou d'un procédé, un problème à résoudre .
- ✓ Tracer une flèche de gauche à droite en direction de l'effet : la pointe de la flèche contient le nom ou la désignation de l'effet, la flèche forme le tronc de l'arborescence ou la colonne vertébrale du «poisson».
- ✓ Décrire les facteurs principaux qui sont les causes potentielles de l'effet et les placer dans les branches ou arêtes.
- ✓ La recherche des causes peut se faire selon les 5 «M» mnémoniques traditionnels, désignant :

- Main-d'œuvre.
- Matière.
- Méthode.
- Machines (équipement).
- Milieu (environnement).

#### **IV.3.4.3 Les avantages de diagramme cause-effets :**

- Un diagramme causes-effet est très utile pour : ordonner les idées émises lors d'un brainstorming.
- Expliquer un phénomène, un processus de fabrication.
- Guider une discussion dont il est le point central.
- Rechercher rapidement l'ensemble des causes, choisir celles qui sont les plus importantes et mener rapidement les actions correctives correspondantes (dépannage, contre-mesures).
- Former le personnel en utilisant les diagrammes existants.[33]

#### **IV.3.5 La méthode de l'arbre de défaillance :**

##### **IV.3.5.1 Définition :**

L'arbre de défaillance est une représentation graphique de type arbre généalogique. Il représente une démarche d'analyse d'événement.

L'arbre de défaillance est construit en recherchant l'ensemble des événements élémentaires, ou les combinaisons d'événements, qui conduisent à un Événement Redouté (ER).L'objectif est de suivre une logique déductive en partant d'un Événement Redouté pour déterminer de manière exhaustive l'ensemble de ses causes jusqu'aux plus élémentaires.

On distingue différents types d'événements :

- Événement redouté : c'est l'événement indésirable il est unique.
- Événements intermédiaires : ce sont des événements qui sont causes d'autres événements.
- Événements élémentaires : ils correspondent au niveau le plus détaillé de l'analyse du système.



Les différents événements sont reliés entre eux par des portes logiques afin de calculer la probabilité d'occurrence des ER.[34]

#### IV.3.5.2 Les objectifs :

Les objectifs des arbres de défaillance sont résumés dans les points suivants :

- ✓ La recherche des événements élémentaires, ou leurs combinaisons qui conduisent à un ER.
- ✓ L'analyse qualitative qui permet de déterminer les faiblesses du système. Elle est faite dans le but de proposer des modifications afin d'améliorer la fiabilité du système.
- ✓ L'analyse des scénarios qui conduisent à un ER est faite à partir des arbres de défaillances. Il est alors possible de disposer des "barrières de sécurité" pour éviter les incidents.
- ✓ Il est possible d'évaluer la probabilité d'apparition de l'ER connaissant la probabilité des événements élémentaires : c'est l'analyse quantitative qui permet de déterminer les caractéristiques de fiabilité du système étudié.[34]

#### IV.3.5.3 Liens entre les événements : portes logiques

Les portes logiques (figure IV.4) permettent de représenter la combinaison logique des événements intermédiaires qui sont à l'origine de l'événement décomposé

- Porte ET : L'événement  $E_1$  ne se produit que si les événements élémentaires,  $A_1$ ,  $A_2$  et  $A_3$  existent simultanément.
- Porte OU : L'événement  $E_1$  se produit de manière indépendante si l'un ou l'autre des événements élémentaires  $A_1$ ,  $A_2$  ou  $A_3$  existe.
- Porte R/N : Si  $R=2$  et  $N=3$  alors il suffit que deux des événements élémentaires  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $A_3$  soient présents pour que l'événement  $E_1$  se réalise.[34]

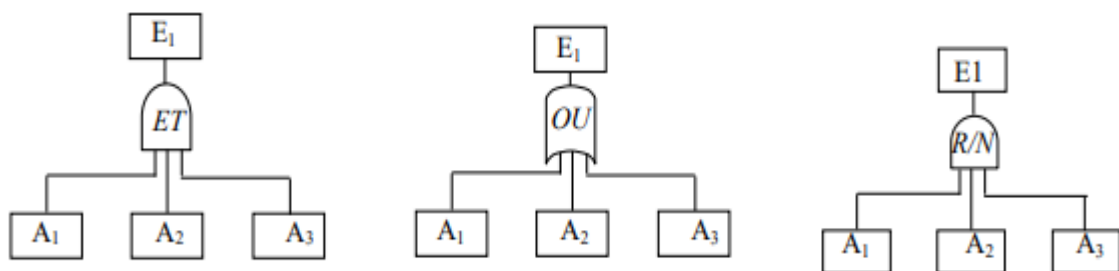


Figure IV.4 : Portes ET, OU, R/N

#### IV.3.5.4 Construction de l'arbre de défaillance :

La construction de l'arbre de défaillance (figure IV.5) repose sur l'étude des événements entraînant un événement redouté. Les 2 étapes suivantes sont réalisées successivement en partant de l'ER et en allant vers les événements élémentaires.

- 1) Dans un 1<sup>er</sup> temps, définir l'événement redouté (l'événement intermédiaire, ou l'événement élémentaire) analysé en spécifiant précisément ce qu'ils représentent et dans quel contexte il peut apparaître.
- 2) Puis dans un 2<sup>ème</sup> temps, représenter graphiquement les relations de cause à effet par des portes logiques (ET, OU) qui permettent de spécifier le type de combinaison entre les événements intermédiaires qui conduisent à l'événement analysé.

Pour pouvoir appliquer cette méthode il est nécessaire de :

- Vérifier que le système a un fonctionnement cohérent.
- Connaître la décomposition fonctionnelle du système.
- Définir les limites du système (le degré de finesse de l'étude dépend des objectifs).
- Connaître la mission du système et son environnement pour déterminer le ou les événements redoutés qu'il est nécessaire d'étudier.
- Connaître les modes de défaillance des composants.[34]

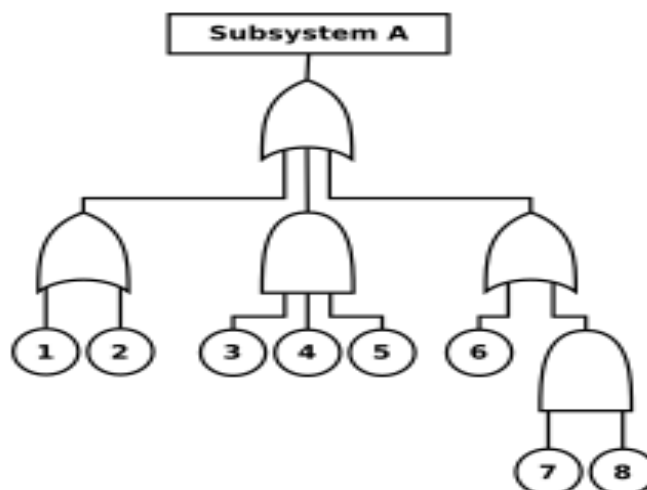


Figure IV. 5: Exemple d'un arbre de défaillances

### IV.3.6 Etude FMD (Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité) :

#### IV.3.6.1 Fiabilité :

##### IV.3.6.1.1 Définition :

La fiabilité (norme NF X 06-501) est la caractéristique d'un dispositif exprimée par la probabilité que ce dispositif accomplisse une fonction requise dans des conditions d'utilisation données et pour une période de temps déterminée.

##### IV.3.6.1.2 La fonction de fiabilité $R(t)$ et la fonction de défaillance $F(t)$ :

Considérons un matériel dont on étudie la fiabilité. Soit  $Z$  la variable aléatoire qui à chaque matériel associe son temps de bon fonctionnement. On choisit un de ces matériels au hasard. Soit les événements  $A$  : « Le matériel est en état de bon fonctionnement à l'instant  $t$  » et  $B$  : « Le matériel est défaillant à l'instant  $t + \Delta t$  » On a alors :

$$P(A) = P(T > t) \text{ et } P(B) = P(T \leq t + \Delta t) \quad (\text{IV.1})$$

$$\text{Donc } P(A \cap B) = P(t < T < t + \Delta t) \quad (\text{IV.2})$$

$$= F(t + \Delta t) - F(t) \quad (\text{IV.3})$$

$$= (1 - R(t + \Delta t)) - (1 - R(t)) \quad (\text{IV.4})$$

$$= R(t) - R(t + \Delta t) \quad (\text{IV.5})$$

$$\text{On en déduit que } P(B/A) = \frac{P(A \cap B)}{P(A)} = \frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{R(t)} \quad (\text{IV.6})$$

$$F(t) = P(T \leq t) \quad (\text{IV.7})$$

On appelle fonction de défaillance la fonction  $F$  définie pour tout  $t \geq 0$

$$F(t) = P(T \leq t) \quad (\text{IV.8})$$

Le nombre  $F(t)$  représente la probabilité qu'un dispositif choisi au hasard ait une défaillance avant l'instant  $t$ . La figure IV.6 donne l'allure de cette fonction.

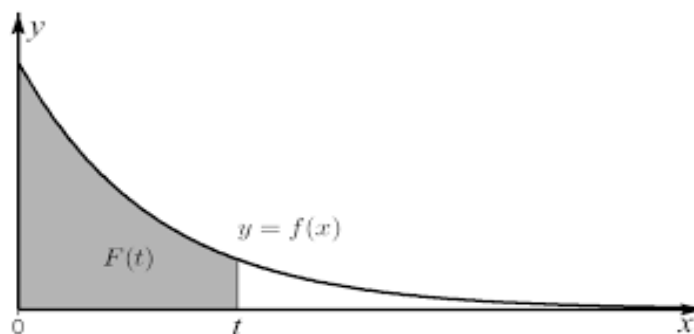


Figure IV.6 : Fonction de défaillance

Cette fonction nous amène naturellement une fonction associée : la fonction de fiabilité  $R$  définie pour tout  $t \geq 0$  par :  $R(t) = 1 - F(t)$ . Le nombre  $R(t)$  représente la probabilité qu'un dispositif choisi au hasard dans la population n'ait pas de défaillance avant l'instant  $t$ . La figure IV.7 montre les deux fonctions associées.[35]

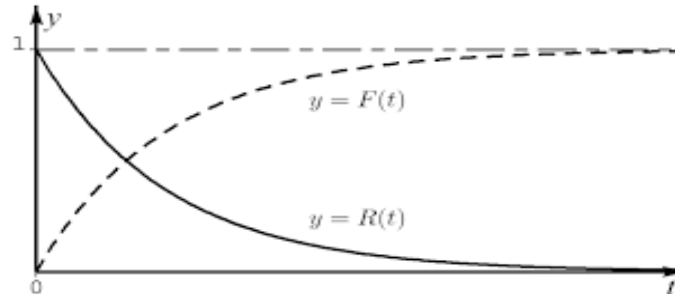


Figure IV.7 : Les fonctions associées

### IV.3.6.1.3 Indicateurs de fiabilité ( $\lambda$ ) et (MTBF) :

#### IV.3.6.1.3.1 Taux de défaillance ( $\lambda$ ) :

Le taux de défaillance  $\lambda$  caractérise la vitesse de variation de la fiabilité au cours du temps. La durée de bon fonctionnement est égale à la durée totale en service moins la durée des défaillances.

$$\lambda = \frac{\text{nombre total de défaillances pendant le service}}{\text{duree total de bon fonctionnement}} \quad (\text{IV.9})$$

La figure IV.8 représente l'évolution du taux de défaillance d'un composant au cours de sa vie.

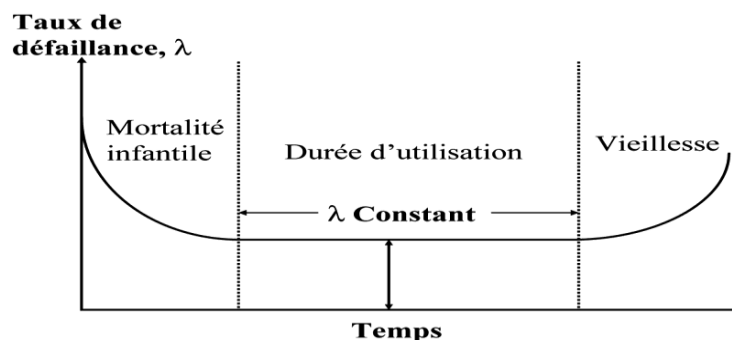


Figure IV.8 : Évolution du taux de défaillance au cours du temps

#### IV.3.6.1.3.2 Temps moyen de bon fonctionnement (MTBF) :

Le MTBF (Mean Time Between Failure) est souvent traduit comme étant la moyenne des temps de bon fonctionnement mais représente la moyenne des temps entre deux défaillances.

En d'autres termes, Il correspond à l'espérance de la durée de vie t.

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t) \quad (IV.10)$$

Physiquement le MTBF peut être exprimé par le rapport des temps

$$MTBF = \frac{\text{somme des temps de fonctionnement entre les (n) défaillances}}{\text{nombre d'intervention de maintenance avec immobilisation}} \quad (IV.11)$$

Si  $\lambda$  est constant :

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} \quad (IV.12)$$

#### IV.3.6.1.4 Les lois usuelles utilisées dans le calcul de la fiabilité :

Dans cette partie on présente les principales lois de probabilité utilisées pour le calcul de la fiabilité d'un système.[36]

##### 1) Loi BINOMIALE :

Soit une défaillance D avec sa probabilité de survenir P, la probabilité d'apparaître k défaillances en N essais est :

$$P(x=k) = C_N^k P^k (1 - P)^{N-k} \quad (IV.13)$$

##### 2) Loi de POISSON :

La probabilité qu'une panne survienne n fois dans le temps t est donnée par :

$$P(n,t) = \frac{e^{-\lambda t}}{n!} (\lambda t)^n \quad (IV.14)$$

##### 3) Loi EXPONENTIELLE :

On applique la loi exponentielle lors le composant a un taux de défaillance constant.

La fonction de fiabilité est :

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (IV.15)$$

La probabilité de défaillance est :

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (IV.16)$$

##### 4) Loi NORMALE :

Cette loi est utilisée pour représenter la distribution des durées de vie des dispositifs en fin de vie (usure) ou le taux de défaillance est croissant.

La fonction de fiabilité est :

$$R(t) = 1 - \int_{-\infty}^t \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-m)^2}{2\sigma^2}} dt \quad (\text{IV.17})$$

### 5) Loi de WEIBULL :

C'est un modèle particulièrement bien adapté à l'étude statistique des défaillances, Weibull a donné le taux d'avarie  $Z(t)$  une formule générale dépendant de trois paramètres :  $\eta$ ,  $\beta$  et  $\gamma$ , la densité de probabilité pour la distribution de Weibull est :

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (\text{IV.18})$$

$$\text{La fonction de répartition } F(t) : F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (\text{IV.19})$$

$$\text{La fonction de fiabilité } R(t) : R(t) = 1 - F(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (\text{IV.20})$$

$$\text{Le taux de défaillance } \lambda(t) : \lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad (\text{IV.21})$$

### La significations des paramètres ( $\beta, \eta, \gamma$ ) :

#### 1) Paramètre de forme $\beta$ :

Le paramètre  $\beta$  fournit des indications à la fois qualitatives et quantitatives du taux de défaillance instantané. Il est dit indicateur de la forme de la courbe de densité de probabilité.

- ✓  $\beta < 1$  : phase de jeunesse avec défaillances (généralement des défauts de fabrication ou de montage), le taux de défaillances est décroissant.
- ✓ Si  $\beta = 1$ , c'est le signe d'un comportement régulier du système avec un taux de défaillance sensiblement constant. C'est donc la période de maturité.
- ✓  $\beta > 1$  phase de vieillesse avec apparition d'un mode de défaillance prédominant caractérisé par  $\beta$ . Le taux de défaillance est croissant.

#### 2) Paramètre d'échelle $\eta$ :

Contrôle l'étirement de la distribution sur l'axe des temps. Il correspond à MTBF si  $\beta=1$  et  $\gamma=0$ .

### 3) Paramètre de localisation $\gamma$ :

Également nommé paramètre de décalage ou de position, il s'exprime en unité de temps. Il indique une période sans défaillance possible ou la date de l'apparition de défaillance.[37]

## IV.3.6.2 Maintenabilité :

### IV.3.6.2.1 Définition :

Selon la norme AFNOR X60-010 « Dans les conditions données d'utilisation, la maintenabilité est l'aptitude d'un dispositif à être maintenu ou rétabli dans un état dans lequel il peut accomplir sa fonction requise lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données avec les procédures et les moyens prescrits ».

Maintenabilité = être rapidement dépanné

La maintenabilité est caractérisée par la moyenne des temps techniques de réparation MTTR

$$MTTR = \frac{\text{Temps total d'arrêts}}{\text{Nombre d'arrêts}} \quad (\text{IV.22})$$

### IV.3.6.2.2 Taux de réparation $\mu$ :

La probabilité de réparation d'un composant est principalement fonction du temps écoulé depuis l'instant de défaillance. Il existe un certain délai avant que le composant puisse être réparé. Ce délai comprend le temps de détection et le temps mis pour qu'une équipe de réparation arrive sur place.[38]

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (\text{IV.23})$$

### IV.3.6.2.3 La fonction de maintenabilité :

Dans le cas où le taux de réparation est constant la fonction de maintenabilité est :

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t} \quad (\text{IV.24})$$

### IV.3.6.3 Disponibilité :

#### IV.3.6.3.1 Définition :

Selon la norme (NFX 60 500) « Aptitude d'une entité à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou pendant un intervalle de temps donné, en supposant que la fourniture des moyens extérieurs soit assurée ».

#### IV.3.6.3.2 Les types de disponibilité :

##### 1) Disponibilité instantanée :

Si les durées de vie et les durées de réparation suivent une distribution exponentielle avec, respectivement, un taux de panne  $\lambda$  et un taux de réparation  $\mu$ , tous constants, la disponibilité instantanée est donnée par l'expression :

$$D(t) = \frac{\mu}{\mu+\lambda} + \frac{\lambda}{\mu+\lambda} e^{-(\mu+\lambda)t} \quad (\text{IV.25})$$

##### 2) Disponibilité intrinsèque :

Elle exprime le point de vue du constructeur. Elle ne prend en compte que les événements prévus dans le cycle de fonctionnement de la machine en tenant compte que de l'indisponibilité nécessaire à la maintenance et aux changements de fabrication dans les délais prévus.

$$D_i = \frac{MTBF}{MTBF+MTTR} \quad (\text{IV.26})$$

### IV.4 Conclusion :

Afin de minimiser le temps des défaillances des systèmes électriques, mécanique, hydraulique, ..., on doit connaître la nature du défaut et leurs causes. Dans ce chapitre, nous avons présenté la définition de la maintenance ainsi les différents types de maintenance utilisées dans le domaine industriel comme la maintenance corrective, la maintenance préventive, la maintenance améliorative.

Dans la deuxième partie on a présenté les différentes méthodes qui permettent d'analyser les défauts des systèmes, ces méthodes sont la méthode de la courbe ABC et la méthode d'AMDEC, la méthode ISHIKAWA, la méthode QQQQCP,...

Dans l'analyse de la FMD, la Fiabilité, la Maintenabilité et la Disponibilité ont également été définies et modélisées pour une utilisation ultérieure.



# **Chapitre V**

**Application des outils  
d'analyse sur les données de  
l'entreprise**

## Chapitre V : Application des outils d'analyse sur les données de l'entreprise

### V.1 Introduction :

Afin d'analyser les dysfonctionnements de tout système mécanique, hydraulique ou électrique, par les méthodes d'analyse quantitatives ou qualitatives, il faut étudier l'historique des défaillances de ce système qui représente une richesse pour l'entreprise.

Dans notre travail, nous avons étudié et analysé la maintenance de la protection de la travée transformateur 60/30 kV n°3 situé au poste GRTE Ghardaïa en raison de l'importance de cette travée pour la ville de Ghardaïa.

### V.2 Historique des pannes des protections de la travée transformateur 60/30 kV N°3 :

Le tableau suivant (V.1) représente l'historique des pannes des protections de la travée transformateur 60/30kV n°3 de 01/01/2019 jusqu'à 31/12/2021.

Tableau V.1 : L'historique des pannes des protections de la travée transformatrices 60/30 KV n°3

N°	Désignation de l'anomalie	Date de début de panne	Date de fin de panne	Temps d'arrêt (h)
1	Blocage de la protection max I (Carte d'alimentation défectueuse)	08/01/2019	10/01/2019	38
2	Manque courant continu protection max I	09/03/2019	09/03/2019	2
3	Manque signalisation d'alarme et déclenchement soupape de surpression	13/05/2019	13/05/2019	11
4	La protection différentielle éteinte avec apparition signalisation de manque courant continue sur vérine	22/05/2019	22/05/2019	10
5	Anomalie relais Buchholz (alarme répétitif)	21/06/2019	21/06/2019	7
6	Excitation en permanence relais masse cuve	30/07/2019	30/07/2019	14
7	Protection max I MT endommagée	05/08/2019	07/08/2019	26
8	Non fonctionnement de la protection max I ( Défaillance de relais de mesure courant)	13/08/2019	15/08/2019	29

9	Protection neutre MT en défaut	04/09/2019	04/09/2019	7
10	Blocage de la Protection différentielle	21/11/2019	22/11/2019	4
11	Protection différentielle non fonctionnel suite manque courant continu	23/02/2020	23/02/2020	2
12	Blocage de la protection différentielle	24/04/2020	24/04/2020	2
13	Manque courant continu sur la protection défaillance disjoncteur	04/05/2020	06/05/2020	27
14	Anomalie sur relais Buchholz (remplacement relais Buchholz)	07/06/2020	09/06/2020	35
15	Protection différentielle non fonctionnel suite manque courant continu	12/07/2020	12/07/2020	1
16	Protection Rec 670 (surcharge thermique) bloquée	13/08/2020	13/08/2020	5
17	Non apparition alarme protection température	04/10/2020	04/10/2020	2
18	Protection max I seuil violent	08/12/2020	08/12/2020	1
19	Fonctionnement intempestif de l'automate de relais Buchholz	10/01/2021	12/01/2021	32
20	Apparition signalisation manque courant continue sur protection max I	18/03/2021	18/03/2021	1
21	Manque courant continu sur protection max I	29/05/2021	29/05/2021	1
22	Manque courant continu sur protection max I	02/08/2021	02/08/2021	1
23	Apparition alarme répétitive surcharge thermique	22/09/2021	22/09/2021	1

### V.3 L'application des méthodes d'analyse :

#### V.3.1 Application de la méthode de la courbe ABC (loi de Pareto) :

Pour appliquer la méthode de la courbe ABC ,on doit :

- 1) Classer les heures des dysfonctionnements des protections de la travée transformateur par ordre décroissant.
- 2) Calculer leurs cumuls et leurs pourcentages.
- 3) Calculer le cumul et le pourcentage de la fréquence des pannes.

L'application de la méthode est représentée dans le tableau suivant (V.2) :

Tableau V.2 : Analyse ABC (Pareto)

N°	Désignation de l'anomalie	La fréquence de l'anomalie	Temps d'arrêt (h)	Cumul de fréquence	Cumul de temps d'arrêt	Cumul de fréquence en %	Cumul de temps d'arrêt en %
1	Blocage de la protection max I (Carte d'alimentation défectueuse)	1	38	1	38	4,35%	14,67%
2	Anomalie sur relais Buchholz (remplacement relais Buchholz)	1	35	2	73	8,70%	28,19%
3	Fonctionnement intempestif de l'automate de relais Buchholz	1	32	3	105	13,04%	40,54%
4	Non fonctionnement de la protection max I (Défaillance relais de mesure courant)	1	29	4	134	17,39%	51,74%
5	Manque courant continu sur la protection défaillance disjoncteur	1	27	5	161	21,74%	62,16%
6	Protection max I MT endommagée	1	26	6	187	26,09%	72,20%
7	Excitation en permanence relais masse cuve	1	14	7	201	30,43%	77,61%
8	Manque signalisation d'alarme et déclenchement soupape de surpression	1	11	8	212	<b>34,78%</b>	<b>81,85%</b>
9	La protection différentielle éteinte avec apparition signalisation de manque courant continue sur vérine	1	10	9	222	39,13%	85,71%
10	Anomalie relais Buchholz (alarme répétitif)	1	7	10	229	43,48%	88,42%
11	Protection neutre MT en défaut	1	7	11	236	47,83%	91,12%

12	Blocage de la Protection différentielle	2	6	13	242	<b>56,52%</b>	<b>93,44%</b>
13	Manque courant continu protection max I	4	5	17	247	73,91%	95,37%
14	Protection Rec 670 (surchage thermique ) bloquée	1	5	18	252	78,26%	97,30%
15	Protection différentielle non fonctionnel suite manque courant continu	2	3	20	255	86,96%	98,46%
16	Non apparition alarme protection Température	1	2	21	257	91,30%	99,23%
17	Protection max I seuil violent	1	1	22	258	95,65%	99,61%
18	Apparition alarme répétitive surcharge thermique	1	1	23	259	100,00%	100,00%

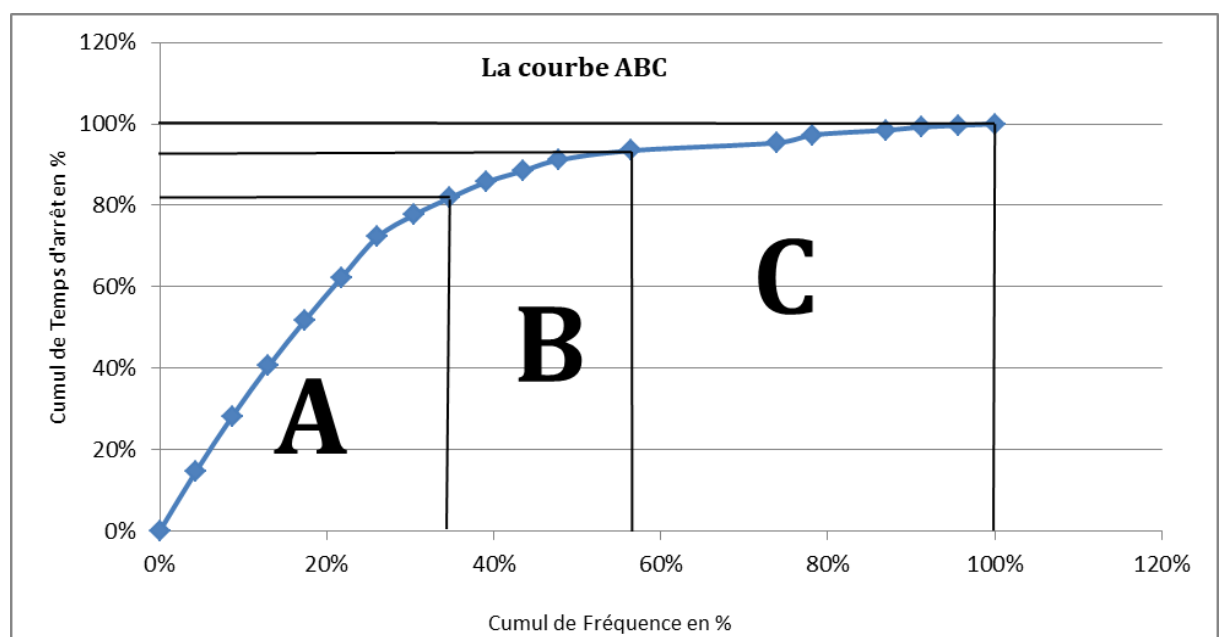


Figure V.1 : La courbe d'ABC (courbe de Pareto)

### V.3.1.1 L'interprétation de la courbe ABC :

Après la présentation graphique de la courbe ABC, on remarque qu'il y a 3 zones principales :

- 1) **La zone A** : 81.85 % des temps arrêts, sont à cause 34.78 % des défaillances, c'est-à-dire cette zone contient les protections qui ont le temps de dysfonctionnement les plus important : Protection max I, Relais Buchholz, Protection défaillance disjoncteur, Protection max I MT, Protection masse cuve, Soupape de surpression.
- 2) **La zone B** : 11.59 % des temps arrêts, sont à cause de 21.74 % des défaillances, c'est-à-dire cette zone contient les protections qui ont le temps de dysfonctionnement moins important que la zone A.
- 3) **La zone C** : 6.56 % des temps arrêts, sont à cause de 43.48 % des défaillances, c'est-à-dire cette zone contient les protections qui ont le temps de dysfonctionnement moins important par rapport à les zones A et B.

Donc, pour minimiser les temps d'arrêt, le service de maintenance doit :

- Renforcer la maintenance préventive sur les protections de la zone A.
- Donner la priorité dans la maintenance aux protections de la zone A.
- Assure les pièces de rechange pour les éléments de la zone A.

### V.3.2 L'analyse FMD :

#### V.3.2.1 Etude de la fiabilité :

Dans le tableau suivant (V.3) on a classé les TBF (temps de bon fonctionnement) par ordre croissant en fonction de la fonction de répartition  $F(t)$ , on a utilisé la méthode des ranges moyen où  $F(t) = \frac{N_i}{N+1}$  (dans notre cas  $20 < N=23 < 50$ ) pour calculer la fonction de répartition  $F(t)$ .

Nous avons utilisé le logiciel Minitab18 afin de tracer la courbe  $F(t)$  en fonction de TBF.

Tableau V.3 : Estimation de la fonction de répartition

Ni	TBF	F(t)
1	144	0,041666667
2	168	0,083333333
3	192	0,125
4	216	0,166666667
5	240	0,208333333
6	528	0,25
7	720	0,291666667
8	786	0,333333333

9	792	0,375
10	816	0,416666667
11	840	0,458333333
12	936	0,5
13	1224	0,541666667
14	1248	0,583333333
15	1296	0,625
16	1440	0,666666667
17	1536	0,708333333
18	1560	0,75
19	1560	0,791666667
20	1632	0,833333333
21	1728	0,875
22	1872	0,916666667
23	2256	0,958333333

La figure suivante (V.2) montre la représentation graphique de la loi de Weibull sur le logiciel Minitab18.

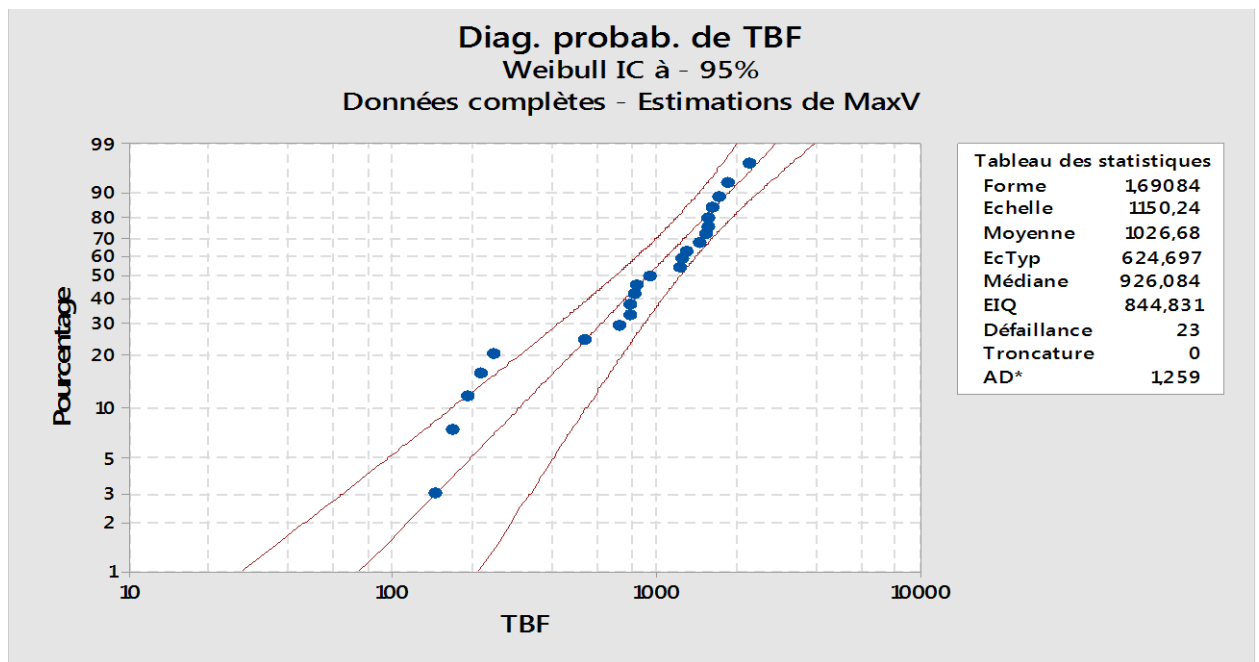


Figure V.2 : Le graphe de Weibull sur logiciel Minitab18

### V.3.2.1.1 Estimation des paramètres de la loi de Weibull :

À partir de la représentation graphique de la loi de Weibull dans la figure V.2, on peut extraire les paramètres essentiels de la loi de Weibull qui sont présentées dans le tableau V.4 :

Tableau V.4 : Les paramètres de la loi Weibull

Les paramètres	La valeur
Beta ( $\beta$ )	1.69
Eta ( $\eta$ )	1150.24
Gamma ( $\gamma$ )	0

### V.3.2.1.2 Test de Kolmogorov Smirnov :

Avant la validation des résultats précédents, il est nécessaire de tester l'hypothèse pour savoir si on peut accepter ou refuser le modèle proposé. Le test de KOLMOGOROV SMIRNOV consiste à calculer l'écart point par point entre ces deux fonctions entre la fonction de répartition théorique  $F_e(t)$  et la fonction de répartition réelle  $F(t)$  et prendre la valeur max en valeur absolue du  $D_n$ , max, ensuite la comparer avec  $D_n, \alpha$ , qui est donnée par la table de KOLMOGOROV SMIRNOV (annexe tab.1).

- Si  $D_n \text{ max} > D_n, \alpha$  on refuse l'hypothèse du modèle théorique.
- Si  $D_n \text{ max} < D_n, \alpha$  on accepte l'hypothèse du modèle théorique.

$$D_n = |F_e(t) - F(t)|$$

$F(t)$  est la fonction de répartition réelle donné par l'équation suivante :

$$F(t) = \frac{N_i}{N+1}$$

$F_e(t)$  est la fonction de répartition théorique donné par l'équation suivante :

$$F_e(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$$

Les résultats de calcul sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau V.5 : Calcul de l'écart entre  $F(t)$  et  $F_e(t)$ 

N°	TBF	F(t)	F <sub>e</sub> (t)	D <sub>n</sub>
1	144	0,041667	0,19069	0,14902333
2	168	0,083333	0,2187308	0,13539747
3	192	0,125	0,2458	0,1208



4	216	0,166667	0,2719313	0,10526463
5	240	0,208333	0,2971572	0,08882387
6	528	0,25	0,5396502	0,2896502
7	720	0,291667	0,6528041	<b>0,36113743</b>
8	786	0,333333	0,6848912	0,35155787
9	792	0,375	0,6876568	0,3126568
10	816	0,416667	0,6984788	0,28181213
11	840	0,458333	0,7089258	0,25059247
12	936	0,5	0,7472175	0,2472175
13	1224	0,541667	0,8344319	0,29276523
14	1248	0,583333	0,8401684	0,25683507
15	1296	0,625	0,8510522	0,2260522
16	1440	0,666667	0,879455	0,21278833
17	1536	0,708333	0,8953131	0,18697977
18	1560	0,75	0,8989403	0,1489403
19	1560	0,791667	0,8989403	0,10727363
20	1632	0,833333	0,909085	0,07575167
21	1728	0,875	0,9210451	0,0460451
22	1872	0,916667	0,936101	0,01943433
23	2256	0,958333	0,9636531	0,00531977

D'après Le tableau V.5, on a  $D_{n,\max} = 0,36113743$  et d'après le tableau de KOLMOGOROV SMIRNOV  $D_{n,\alpha} = D_{7,0.05} = 0.486$ .

Donc  $D_{n,\max} < D_{n,\alpha}$ , implique que le modèle de Weibull est acceptable.

### V.3.2.1.3 Détermination de l'MTBF

Pour calculer le MTBF on doit d'abord déterminer la valeur de A.

En Annexe le tableau tab.2 nous avons donné les valeurs de A à partir des valeurs de beta  $\beta$ .

$$\text{MTBF} = A\eta + \gamma$$

Avec :  $A = 0.8922$       donc :       $\text{MTBF} = 0.8922 * 1150.24 + 0$

$$\text{MTBF} = 1026.24 \text{ h}$$

### V.3.2.1.4 Détermination de la densité de probabilité f(t) :

La densité de probabilité f(t) est donnée par la formule suivante :

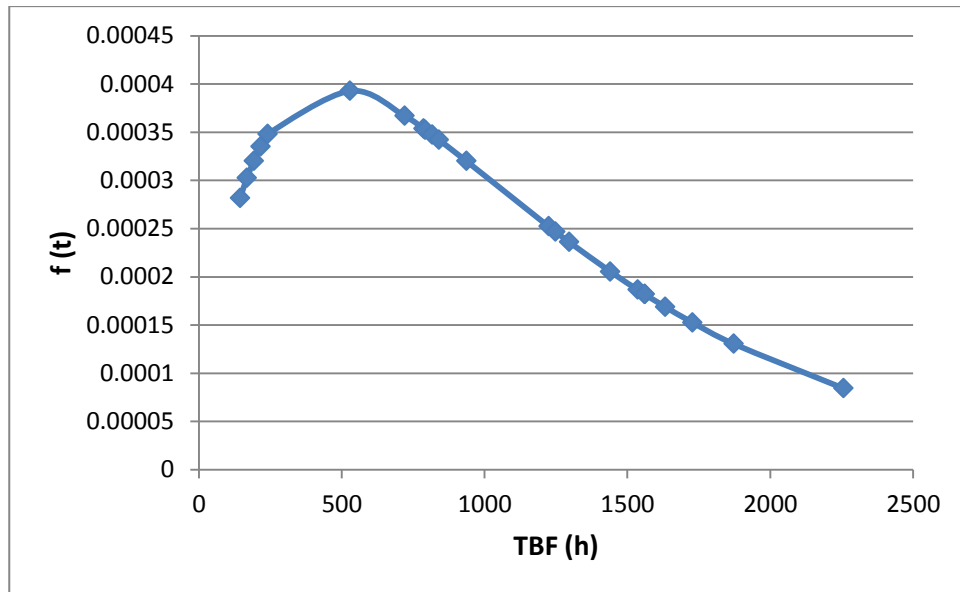
$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left( \frac{t - \gamma}{\eta} \right)^\beta}$$

Le tableau V.6 présente les calculs de la densité de probabilité  $f(t)$  en fonction des TBF:

Tableau V.6 : La densité de probabilité  $f(t)$

N°	TBF	$f(t)$
1	144	0,000281705
2	168	0,000302463
3	192	0,000320165
4	216	0,000335239
5	240	0,000348027
6	528	0,000392748
7	720	0,000366896
8	786	0,000353762
9	792	0,000352502
10	816	0,00034737
11	840	0,00034211
12	936	0,000320137
13	1224	0,000252322
14	1248	0,000246865
15	1296	0,000236124
16	1440	0,000205508
17	1536	0,0001866
18	1560	0,000182072
19	1560	0,000182072
20	1632	0,000168975
21	1728	0,000152649
22	1872	0,000130555
23	2256	8,44656E-05

La figure suivant (V.3) illustre la représentation graphique de la densité de probabilité  $f(t)$  en fonction de TBF.

Figure V.3 : La densité de probabilité  $f(t)$  en fonction de TBF

La figure V.3 représente la courbe de la densité de probabilité  $f(t)$  en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF). Nous remarquons à partir de cette courbe que la fonction de la densité de probabilité croît en fonction du TBF jusqu'à le point  $TBF=528h$ , puis elle décroît inversement proportionnelle avec le TBF, mais cette variation de  $f(t)$  nous pouvons la juger qu'elle est négligeable relativement vue ses valeurs très petites.

#### V.3.2.1.5 La fonction de répartition $F(t)$ :

La fonction de répartition  $F(t)$  est donnée par l'expression suivante :

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$$

Le tableau V.7 résume les calculs de la fonction de répartition  $F(t)$  en fonction du TBF :

Tableau V.7 : La fonction de répartition  $F(t)$ 

N°	TBF	F(t)
1	144	0,19069
2	168	0,2187308
3	192	0,2458
4	216	0,2719313
5	240	0,2971572
6	528	0,5396502
7	720	0,6528041
8	786	0,6848912
9	792	0,6876568

10	816	0,6984788
11	840	0,7089258
12	936	0,7472175
13	1224	0,8344319
14	1248	0,8401684
15	1296	0,8510522
16	1440	0,879455
17	1536	0,8953131
18	1560	0,8989403
19	1560	0,8989403
20	1632	0,909085
21	1728	0,9210451
22	1872	0,936101
23	2256	0,9636531

La figure suivant (V.4) illustre la représentation graphique de la fonction de répartition  $F(t)$  en fonction de TBF.

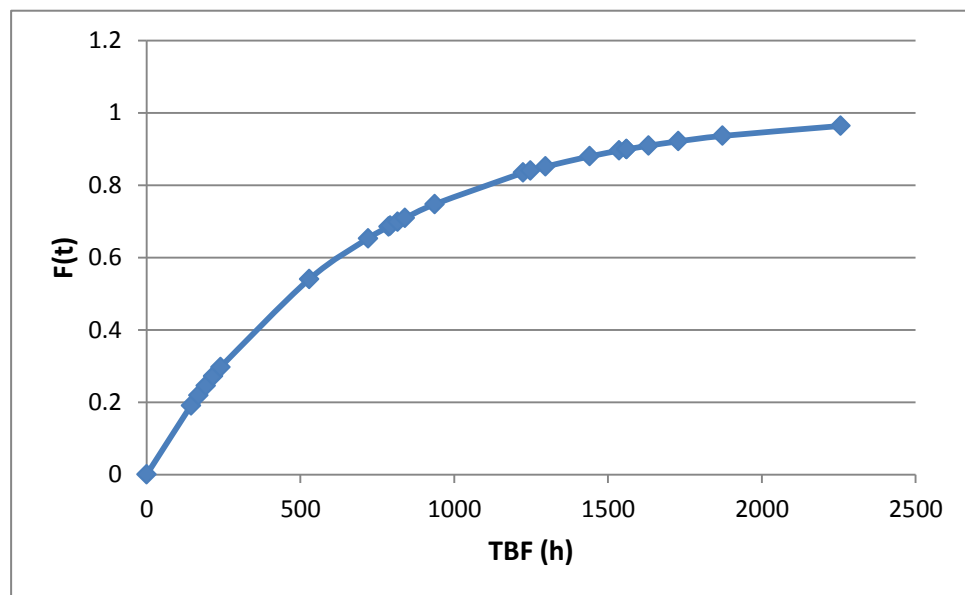


Figure V.4 : La fonction de répartition  $F(t)$  en fonction de TBF

La figure V.4 représente la courbe de la fonction de répartition  $F(t)$  en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF). On remarque à partir de cette courbe que la fonction de répartition est proportionnelle au TBF, c'est-à-dire la probabilité de défaillance est en croissance en fonction de la TBF.

**V.3.2.1.6 La fonction de fiabilité R(t) :**

La fonction de fiabilité R(t) est donnée par l'expression suivante :

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-y}{\eta}\right)^\beta}$$

Le tableau V.8 représente les calculs de la fonction de fiabilité R(t) en fonction du TBF :

Tableau V.8 : La fonction de fiabilité R(t)

N°	TBF	R(t)
1	144	0,80931
2	168	0,781269
3	192	0,7542
4	216	0,728069
5	240	0,702843
6	528	0,46035
7	720	0,347196
8	786	0,315109
9	792	0,312343
10	816	0,301521
11	840	0,291074
12	936	0,252782
13	1224	0,165568
14	1248	0,159832
15	1296	0,148948
16	1440	0,120545
17	1536	0,104687
18	1560	0,10106
19	1560	0,10106
20	1632	0,090915
21	1728	0,078955
22	1872	0,063899
23	2256	0,036347

La figure suivante (V.5) illustre la représentation graphique de la fonction de fiabilité R(t) en fonction du TBF.

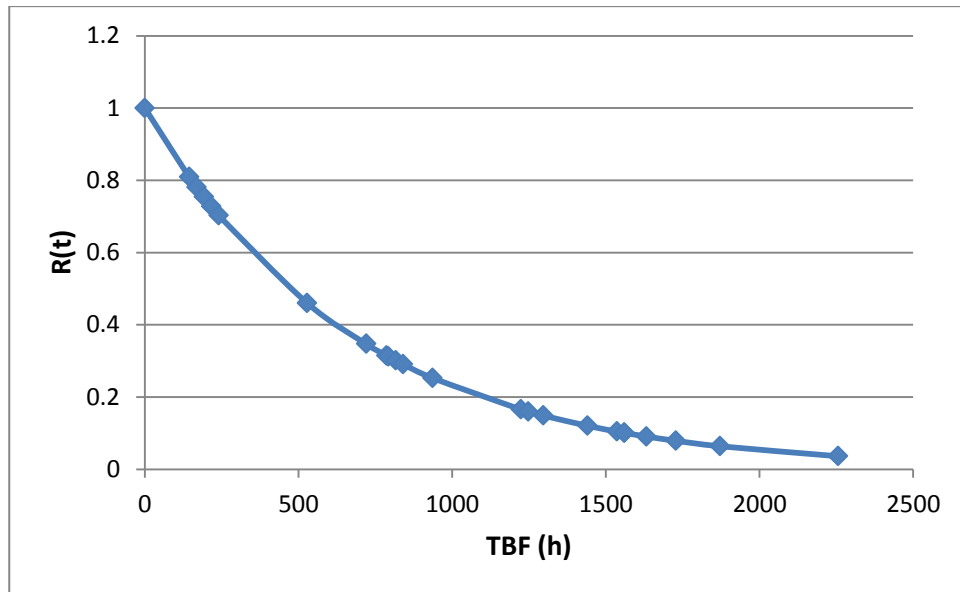


Figure V.5 : La fonction de fiabilité R(t) en fonction de TBF

La figure V.5 représente la courbe de la fonction de fiabilité R(t) en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF). Nous voyons clairement d'après cette courbe que la fonction de fiabilité R(t) diminue en fonction du TBF, c'est-à-dire la probabilité du non apparition des défaillances diminue au fur et à mesure avec le temps TBF, ce qui nous indique une mauvaise signalisation en maintenance et cela nous avertis à prendre des décisions importantes pour changer la situation dorénavant et opter pour d'autre politique de maintenance notamment la maintenance systématique (Réglage des périodicités des entretiens).

#### V.3.2.1.7 Le taux de défaillance $\lambda(t)$ :

L'expression de taux de défaillance  $\lambda(t)$  est donné par :

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1}$$

Le tableau V.9 résume les calculs de la fonction du taux de défaillance  $\lambda(t)$  en fonction du TBF :

Tableau V.9 : La fonction du taux de défaillance  $\lambda(t)$ 

N°	TBF	$\lambda(t)$
1	144	0,00035
2	168	0,00039
3	192	0,000427
4	216	0,000463

5	240	0,000498
6	528	0,000858
7	720	0,001063
8	786	0,00113
9	792	0,001136
10	816	0,001159
11	840	0,001183
12	936	0,001274
13	1224	0,001533
14	1248	0,001554
15	1296	0,001595
16	1440	0,001715
17	1536	0,001793
18	1560	0,001813
19	1560	0,001813
20	1632	0,00187
21	1728	0,001945
22	1872	0,002056
23	2256	0,002338

La figure suivante (V.6) représente la fonction du taux de défaillance  $\lambda(t)$  en fonction de TBF.

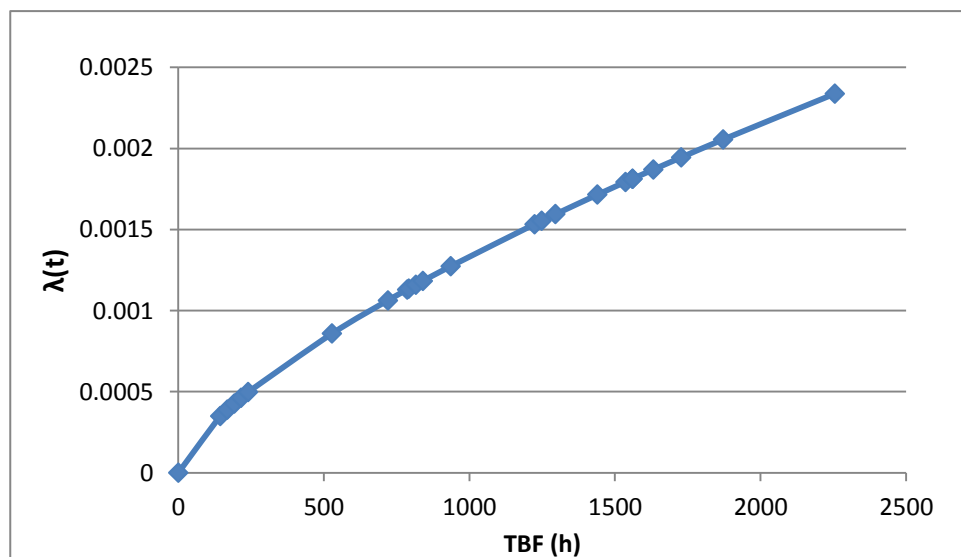


Figure V.6 : La fonction de taux de défaillance  $\lambda(t)$  en fonction de TBF

La figure (V.6) représente la courbe du taux de défaillance  $\lambda(t)$  en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF). On remarque à partir de cette courbe que la fonction de taux de défaillance  $\lambda(t)$  croît en fonction du TBF un croisement naturel en analysons les valeurs très petite, ce qui indique que le système étudié est stable relativement et il est dans la période de

maturité. Cette indication ne nous empêche pas à prendre quelque décisions en matière de maintenance c'est-à-dire dans le plan d'action des entretiens préventifs par exemple pour bien sur améliorer la fiabilité du système.

### V.3.2.1.8 Calcul de R(t), F(t) et $\lambda(t)$ en fonction de MTBF :

On a la moyenne des temps de bon fonctionnement MTBF=1026.24 h

$$\text{Donc } R(\text{MTBF}) = e^{-\left(\frac{\text{MTBF}-\gamma}{\eta}\right)^\beta} = R(\text{MTBF}) = e^{-\left(\frac{1026.24}{1150.24}\right)^{1.69}} = 0.1918 = 19.18\%$$

$$F(\text{MTBF}) = 1 - R(t) = 1 - 0.1918 = 0.8082 = 80.82 \%$$

$$\lambda(\text{MTBF}) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{\text{MTBF}-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} = \frac{1.69}{1150.24} \left(\frac{1026.24}{1150.24}\right)^{0.69} = 0.001358 \text{ h}^{-1}$$

### Interprétation des résultats :

Après l'analyse des courbes de R(TBF), F(TBF) et  $\lambda(TBF)$ , nous avons déduit qu'il y a un grand souci au niveau de l'exploitation et de la maintenance de la travée étudiée et pour améliorer la fiabilité du ce système. L'entreprise doit donc adopter une politique de maintenance efficace pour réduire les temps d'arrêts et prendre en charge sérieusement toutes les anomalies avant qu'elles transforment en défaillances et cet objectif ne sera pas atteint sans l'augmentation du nombre des entretiens préventifs avec la bonne préparation humaine (formation spécialisé) et matériel (outillages et pièces de sécurité nécessaires).

### V.3.2.1.9 Amélioration de la fiabilité R(t) :

Afin d'améliorer la fiabilité du système de protection de la travée transformateur de R(t)=19.18% (actuellement) à R(t)=60%, le service maintenance doit mettre en place un plan de de maintenance préventive systématique.

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} = 60 \%$$

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} = 0.6$$

$$\left(\frac{t}{1150.24}\right)^{1.69} = -\text{Ln}(0.6)$$

$$t = 772.98 \text{ h}$$



Donc pour garder la fiabilité du system à 60 %, il faut programmer une intervention préventive chaque  $t = 772.98$  h

### V.3.2.2 Etude de la maintenabilité :

On a la fonction de la maintenabilité est donnée par :

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t}$$

L'expression du taux de réparation  $\mu$  est donné par :

$$\mu = \frac{1}{MTTR}$$

Avec : 
$$MTTR = \frac{\sum TTR}{N} = \frac{259}{23} = 11.26h$$

MTTR : c'est le temps moyen mis pour réparer le système.

Donc : 
$$\mu = \frac{1}{11.26} = 0.0888 \text{ h}^{-1}$$

Le tableau suivant (V.10) résume les calculs de la maintenabilité du système en fonction du temps de réparation (TTR) :

Tableau V. 10 : Le calcul de la maintenabilité

N°	TTR	M(t)
1	1	0,08497144
2	1	0,08497144
3	1	0,08497144
4	1	0,08497144
5	1	0,08497144
6	1	0,08497144
7	2	0,16272273
8	2	0,16272273
9	2	0,16272273
10	2	0,16272273
11	4	0,29896678
12	5	0,35853458
13	7	0,46291559
14	7	0,46291559
15	10	0,58852211

16	11	0,62348598
17	14	0,71154033
18	26	0,90061956
19	27	0,90906406
20	29	0,92386141
21	32	0,94166774
22	35	0,95530975
23	38	0,96576134

La figure suivante (V.7) représente la courbe de la fonction de maintenabilité en fonction du TTR.

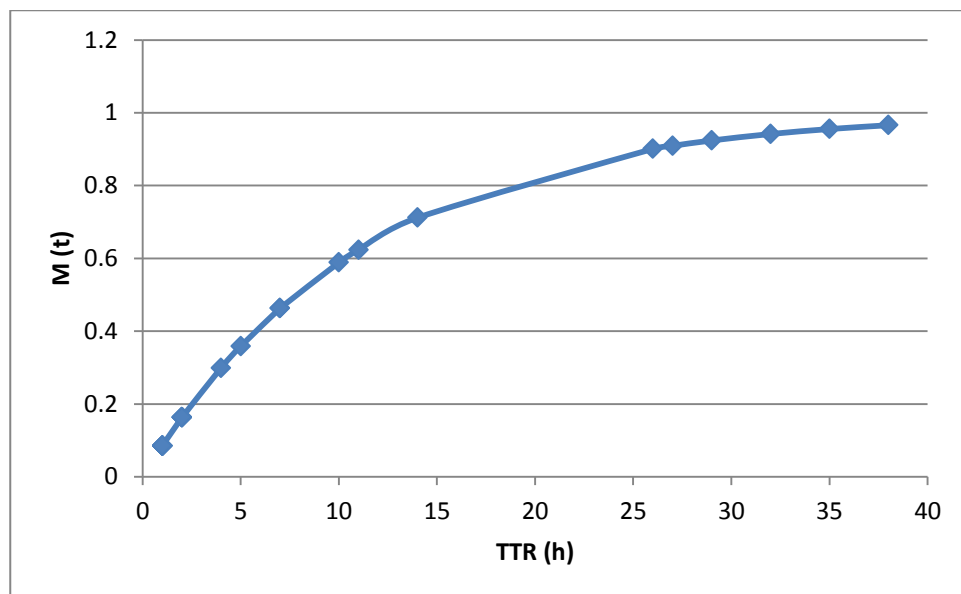


Figure V.7 : La fonction de la maintenabilité M(t) en fonction de TTR

D'après la figure V.7, on remarque que la fonction de la maintenabilité est en croissance en fonction du TTR, c'est-à-dire l'aptitude pour maintenir le système est en proportionnalité avec le temps de réparation (TTR), ce qui signifie les efforts remarquables du personnel de l'entreprise en termes d'investissement pour le matériel de réparation ainsi que les formations des agents de maintenance et d'exploitation.

### V.3.2.3 Etude de la disponibilité :

#### V.3.2.3.1 La disponibilité instantanée :

La disponibilité instantanée est donnée par la fonction suivante :

$$D(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\mu + \lambda)t}$$

Avec :

$$\lambda = \frac{1}{\text{MTBF}} = \frac{1}{1026.24} = 0.00097 \text{ h}^{-1}$$

$$\mu = 0.0888 \text{ h}^{-1}$$

Le tableau suivant (V.11) résume les calculs de la disponibilité instantanée du système en fonction du temps de réparation (TTR) :

Tableau V.11 : Le calcul de la disponibilité instantanée

N°	TTR	D(t)
1	1	0,999073
2	1	0,999073
3	1	0,999073
4	1	0,999073
5	1	0,999073
6	1	0,999073
7	2	0,998225
8	2	0,998225
9	2	0,998225
10	2	0,998225
11	4	0,996742
12	5	0,996094
13	7	0,994961
14	7	0,994961
15	10	0,993601
16	11	0,993223
17	14	0,992273
18	26	0,990247
19	27	0,990157
20	29	0,989999
21	32	0,989811
22	35	0,989667
23	38	0,989556

La figure suivante (V.8) illustre la représentation graphique de la fonction de la disponibilité instantanée en fonction de TTR.

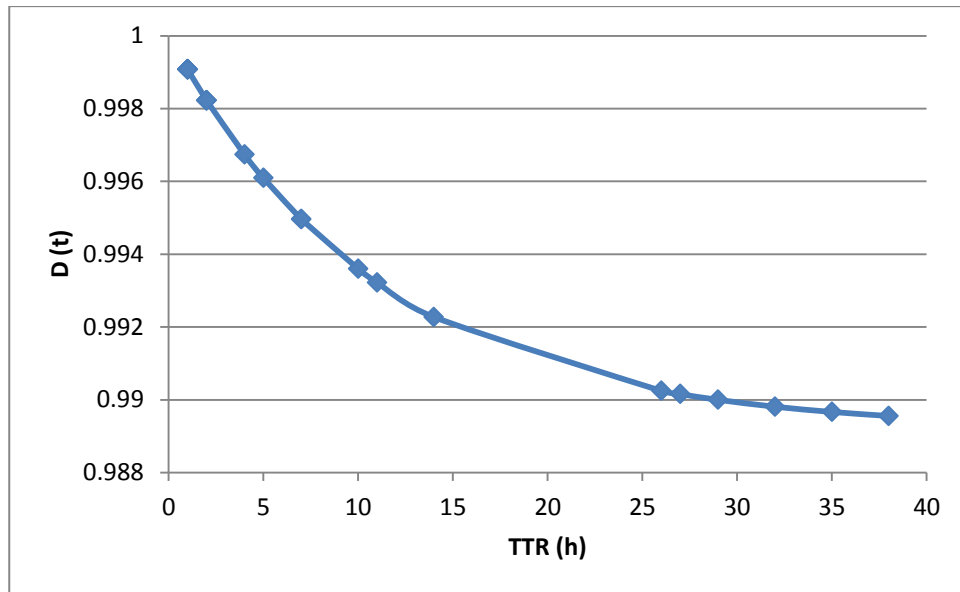


Figure V.8 : La fonction de la disponibilité instantanée en fonction de TTR

D'après la figure V.8, on a remarqué que la fonction de la disponibilité instantanée est décroissante en fonction de TTR. Donc pour augmenter la disponibilité du système étudié il faut diminuer le nombre des arrêts et réduire le temps des interventions.

### V.3.2.3.2 La disponibilité intrinsèque :

On a la fonction de la disponibilité intrinsèque est donnée par :

$$D_i = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$D_i = \frac{1026.24}{1026.24 + 11.26} = 0.9891$$

Donc :  $D_i = 98.91\%$

### V.3.3 Application de La méthode AMDEC :

La méthode AMDEC est considérée l'une des méthodes les plus utilisées pour analyser les défaillances d'un système électromécanique. Afin d'analyser les défaillances d'un système par la méthode AMDEC, nous devons bien déterminer les modes, les causes et les effets de chaque défaillance, ensuite, nous calculons la criticité de chaque panne à partir de ces indices : la gravité, la non-détection et la fréquence.

Le tableau V.12 résume l'application de la méthode AMDEC sur l'historique des pannes du notre système.

Tableau V.12 : L'analyse du système par la méthode AMDEC

<b>Poste : GRTE Ghardaïa</b>							
<b>Système : Système de protection de la travée transformateur</b>							
<b>Equipement : Travée transformateur 60/30 kV N°3</b>							
L'élément	Mode de défaillance	Cause de défaillance	Effet de défaillance	Les indices de la criticité			La criticité (C)
				F	G	D	
Protection Max I	Blocage de la protection max I	<ul style="list-style-type: none"> <li>• (version logiciel expiré : problème de mise à jour).</li> <li>• Vieillissements des composants électroniques internes.</li> <li>• Contraintes climatiques : (température).</li> <li>• Carte d'alimentation défectueuse.</li> </ul>	Travée non protégée	1	3	2	6
	Non fonctionnement de la protection max I	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Absence alimentation protection.</li> <li>• Mauvais réglage injecté : à revoir et corriger.</li> <li>• Défaillance des chaines de mesures et déclenchement.</li> <li>• Relais de mesure courant en défaut</li> </ul>	Danger de surintensité à l'intérieur du transformateur	1	3	2	6
	Manque courant continu protection max I	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problème de câblage d'alimentation courant continu.</li> <li>• Manque Alimentation des auxiliaires (Redresseur –Batterie).</li> <li>• Défaillance module</li> </ul>	Protection incomplète contre le risque de surintensité	3	2	2	12

		d'alimentation : convertisseur « continu – continu ».					
	Protection max I seuil violent	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvais réglage de la Protection.</li> <li>Mauvais réglage injecté.</li> </ul>	alarme intempestives	1	3	2	6
Relais Buchholz	Anomalie sur relais Buchholz (remplacement relais Buchholz)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dégradation des contacts du relais.</li> <li>Infiltration d'eau suite dégradation d'étanchéité boîtier relais engendrant la dégradation des contacts du relais.</li> <li>Défaillance flotteur.</li> <li>Fissure du voyant.</li> </ul>	Endommagement du transformateur après échauffement anormale	1	4	3	12
	Fonctionnement intempestif de l'automate de relais Buchholz	<ul style="list-style-type: none"> <li>L'automate de relais Buchholz en défaut.</li> <li>Infiltration d'eau suite dégradation d'étanchéité boîtier relais.</li> </ul>	Déclenchements répétitifs	1	2	3	6
	Anomalie relais Buchholz (alarme répétitif)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Défaut sur flotteur.</li> <li>Mauvais contact alarme.</li> </ul>	Déclenchements répétitifs	1	2	2	4
Protection défaillance disjoncteur	Manque courant continu sur la protection défaillance disjoncteur	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mauvais serrage des câbles d'alimentation courant continu coupure circuit courant continu .</li> <li>Manque alimentation des auxiliaires (Redresseur –Batterie).</li> <li>Défaillance module alimentation : convertisseur « continu – continu ».</li> </ul>	Refus ouverture ou fermeture du disjoncteur	1	3	3	9

Protection Max I MT	Protection max I MT endommagée	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Court-circuit interne.</li> <li>• Défaillance des chaînes de meures courant et déclenchement.</li> <li>• Circuit ouvert suite mauvais serrage.</li> </ul>	Danger de surcharge côté MT	1	2	3	6
Protection Masse Cuve	Excitation en permanence relais masse cuve	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mauvais paramétrage de la protection.</li> </ul>	Echauffement anormale transformateur	1	3	3	9
Soupape de surpression	Manque signalisation d'alarme et déclenchement soupape de surpression	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problème dans le circuit électrique.</li> <li>• Enregistrement sur équipement de signalisations en défaut.</li> <li>• Contact de signalisation alarme et déclenchement dégradé.</li> </ul>	Risque d'explosion	1	4	3	12
Protection différentielle	La protection différentielle éteinte avec apparition signalisation de manque courant continue sur vérine	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Courant d'alimentation insuffisant</li> <li>• Manque alimentation (Redresseur –Batterie).</li> <li>• Défaillance module alimentation : convertisseur « continu – continu ».</li> </ul>	Echauffement anormale du transformateur. Risque d'explosion	1	4	2	8
	Blocage de la Protection différentielle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• L'automate de la Protection différentielle en défaut.</li> <li>• (version logiciel expiré : mise à jour).</li> <li>• Vieillissements des composants électroniques internes.</li> <li>• Contraintes climatiques : (température).</li> </ul>	Echauffement anormale du transformateur. Risque d'explosion	2	4	2	16

	Protection différentielle non fonctionnel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manque courant continu.</li> <li>• Manque Alimentation (Redresseur –Batterie).</li> <li>• Défaillance module alimentation : convertisseur « continu – continu ».</li> </ul>	Echauffement anormale du transformateur, Risque d'explosion	2	4	2	16
Protection neutre MT	Protection neutre MT en défaut	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Défaillance circuits et composants interne de la protection</li> </ul>	Déclenchement départ MT	1	2	2	4
Protection surcharge thermique	Protection surcharge thermique bloquée	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La carte de commande de la protection endommagée</li> <li>• Mise à jour version logiciel - (version logiciel expiré : mise à jour).</li> <li>• Vieillessements des composants électroniques internes.</li> <li>• Contraintes climatiques : (température).</li> <li>• Mauvaise manipulation de la protection.</li> </ul>	Arrêt de transformateur après échauffement	1	3	2	6
	Apparition alarme répétitive surcharge thermique	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mauvais réglage du relais de mesure.</li> </ul>	Mesure erroné et fausses alarmes	1	2	2	4
Protection température	Non apparition alarme protection température	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mauvais contact entre la chambre de la sonde et la cuve du transformateur.</li> <li>• Défaillance sonde température.</li> </ul>	Danger d'Echauffement anormale du transformateur	1	3	3	9



**Interprétation des résultats :**

D'après le tableau précédent (V.12), on remarque que la criticité des défaillances est entre 4/64 et 16/64. Donc, pour le bon fonctionnement du système de protection, le service maintenance doit appliquer :

Une maintenance préventive sur les éléments qui ont un indice de criticité  $\geq 9$  :

- Protection max I.
- Relais Buchholz.
- Protection défaillance disjoncteur.
- Protection différentielle.
- Protection masse cuve.
- Soupape de surpression.
- Protection température.

Une maintenance corrective sur les éléments qui ont un indice de criticité  $< 9$  :

- Protection max I MT.
- Protection neutre MT.
- Protection surcharge thermique.

**Comparaison entre les résultats des deux méthodes ABC et AMDEC**

Après l'analyse de l'historique des pannes par les deux méthodes ABC et AMDEC. Nous avons remarqué que les résultats obtenus à partir ces deux méthodes sont proches, donc nous avons pu confirmer via cette comparaison entre les résultats des deux méthodes les éléments les plus perturbés dans le système étudié représentés par :

La protection max I, le relais Buchholz, la protection défaillance disjoncteur, la protection masse cuve et la soupape de surpression.

**V.4 Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons analysé l'historique des défaillances du système de protection de la travée transformateur 60/30 kV N°3 situé au sein de l'entreprise GRTE poste de Ghardaïa via les fameuses méthodes d'analyse de la fiabilité du système ABC, FMD et AMDEC.

Nous avons tracé la courbe ABC et déterminer les protections les plus perturbées afin de les prioriser dans le plan d'action optimisé, nous avons établi aussi l'étude FMD, en a traçant la courbe de Weibull à l'aide du logiciel Mnitab18 et en calculant le MTBF, la fonction de répartition, la fonction de fiabilité, la fonction de la maintenabilité et la fonction de disponibilité.

Finalement, nous avons appliqué la méthode AMDEC pour bien identifier la criticité de chaque défaillance et la maintenance appropriée à chaque protection de la travée.

## **Conclusion générale :**

La maintenance des systèmes électriques est essentielle et indispensable pour améliorer la fiabilité, la disponibilité et la maintenabilité et réduire les temps d'arrêt des systèmes électromécaniques.

Pour réaliser notre travail, nous avons fait un stage pratique au sein de l'entreprise algérienne de gestion du réseau de transport de l'électricité (GRTE), ce stage nous a permis de faire un contact avec le milieu industriel et d'avoir des connaissances sur le fonctionnement de cette entreprise, via ce stage, nous avons aussi pu extraire l'historique des pannes de notre système choisi (la protection de la travée 60 kV transformateur 60/30 kV N°3).

L'historique des pannes du système choisi nous a permis d'appliquer les méthodes d'analyse utilisées en maintenance telle que la méthode ABC, l'étude FMD et la méthode AMDEC afin d'optimiser la maintenance appliquée sur le système étudié.

Premièrement, nous avons appliqué la méthode de Pareto (courbe ABC) pour savoir qu'elles sont les éléments les plus provoquants des arrêts remarquables, où nous avons trouvé comme résultats que 81,85% des temps d'arrêt sont la conséquence de 34,78% des défaillances limitant la zone A la plus critique par rapport aux autres zones (B et C).

Ensuite, nous avons réalisé un diagnostic par analyse FMD, afin de déterminer et tracer la fonction de défaillance, la fonction de fiabilité, le taux de défaillance, la fonction de la maintenabilité et la fonction de disponibilité. Après cette analyse, nous avons trouvé que la fiabilité du système est très faible et la fonction de taux de défaillance est croissante, ce qui indique que le système est presque à la fin de la période de maturité.

Après et par l'utilisation de la méthode AMDEC nous avons pu calculer l'indice criticité de chaque élément du système et déterminer le type de maintenance (préventive ou corrective) appropriée pour chaque élément du notre système de protection.

Enfin, nous suggérons les recommandations suivantes, afin d'optimiser la maintenance du système de protection de la travée transformateur 60/30 kV N°3, réduire les TTR et augmenter le MTBF :

- Le service maintenance doit renforcer la maintenance préventive conditionnelle sur les éléments de la zone A (Protection max I, Relais Buchholz, Protection défaillance disjoncteur, Protection max I MT, Protection masse cuve, Soupape de surpression).
- Le magasin des pièces de rechange doit assurer les pièces de rechange des éléments de la zone A.
- Programmer des formations sur l'exploitation et la maintenance des protections des travées transformateurs HT pour le personnel de service technique maintenance et exploitation.
- D'après l'analyse FMD, nous avons constaté que la fiabilité du système est très faible  $R(MTBF) = 19,18\%$ , et cela est dû à la politique de maintenance adoptée par l'entreprise basée sur la maintenance corrective, c'est pourquoi nous suggérons au service maintenance de mettre en place un plan de maintenance préventive (intervention systématique toutes les  $t = 772.98$  heures pour maintenir la fiabilité du système à  $R(t) \geq 60\%$ ).
- Dans la mise en œuvre de la stratégie à moyenne terme de l'entreprise, la direction de l'entreprise devrait penser au renouvellement de quelque protection, car on observe à partir de la courbe de taux de défaillance  $\lambda(t)$  que le système est à la fin de la période de maturité.
- Après avoir appliqué la méthode AMDEC sur le système étudié, nous suggérons la politique de maintenance suivante, pour réduire les TTR et augmenter le MTBF.
  - **Renforcer la maintenance préventive pour les éléments suivants :**  
Protection max I, Relais Buchholz, Protection défaillance disjoncteur et Protection différentielle, Protection masse cuve, Soupape de surpression, Protection température.
  - **Appliquer une bonne maintenance corrective pour les éléments suivants :**  
Protection max I MT, Protection neutre MT, Protection surcharge thermique.

# Bibliographie

## **Bibliographie :**

- [1] D. d. SONELGAZ, Présentation SONELGAZ et Règlementation.
- [2] WWW.SONELGAZ.DZ.
- [3] WWW.GRTE.DZ.
- [4] K. Mohamed ElHady. et A. Mourad « Protections des postes THT/HT opté par SONALGAZ /GRTE » mémoire de fin d'études, Université de Jijel. Octobre 2020
- [5] Zellagui Mohamed,« Etude des protections des réseaux électriques mt (30 & 10 kv)», Memoire de Magister, Universite Mentouri Constantin.
- [6] Dr. Aouzellag Lahaçani Narimen,« réseaux électriques», polycopié de cours, Université A. Mira-Bejaia.
- [7] H. Belila,« Réseaux électriques», cours, Université Larbi Ben m'hidi Oeb, 2014/2015.
- [8] Hamid Bouzeboudja «Techniques de protection des réseaux électriques. »,Cours, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran.
- [9] Madjid Meziani ,« Contribution à la modélisation analytico-numérique des transformateurs de puissance», Memoire de Magister, Universite Mouloud Mammeri de Tizi-ouzou.
- [10] Gabriel Cormier,« Cours électrotechnique», Université de Moncton.
- [11] Armani Omar «Etude des surtensions impulsionnelles dans les enroulements de réglage des transformateurs et autotransformateurs», Memoire de Magister, Universite Mouloud Mammeri de Tizi-ouzou.
- [12] bouchaoui Lahcene,« Diagnostic des transformateurs de puissance par la méthode d'analyse des gaz dissous: application des réseaux de neurones», Memoire de Magister, Universite Ferhat Abbas - Sétif
- [13] Jean Sanchez, « Aide au diagnostic des défauts des transformateurs de puissance » Université Grenoble alpes, 2011.
- [14] Allianz Risk Consulting,«Maintenance de transformateurs à diélectrique liquide».
- [15] Théodore Wildi, Electrotechnique, livre,3<sup>ème</sup> édition, 1999.
- [16] D.Sabria ,M.Yamna «Etude et simulation de la coordination des protections d'un transformateur de puissance HT/MT», Memoire master , Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem,2020.
- [17] Boughezala Mohammed Salah,« Etude et simulation d'un coupleur de signaux HF pour réseaux d'énergie électrique. application : sélectivité logique des protections», Memoire de Magister, Université Mohamed Khider – Biskra, 2013.

- [18] Manuel de Réglage des protections des réseaux Sonelgaz , aout 2004.
- [19] Djamel FRIHI « Maintenance industrielle » Polycopié de cours Université du 8 mai 1945 Guelma.
- [20] Mami Elias Fouad « Détermination des critères d'optimisation de la maintenance industrielle par le management de la qualité » Thèse de Docteur Université Abou berk Belkaid Tlemcen 2019.
- [21] Mme Benaïcha Halima « Analyse des stratégies de maintenance des systèmes de production industrielle » Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohammed Boudiaf 2015.
- [22] M. Benali, L « Maintenance industrielle » ,Livre, Office des publications universitaires,2006.
- [23] Abdallah Mohammed « Optimisation de la maintenance préventive des systèmes de production Incorporant la dépendance par les méta-heuristique » Thèse de Doctorat Université de Djilali Liabes Sidi Bel Abbes 2015.
- [24] J. HENGE, Pratique de maintenance préventive, livre.
- [25] Mme Benaïcha Halima « Analyse des stratégies de maintenance des Systèmes de production industrielle » Thèse de Doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohammed Boudiaf 2015.
- [26] Chataï Mahfoud « Management de la maintenance industrielle » livre ,Office des publications universitaires,2014.
- [27] Kelada. J, 1994, l'AMDEC, École des Études Commerciales : Centre d'étude en qualité totale.
- [28] Etude AMDEC des équipements critiques Faculté des Sciences Et Techniques Université Sidi Mohammed Ben Abdallah - Fès  
<http://www.mcours.net/cours/pdf/leilclic3/leilclic817.pdf>.
- [29] Boumeddane Abdelkrim (Impact de La Fiabilité Sur Les Équipements Industriels), Mémoire de Magister, Université Abou Bekr Belkaid- Tlemcen ,2011-2012.
- [30] site internet, <https://www.humanperf.com/fr/blog/lexique-cplusclair/articles/methode-qoqcp>.
- [31] site internet ,<https://www.wimi-teamwork.com/fr/blog/methode-qoqcp-definition-et-applications-en-gestion-de-projet/> .
- [32] «Introduction à la maintenance» Institut supérieur des études technologiques de Nabeul, Tunisia, 2013 / 2014
- [33] Christian Hohmann, Technique De Productivité, livre.

[34] Boutemedjet Chouaib, «Sûreté de Fonctionnement et Evaluation de Performance du Système de Production du Champ Gazier Menzel Ledjmet East (Mle) », Mémoire Magister Université, M'hamed Bougara.

[35] Pr. Ahmed BELLAOUAR, M.A. Salima BELEULMI , Université Constantine 1 «Fiabilité Maintenabilité Disponibilité», Cours.

[36] Kahal Housseyn,« Réseaux Bayésiens Dynamiques: Application Aux Réseaux Electriques», Mémoire Magister, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran.

[37] Hassan Benariba, (Fiabilité et maintenance des systèmes électroniques),Cours,2020-2021.

[38] Salima BELEULMI,( Contribution à L'analyse Bayésienne en Fiabilité et Maintenabilité des Systèmes Mécaniques), Thèse de Doctorat en Sciences, Université des Frères Mentouri Constantine.



# **Les annexes**

Annexe tab.1

n	$\alpha$ 0.01	$\alpha$ 0.05	$\alpha$ 0.1	$\alpha$ 0.15	$\alpha$ 0.2
1	0.995	0.975	0.950	0.925	0.900
2	0.929	0.842	0.776	0.726	0.684
3	0.828	0.708	0.642	0.597	0.565
4	0.733	0.624	0.564	0.525	0.494
5	0.669	0.565	0.510	0.474	0.446
6	0.618	0.521	0.470	0.436	0.410
7	0.577	0.486	0.438	0.405	0.381
8	0.543	0.457	0.411	0.381	0.358
9	0.514	0.432	0.388	0.360	0.339
10	0.490	0.410	0.368	0.342	0.322
11	0.468	0.391	0.352	0.326	0.307
12	0.450	0.375	0.338	0.313	0.295
13	0.433	0.361	0.325	0.302	0.284
14	0.418	0.349	0.314	0.292	0.274
15	0.404	0.338	0.304	0.283	0.266
16	0.392	0.328	0.295	0.274	0.258
17	0.381	0.318	0.286	0.266	0.250
18	0.371	0.309	0.278	0.259	0.244
19	0.363	0.301	0.272	0.252	0.237
20	0.356	0.294	0.264	0.246	0.231
25	0.320	0.270	0.240	0.220	0.210
30	0.290	0.240	0.220	0.200	0.190
35	0.270	0.230	0.210	0.190	0.180
40	0.250	0.210	0.190	0.180	0.170
45	0.240	0.200	0.180	0.170	0.160
50	0.230	0.190	0.170	0.160	0.150
OVER 50	1.63	1.36	1.22	1.14	1.07
	$\frac{\quad}{\sqrt{n}}$	$\frac{\quad}{\sqrt{n}}$	$\frac{\quad}{\sqrt{n}}$	$\frac{\quad}{\sqrt{n}}$	$\frac{\quad}{\sqrt{n}}$

Annexe tab.2

$\beta$	A	B	$\beta$	A	B	$\beta$	A	B	$\beta$	A	B
0,05	2,43290E+18	9,03280E+23	1,75	0,89062	0,52523	3,45	0,89907	0,28822	5,15	0,91974	0,20505
0,1	3,62880E+06	1,55977E+09	1,8	0,88929	0,51123	3,5	0,89975	0,28473	5,2	0,92025	0,20336
0,15	2,59357E+03	1,21993E+05	1,85	0,88821	0,49811	3,55	0,90043	0,28133	5,25	0,92075	0,20170
0,2	1,20000E+02	1,90116E+03	1,9	0,88736	0,48579	3,6	0,90111	0,27802	5,3	0,92125	0,20006
0,25	2,40000E+01	1,99359E+02	1,95	0,88671	0,47419	3,65	0,90178	0,27479	5,35	0,92175	0,19846
0,3	9,26053E+00	5,00780E+01	2	0,88623	0,46325	3,7	0,90245	0,27164	5,4	0,92224	0,19688
0,35	5,02914E+00	1,99761E+01	2,05	0,88589	0,45291	3,75	0,90312	0,26857	5,45	0,92272	0,19532
0,4	3,32335E+00	1,04382E+01	2,1	0,88569	0,44310	3,8	0,90379	0,26558	5,5	0,92320	0,19379
0,45	2,47859E+00	6,46009E+00	2,15	0,88561	0,43380	3,85	0,90445	0,26266	5,55	0,92368	0,19229
0,5	2,00000E+00	4,47214E+00	2,2	0,88562	0,42495	3,9	0,90510	0,25980	5,6	0,92414	0,19081
0,55	1,70243E+00	3,34530E+00	2,25	0,88573	0,41652	3,95	0,90576	0,25701	5,65	0,92461	0,18935
0,6	1,50458E+00	2,64514E+00	2,3	0,88591	0,40848	4	0,90640	0,25429	5,7	0,92507	0,18792
0,65	1,36627E+00	2,17887E+00	2,35	0,88617	0,40080	4,05	0,90704	0,25162	5,75	0,92552	0,18651
0,7	1,26582E+00	1,85117E+00	2,4	0,88648	0,39345	4,1	0,90768	0,24902	5,8	0,92597	0,18512
0,75	1,19064	1,61077	2,45	0,88685	0,38642	4,15	0,90831	0,24647	5,85	0,92641	0,18375
0,8	1,13300	1,42816	2,5	0,88726	0,37967	4,2	0,90894	0,24398	5,9	0,92685	0,18240
0,85	1,08796	1,28542	2,55	0,88772	0,37319	4,25	0,90956	0,24154	5,95	0,92729	0,18107
0,9	1,05218	1,17111	2,6	0,88821	0,36696	4,3	0,91017	0,23915	6	0,92772	0,17977
0,95	1,02341	1,07769	2,65	0,88873	0,36097	4,35	0,91078	0,23682	6,05	0,92815	0,17848
1	1,00000	1,00000	2,7	0,88928	0,35520	4,4	0,91138	0,23453	6,1	0,92857	0,17721
1,05	0,98079	0,93440	2,75	0,88986	0,34963	4,45	0,91198	0,23229	6,15	0,92898	0,17596
1,1	0,96491	0,87828	2,8	0,89045	0,34427	4,5	0,91257	0,23009	6,2	0,92940	0,17473
1,15	0,95170	0,82971	2,85	0,89106	0,33909	4,55	0,91316	0,22793	6,25	0,92980	0,17351
1,2	0,94066	0,78724	2,9	0,89169	0,33408	4,6	0,91374	0,22582	6,3	0,93021	0,17232
1,25	0,93138	0,74977	2,95	0,89233	0,32924	4,65	0,91431	0,22375	6,35	0,93061	0,17113
1,3	0,92358	0,71644	3	0,89298	0,32455	4,7	0,91488	0,22172	6,4	0,93100	0,16997
1,35	0,91699	0,68657	3,05	0,89364	0,32001	4,75	0,91544	0,21973	6,45	0,93139	0,16882
1,4	0,91142	0,65964	3,1	0,89431	0,31561	4,8	0,91600	0,21778	6,5	0,93178	0,16769
1,45	0,90672	0,63522	3,15	0,89498	0,31135	4,85	0,91655	0,21586	6,55	0,93216	0,16657
1,5	0,90275	0,61294	3,2	0,89565	0,30721	4,9	0,91710	0,21397	6,6	0,93254	0,16547
1,55	0,89939	0,59252	3,25	0,89633	0,30319	4,95	0,91764	0,21212	6,65	0,93292	0,16439
1,6	0,89667	0,57372	3,3	0,89702	0,29929	5	0,91817	0,21031	6,7	0,93329	0,16332
1,65	0,89421	0,55635	3,35	0,89770	0,29550	5,05	0,91870	0,20853	6,75	0,93366	0,16226
1,7	0,89224	0,54024	3,4	0,89838	0,29181	5,1	0,91922	0,20677	6,8	0,93402	0,16121