

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIC ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة غرداية

Université de Ghardaïa
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de Technologie
قسم الآلية والكهروميكانيك
Département Automatique et électromécanique



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : Électromécanique

Spécialité : Maintenance Industrielle

Par : KERKAR Smail et HAMMOUDA Baelhadj

Thème

**Optimisation de la maintenance préventive
d'un transformateur de puissance 220/60 KV**

AKERMI Faouzi	MAA	univ. Ghardaïa	Président
M. MERZOUG Hocine	MAB	univ. Ghardaïa	Encadreur
ZITANI Brahim	MAA	univ. Ghardaïa	Co-Encadreur
BOKHARI Hamed	MCB	univ. Ghardaïa	Examineur
MOSBAH Mustapha	MAB	univ. Ghardaïa	Examineur

Année universitaire 2019/2020

REMERCIEMENT:

En premier lieu, nous remercions DIEU tout puissant, qui nous a donné le courage, la force et la volonté pour réaliser ce modeste travail.

Nous remercions notre encadreur **M.MERZOUG Hocine** qui ont suivi de très près ce travail, pour leur aide, leurs orientation leur disponibilité et tous les conseils qu'ils nous ont prodigué pendant toute la durée de ce travail.

Nous adressons nos plus vifs remerciements aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'être rapporteurs de notre mémoire.

Nous remercions aussi toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin au sein de la GRTE lors de notre stage pratique.

Nous sincères remerciements vont également à tous les enseignants du Département de Automatique et électromécanique ayant contribué de près ou de loin à notre formation de Master.

Enfin nous exprimons notre très grande reconnaissance à notre famille pour nous avoir encouragés.

Table des matières :

Remerciement

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Introduction générale	1
I. Généralité sur les transformateurs.....	4
I.1 Introduction :.....	4
I.2 Historique des transformateurs :	4
I.3 Définition de transformateur :	4
I.4 Principe de fonctionnement d'un transformateur :.....	5
I.5 Rôle et utilisation du transformateur de la puissance :.....	6
I.6 Les Composants d'un transformateur :	7
I.6.1 Partie active :.....	7
I.6.2 La cuve :.....	9
I.6.3 Equipements et accessoires :.....	9
I.7 Refroidissement :	11
I.8 Les types des transformateurs :.....	11
I.8.1 Transformateur immergé :.....	11
I.8.2 Transformateurs secs :.....	12
I.9 Transformateur triphasées :	12
I.9.1 Groupe de couplage :	12
I.9.2 Différents types de protections :.....	15
I.10 Conclusion :	18
II. La maintenance industrielle.	20
II.1 Introduction :.....	20
II.2 Définition de la maintenance (norme NF EN 13306) :	20
II.3 Les objectifs de la maintenance (norme FD X 60-000) :	20
II.4 La stratégie de maintenance (normes NF EN 13306 & FD X 60-000) :.....	20
II.5 Politiques de maintenance (norme NF EN 13306) :.....	21
II.6 Les types de maintenance :	21
II.6.1 Maintenance Corrective :	21

II.6.2	Maintenance préventive (norme NF EN 13306) :	22
II.7	Les activités de la maintenance :	24
II.7.1	Les activités de la maintenance corrective :	24
II.7.2	Les activités de la maintenance préventive :	25
II.8	Les temps de la maintenance :	25
II.8.1	La MTBF :	26
II.8.2	La MTTR :	26
II.8.3	La MTTA :	26
II.9	Conclusion :	26
III.	Les méthodes utilisées en maintenance :	28
III.1	Introduction :	28
III.2	Les méthodes utilisées en maintenance :	28
III.2.1	La méthode AMDEC :	28
III.2.2	Méthode ABC (Diagramme Pareto) :	35
III.2.3	Q-Q-O-Q-C-P :	37
III.2.4	Diagramme Cause-Effets :	37
III.2.5	Analyse FMD :	38
III.3	Conclusion :	47
IV.	Présentation de l'entreprise :	49
IV.1	Présentation SONELGAZ :	49
IV.1.1	Evolution :	49
IV.2	Organisation GRTE :	50
IV.2.1	Carte réseau de la région Hassi Messaoud :	52
IV.2.2	GRTE de poste Ghardaïa :	53
IV.3	Description des réseaux électrique :	55
IV.3.1	Le réseau de transport THT :	55
IV.3.2	Le réseau de répartition HT :	55
IV.3.3	Le réseau de distribution MT :	55
IV.3.4	Le réseau de livraison BT :	56
IV.4	Les postes électriques :	56
IV.4.1	Les postes à fonction d'interconnexion :	56
IV.4.2	Les postes de transformation :	56
IV.4.3	Les postes mixtes :	56
IV.4.4	Les différents éléments de poste électrique :	57
V.	Application des outils d'analyse sur les données de l'entreprise	60

V.1	Introduction :.....	60
V.2	Historique des pannes du Transformateur de puissance 220 / 60 KV :.....	60
V.3	L'application des méthodes d'analyse :	62
V.3.1	La méthode de la courbe ABC :.....	62
V.3.2	L'analyse FMD :	64
V.3.3	AMDEC (Analyse des Modes de Défaillance de leurs Effets et de leurs Criticités) : ...	80
V.4	Conclusion :	88
VI.	Bibliographie.....	92
	Les annexes.....	82
	Le résumé.....	88

Liste des figures :

Les figures du chapitre I :

Figure I.1: Transformateur triphasé.....	5
Figure I.2: Transformateur monophasé	5
Figure I.3: Schéma de principe d'un transformateur monophasé.....	5
Figure I.4: Schéma des transformateurs dans un réseau de transport électrique.....	6
Figure I.5: Principales composantes de transformateur de puissance.	7
Figure I.6: Circuit magnétique [6].....	7
Figure I.7: Enroulement.....	8
Figure I.8: Traversé.	10
Figure I.9: Changeur de prise.	10
Figure I.10: Conservateur.	11
Figure I.11: Transformateurs secs.	12
Figure I.12: schéma d'un transformateur triphasé.....	13
Figure I.14: Diagramme vectoriel.	13
Figure I.13: Couplage étoile-étoile(Yy)	13
Figure I.16: Diagramme vectoriel.	14
Figure I.15: Couplage triangle-étoile.	14
Figure I.17: Couplage étoile-zigzag.	14
Figure I.18: Diagramme vectoriel.	14
Figure I.20:: Schéma de fonctionnement de Relais BUCHHOLZ.	16
Figure I.19: Relais BUCHHOLZ.	16
Figure I.21: Placement de TC tore.	17
Figure I.22: Protection masse cuve.	17

Les figures du chapitre II :

Figure II.1: Méthodes de maintenance.....	21
Figure II.2: Principe de la maintenance conditionnelle.....	24
Figure II.3: Temps caractéristiques lors d'une intervention.	25

Les figures du chapitre III :

Figure III.1: courbe théorique d'analyse ABC.....	36
Figure III.2: Diagramme Diagramme d'Ishikawa.....	38
Figure III.3: Courbe de fiabilité et fonction de répartition.	42
Figure III.4: formes de $f(t)$, $R(t)$, $\lambda(t)$ en fonction de β	42
Figure III.5: Courbe en baignoire.	43

Les figures du chapitre IV :

Figure IV.1: Evolution de SONEGAS [34].	50
Figure IV.2: Organigramme générale de GRTE [34].	51
Figure IV.3: Carte réseau de la région Hassi Massoud [34].	52
Figure IV.4: Plan de situation de poste de Ghardaïa [35].	53
Figure IV.5: Description de poste Ghardaïa [35].	54
Figure IV.6: Schéma unifilaire du poste [35].	54
Figure IV.7: Les différents éléments dans un poste électrique.	58

Les figures du chapitre V :

Figure V.1: La courbe d'ABC.....	63
Figure V.2: Papier fonctionnel de Weibull.....	65
Figure V.3: Fonction de répartition $F(t)$	68
Figure V.4: La fonction de fiabilité $R(t)$	70
Figure V.5: Densité de probabilité $f(t)$	71
Figure V.6: Taux de défaillance $\lambda(t)$	71
Figure V.7: La courbe de maintenabilité.	76
Figure V.8: La Courbe de disponibilité instantanée.	79

Liste des tableaux :

Les tableaux du chapitre III :

Tableau III-1 :Exemple de feuille d'AMDEC.	30
Tableau III-2 :Grille de cotation de la gravité.	32
Tableau III-3 :Grille de cotation de la fréquence.	33
Tableau III-4 :Grille de cotation de la détection.	34
Tableau III-5 :Grille de cotation de la criticité.....	34

Les tableaux du chapitre V :

Tableau V-1 :L'historique des pannes de la GRTE.....	60
Tableau V-2 :L'analyse ABC (Pareto).	63
Tableau V-3 :Estimation de la fonction de répartition.	65
Tableau V-4 :les paramètres de la loi de Weibull.....	66
Tableau V-5 :La fiabilité et la fonction de répartition.	67
Tableau V-6 :Calculs de la fiabilité, du temps de défaillance et de la densité de probabilité.	70
Tableau V-7 :Le calcul de la maintenabilité.	74
Tableau V-8 :Tableau de disponibilité instantané.	77
Tableau V-9 :l'analyse d'AMDEC	82
Tableau V-10 :Tableau d'AMEC.....	87

Liste des abréviations :

MTBF: (Mean Time Between Failures) c'est la moyenne des temps de bon fonctionnement entre deux défaillances

MTTR: (Mean Time To Repair) c'est le temps moyen mis pour réparer le système.

$\lambda(t)$: Taux de défaillance.

TBF: Temps de Bon Fonctionnement entre deux défaillances.

TTR: Le temps mis pour réparer le système.

$f(t)$: Densité de probabilité.

$F(t)$: La fonction de répartition.

$R(t)$: La fonction de fiabilité.

$M(t)$: Fonction maintenabilité.

$D(t)$: Fonction de disponibilité.

$\mu(t)$: Taux de réparation.

FMD: Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité.

D_i : Disponibilité intrinsèque.

D_n : La différence de test de Kolmogorov Smirnov.

β : Paramètres de forme.

γ : Paramètre de position.

η : Paramètre d'échelle.

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

MDT: (Mean Down Time) c'est la durée moyenne d'indisponibilité ou de défaillance.

THT: La Très Haute Tension.

HT: Haute Tension.

MT: Moyenne Tension.

BT: Basse Tension.

IP : Intervention Préventive.

IC : Intervention Corrective.

Introduction générale :

Les transformateurs de puissance représentent, un atout précieux pour les exploitants des réseaux électriques. Du point de vue économique, il est préférable que le transformateur soit disponible pendant une longue période avec des coûts de maintenance aussi bas que possibles. Les procédures de maintenance préventives constituent un facteur très important pour éviter les défaillances des transformateurs de puissance et les pertes financières associées.

Notre travail est basé sur le choix d'une machine statique importante dans l'entreprise de GRTE (transformateur de puissance 220/60KV) et l'optimisation de la maintenance préventive par des méthodes de diagnostic efficace notamment : la courbe ABC, étude FMD et l'AMDEC qui donne une proposition d'un ensemble des solutions concernant les éléments les plus perturbés et qui donnent aussi une suggestion d'un plan préventif basé sur les opérations de la maintenance préventive systématique. Pour atteindre ces objectifs, nous avons segmenté notre travail en Cinq chapitres.

Le premier chapitre décrit des généralités sur les transformateurs. Il rapporte les différents organes du transformateur électrique et leurs types, ainsi que leur principe de fonctionnement et les principaux domaines d'applications avec une description des différents types de protection.

Le deuxième chapitre contient les concepts de base de la maintenance telle que les objectifs, les types de maintenance et leurs activités.

Le troisième chapitre a pour but de définir les différentes méthodes d'optimisation de la maintenance préventive.

Dans **le quatrième chapitre**, nous avons présenté l'entreprise GRTE dans la wilaya de Ghardaïa, dont nous avons réalisé cette étude.

Le cinquième chapitre, est la partie essentielle dans notre mémoire où nous avons appliqué les méthodes d'analyse telle que la courbe ABC, l'étude FMD et l'AMDEC sur un transformateur de puissance 220/60KV en se basant sur l'historique des pannes enregistrées par les technicien responsables de l'entreprise, ce qui nous a aidé à calculer et améliorer les paramètres et les indicateurs de fiabilité de la machine en question afin de donner des propositions et des suggestion pour éliminer ou minimiser les défaillances et afin de mettre un plan d'action de maintenance préventif.

Introduction générale

Finalement, dans la conclusion générale nous avons résumé et interprété tous les résultats obtenus sur le fonctionnement de transformateur de puissance étudié.

Chapitre I

Généralité sur les
transformateurs

I. Généralité sur les transformateurs

I.1 Introduction :

Le transformateur est un appareil électrique très simple, mais il est très important dans un réseau électrique car c'est une machine de base pour le transport d'énergie électrique. Le transformateur permet de modifier la tension et le courant dans un circuit.

Grâce à lui, l'énergie électrique peut être transportée à grande distance de façon économique et distribuée dans les usines et les maisons.

I.2 Historique des transformateurs :

En 1820, Hans Christian Oersted, physicien danois a découvert qu'un conducteur véhiculant un courant génère un champ magnétique, quelques années plus tard.

En 1831 l'anglais Michael Faraday procède à une série d'expériences avec un appareil constitué d'un anneau de fer et d'enroulements de fil de cuivre isolé.

En 1882, Le premier système à circuit magnétique en fer est exposé par Lucien Goulard et John Dixon Gibbs à Londres, qui le dénomment générateur secondaire. Après l'exposition, Goulard et Gibbs vendent leur idée à la société américaine Westinghouse.

En 1889, le russe Mikhaïl Dolivo-Dobrovolski construit le premier transformateur triphasé chez AEG, une société allemande [1].

Actuellement les transformateurs sont très développés soit du côté de construction soit de conception (750/400 kV, 400/220 kV, 220/60 kV, 60/10 ou 30 kV, 10 ou 30kV/380 V).

I.3 Définition de transformateur :

Un transformateur est une machine statique qui assure la conversion d'une tension alternative à une autre tension alternative mais de même fréquence. Il se compose d'un ou plusieurs enroulements de fil enroulés autour d'un noyau ferromagnétique commun.

Habituellement, ces enroulements ne sont pas reliés électriquement. Ils sont reliés par le flux magnétique commun. Les transformateurs sont généralement monophasés ou triphasés [2]



Figure I.2: Transformateur monophasé



Figure I.1: Transformateur triphasé

I.4 Principe de fonctionnement d'un transformateur :

Un transformateur comprend essentiellement deux circuits électriques montés sur un circuit magnétique, l'un des circuits électriques dit enroulement primaire comporte N_1 spires étant raccordé à une source de tension alternatif U_1 , le courant I_1 qui traverse cet enroulement donne naissance à un flux ϕ dans le circuit magnétique. Ce flux induit une force électromotrice dans le deuxième enroulement dit « enroulement secondaire » de N_2 spires aux bornes duquel apparaît une tension U_2 [3]. Le transformateur ne fonctionne pas s'il est alimenté par une tension continue, il faut donc que la tension primaire soit alternative. Le transformateur est réversible.

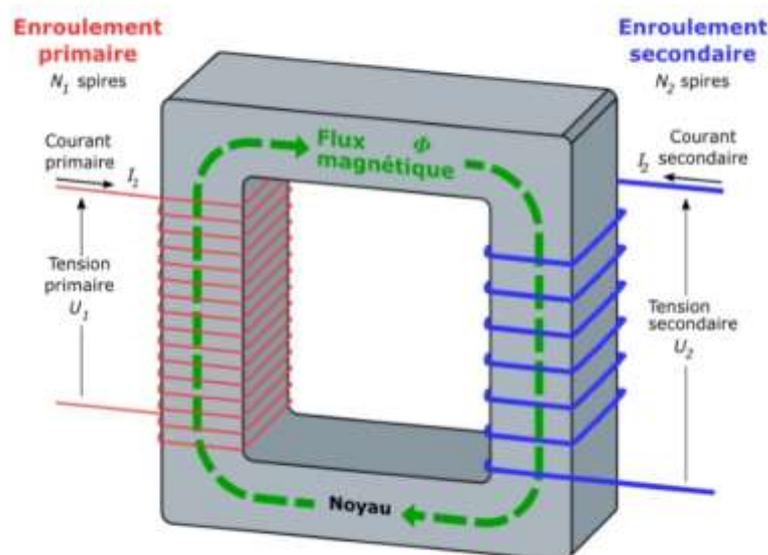


Figure I.3: Schéma de principe d'un transformateur monophasé.

1.5 Rôle et utilisation du transformateur de la puissance :

Les transformateurs sont des appareils qui ont pour rôle de transiter une énergie électrique d'un réseau à un autre en modifiant ses caractéristiques : intensité et tension (Figure I-4) [4]. Un autre rôle important des transformateurs insérés dans les réseaux d'énergie est leur contribution au réglage du niveau de tension en fonction des conditions de charge du réseau. Ceci est réalisé par modification de leur rapport de transformation au moyen de changeur de prise.

Les transformateurs de puissance peuvent être classés en plusieurs catégories en fonction de leurs applications :

- ✓ Les transformateurs élévateurs sont situés dans les postes de départ d'une centrale, leur rôle est d'élever la tension produite à partir des générateurs, afin de minimiser les pertes sur les lignes.
- ✓ Les transformateurs d'interconnexions font passer l'électricité d'un niveau de transport plus élevé à une tension de répartition moins élevée afin de faciliter sa distribution dans les postes régionaux.
- ✓ Les transformateurs abaisseurs, se trouvent au niveau des postes électriques afin d'adapter la tension électrique de transport aux différentes tensions de distributions.
- ✓ Les transformateurs de distribution sont utilisés pour abaisser la tension et l'adapter à l'utilisateur à des fins domestiques ou industrielles.

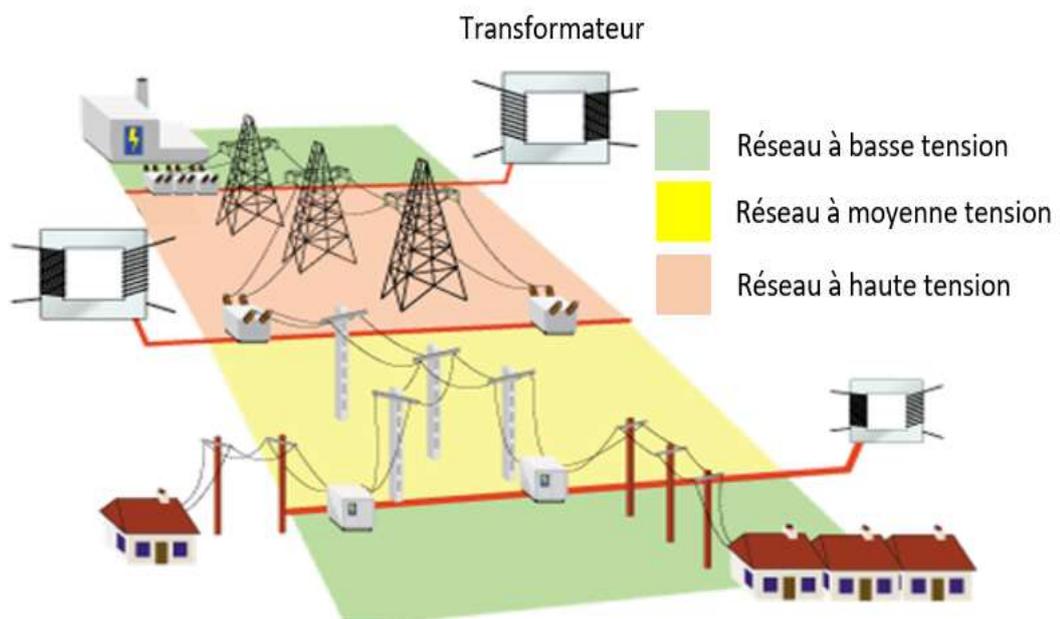


Figure I.4: Schéma des transformateurs dans un réseau de transport électrique.

I.6 Les Composants d'un transformateur :

Les transformateurs de puissance ont en commun certaines caractéristiques matérielles de base essentielle, Le transformateur de puissance (figure I.5), se compose essentiellement d'une partie active où se produit l'induction électromagnétique.

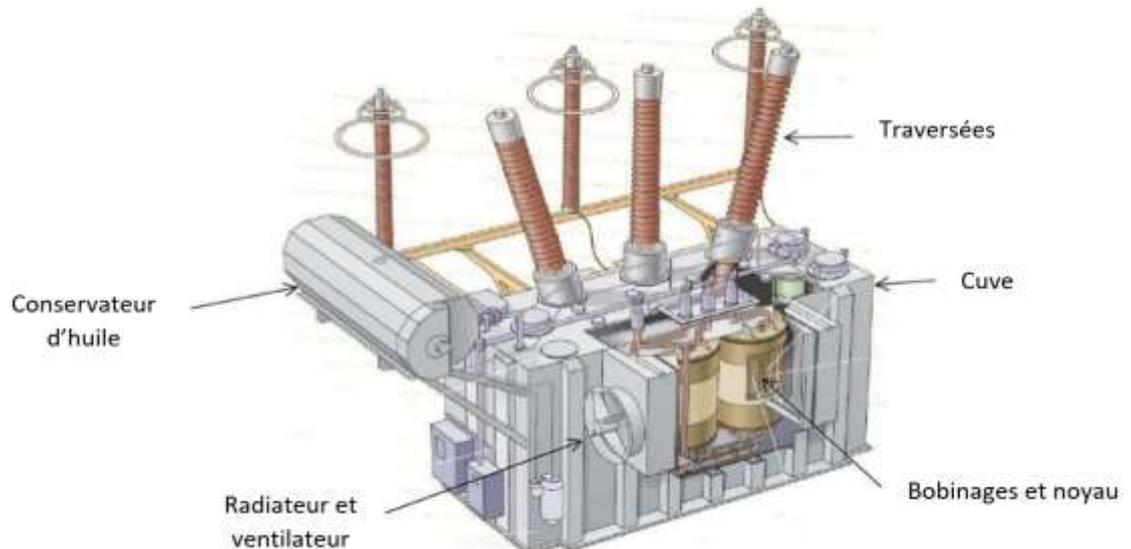


Figure I.5:Principales composantes de transformateur de puissance.

I.6.1 Partie active :

I.6.1.1 Circuit magnétique (noyau) :

Le noyau qui est composé de tôles en matériaux ferromagnétiques empilées et séparées entre elles par du vernis. Cette configuration permet d'améliorer la performance de transformateur et réduire les pertes fer (perte par courant de Foucault et perte par hystérésis), En effet l'utilisation d'un matériau magnétique permet de canaliser les lignes de champ [5].

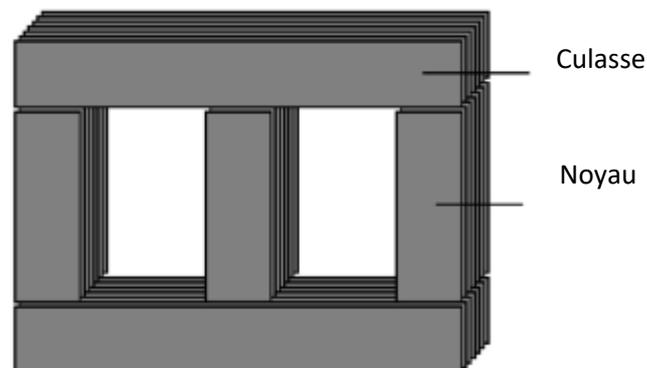


Figure I.6:Circuit magnétique [6].

I.6.1.2 Circuit électrique (Les enroulements) :

Les enroulements (Figure I.7) sont montés sur le noyau du circuit magnétique fait d'un conducteur, généralement en cuivre, Les enroulements du primaire et du secondaire sont rassemblés autour du même noyau (pour limiter les fuites magnétiques) avec généralement l'enroulement basse tension à l'intérieur et les enroulements de niveaux de tensions supérieures de façon croissante vers l'extérieur. Chaque enroulement du primaire doit être correctement isolé des enroulements du secondaire [7].



Figure I.7:Enroulement.

I.6.1.3 Isolation :

I.6.1.3.1 Système d'isolation :

Les enroulements étant des conducteurs, une isolation électrique est obligatoire pour assurer le bon fonctionnement du transformateur.

En électromécanique les isolants sont aussi appelés diélectriques et sont des matériaux, solides, liquides ou gazeux qui ont une résistivité très élevée [8] [9]. Leurs structures où les charges électriques sont piégées permettent d'interdire le passage du courant.

L'isolation principale comprend : l'isolation entre bobinage, entre bobine et circuit magnétique et entre bobine et cuve. Elle est assurée par de l'huile et des écrans (cartons isolants). La cuve étant remplie d'huile. L'isolation longitudinale comprend l'isolation entre spires et entre couches d'une même bobine.

I.6.1.3.1.1 Huile diélectrique :

Les parties actives sont noyées dans une huile diélectrique et caloporteur. Elle agit comme agent diélectrique et constitue avec les isolants solides (papier), le système d'isolation du transformateur. Comme agent caloporteur, l'huile assure le refroidissement des parties actives

du transformateur. La surveillance des caractéristiques du fluide diélectrique permet d'apprécier l'état général du transformateur. Les huiles modernes procurent plus de stabilité à la dégradation et elles devraient avoir les caractéristiques suivantes :

- ✓ Point d'inflammabilité élevée.
- ✓ Point de congélation bas.
- ✓ Rigidité diélectrique élevée.
- ✓ Basse viscosité.
- ✓ Bonne résistance à l'électrification statique.

I.6.1.3.1.2 Isolants solides :

Les papiers et les cartons sont des matériaux isolants possédant des caractéristiques diélectriques excellentes. Ils Utilisent dans les zones où règne un fort champ électrique pour renforcer l'isolation de l'huile, le papier a typiquement une constante diélectrique deux fois plus élevée que celle de l'huile [10].L'imprégnation par un isolant liquide, essentiellement l'huile minérale leur confère une rigidité diélectrique et apportent, en plus du noyau, une résistance mécanique globale. Les papiers captent et retiennent les dépôts issus de la dégradation des matériaux : ils jouent un rôle de purificateur d'huile et se dégradent lentement. Ces isolants solides sont à base de celluloses, rubans, vernis, résines époxydes, carton, bois [11].

I.6.2 La cuve :

La cuve de transformateurs sert de réservoir a huile dans les transformateurs immergés, elle est généralement en tôle pliée (fabriquée en acier) pour former des ondes qui favorisent l'échange thermique avec l'extérieur [12] .la profondeur et la période de ces ondulations dépendent de la puissance du transformateur .la cuve joue aussi un rôle de protection de la partie active .le circuit magnétique est reliée à la cuve ,qui est elle-même reliée à la terre [13].

I.6.3 Equipements et accessoires :

I.6.3.1 Les traversées :

Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison du transformateur avec les circuits extérieurs, 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, raccordement des enroulements du transformateur aux lignes électriques à travers la cuve,

transition la puissance électrique, une bonne répartition du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle.

Le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine (Figure I.8), qui est un matériau isolant [14].



Figure I.8:Traversé.

I.6.3.2 Changeurs de prise :

Les prises de réglage placées sur le bobinage haute tension permettent de faire varier légèrement le rapport de transformation en charge et hors charge d'un transformateur de puissance. On distingue deux type de changeur de prise en charge et à vide.



Figure I.9:Changeur de prise.

I.6.3.3 Conservateur :

Le conservateur d'huile (réservoir d'expansion) est situé sur le dessus du transformateur, il joue un rôle de vase d'expansion pour le fluide diélectrique du transformateur, donc il permet la dilatation de l'huile en fonction de la température. Les variations de températures de l'huile impliquent des variations du volume d'huile [12].



Figure I.10:Conservateur.

I.7 Refroidissement :

En fonctionnement, le transformateur est le siège de pertes thermiques dans son noyau (pertes fer) et dans ses enroulements (pertes Joule). Cette énergie se manifeste par une augmentation de la température. L'énergie thermique ainsi produite doit être évacuée à l'extérieur de la cuve. Un système de refroidissement est donc associé à la structure du transformateur pour dissiper la chaleur et maintenir la température des enrôlements et de l'huile isolante à des températures acceptables [15]. Un transfert de chaleur bien organisé permet d'éviter la présence de zones dont la température locale est particulièrement élevée. Ce transfert se fait en deux étapes : à l'intérieur de la cuve, de la partie active (enroulements, noyau) à l'huile ; puis de l'huile au réfrigérant à travers un échange de chaleur externe.

Dans les transformateurs de puissance le refroidissement s'effectue via cette huile circulant en circuit fermé de la partie active, siège des pertes vers une source froide à laquelle il abandonne des calories celle-ci peut être :

- ✓ Directement la surface de la cuve pour les petites puissances.
- ✓ Des aéroréfrigérants.
- ✓ Des radiateurs.
- ✓ Des hydro réfrigérants.

I.8 Les types des transformateurs :

On distingue essentiellement deux technologies selon le type de refroidissement, les transformateurs à l'huile et les transformateurs secs.

I.8.1 Transformateur immergé :

Le transformateur immergé est trempé dans l'huile minérale qui favorise les échanges thermiques donc permet le refroidissement et assure l'isolement par l'huile qui évite la

pénétration d'humidité. Ce transformateur est moins onéreux et il a des pertes moindres que le transformateur sec [16].

I.8.2 Transformateurs secs :

Le circuit magnétique et les enroulements sont isolés dans une matière isolante sèche (résine époxy). Le refroidissement est assuré par l'air ambiant.

Le transformateur sec présente les meilleures garanties de sécurité contre la pollution (pas de fuite de liquide, pas de vapeurs nocives en cas d'incendie) [17]. L'absence d'huile permet des transformateurs secs installer en divers endroits sans risque. Leur prix est supérieur au transformateur immergé.



Figure I.11: Transformateurs secs.

I.9 Transformateur triphasés :

Un transformateur monophasé est destiné seulement à un système monophasé. Mais le transport ou la distribution de l'électricité se font en triphasé avec des tensions de l'ordre de 20KV à 400KV. Ce principe de distribution électrique triphasée nécessite l'utilisation de transformateur abaisseurs et élévateurs triphasés. Le circuit magnétique d'un tel transformateur triphasé comporte ordinairement trois colonnes disposées dans un même plan [18].

Chaque colonne porte un enroulement primaire et un enroulement secondaire et peut être considérée comme un transformateur monophasé. Les trois enroulements, primaires et secondaires, sont connectés en étoile, en triangle ou en zigzag de sorte que le transformateur comporte trois bornes primaires et trois bornes secondaires.

I.9.1 Groupe de couplage :

Le groupe de couplage désigne l'association des couplages des enroulements choisis pour la haute tension et pour la basse tension. L'enroulement haute tension d'un transformateur triphasé de nombre de spire N_1 peut être connecté en étoile (symbole Y) ou en triangle (symbole D).

L'enroulement basse tension avec un nombre de spire N_2 peut être connecté en étoile (symbole y) en triangle (symbole d) ou en zigzag (symbole z). Les systèmes des tensions de primaire et de secondaire d'un transformateur triphasé sont en général déphasés avec un angle θ . Comme cette angle est multiple de $\pi/6$, on définit l'indice horaire par : $I = \theta / (\pi/6)$. Les couplages les plus fréquemment utilisés sont Yy, Dy et Yz..

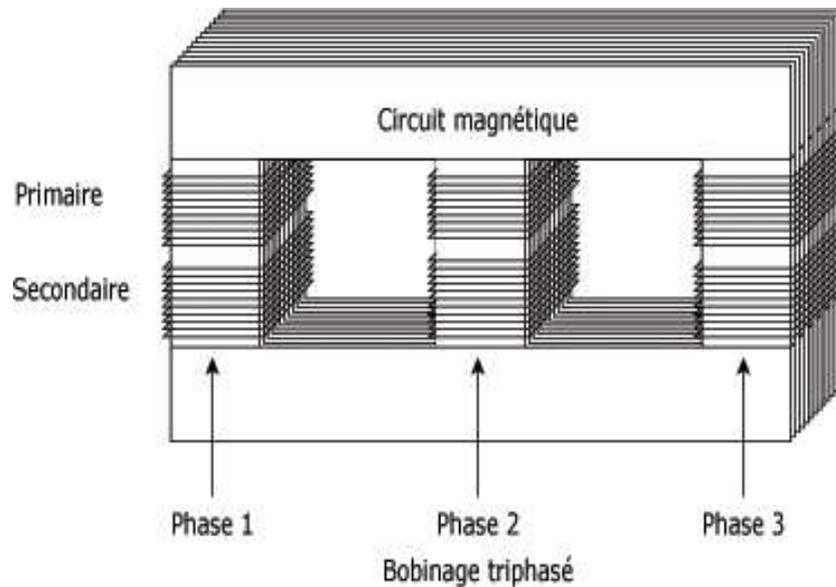


Figure I.12:schéma d'un transformateur triphasé.

I.9.1.1 Couplage étoile-étoile(Yy) :

Ce couplage permet de relier deux parties d'un réseau avec la présence d'un point neutre au primaire et au secondaire, ce qui donne des tensions simples entre les bornes des bobines primaires et du secondaire, ces tensions sont construites dans le diagramme vectoriel. Le rapport de transformation est $m=N_2/N_1$. Le déphasage θ de basse tension par rapport à la haute tension est nul, ce qui donne un indice horaire $I=0$.

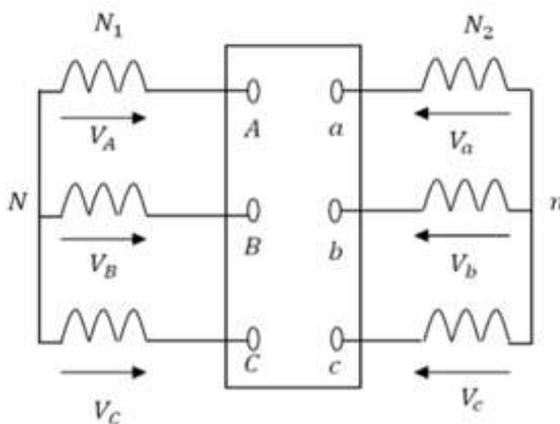


Figure I.13: Couplage étoile-étoile(Yy).

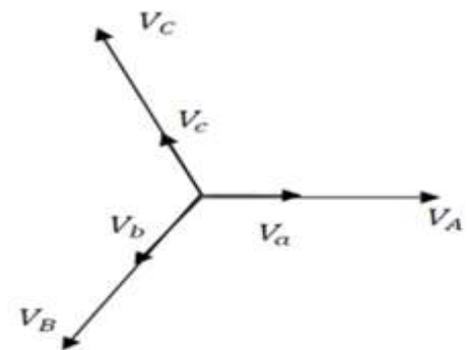


Figure I.14: Diagramme vectoriel.

I.9.1.2 Couplage triangle-étoile(Dy) :

Pour le couplage triangle-étoile la tension aux bornes d'une phase du primaire est une tension composée, alors que la tension aux bornes de la phase correspondante du secondaire est une tension simple. Le rapport de transformation est $m=\sqrt{3} (N_2 /N_1)$.

Le déphasage θ entre les tensions de primaire et le secondaire est de $(-\pi/6)$, ce qui veut dir l'indice horaire est I=11.

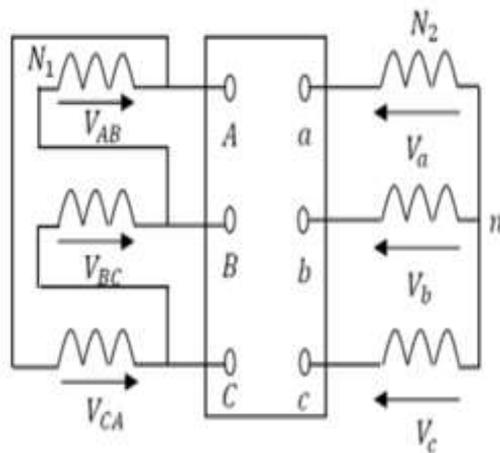


Figure I.16: Couplage triangle-étoile.

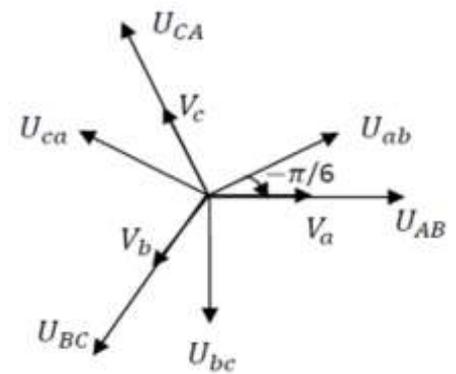


Figure I.15:Diagramme vectoriel.

I.9.1.3 Couplage étoile-zigzag :

Pour le couplage étoile zigzag, la tension aux bornes d'une phase du primaire est une tension simple alors qu'une tension aux bornes d'une phase du secondaire est la somme des deux tensions aux bornes de demi bobines ce qui permet de construire le diagramme vectoriel. Le rapport de transformation est $m= \sqrt{3} (N_2 /N_1)$. Le déphasage θ entre les tensions est de $(-\pi/6)$, en choisissant la première position positive de l'angle, ce qui veut dire l'indice horaire est I=11.

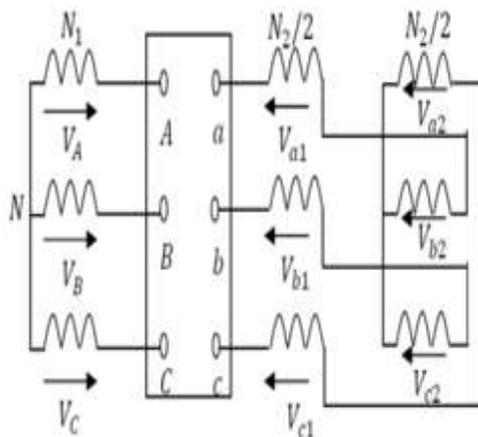


Figure I.18: Couplage étoile-zigzag.

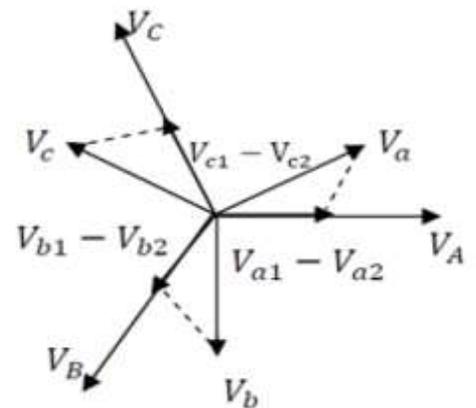


Figure I.17: Diagramme vectoriel.

I.9.1.4 Choix du couplage :

La présence du conducteur neutre dans une distribution basse tension permet de disposer des deux types de tension ; la tension simple pour l'usage domestique usuel, et le système triphasé de tensions composées pour l'usage artisanal ou industriel. De plus il est intéressant, coté haute tension de disposer d'un couplage ayant un neutre et de mettre ce neutre, ainsi que le circuit magnétique et les parties métalliques (cuve) du transformateur au potentiel de la terre. Ceci permet de réduire les distances d'isolement des bobines hautes tensions [19].

Ce qu'il faut éviter c'est d'avoir le même couplage au primaire et au secondaire d'un transformateur, ceci évite de transmettre intégralement le déséquilibre éventuel des grandeurs (courants, tensions) d'un côté du transformateur à l'autre. On voit donc apparaître l'intérêt d'un couplage Yz offrant un neutre des deux côtés et des couplages différents.

I.9.2 Différents types de protections :

Le transformateur est un élément particulièrement important dans un réseau électrique. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager qu'ils soient internes ou externes.

I.9.2.1 Protection par 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 circulant vers le conservateur à travers un relais électromécanique appelé relais BUCHHOLZ (Figure I.19). 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. 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 mise hors service pour une inspection ou expertise.
- ✓ L'analyse visuelle du gaz prélevé peut être interpréter suivant sa couleur comme suit :

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 [20].

Noir : c'est qu'il y a désagrégation de l'huile Cette protection sera à deux niveaux pour le transformateur : le premier donnera un signal d'alarme, le second un signal de déclenchement.



Figure I.19::Relais de BUCHHOLZ.

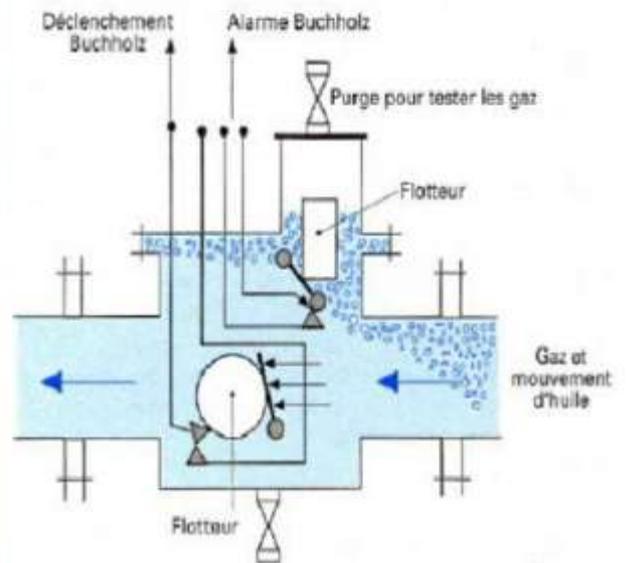


Figure I.20: Schéma de fonctionnement de Relais BUCHHOLZ.

I.9.2.2 Protection thermique :

Sur le transformateur sont montés plusieurs thermomètres et des images thermiques donnant une image de la température du cuivre. Elle est utilisée pour protéger les transformateurs de puissance contre les surcharges. Pour détecter l'existence d'une surcharge, la protection thermique fait une mesure de l'échauffement des bobines primaire et secondaire à protéger en mesurant les courants [20] [21].

I.9.2.3 Protection masse cuve :

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relai de détection de défaut à la masse de cuve (Figure I.21). 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 transformateur de courant 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. Cette protection sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolée de la terre [20].



Figure I.22: Placement de TC tore.

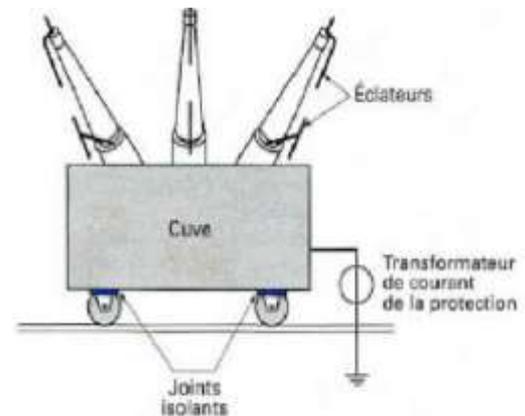


Figure I.21: Protection masse cuve.

I.9.2.4 La protection par DGPT :

Le DGPT (DéTECTeur Gaz, Pression et Température) est un dispositif de protection utilisé pour les transformateurs isolement liquide. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles que les émissions de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total. Pour un défaut grave, le dégagement gazeux est recueilli en un point haut au relais, une accumulation trop importante provoque une alarme [20].

I.9.2.5 Protection à maximum d'intensité :

Des relais reliés à des transformateurs de courant (équivalents d'un ampèremètre en haute tension) déclenchent le transformateur suite à une surintensité temporaire, fixée selon un seuil. Ces unités de protection agiront contre le défaut externe (défaut entre les phases et défaut entre phase et terre).

- ✓ Trois relais à maximum de courant de phase à deux seuils (seuils bas et seuils haut) temporisés pour la protection contre les défauts ente les phases.

- ✓ Un relais à maximum de courant homopolaire à deux seuils (seuils bas et seuils haut) temporise, désensibilisé à l'harmonique trois pour la protection contre les défauts de la terre [22].

I.10 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté quelques généralités sur les transformateurs, nous avons aussi donné un aperçu sur les principaux éléments qui les constituent, leur rôle et leur importance dans cette machine statique. A la fin de ce chapitre, les différents systèmes et modes de protection du transformateur ont été introduits pour mieux cerner son fonctionnement.

Chapitre II

Généralité sur la maintenance
industrielle

II. La maintenance industrielle.

II.1 Introduction :

Longtemps vue comme un mal nécessaire, la maintenance est devenue une réelle préoccupation dans les entreprises. Elle s'est affirmée comme un véritable enjeu compétitif, tant sur l'assurance des performances de disponibilité des matériels existants qu'en termes de sécurité, de qualité et des coûts, L'objectif de ce chapitre est de mettre en relief la notion de maintenance, son importance et les différentes pratiques existantes selon la taille et la productivité de l'entreprise.

II.2 Définition de la maintenance (norme NF EN 13306) :

La maintenance est l'ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de 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.

II.3 Les objectifs de la maintenance (norme FD X 60-000) :

Selon la politique de maintenance de l'entreprise, les objectifs de la maintenance seront basés sur :

- ✓ La disponibilité et la durée de vie du bien.
- ✓ La sécurité des gens et des biens.
- ✓ La qualité des produits.
- ✓ La protection de l'environnement.
- ✓ L'optimisation des coûts de maintenance.

II.4 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.

II.5 Politiques de maintenance (norme NF EN 13306) :

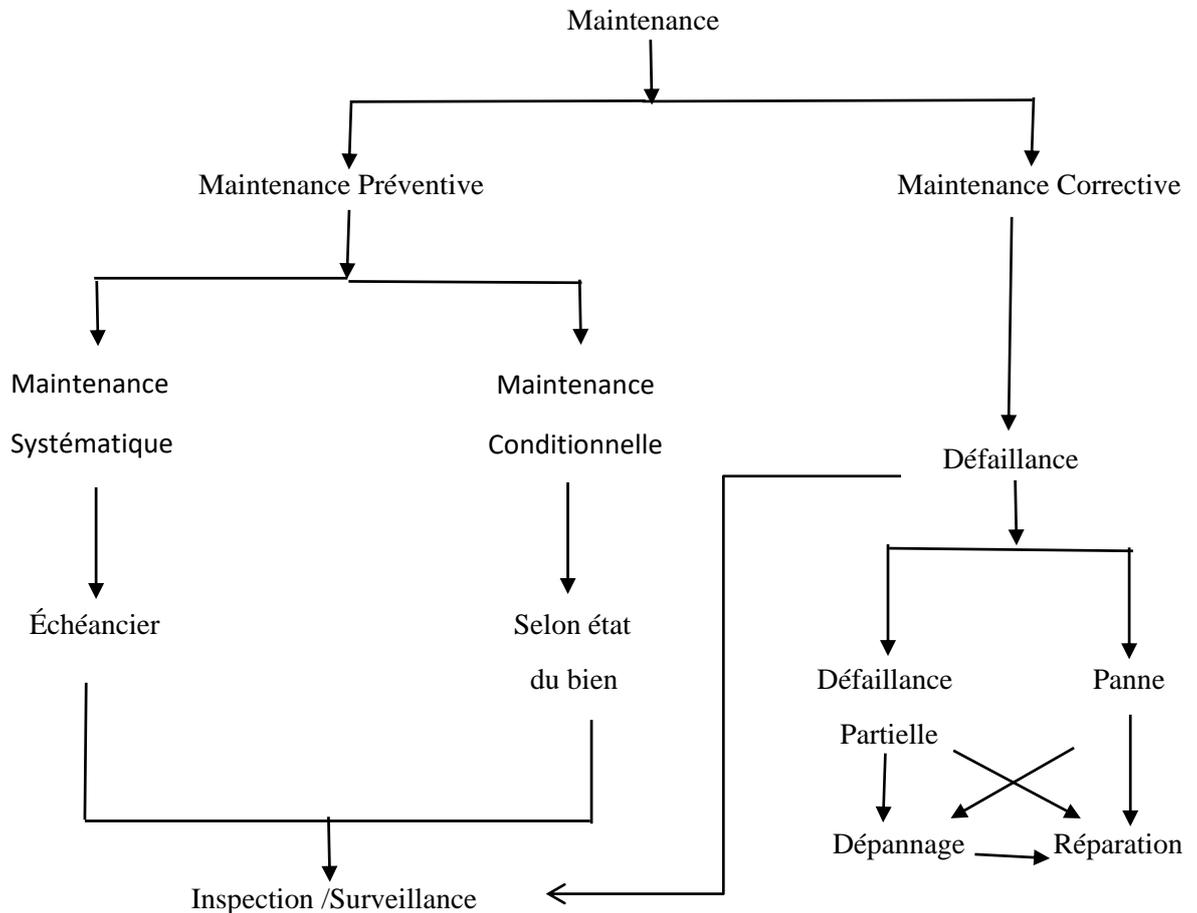


Figure II.1: Méthodes de maintenance.

II.6 Les types de maintenance :

II.6.1 Maintenance Corrective :

Appelée parfois maintenance curative, c'est une 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 qui 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.

II.6.2 Maintenance préventive (norme NF EN 13306) :

Proverbe : mieux vaut prévenir que guérir ; Ce proverbe résume parfaitement la situation.

La maintenance préventive est une maintenance effectuée avant la détection d'une défaillance d'un bien, à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits (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.

II.6.2.1 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.

- ✓ 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.

- ✓ Améliorer l'ordonnancement des travaux :

La planification des interventions de la maintenance préventive, correspondant au planning d'arrêt machine pour entretien, devra être validée par la production. Cela implique la collaboration de ce service, ce qui facilite la tâche de la maintenance. Les techniciens de maintenance sont souvent mécontents lorsque le responsable de fabrication ne permet pas l'arrêt de l'installation alors qu'il a reçu un bon de travail pour l'intervention. Une bonne coordination prévoit un arrêt selon un planning défini à l'avance et prend en compte les impossibilités en fonction des impératifs de production.

- ✓ 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.

- ✓ 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.

- ✓ Améliorer le climat de relation humaine :

Une panne imprévue est souvent génératrice de tension. Le dépannage doit être rapide pour éviter la perte de production. Certains problèmes, comme par exemple le manque de pièces de rechange, entraîne l'indisponibilité de la machine pour une longue durée. La tension peut monter entre les agents de maintenance et les agents de production. En résumé, il faudra examiner les différents services rendus pour apprécier les enjeux de la maintenance préventive :

- La sécurité : diminution des avaries en service ayant pour conséquence des catastrophes.
- La fiabilité : amélioration, connaissance des matériels.
- La production : moins de pannes en production. [23]

II.6.2.2 Différents types de maintenance préventive :

II.6.2.2.1 Maintenance préventive systématique :

C'est la maintenance préventive effectuée sans contrôle préalable de l'état du bien conformément à un échéancier établi selon le temps, le nombre de cycle de fonctionnement, le nombre des pièces produites ou un nombre prédéterminé d'usage pour certains équipements (révisions périodiques) ou organes sensibles (graissage, étalonnage, etc ...).

II.6.2.2.2 Maintenance préventive conditionnelle :

C'est la maintenance préventive subordonnée à un type d'évènement prédéterminer (auto-diagnostique, information d'une capture, mesure, etc ...) ou à l'analyse de l'évolution surveillée des paramètres significatifs de la dégradation et de la baisse de performance d'une entité.

Cette surveillance de la dégradation permet de fixer un seuil d'alarme avant d'un seuil d'admissibilité (figure II.2) Le principal intérêt d'une telle stratégie est de pouvoir utiliser les entités au maximum de leur possibilité mais aussi de diminuer le nombre des opérations de maintenance corrective.

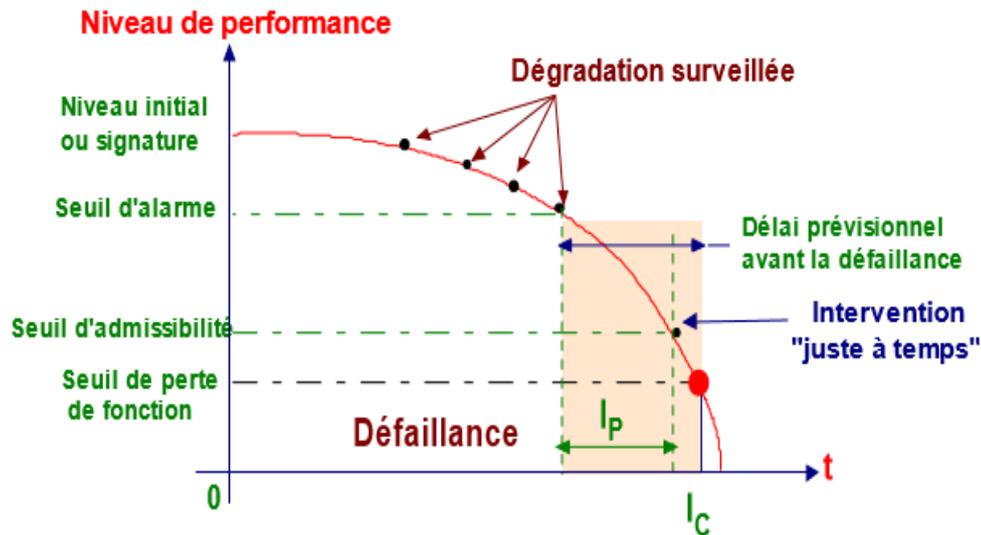


Figure II.2: Principe de la maintenance conditionnelle [24].

Elle se traduit par une surveillance des points sensibles de l'équipement, cette surveillance étant exercée au cours des visites préventives. Ces visites soigneusement préparées, permettent d'enregistrer différents paramètres : degré d'usure, jeu mécanique, température, pression, débit, niveau vibratoire, pollution ou tout autre paramètre qui puisse refléter l'état de l'équipement.

II.7 Les activités de la maintenance :

II.7.1 Les activités de la maintenance corrective :

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

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

II.7.2 Les activités 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).
- ✓ Visite : examen détaillé et prédéterminé de tout (visite générale) ou partie (visite limitée) et différents éléments du bien et peuvent impliquer des opérations de maintenance de première et deuxième niveau ; il peut également déboucher sur de la maintenance corrective.
- ✓ Echange standard : remplacement d'une pièce ou d'un sous-ensemble défectueux par une pièce identique, neuve en remise en état préalablement, conformément aux prescriptions d'un constructeur.
- ✓ Révision : ensemble complète d'examen et d'action réalisées afin de maintenir le niveau de disponibilité et de sécurité d'un bien. Une révision est souvent conduite à des intervalles prescrits de temps ou après un nombre déterminé d'opérations. Une révision demande un démontage totale 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.

II.8 Les temps de la maintenance :

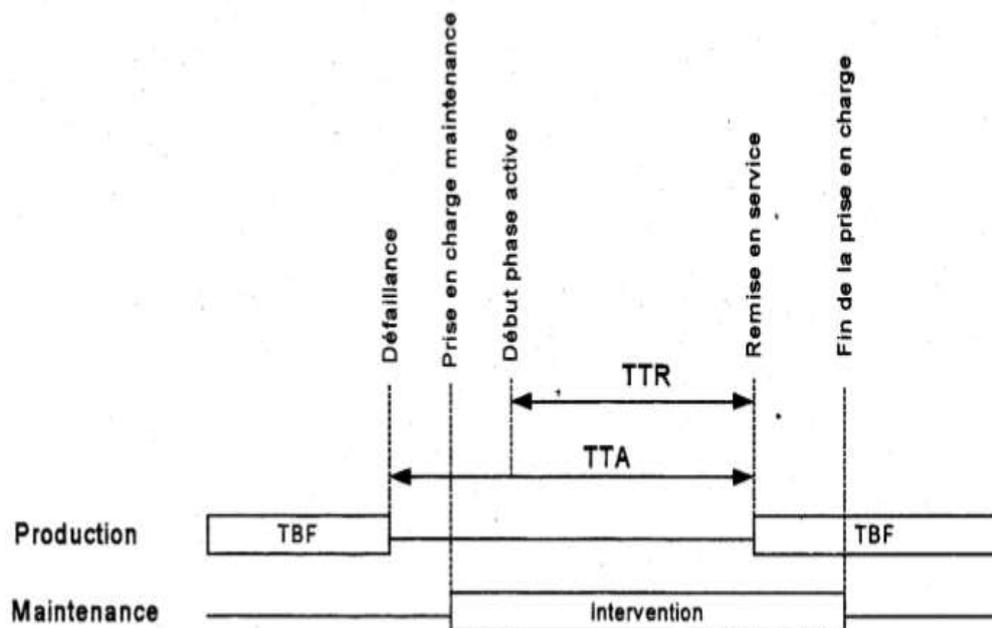


Figure II.3: Temps caractéristiques lors d'une intervention [24].

II.8.1 La MTBF :

La MTBF est la moyenne des temps de bon fonctionnement (TBF). Un temps de bon fonctionnement est le temps compris entre deux défaillances.

Remarque : En anglais, MTBF signifie mean time between failures (norme X60-500).

II.8.2 La MTTR :

La MTTR est la moyenne des temps techniques de réparation (TTR). Le TTR est le temps durant lequel on intervient physiquement sur le système défaillant. Il débute lors de la prise en charge de ce système jusqu'après les contrôles et essais avant la remise en service.

Remarque : En anglais, MTTR signifie mean time to restoration (norme X60-500).

II.8.3 La MTTA :

La MTTA est la moyenne des temps techniques d'arrêt (TTA). Les temps techniques d'arrêt sont une partie des temps d'arrêt que peut connaître un système de production en exploitation. Ils ont pour cause une raison technique et ce faisant à distinguer des arrêts inhérents à la production (attente de pièce, de matière, d'énergie, changement de production, etc...).

II.9 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons illustré la notion de maintenance, classifié leurs différentes méthodes et montré ses objectifs dans le domaine industriel d'une part et d'une autre part nous avons cité les activités de maintenance et expliqué ses temps.

Chapitre III

Les méthodes utilisées en
maintenance

III. Les méthodes utilisées en maintenance :

III.1 Introduction :

Dans le contexte actuel d'ouverture des marchés, les entreprises doivent améliorer leur compétitivité et donc leur productivité. « Produire plus pour moins cher » c'est avoir une meilleure disponibilité des moyens de production et c'est dépenser moins.

Or la maintenance influe sur les deux facteurs : une maintenance mieux ciblée, c'est moins d'indisponibilité ; une maintenance mieux maîtrisée, c'est moins de dépenses, Au vu de l'importance du processus maintenance et de son impact sur les performances des installations, des méthodes d'optimisation ont été développées permettent d'aider les responsables de maintenance à construire ou a modifier les méthodes de maintenance telle que la méthode AMDEC, la méthode Ishikawa (ou le diagramme Causes Effets), Le diagramme de Pareto, étude FMD, méthode des 5S, ...

III.2 Les méthodes utilisées en maintenance :

III.2.1 La méthode AMDEC :

III.2.1.1 Définition :

L'AMDEC (Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité) est une technique d'analyse prévisionnelle de la fiabilité, de la maintenabilité et de la sécurité des produits et des équipements. 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.

III.2.1.2 Objectifs de l'AMDEC :

L'AMDEC est une procédure d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets.

Cette méthode a pour objectif :

- ✓ Analyser les conséquences des défaillances.
- ✓ Identifier les modes de défaillances.
- ✓ Préciser pour chaque mode de défaillance les moyens et les procédures de détection.
- ✓ Déterminer l'importance ou la criticité de chaque mode de défaillance,
- ✓ Classer les modes de défaillance.
- ✓ Etablir des échelles de signification et de probabilité de défaillance [25].

III.2.1.3 Caractéristique de la méthode AMDEC :

L'AMDEC est une méthode d'analyse inductive, exhaustive et rigoureuse qui permet une recherche systématique :

- ✓ Des modes de défaillance d'un moyen de production.
- ✓ Des causes de défaillance générant les modes de défaillance, ces causes peuvent se situer au niveau des composants du moyen de production où être dues à des sollicitations extérieures.
- ✓ Des conséquences des défaillances sur le moyen de production, sur son environnement, sur le produit ou sur l'homme.
- ✓ Des moyens de détection pour la prévention et/ou la correction des défaillances [26].

III.2.1.4 Les types de la méthode AMDEC :

On distingue 3 types dans cette méthode :

III.2.1.4.1 AMDEC produit :

Est utilisée pour vérifier la conformité d'un produit développé par rapport aux exigences du client, et 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.

III.2.1.4.2 AMDEC processus :

Pour valider la fiabilité du processus de fabrication et assurer que chaque étape de la fabrication du produit ne génèrera pas de défauts de qualité

III.2.1.4.3 AMDEC machine :

Est utilisée pour vérifier la fiabilité d'un équipement et assurer que les équipements, les machines fonctionneront avec la meilleure disponibilité possible.

Les sorties de l'étude sont :

- ✓ Modes opératoires de conduite et de maintenance
- ✓ Formation du personnel (production et maintenance)
- ✓ Politique de maintenance et de pièces de rechange
- ✓ Modifications pour améliorer la fiabilité ou la maintenabilité [27].

III.2.1.5 La démarche pratique de l'AMDEC :

La démarche pratique de l'AMDEC se décompose en 4 étapes suivantes :

III.2.1.5.1 Etape 1 : initialisation :

La phase d'initialisation comprend trois étapes qui sont :

III.2.1.5.1.1 Définition du système et des objectifs à atteindre :

L'AMDEC est un travail systématique et long, peut générer beaucoup de documents et donc devenir inutilisable. On aura donc intérêt à se limiter à des équipements qui posent problème. De même, les objectifs de l'étude seront précisés en termes d'amélioration attendues de disponibilité, de maintenance ou autre.

III.2.1.5.1.2 Constitution du groupe de travail :

Le groupe de travail comprend :

- ✓ Un représentant du service procédant à l'investissement du moyen de production.
- ✓ Le concepteur du moyen étudié.
- ✓ L'utilisateur futur du moyen étudié.
- ✓ Le mainteneur futur du moyen étudié.
- ✓ Un spécialiste (expert d'un sujet traité ponctuellement).
- ✓ Les services : qualité, fiabilité, sécurité, ...

III.2.1.5.1.3 Mise au point de supports de l'étude :

Les méthodes d'évaluations des facteurs (Gravité, Fréquence, Détection, Criticité) seront plus détaillées au moment d'évaluation de la criticité. Une feuille d'analyse AMDEC (Tableau III.1) est à réaliser Selon les sources [26].

Tableau III-1:Exemple de feuille d'AMDEC.

Tableau – Feuille d'analyse AMDEC								
Direction Transport Electricité REGION : HASSI MESSAOUD PCG de : Ghardaïa Poste : 220/60kV Equipement : Transformateur de puissance 220 /60 KV								
ORGAN E	FONCTIO N	MODE DE DEFAILLANC E	CAUSE DE DEFAILLANC E	EFFET DE DEFAILLANC E	INDICES DE CRITICITE			
					F	G	D	C

III.2.1.5.2 Etape 2 : description fonctionnelle de la machine qui consiste :

- ✓ Découpage de la machine, décision des actions à engager.
- ✓ Inventaire des fonctions de service.

- ✓ Inventaire des fonctions techniques.

III.2.1.5.3 Etape 3 : analyse AMDEC :

A partir de l'analyse fonctionnelle, la démarche AMDEC se base sur la recherche :

- ✓ Des modes de défaillance.
- ✓ Des effets de défaillance.
- ✓ Des causes de défaillance.
- ✓ De la criticité de défaillance.

III.2.1.5.3.1 Définition de la défaillance :

Cessation de l'aptitude d'un bien à accomplir une fonction requise.

III.2.1.5.3.2 Modes de défaillance :

Manière dont le dispositif ou le système peut s'arrêter de fonctionner ou fonctionner anormalement.

Par défaillance on entend simplement qu'un produit, un composant ou un ensemble généralement :

- ✓ Ne fonctionne pas.
- ✓ Ne fonction pas au moment prévu.
- ✓ Ne s'arrête pas au moment prévu.
- ✓ Fonctionne à un instant non désiré.
- ✓ Fonctionne mais les performances requises ne sont pas obtenues.

III.2.1.5.3.3 Cause de défaillance :

La cause de la défaillance est une anomalie initiale susceptible de conduire au mode de défaillance. Elle s'exprime en terme d'écart par rapport à la norme. Elle se répartir dans les domaines que nous identifierons par 5M : milieu, méthodes, main d'œuvre, matière et matériel.

Remarque : plusieurs causes peuvent être associées à un même mode de défaillance, ainsi une même cause peut provoquer plusieurs modes de défaillance.

III.2.1.5.3.4 Les effets de défaillance :

Les symptômes peuvent être observés in situ, sans démontage, par les utilisateurs de l'équipement (exploitants) ou par les maintenanciers.

Le **VTOAG** est l'utilisation naturelle des cinq sens de l'individu (la vue, le toucher, l'odorat, l'auditif, le goût). Il ne faut jamais les négliger car ils sont capables de contribuer à l'établissement d'un diagnostic.

III.2.1.5.4 Etape 4 : Cotation de criticité [27] :

L'indice de criticité C, aussi appelé nombre de priorité de risque (NPR) ou encore Indice de Priorité de Risque (IPR), est le résultat du produit de La fréquence, de la non- détectabilité et de la gravité des défaillances qui caractérise le niveau de fiabilité du système analysé

$$C = G * F * D.$$

III.2.1.5.4.1 L'indice G :

Relatif aux conséquences provoquées par l'apparition du mode de défaillance en termes de

- ✓ Qualité des pièces produites.
- ✓ Sécurité des hommes ou des biens.
- ✓ Temps d'intervention qui correspond au temps actif de maintenance corrective (diagnostic réparation ou échange remise en service). La gravité G est le plus souvent cotée de 1 jusqu'à 5.

Tableau III-2:Grille de cotation de la gravité.

Niveau de la gravité G		Définitions
Gravité mineure	1	Défaillance mineure : -Arrêt de production inférieur à 2 minutes. -Aucune dégradation notable du matériel.
Gravité significative	2	Défaillance significative : -Arrêt de production de 2 à 20 minutes, ou repos possible d'intervention. -Remise en état de courte durée ou petite réparation sur place nécessaire. -Déclassement du produit.
Gravité moyenne	3	Défaillance moyenne : -Arrêt de production de 20 à 60 minutes. -Retouche du produit nécessaire ou rebat (non qualité détectée à la production).

Gravité majeure	4	Défaillance majeure : -Arrêt production de 1 à 2 heures. -Intervention importante sur sous ensemble. -Production des pièces non-conformes, non détectées.
Gravité catastrophique	5	Défaillance catastrophique : -Arrêt de production supérieur à 2 heures. -Intervention lourde nécessaire des moyens couteux. -Problème de sécurité du personnel ou l'environnement.

III.2.1.5.4.2 L'indice F :

Relatif à la fréquence d'apparition de la défaillance, cette fréquence exprime la probabilité combinée d'apparition du mode de défaillance par l'apparition de la cause de la défaillance. La fréquence F allant de 1 jusqu'à 4.

Tableau III-3:Grille de cotation de la fréquence.

Niveau de la fréquence F		Définitions
Fréquence très faible	1	Défaillance rare : mois d'une défaillance par année.
Fréquence faible	2	Défaillance possible : mois d'une défaillance par trimestre.
Fréquence moyenne	3	Défaillance fréquente : mois d'une défaillance par semaine.
Fréquence forte	4	Défaillance très fréquente : plusieurs défaillances par semaine.

III.2.1.5.4.3 L'indice D :

Relatif à la possibilité de détecter la défaillance (le couple : Mode-Cause de défaillance) avant qu'elle ne produise l'effet. La détection D est évaluée de 1 pour une défaillance détectable, à 4 pour une défaillance indétectable.

Tableau III-4:Grille de cotation de la détection.

Niveau de détection D		Définitions
Détection évidente	1	Défaillance détectable à 100% : -Détection à coup sûr de la cause de la défaillance. -Signe avant-coureur évident d'une dégradation.
Détection possible	2	Défaillance détectable : -Signe avant-coureur de la défaillance facilement détectable mais nécessitant une action particulière de l'opérateur (visite, contrôle, visuel...).
Détection improbable	3	Défaillance détectable : -Signe avant-coureur de la défaillance difficilement détectable, peu exploitable au nécessitant une action au des moyens complexes (démontage, appareillage...).
Détection impossible	4	Défaillance détectable : -Aucun signe avant-coureur de la défaillance.

III.2.1.5.4.4 L'indice C :

Par la définition des critères précédant la criticité maximale d'une défaillance est de 64 d'après la relation $C = G * F * N = 4 * 4 * 4 = 64$, On a choisi la valeur 8 comme seuil de criticité, et :

Tableau III-5:Grille de cotation de la criticité.

Niveau de C	Définition
$C \leq 8$	mise sous correctif.

$8 < C \leq 32$	mise sous préventive.
$32 < C \leq 48$	recherche d'amélioration.
$48 < C \leq 64$	reprendre la conception

III.2.1.5.5 Etape 4 : synthèse de l'étude/décisions :

Qui consiste :

- ✓ Bilan des travaux.
- ✓ Décision des actions à engager [28].

III.2.2 Méthode ABC (Diagramme Pareto) :

III.2.2.1 Objectif :

Le but est d'analyser un phénomène, en le représentant par un graphique qui permet de déterminer l'existence d'une relation entre deux groupes de données. La courbe ABC permette de classer les événements selon l'enjeu qu'elles représentent. Elle permette de visualiser rapidement les priorités d'action, de faire un choix et de se concentrer sur les problèmes à traiter en priorité. C'est un moyen simple de classer les phénomènes par ordre d'importance.

III.2.2.2 Présentation de la méthode ABC :

La méthode ABC est un moyen objectif d'analyse. Elle permet de classer les éléments qui représentent la fraction la plus importante du caractère étudié, en indiquant les pourcentages pour un critère déterminé. La représentation de la méthode est la courbe ABC qui permet de visualiser de façon simple les résultats [29].

Le tracé de cette courbe nécessite l'application des règles suivantes:

1. Détermination du cadre de l'étude et ses limites :
 - ✓ Définir la nature des éléments à classer: défaillances, pièces de rechange, bon travail, etc.
 - ✓ Choisir le critère de classement: coût, temps nombre d'heures d'utilisation du matériel, etc.
 - ✓ Recherche la période représentative: les valeurs critère choisi doivent correspondre à une période représentative pour le caractère étudié. L'année ou le semestre convient.
2. Préparation de construction de la courbe ABC:

- ✓ Dans un repère orthonormé, reporter les pourcentages cumulés des produits étudiés en abscisse, et les valeurs du critère choisi cumulées croissantes en pourcentage en ordonnée.
- ✓ Tracer la courbe.

En général, on distingue trois zones sur la courbe, appelées A B et C, d'où le nom de la méthode.

- ✓ Interpréter la courbe.

III.2.2.3 Présentation graphique :

Elle consiste à classer les pannes par ordre décroissant de coûts, chaque panne se rapportant à une machine ou rubrique.

Puis à établir un graphe faisant correspondre le pourcentage de coûts, chaque panne se rapportant à une machine ou rubrique

Zone "A" : Dans la majorité des cas, on constate qu'environ 20% des pannes représente 80% des coûts, ceci constitue la zone A, zone des priorités.

Zone "B" : Dans cette tranche, les 30% des pannes suivantes ne coûtent 15% supplémentaire.

Zone "C" : Dans cette zone les 50% des pannes restantes ne représentent qu'à 5% de coûts [30].

La figure (III.1) représente les trois zones.

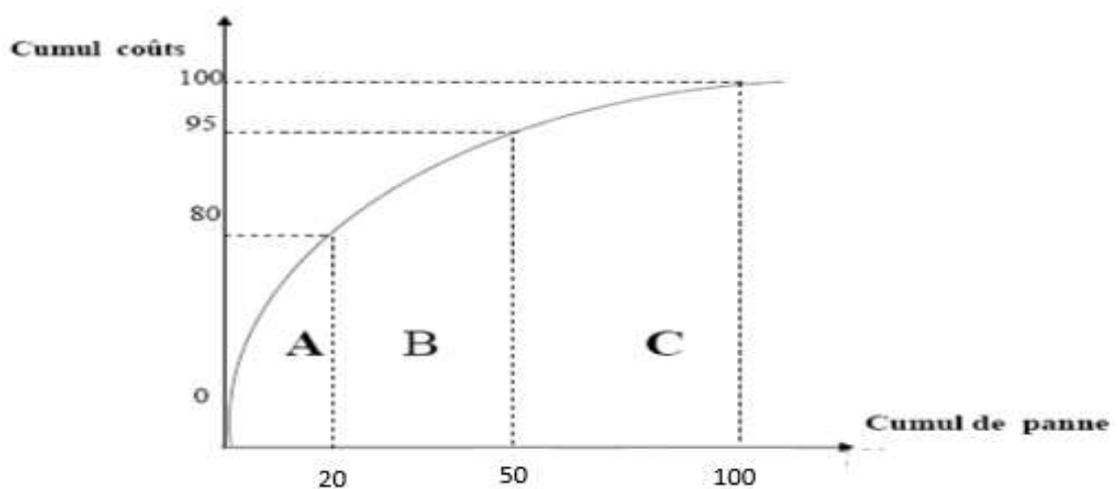


Figure III.1: courbe théorique d'analyse ABC [24].

III.2.3 Q-Q-O-Q-C-P :

Également connu sous le sigle mnémotechnique CQQCOQP, est une méthode empirique qui propose à tout analyste une démarche de travail fondée sur un questionnaire systématique.

Ceci en vue de collecter les données nécessaires et suffisantes pour analyser et rendre compte une défaillance, d'organiser un poste de travail, la logistique des flux, la conduite d'une réunion, une procédure administrative. L'emploi rigoureux de cette démarche contribue incontestablement à mettre en œuvre les conditions optimales de performance.

Simplicité et rigueur sont des conditions essentielles à la réussite.

- ✓ Quoi ? Pourquoi ?
- ✓ Qui ? Pourquoi ?
- ✓ Où ? Pourquoi ?
- ✓ Quand ? Pourquoi ?
- ✓ Comment ? Pourquoi ?

III.2.4 Diagramme Cause-Effets :

III.2.4.1 Définition :

Cet outil a été créé par ISHIKAWA, professeur à l'Université de la 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.

III.2.4.2 Les étapes d'ISHIKAWA :

- ✓ Identification et définition du problème à traiter.
- ✓ Listing des sources possibles d'un dysfonctionnement.
- ✓ Classement des causes dans les familles : Matière, Milieu, Méthode, Machine et Main d'œuvre.
- ✓ Représentation du diagramme cause effet.

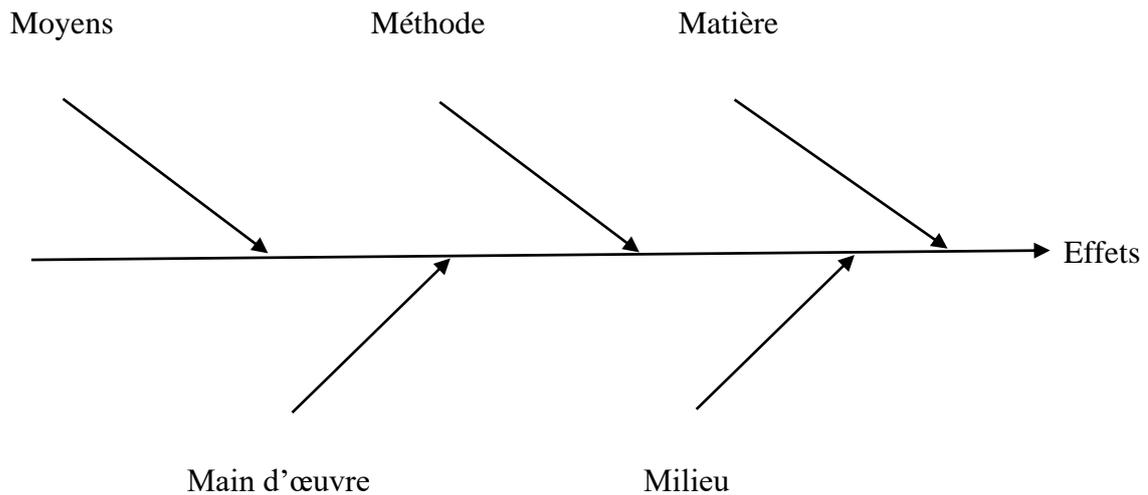


Figure III.2:Diagramme Diagramme d'Ishikawa.

III.2.5 Analyse FMD :

III.2.5.1 Etude de fiabilité :

III.2.5.1.1 Définition :

La fiabilité est l'aptitude d'une entité à accomplir les fonctions requises dans des conditions données pendant une durée donnée. Elle est caractérisée par la probabilité $R(t)$ que l'entité E accomplisse ces fonctions, dans les conditions données pendant l'intervalle de temps $[0 ; t]$, sachant que l'entité n'est pas en panne à l'instant 0 [31].

$$R(t) = \text{Prob} \{E \text{ non défaillance sur } [0 ; t]\}.$$

III.2.5.1.2 Définition selon la NF X 06-501 :

La fiabilité 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.

III.2.5.1.3 Objectifs de la fiabilité :

La fiabilité a pour objectif de :

- ✓ Mesurer une garantie dans le temps.
- ✓ Evaluer rigoureusement un degré de confiance.
- ✓ Déchiffrer une durée de vie.
- ✓ Evaluer avec précision un temps de fonctionnement.
- ✓ Déterminer la stratégie de l'entretien.

- ✓ Choisir le stock.

III.2.5.1.4 Paramètres nécessaires à la mesure de la Fiabilité :

III.2.5.1.4.1 Densité de probabilité :

La densité de probabilité de l'instant de la défaillance T s'obtient en dérivant la fonction de répartition F (t) :

$$f(t) = dF(t) / dt = - dR(t) / dt \quad \text{III-1}$$

III.2.5.1.4.2 Fonction de répartition :

C'est la probabilité pour que le dispositif soit en panne à l'instant t_i

$$F(t_i) = \Pr(T < t_i) \quad \text{III-2}$$

Notons que ces deux fonctions sont complémentaires :

$$F(t) + R(t) = 1 \quad \text{III-3}$$

III.2.5.1.4.3 La fonction de fiabilité :

Nous appelons R (t) la fonction de fiabilité, qui représente la probabilité de fonctionnement sans défaillances pendant un temps (t), ou la probabilité de survie jusqu'à un temps (t). La probabilité d'avoir au moins une défaillance avant le temps (t), qui représente la probabilité cumulative des défaillances, est appelé : « probabilité de défaillance ».

La MTBF Le temps moyen jusqu'à défaillance (ou moyenne des temps de bon fonctionnement) est :

$$MTBF = \frac{\sum \text{temps de bon fonctionnement}}{\text{nombre d'intervalles de temps de bon fonctionnement}} \quad \text{III-4}$$

$$MTBF = \int_{-\infty}^{+\infty} R(t) dt \quad \text{III-5}$$

III.2.5.1.5 Les Principales lois de probabilité utilisées en fiabilité :

Dans les études de fiabilité des différents équipements, une variable aléatoire continue ou discrète peut être distribuée suivant diverses lois qui sont principalement :

III.2.5.1.5.1 Lois discrètes :**III.2.5.1.5.1.1 La loi binomiale :**

Est une loi discrète. On l'applique pour décrire un phénomène ayant deux occurrences s'excluant mutuellement (succès ou échec, état défaillant ou en fonctionnement par exemple). En fiabilité cette loi représente la probabilité de voir k défaillances de matériels lors de l'exécution de n essais, sachant que la probabilité élémentaire de défaillance d'un matériel est P [32].

Sa variance : $V = nP(1-P)$. III-6

Son écart type : $\sigma = \sqrt{nP(1-P)}$. III-7

III.2.5.1.5.1.2 La loi de POISSON ou loi de faibles probabilités :

La réalisation d'évènements aléatoires dans le temps se nomme « processus de poisson » et caractérise une suite de défaillances indépendantes entre elles et indépendantes du temps. La loi de POISSON est une loi discrète, elle exprime la probabilité d'apparition d'un évènement lorsque celui-ci peut se manifester de nombreuses manières mais avec une faible probabilité [32].

Ses paramètres sont :

Sa variance : $m = \lambda t$ III-8

Sa fréquence : $\Pr[x=k] = \frac{m^k}{k!} e^{-m}$ III-9

Sa fonction de répartition : $F(x) = \sum_{k=0}^x \frac{m^k}{k!} e^{-m}$ III-10

III.2.5.1.5.2 Lois continues :**III.2.5.1.5.2.1 La loi exponentielle :**

Elle est la plus couramment utilisée en fiabilité électronique pour décrire la période durant laquelle le taux de défaillance des équipements est considéré comme constant. Elle décrit le temps écoulé jusqu'à une défaillance, ou l'intervalle de temps entre deux défaillances successives.

III.2.5.1.5.2.2 La loi normale :

C'est une loi continue à deux paramètres, la valeur moyenne et l'écart type caractérise la dispersion autour de la valeur moyenne. Elle est la plus ancienne, utilisée pour décrire les phénomènes d'incertitudes sur les mesures, et ceux de fatigue des pièces mécaniques.

III.2.5.1.5.2.3 La loi de WEIBULL :

C'est un modèle statistique particulièrement bien adapté à l'étude statistique des défaillances. Cette loi a l'avantage d'être très souple et de pouvoir s'ajuster à différents résultats d'expérimentation. WEIBULL : a donné au taux de défaillance $\lambda(t)$ une formule générale dépendant de trois paramètres γ, η, β qui modélise avec une précision dans une gamme étendue l'application de ce modèle nécessite :

- ✓ TBF : temps de bon fonctionnement entre deux défaillances.
- ✓ Le nombre de pannes correspondant au TBF.

Nous pouvons associer à chaque instant t , soit analytiquement soit graphiquement, les fonctions liées au comportement du matériel à savoir.

III.2.5.1.5.2.3.1 Densité de probabilité $f(t)$:

En fiabilité, elle représente la probabilité instantanée de défaillance (juste au temps t).

$$f(t) = \left(\frac{\beta}{\eta}\right) \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad \text{III-11}$$

III.2.5.1.5.2.3.2 La fonction de répartition $F(t)$:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad \text{III-12}$$

III.2.5.1.5.2.3.3 La fonction de fiabilité $R(t)$:

C'est la probabilité de non défaillance au-delà du temps t .

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} = 1 - F(t) \quad \text{III-13}$$

Probabilité complémentaire :

$$F(t) + R(t) = 1 \quad \text{III-14}$$

$$\int_0^t f(t)dt + \int_0^\infty f(t)dt = 1 \quad \text{III-15}$$

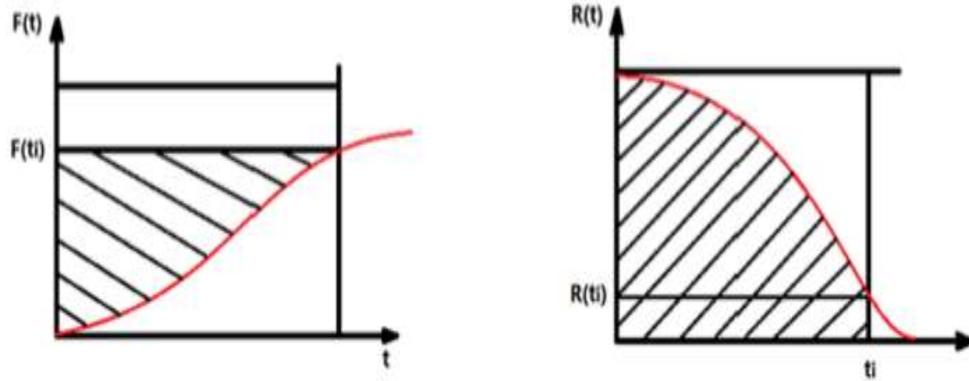


Figure III.3 Courbe de fiabilité et fonction de répartition [32].

III.2.5.1.5.2.3.4 Taux de défaillance $\lambda(t)$:

C'est la probabilité de défaillance à l'instant $(t+dt)$, sachant que le dispositif était bon à l'instant t .

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \tag{III-16}$$

$$\lambda(t) = \left(\frac{B}{\eta}\right) \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \tag{III-17}$$

III.2.5.1.5.2.3.5 Signification des paramètres du modèle de Weibull :

III.2.5.1.5.2.3.5.1 Paramètres de forme β :

C'est un nombre sans dimensions, il définit l'allure de la distribution des durées. Il permet d'adapter la forme de la courbe $f(t)$, $R(t)$ et $\lambda(t)$.

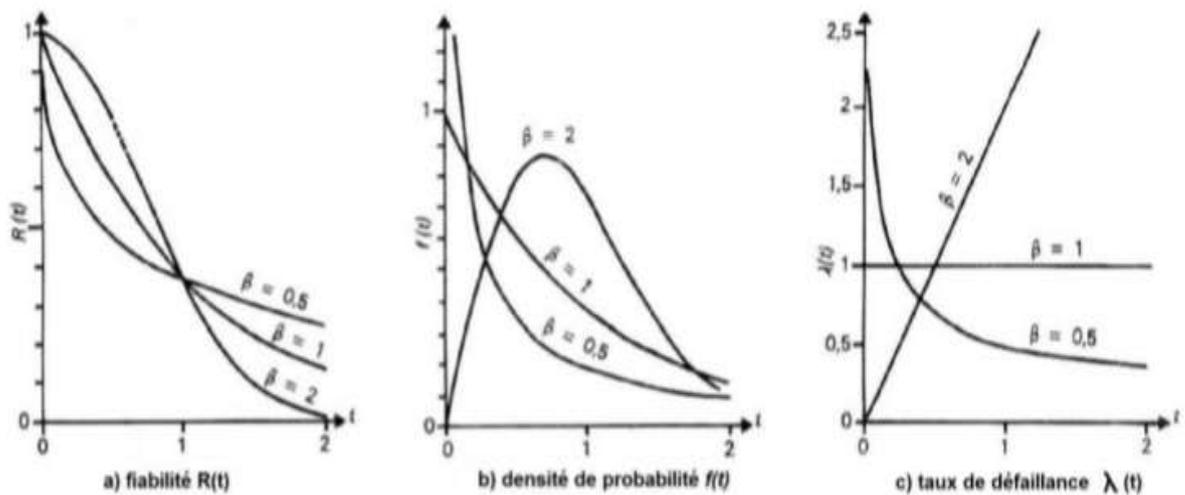


Figure III.4: formes de $f(t)$, $R(t)$, $\lambda(t)$ en fonction de β [32].

Courbe en baignoire :

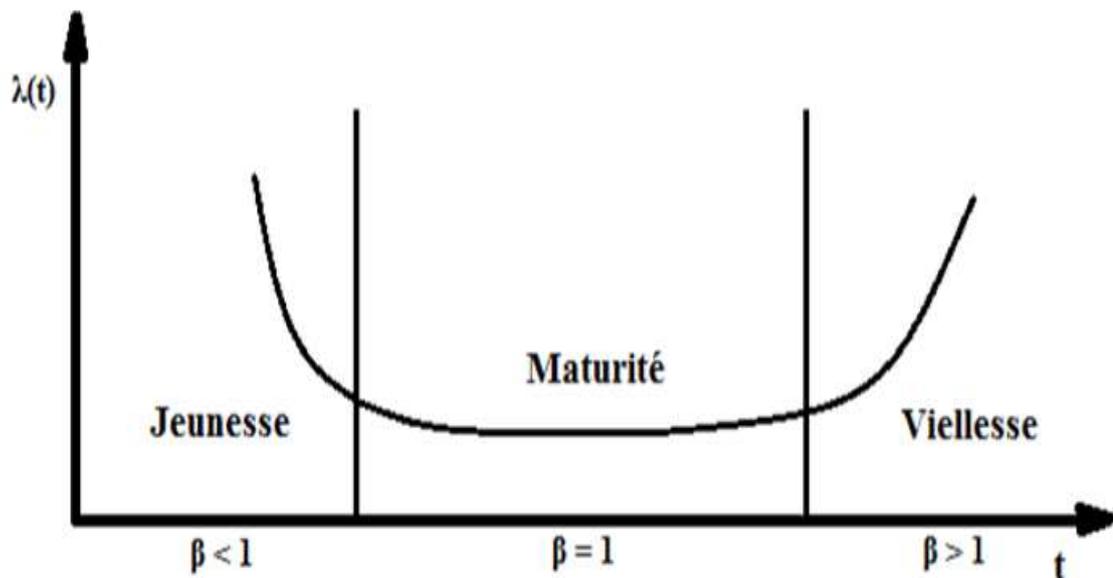


Figure III.5: Courbe en baignoire [32].

($\beta < 1$) Correspond à la zone décroissante de la courbe, c'est la période de mise en place dérogée de l'installation (période de jeunesse).

($\beta = 1$) Correspond à la zone où le taux de défaillance est pratiquement constant, c'est la période de défaillance aléatoire qui ne présente généralement pas de symptôme de dégradation préalable (vie utile). C'est la période la plus longue.

($\beta > 1$) Correspond à la zone croissante rapide, c'est la période de vieillesse provoquée par l'usure mécanique.

III.2.5.1.5.2.3.5.2 Paramétré d'échelle :

En unité qui est associée à l'échelle utilisée sur le graphe d'allions plait.

III.2.5.1.5.2.3.5.3 Paramétré de position :

Il permet de déterminer la date du début de la défaillance, son unité est celle du temps : Si :

- ✓ $\lambda < 0$: les défaillances ont débuté avant l'origine du temps.
- ✓ $\lambda = 0$: les défaillances ont débuté dès l'origine du temps.
- ✓ $\lambda > 0$: il y a une survie totale entre $t=0$ et $t= \gamma$.

III.2.5.1.5.2.3.5.4 Test d'adéquation :

Le modèle qu'on peut établir en fiabilité est issu d'un échantillon de population puis on fait l'hypothèse quels suivent une loi particulière (loi de Weibull pour notre cas) ; Ainsi, il reste à vérifier la validité de cette loi ; a vérification est obtenue par un test d'adéquation. L'utilisation des statistiques a un risque d'erreur (α) petit, a est ce niveau signification (est égal a la probabilité de trompèrent utilisant ce test).

III.2.5.1.5.2.3.5.5 Test de KOLMOGOROV-SMIRNOV :

Au une restriction n'est nécessaire, quel que soit la taille (n) on peut l'applique. L'idée du test est de compare la fonction réelle de répartition des défaillances à la fonction de répartition théorique. Il consiste à mesurer l'écart point par point entre ces deux fonctions :

$$D_n \max = | F(i) - F(t) |$$

Où : F (t) est la fonction de répartition réelle ; elle peut être obtenue par la méthode des range moyens :

Suit une loi ne dépendant que de η , et on écrit que :

$$P(\text{Max } | F(i) - F(t) | < D_{n, \alpha}) = 1 - \alpha$$

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.

N.B : la valeur de $D_{n, \alpha}$, est donnée par la table de Kolmogorov-Smirnov.

N.B : La démarche pour calculer MTBF et les paramètres γ , η , β par le modèle de Weibull :
Cumuler les avaries n_i ;

Recherche les fréquences cumulées F (t) :

- ✓ Si $N > 50$, regroupement des Temps de bon fonctionnement par classes avec la fréquence cumulée :

$$F(i) = \frac{N_i}{N} = \sum \frac{R_i}{N} \approx F(t) \quad \text{III-18}$$

- ✓ Si $20 < N < 50$, On affecte un rang "Ni" à chaque défaillance (approximation des rangs moyens) :

$$F(i) = \frac{Ni}{N+1} \approx F(t) \quad \text{III-19}$$

- ✓ Si $N < 20$, On affecte un rang "Ni" à chaque défaillance (approximation des rangs médians) :

$$F(i) = \frac{Ni-0,3}{N+0,4} \approx F(t) \quad \text{III-20}$$

1. Tracer le nuage de points $t_i, F(t_i)$.
2. Tracé de la droite D dite « de Weibull ».

On trace tout d'abord la droite d'ajustement D, puis la droite D'. Parallèle à D passant par le point d'abscisse 1, origine du repère.

3. Détermination des valeurs des paramètres β , γ et η .
 - Le paramètre β est la pente de la droite D, c'est-à-dire l'intersection de D' avec l'axe b.
 - Le paramètre η est l'intersection de D avec l'axe des temps X.
 - Le paramètre γ est lié à la forme du nuage.
4. Détermination de l'expression de la loi de Weibull.
5. Détermination du MTBF.
6. Exploitation des résultats.

III.2.5.2 Maintenabilité :

III.2.5.2.1 Définition :

AFNOR norme 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 », il y a aussi une autre définition probabilistique de la maintenabilité c'est la probabilité de mettre un système en état de fonctionnement en un temps donnée avec des moyens donnés et dans les conditions de fiabilité initiale.

La maintenabilité d'un équipement dépend essentiellement de son accessibilité et la facilité de démontage et des ces éléments consécutifs et leur interchangeabilité.

L'indicateur essentiel de la maintenabilité d'un équipement est la MTTR (Mayen Time To Repaire) traduite par la (Moyenne des Temps Techniques de Réparation), la maintenabilité

concerne donc les responsable de maintenance ou même titre que la fiabilité, tant pour le choix d'équipements nouveaux que pour l'amélioration éventuelle l'équipement existant responsable de maintenance ou même titre que la fiabilité, tant pour le choix d'équipements nouveaux que pour l'amélioration éventuelle l'équipement existant [33].

$$MTTR = \frac{\sum \text{temps d'intervention pour } n \text{ pannes}}{\text{nombre de pannes } (n)} \quad \text{III-21}$$

III.2.5.2.2 Les paramètre nécessaire a la mesure maintenabilité :

III.2.5.2.2.1 Maintenabilité :

$$M(t) = 1 - e^{-\int_0^t \mu d\mu} \quad \text{III-22}$$

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t} \quad \text{III-23}$$

III.2.5.2.2.2 Taux de réparation μ :

La probabilité de réparation d'un composant est principalement fonction du temps écoulé depuis l'instant de défaillance. Il existe un certain délai t avant que le composant puisse être réparé. Ce délai t comprend le temps de détection et le temps d'attente de l'équipe de réparation [34].

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad \text{III-24}$$

III.2.5.3 Disponibilité :

III.2.5.3.1 Définition :

Selon la norme AFNOR X60 – 500, on peut définir la disponibilité comme 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 nécessaires de maintenance soit assurée ».

Pour qu'un équipement présente une bonne disponibilité, il doit :

- ✓ Avoir le moins possible d'arrêts de production.
- ✓ Être rapidement remis en état s'il est défaillant.

La disponibilité relie donc les notions de fiabilité et de maintenabilité.

III.2.5.3.2 Les types de disponibilité :

III.2.5.3.2.1 Disponibilité intrinsèque :

Cette disponibilité est évaluée en prenant en compte les moyennes de bon fonctionnement et les moyennes de réparation, ce qui donne

$$D_i = \frac{MTBF}{MTBF+MTTR} \quad \text{III-25}$$

III.2.5.3.2.2 Disponibilité instantanée :

Pour un système avec l'hypothèse d'un taux de défaillance λ constante et d'un taux de réparation μ constant, la disponibilité instantanée est :

$$D(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad \text{III-26}$$

III.3 Conclusion :

Pour réduire le temps de panne des systèmes électromécaniques, il doit connaître la nature du défaut et leurs causes.

Dans ce chapitre, nous avons étudié plusieurs méthodes qui permettent d'analyser les défauts des systèmes, quelle que ces méthodes sont la méthode de la courbe ABC, La méthode FMD et la méthode d'AMDEC.

La courbe ABC a pour but d'extraire les éléments les plus tombent en panne pour les analyser, la méthode AMDEC a pour but de connaître le mode et la cause et la conséquence de défauts et la méthode FMD nous avons vu les différentes méthodes de calcul pour évaluer la fiabilité, la fonction de répartition et le taux de défaillance ainsi que les tests de vérification de ces méthodes.

On a défini et modélisé ces trois méthodes pour faciliter les calculs dans le chapitre suivant.

Chapitre IV

Présentation de l'entreprise

IV. Présentation de l'entreprise :

IV.1 Présentation SONELGAZ :

Dans le monde les besoins en énergie s'accroissent considérablement, La Société National d'Electricité et du Gaz SONELGAZ, SONELGAZ a pour Vocation : la production, le transport, distribution de l'énergie électrique et le transport et la distribution du gaz par canalisation. La continuité et la qualité (satisfaction des clients).

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 [35].

IV.1.1 Evolution :

En 1947 : Création de EGA : Electricité et Gaz Algérien.

En 1969 : Création de SONELGAZ : société nationale d'électricité et du gaz.

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.

2002/2005 : elle s'est caractérisée par la séparation des fonctions et (donc) création des filiales :

- ✓ SONELGAZ Production de l'électricité : SPE
- ✓ SONELGAZ Gestionnaire du réseau de transport de l'électricité qui a intégré à titre transitoire l'opérateur du système et l'opérateur du marché : GRTE
- ✓ SONELGAZ Gestionnaire du réseau de transport du gaz qui intègre l'opérateur du système et l'opérateur marché : GRTG
- ✓ Création de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz CREG
- ✓ Direction Générale Distribution Alger, Centre, Est, Ouest.
- ✓ Création du Centre de Recherche et de développement électrique et gazier : CREDEG.

2006/2009 : c'est une phase transitoire d'ouverture du marché, elle s'est caractérisée par :

- ✓ La phase de consolidation dont la création des filiales distribution :
 - SONELGAZ Distribution Alger
 - SONELGAZ Distribution Centre
 - SONELGAZ Distribution Est
 - SONELGAZ Distribution Ouest
- ✓ La mise en place de l'opérateur du système OS (séparation).
- ✓ La phase d'ouverture du marché [35].

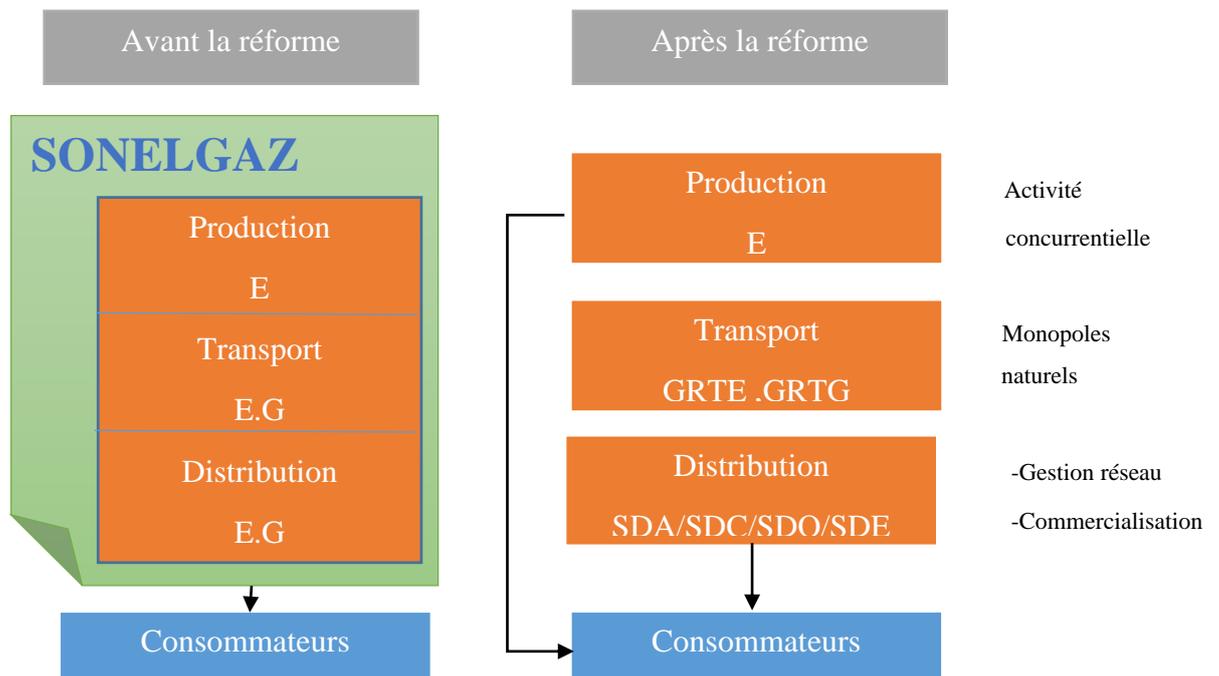


Figure IV.1:Evolution de SONELGAZ [35].

IV.2 Organisation GRTE :

Gestionnaire du Réseau de Transport Electrique, a pour mission d'assurer l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de transport de l'électricité en vue de garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve.

La réorganisation de Sone gaz Transport de l'Electricité est une opération engagée depuis l'année 2004 date de la création du GRTE comme filiale du groupe [35].

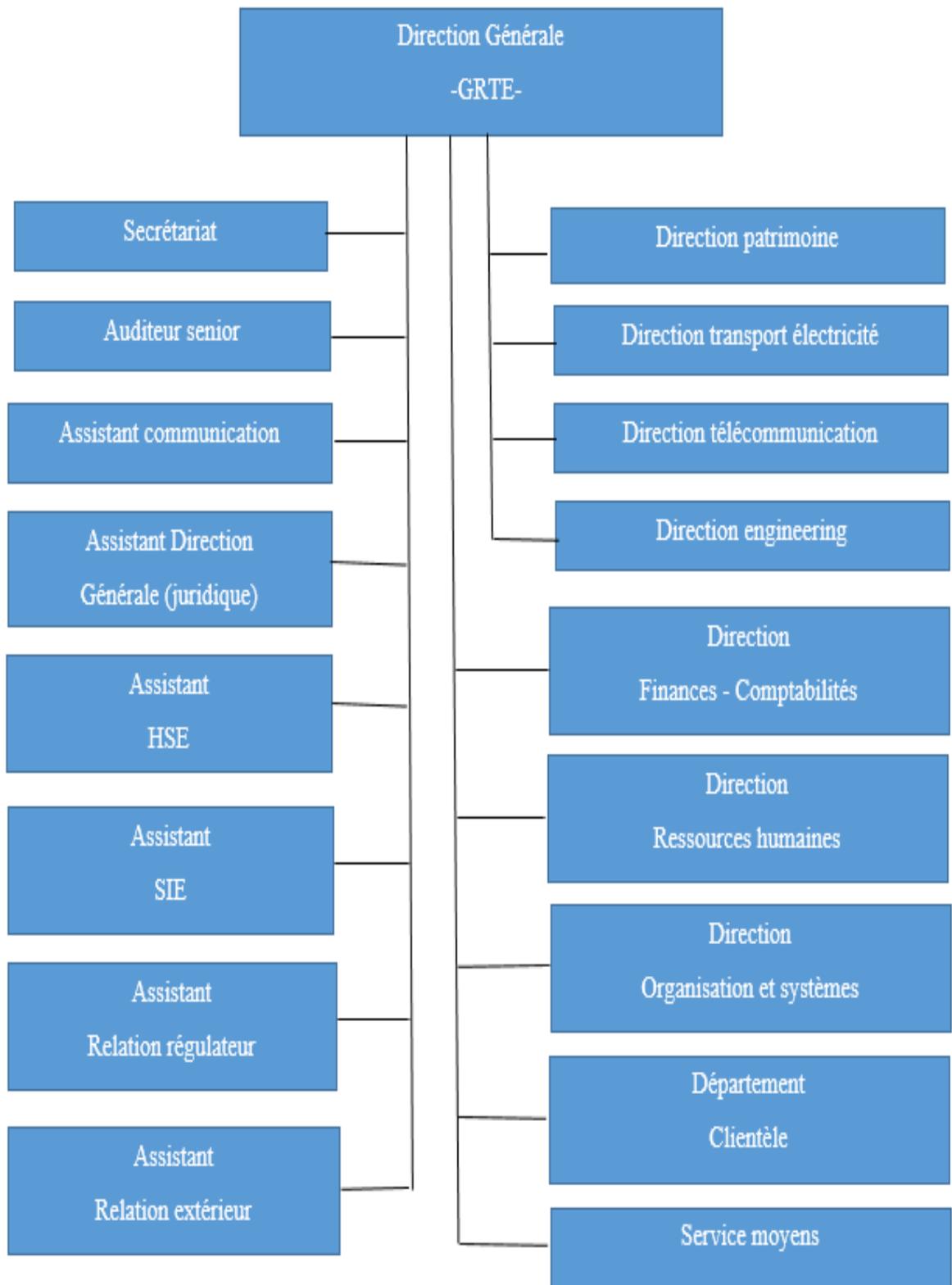


Figure IV.2: Organigramme générale de GRTE [35].

IV.2.1 Carte réseau de la région Hassi Messaoud :

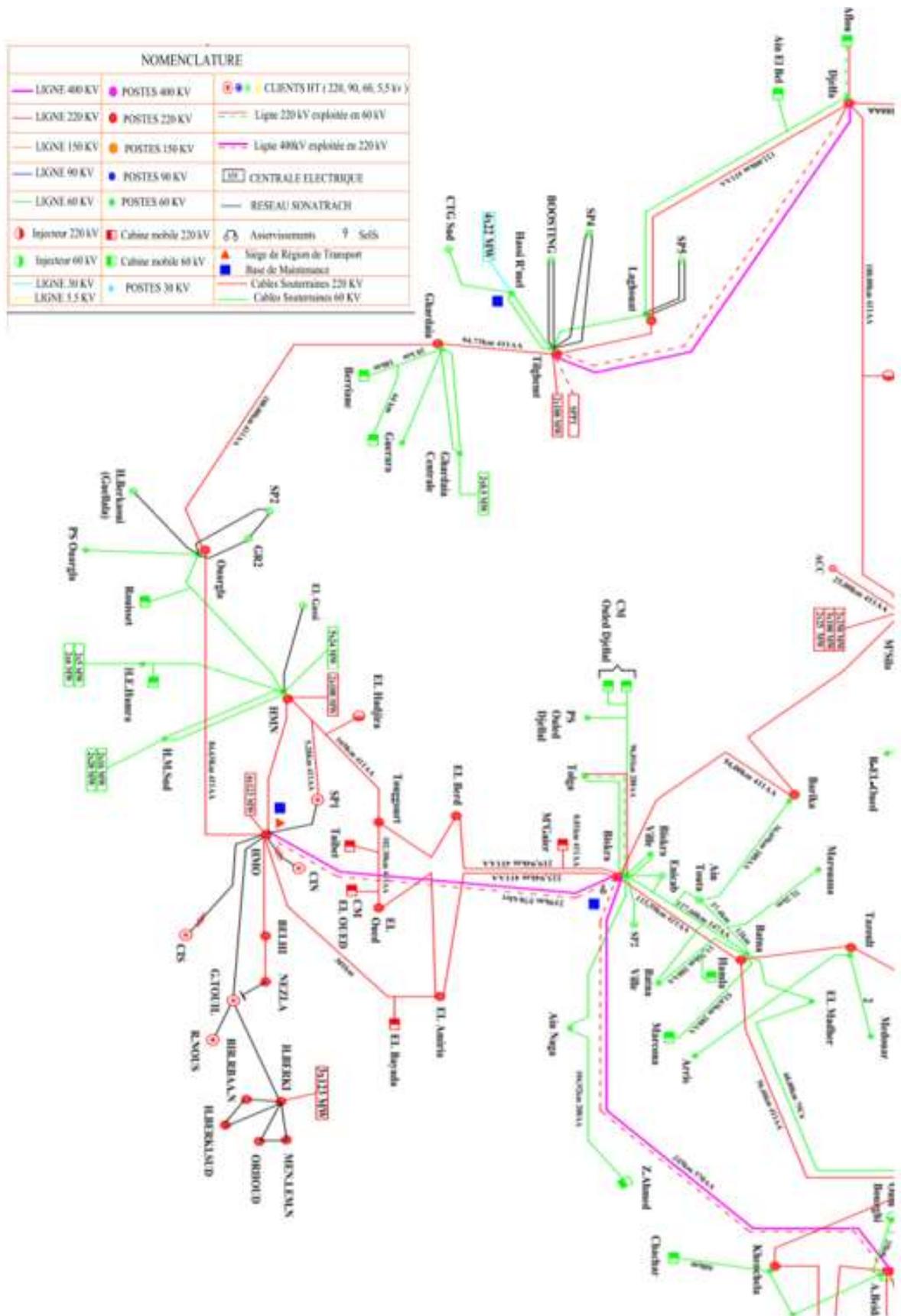


Figure IV.3: Carte réseau de la région Hassi Massoud [35].

IV.2.2 GRTE de poste Ghardaïa :

Le poste 220/60kV Ghardaïa est un poste classique type extérieur, gardienné, télécommandé à partir du PCG Ghardaïa et le CRC /HM, comprend trois niveau de tension 220/60/30kV appartient à la région du transport de électricité Hassi Messaoud, il permettra 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 220kV entre Hassi Messaoud et le nord du pays, il a été mis en service le 02/10/2002 avec la 1er Génération contrôle commande numérique type SINAUT (SIEMENS) [36].

IV.2.2.1 Plan de situation poste 220 /60/30kV :

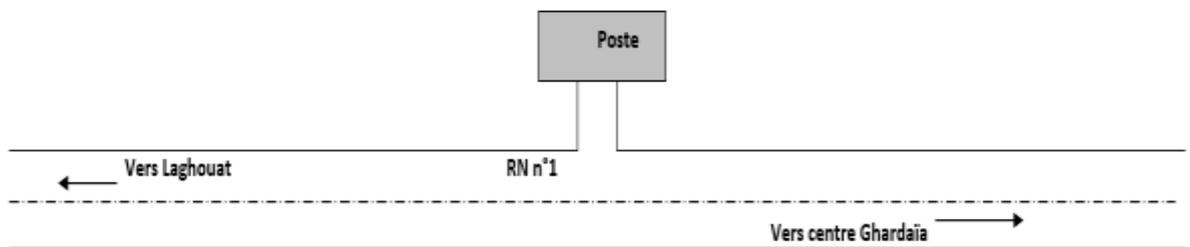


Figure IV.4:Plan de situation de poste de Ghardaïa [36].

IV.2.2.2 Description de poste de Ghardaïa :

La figure suivante représente la description de poste de Ghardaïa :

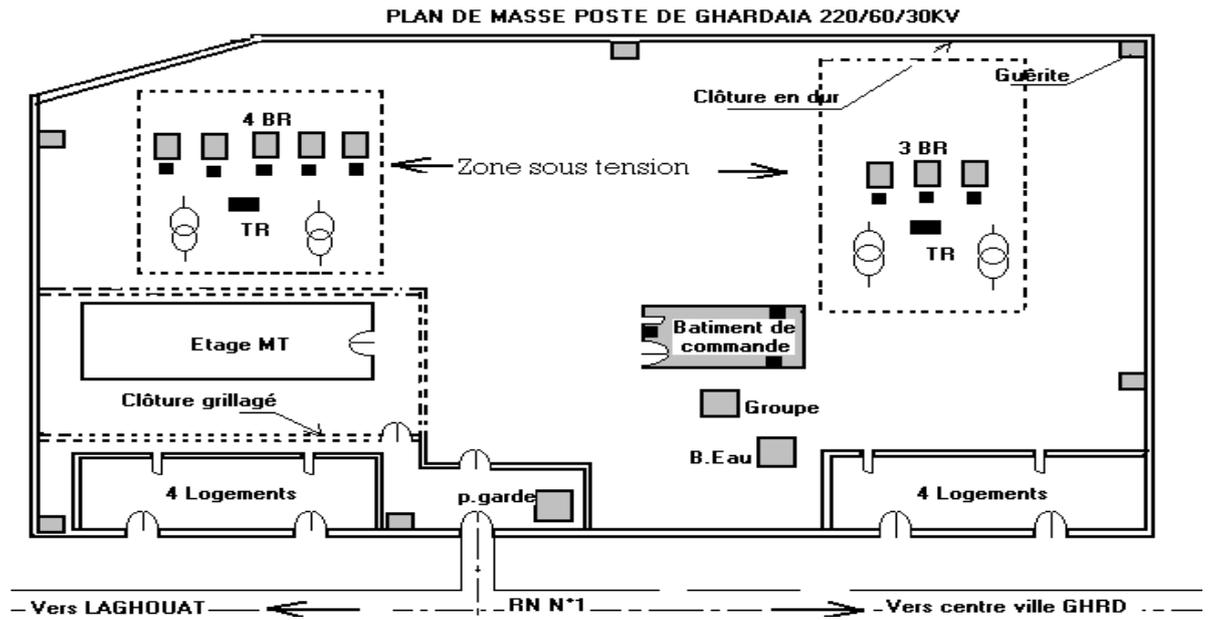


Figure IV.5:Description de poste Ghardaïa [36].

IV.2.2.3 Schéma unifilaire du poste :

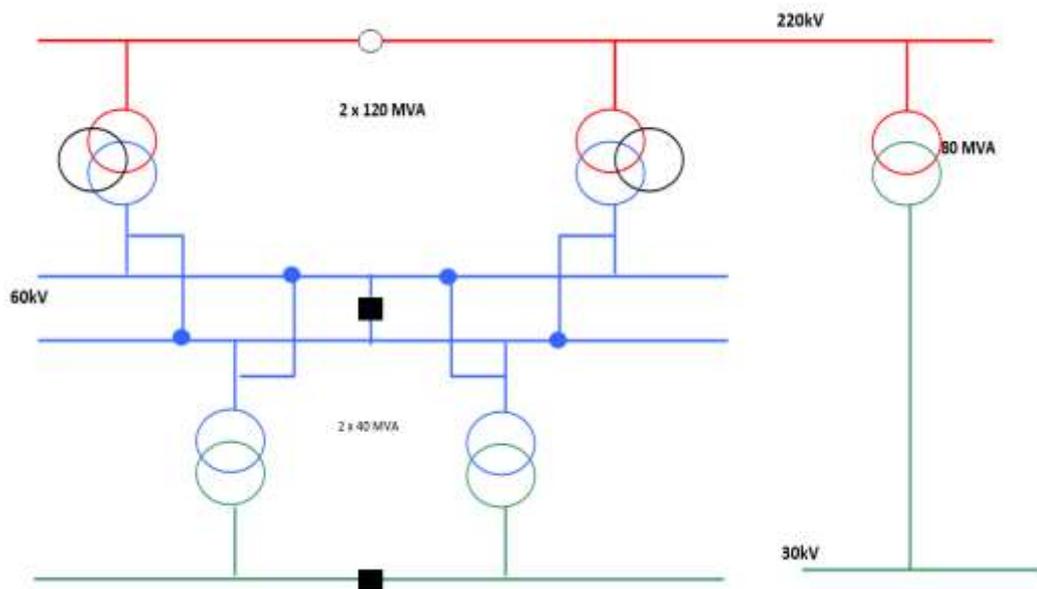


Figure IV.6:Schéma unifilaire du poste [36].

IV.3 Description des réseaux électrique :

IV.3.1 Le réseau de transport THT :

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centrales éloignées de production vers les centres de consommation.

C'est sur le réseau THT que sont en principe branchées les centrales de grandes puissances (>300 MW).

Les réseaux de transport constituent une vaste grille couvrant le territoire, à laquelle sont raccordées les sources et les utilisations (groupes, transformateurs). Chaque nœud A, B et C constitue un « poste d'interconnexion ». Ce poste est en général constitué par un collecteur principal appelé « jeu de barres » sur lequel se raccordent les lignes, au moyen d'appareils. Les protections de ces réseaux doivent être très performantes quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence.

IV.3.2 Le réseau de répartition HT :

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation qui sont :

- Soit du domaine privé avec l'accès au réseau de distribution MT.
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés la grande consommation (supérieur à 10 MVA) livrer directement en HT. Il s'agit essentiellement d'industriel tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire, ...

La structure de ces réseaux est généralement de types aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux.

IV.3.3 Le réseau de distribution MT :

Les utilisateurs peuvent être groupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes. Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie. Provenant de centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport.

Des lignes de distribution à moyenne tension (MT) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir, ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements.

IV.3.4 Le réseau de livraison BT :

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 380/220 V. Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs).

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

IV.4 Les postes électriques :

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

IV.4.1 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.

IV.4.2 Les postes de transformation :

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

IV.4.3 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.

Les actions élémentaires inhérentes aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installée dans le poste et qui permet :

- ✓ D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs.
- ✓ D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs.
- ✓ De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

Un ensemble de protection et d'automates contrôle les grandeurs électriques réduites, élaborées par des réducteurs de mesure (tension et courant principalement) et agit sur l'appareillage à haute tension afin d'assurer la conditions d'exploitation pour lesquelles le réseau a été conçu.

Nous retiendrons donc que par définition les appareils de coupure, ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à un départ, sont regroupés dans une cellule.

Un poste comporte donc autant des cellules que de départs qui sont raccordés à ses jeux de barres.

En outre, les jeux de barres sont susceptibles de constituer plusieurs nœuds électriques par l'ouverture de disjoncteurs, on appelle alors sommets d'un poste caractérise ainsi son aptitude à former des nœuds électriques.

IV.4.4 Les différents éléments de poste électrique :

On distingue parfois les éléments d'un poste en « éléments primaires » (les équipements haute tension) et « éléments secondaires » (équipements basse tension).

Parmi les équipements primaires, on peut citer :

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

Parmi les éléments secondaires on peut citer :

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

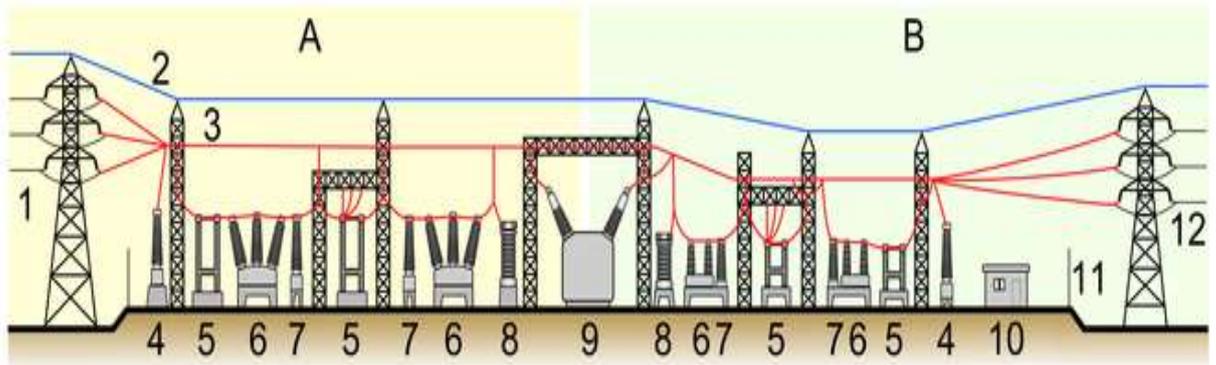


Figure IV.7: Les différents éléments dans un poste électrique.

A : coté primaire

B : coté secondaire

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

Chapitre V

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

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

V.1 Introduction :

Généralement, pour appliquer les outils d'analyse (FMD, courbe ABC et AMDEC), Il doit être choisi un système et son historique des pannes. Dans notre travail, nous avons choisi le transformateur de puissance 220 /60KV à cause de sa stratégie importante par rapport au réseau national et local THT/HT à Ghardaïa.

V.2 Historique des pannes du Transformateur de puissance 220 / 60 KV :

Le tableau suivant résume l'historique des pannes du transformateur de puissance N°1 du Poste GRTE Ghardaïa de l'année 2010 jusqu'à l'année 2019.

Tableau V-1:L'historique des pannes de la GRTE.

Rangs	N°	Motifs des arrêts		Date de début de panne	Date de fin de panne	Temps d'arrêt (h)
		Intervention suite anomalie	Action de Maintenance systématique			
1	1		Entretien annuelle	15/12/2011	17/12/2011	37
2	2	Disfonctionnement des ventilateurs		14/07/2012	14/07/2012	4
3	3	Fissure des jupes des isolateurs		24/12/2012	24/12/2012	1,5
4	4	Défaut niveau de la régulation TR		13/05/2013	13/05/2013	1
	5	Fuite d'huile au niveau de la Borne 220 / 60 KV PH0				21
5	6		Entretien annuelle	02/12/2013	04/12/2013	37
6	7	Blocage de régulateur (Blocage suite à un dur mécanique au niveau du régleur en charge)		17/08/2014	17/08/2014	1
7	8	anomalie au niveau du système de refroidissement (forcé)		25/11/2014	25/11/2014	8
	9	Surcharge thermique sur l'enroulement				34

8	10	Défaillance de thermostat		17/01/2015	17/01/2015	2
	11		Séchage d'huile			8
9	12	Baisse niveau d'huile au niveau de la borne 60KV Phase 8		02/11/2015	02/12/2015	25
10	13		Entretien annuelle	22/12/2015	24/12/2015	36
11	14	Disfonctionnement des ventilateurs		05/06/2016	05/06/2016	3
12	15	Anomalie au niveau de relais buchholz		21/11/2016	21/11/2016	8
	16	Blocage de régulateur (Blocage suite à un dur mécanique au niveau du régleur en charge)				1
13	17	pignon endommagé de l'engrenage du régleur en charge		08/04/2017	08/04/2017	31
	18	Fissure des jupes des isolateurs				2
14	19	Disfonctionnement des ventilateurs		31/08/2017	31/08/2017	4
15	20		Entretien annuelle	15/12/2017	17/12/2017	37
16	21	anomalie au niveau du système de refroidissement (forcé)		18/02/2018	18/02/2018	8
	22	Défaut au niveau de la régulation TR				1
17	23	Anomalie au niveau de relais buchholz		09/08/2018	09/08/2018	6
	24	Fuite d'huile au niveau du Radiateur				20
18	25	Défaillance de thermostat		01/12/2018	01/12/2018	2
19	26	Éclatement de la soupape de surpression		07/03/2019	07/03/2019	35
	27	Fissure des jupes des isolateurs				1,5
20	28	Disfonctionnement des ventilateurs		19/08/2019	19/08/2019	3
21	29		Entretien annuelle	10/12/2019	12/12/2019	37

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

V.3.1 La méthode de la courbe ABC :

Pour appliquer la méthode ABC, il faut d'abord classer en premier temps les pannes du transformateur de puissance par ordre décroissant en suite calculer leurs cumuls et leurs pourcentages et calculer en deuxième temps le cumul et le pourcentage de fréquence de panne comme il est montré dans ce tableau :

Tableau V-2:L'analyse ABC (Pareto).

Nº	Types des pannes	Fréquence	Temps d'arrêt (Heurs)	Cumul de fréquence	Cumul de Temps d'arrêt	Cumul de fréquence (%)	Cumul Temps d'arrêt (%)
1	Éclatement de la soupape de surpression	1	35	1	35	4,35	15,70
2	Surcharge thermique sur l'enroulement	1	34	2	69	8,70	30,94
3	pignon endommagé de l'engrenage du régleur en charge	1	31	3	100	13,04	44,84
4	Baisse niveau d'huile au niveau De la Borne 60KV Phase 8	1	25	4	125	17,39	56,05
5	Fuite d'huile au niveau de la Borne 60 KV PH0	1	21	5	146	21,74	65,47
6	Fuite d'huile au niveau du Radiateur	1	20	6	166	26,09	74,44
7	anomalie au niveau du système de refroidissement (forcé)	2	16	8	182	34,78	81,61
8	Disfonctionnement des ventilateurs	4	14	12	196	52,17	87,89
9	Anomalie au niveau de relais buchholz	2	14	14	210	60,87	94,17
10	Fissure des jupes des isolateurs	3	5	17	215	73,91	96,41

11	Défaut au niveau de la régulation	2	2	19	217	82,61	97,31
12	Défaillance de thermostat	2	4	21	221	91,30	99,10
13	Blocage de régulateur (Blocage suite à un dur mécanique au niveau du régleur en charge)	2	2	23	223	100,00	100,00

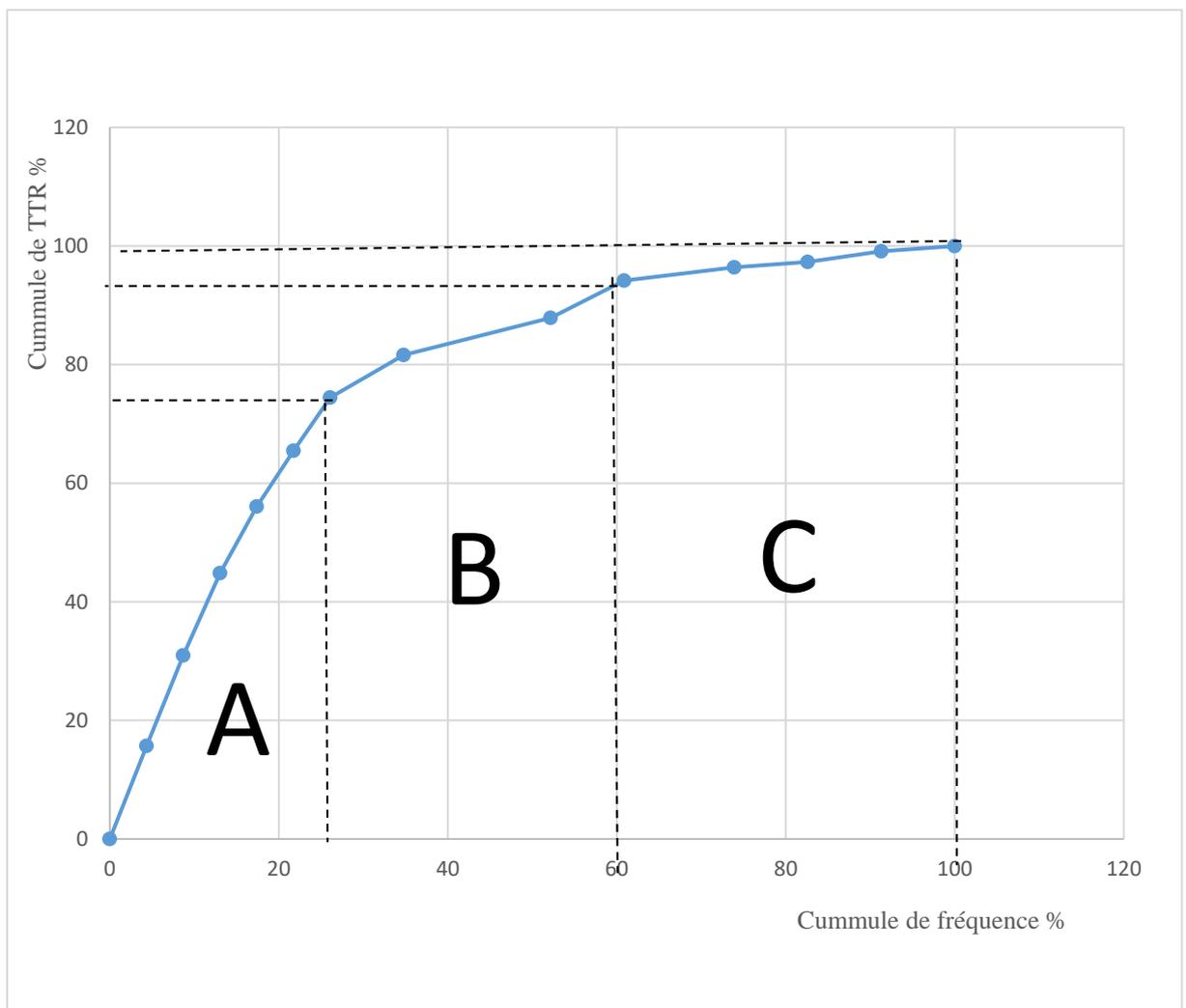


Figure V.1:La courbe d' ABC.

V.3.1.1 Interprétation de la courbe :

D'après la courbe, il y a trois zones :

La zone A : elle représente 74,44 % des heures d'arrêt représentent 26,09 % des défaillances, c'est la Zone la plus importante. Cette zone contient les éléments les plus perturbés :

Les bornes (60KV Phase 8 et phase 0), Les soupape de pression, Les pignons d'engrenage du régulateur en charge et le radiateur.

La zone B : dans cette zone 19,73% des heures d'arrêt représente 34,78% des défaillances, c'est une zone contient des éléments moins perturbés par rapport aux éléments de la zone A :

Ventilateur et Relais de buchholz.

La zone C : dans cette zone 5,84% des heures d'arrêt représentent 39,13 % des défaillances, elle contient les éléments les moins perturbés par rapport aux deux autres zones.

Les éléments de la zone C : Les jupes, Les régulateur et Les thermostat.

V.3.2 L'analyse FMD :

V.3.2.1 La fiabilité :

Le tableau suivant comporte les TBF classés par ordre croissant, et les valeurs de $F(t)$ calculées par la méthode des ranges moyen donc $F(t) = \frac{N_i}{N+1}$ (Dans notre cas $20 < N = 21 < 50$)

Nous avons utilisé le papier de Weibull pour tracer la courbe $F(t)$ en fonction de TBF :

Tableau V-3: Estimation de la fonction de répartition.

Rang	TBF	F(t)
1	1182	0,04545455
2	1256	0,09090909
3	1546,5	0,13636364
4	2289	0,18181818
5	2384	0,22727273
6	2541	0,27272727
7	2680	0,31818182
8	2724	0,36363636
9	3285	0,40909091
10	3313	0,45454545
11	3356	0,5

12	3905	0,54545455
13	3921	0,59090909
14	3945	0,63636364
15	4063	0,68181818
16	4119	0,72727273
17	4943	0,77272727
18	5074	0,81818182
19	5960,5	0,86363636
20	6953	0,90909091
21	8370	0,95454545

La figure suivante illustre la représentation graphique de la fonction de répartition sur le papier de Weibull

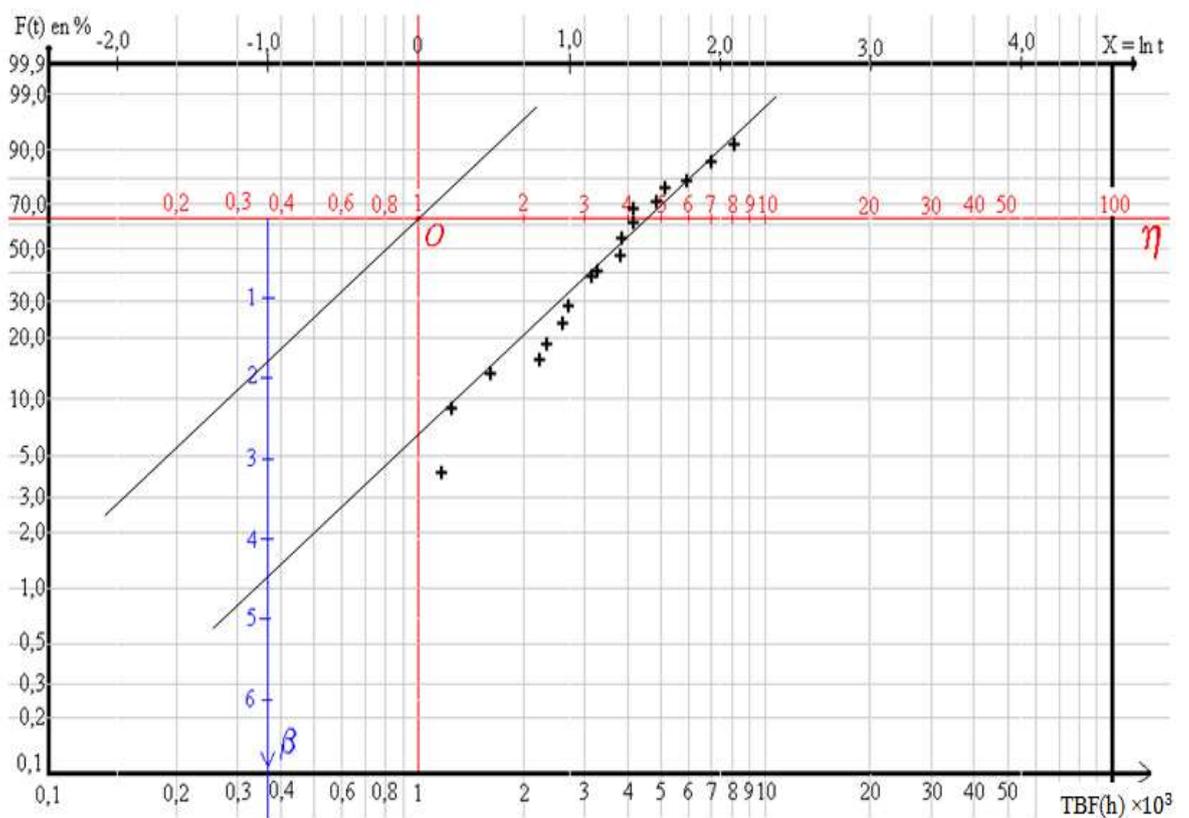


Figure V.2: Papier fonctionnel de Weibull.

D'après la courbe de la figure (V.2), on peut extraire les paramètres de la loi de Weibull pour calculer la fonction de répartition théorique $F(t)$. Le calcul de $F(t)$ a pour but de choisir le modèle adéquat (acceptable). Les valeurs de ces paramètres sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau V-4: les paramètres de la loi de Weibull.

Paramètre	Valeurs
Beta β	1,85
Paramètre A	0,8882
Eta η	4350
Gamma γ	0
MTBF	3863,67 h

Pour vérifier l'acceptation de la loi du calcul de différentes fonctions telles que la fiabilité, la densité de probabilité, la fonction de répartition et le taux de défaillance, on utilise le test de KOLMOGOROV-SMIRNOV.

Test KOMOGOROV – SMIRNOV :

L'idée de ce test est de comparer la fonction réelle de répartition des défaillances par la fonction de répartition théorique.

Il consiste à mesurer l'écart point par point entre ces deux fonctions :

$$D_{ni} = |F_e(t_i) - F(t_i)|$$

Où :

$F(t_i)$ est la fonction de répartition réelle ; elle peut être obtenue par la méthode des rangs moyens :

$$F(t_i) = \frac{\sum n_i}{n+1}$$

$F_e(t_i)$ est la fonction de répartition théorique donné par l'équation suivante :

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

On montre que

$$D_{ni} = \text{Max} |F_e(t_i) - F(t)|$$

Suit une loi ne dépendant que de η et on écrit que:

$$D_{ni} = P(\text{Max} | F(t_i) - F(t) | D_n, \alpha) = 1 - \alpha$$

La valeur de D_n est donnée par le tableau de KOMOGOROV – SMIRNOV. Les résultats de comparaison entre les deux fonctions de réparation sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau V-5: La fiabilité et la fonction de répartition.

Rang	TBF	F(T)	Fe(t)	$D_{ni} = F_e(t_i) - F(t) $
1	1182	0,04545455	0,08586	0,04040545
2	1256	0,09090909	0,09556	0,00465091
3	1546,5	0,13636364	0,13723	0,00086636
4	2289	0,18181818	0,26279	0,08097182
5	2384	0,22727273	0,28015	0,05287727
6	2541	0,27272727	0,30918	0,03645273
7	2680	0,31818182	0,33514	0,01695818
8	2724	0,36363636	0,34338	0,02025636
9	3285	0,40909091	0,44834	0,03924909
10	3313	0,45454545	0,45351	0,00103545
11	3356	0,5	0,46142	0,03858
12	3905	0,54545455	0,55914	0,01368545
13	3921	0,59090909	0,56187	0,02903909
14	3945	0,63636364	0,56595	0,07041364
15	4063	0,68181818	0,58579	0,09602818
16	4119	0,72727273	0,59505	0,13222273
17	4943	0,77272727	0,71824	0,05448727
18	5074	0,81818182	0,73539	0,08279182
19	5960,5	0,86363636	0,83319	0,03044636
20	6953	0,90909091	0,90757	0,00152091
21	8370	0,95454545	0,96513	0,01058455

Le tableau V.5 montre que $D_{\max} = 0,13222273$ et d'après le tableau de KOMOGOROV – SMIRNOV:

$$D_{n,\alpha} = D_{16,0,05} = 0,32733$$

$D_{n,\max} < D_{16,0,05}$ implique que le modèle de Weibull est acceptable.

La figure ci-dessous représente la fonction de répartition en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF).

Nous avons développé le programme de Microsoft office Excel pour représenter graphiquement les modèles mathématiques de fonction de répartition, de fiabilité, de densité de probabilité, du taux de défaillance, de maintenabilité et de disponibilité. Les paramètres d'entrée de ce programme sont :

- ✓ Le temps de bon fonctionnement (TBF)
- ✓ Le temps de réparation (TTR)
- ✓ Les paramètres de Weibull (β , η et γ)
- ✓ Le nombre des TBF (n)

Courbe de la Fonction de répartition $F(t)$:

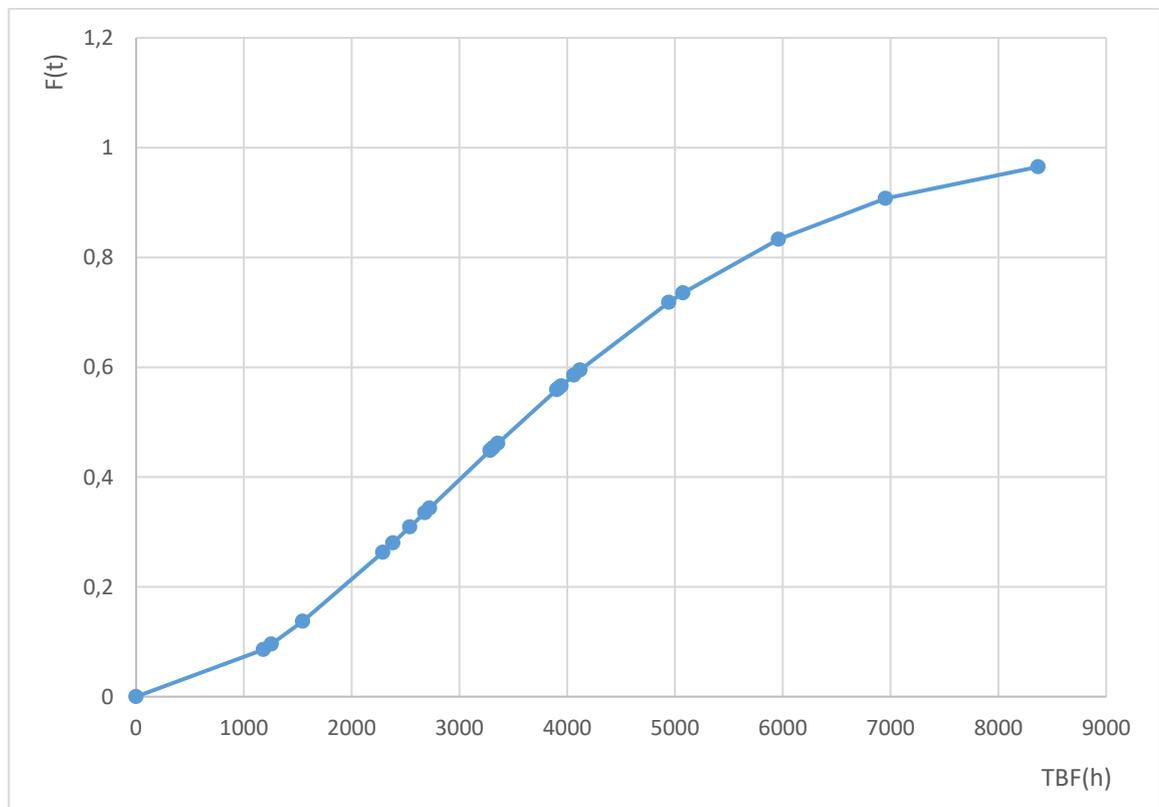


Figure V.3:Fonction de répartition $F(t)$.

La figure V.3 illustre la fonction de répartition $F(t)$ en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF). On observe d'après cette courbe que la fonction de répartition augmente avec l'augmentation du temps de bon de fonctionnement (TBF).

V.3.2.1.1 Calculs de la fiabilité, de la densité probabilité et le taux de défaillance :

Le tableau IV.6 est résumé les calculs de fiabilité, de densité de probabilité et du taux de défaillance.

Tableau V-6: Calculs de la fiabilité, du temps de défaillance et de la densité de probabilité.

TBF	$f(t)$	$R(t)$	$\lambda(t)$
1182	0,00012649	0,91414	0,00013837
1256	0,00013194	0,90444	0,00014588
1546,5	0,00015083	0,86277	0,00017482
2289	0,00018128	0,73721	0,0002459
2384	0,00018339	0,71985	0,00025476
2541	0,00018603	0,69082	0,00026929
2680	0,00018753	0,66486	0,00028206
2724	0,00018785	0,65662	0,00028609
3285	0,00018575	0,55166	0,00033671
3313	0,00018537	0,54649	0,0003392
3356	0,00018475	0,53858	0,00034303
3905	0,00017253	0,44086	0,00039136
3921	0,00017208	0,43813	0,00039276
3945	0,00017138	0,43405	0,00039485
4063	0,0001678	0,41421	0,0004051

4119	0,00016601	0,40495	0,00040995
4943	0,00013537	0,28176	0,00048044
5074	0,00013006	0,26461	0,0004915
5960,5	9,4316E-05	0,16681	0,00056541
6953	5,9754E-05	0,09243	0,00064648
8370	2,649E-05	0,03487	0,00075969

Les figures suivantes (Fig. V.4, V .5, V.6) illustre successivement les courbes de fiabilité, de densité de probabilité et du temps de défaillance.

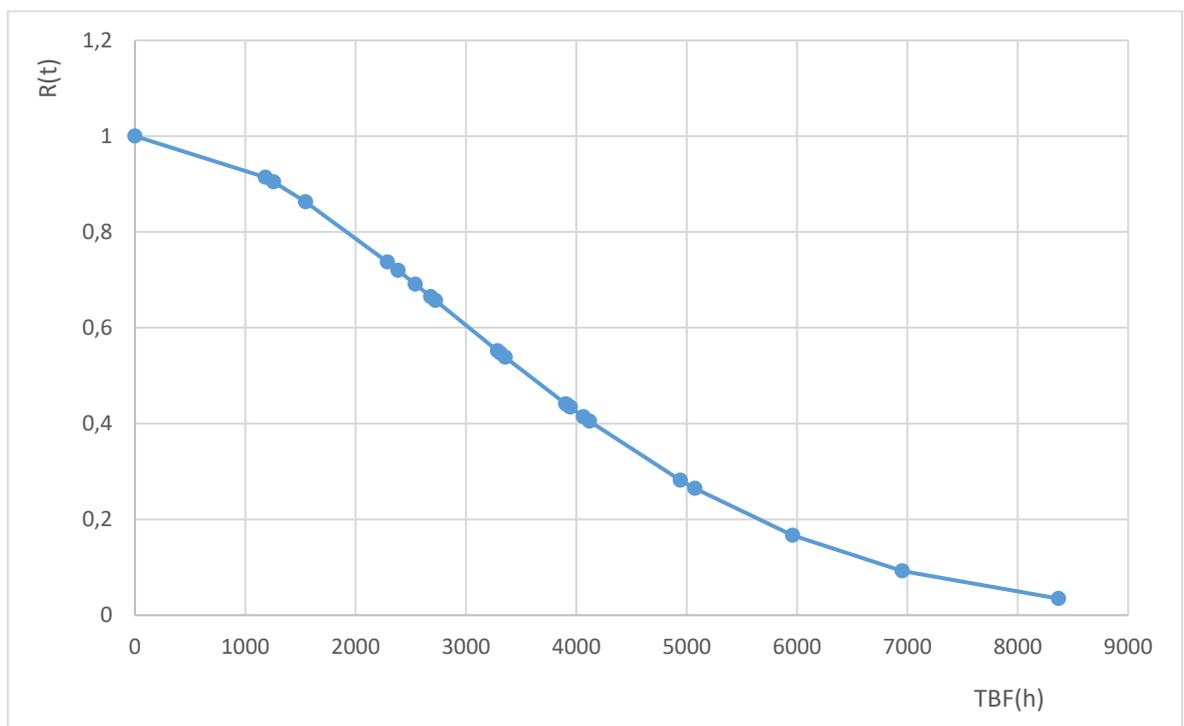
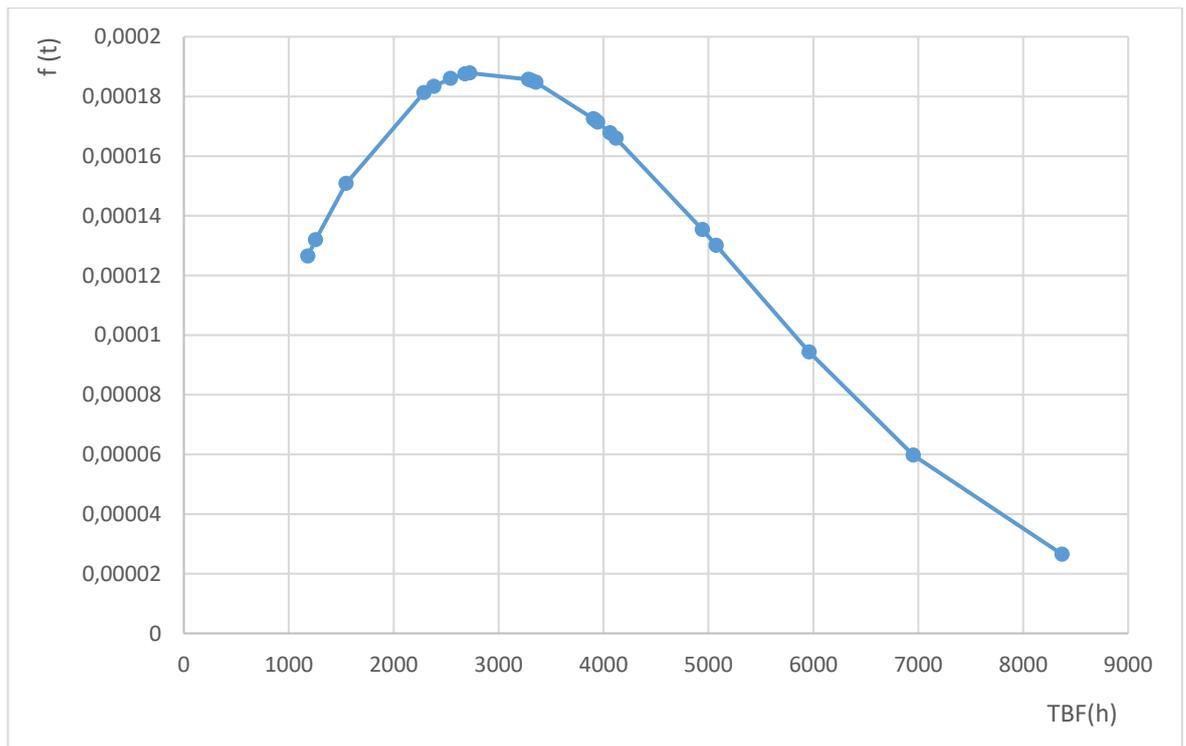
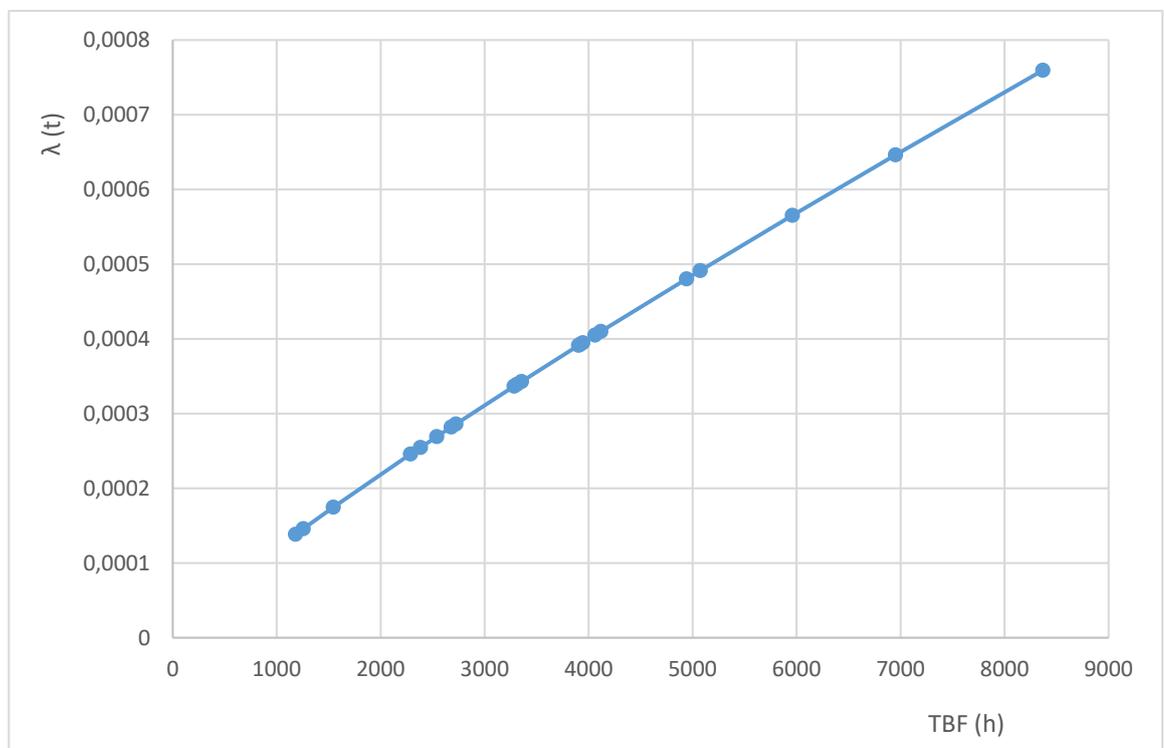


Figure V.4:La fonction de fiabilité $R(t)$.

La figure. V.4 illustre la fonction de fiabilité $R(t)$ en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF), on remarque à partir de cette courbe que la fiabilité après 2724 heures est inversement proportionnelle au temps.

Figure V.5:Densité de probabilité $f(t)$.

La Figure. V.5 présente la densité de probabilité $f(t)$ en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF).

Figure V.6:Taux de défaillance $\lambda(t)$.

La Figure. V.6 présente la proportionnalité du Taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction du temps de bon fonctionnement (TBF).

V.3.2.1.2 Interprétation des courbes :

Calcul de MTBF et $R(t)$:

D'après les calculs et la forme de la courbe de la fonction de fiabilité $R(t)$ nous avons remarqué que la fiabilité est inversement proportionnelle au temps et cela due à :

- ✓ La mauvaise exploitation (non-respect des consignes d'exploitation recommandé par le constructeur).
- ✓ Réalisation d'un mauvais planning de maintenance préventives
- ✓ Manque d'expérience et de compétence des techniciens d'exploitation et de maintenance
- ✓ Dégradation des composants.

On a la moyenne des temps de bon fonctionnement **MTBF = 3863,67 h**, alors la fiabilité est :

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

$$R(t) = e^{-\left(\frac{3863,67}{4350}\right)1,85} = \mathbf{44,79\%}$$

La fonction de répartition $F(t)$:

La fonction de répartition est inversement proportionnelle à la fiabilité. Elle indique la mauvaise exploitation et maintenance appliqué pour ce transformateur, ce qui nous oblige à changer la politique de maintenance et à sensibiliser les exploitants pour respecter judicieusement les consignes d'exploitations.

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

$$F(t) = 0,55204 = \mathbf{55,20\%}$$

La densité de probabilité $f(t)$:

L'intérêt de cette fonction est de voir comment se distribuent les défaillances enregistrées et leur réparation autour de la moyenne de tenue d'un matériel. Dans notre étude et d'après la courbe enregistrée, nous pouvons constater qu'à partir 2724h de l'intervalle de TBF étudié et

jusqu'à ce jour, nous pouvons dire que le transformateur est dans la zone de maturité de la courbe de bain car après ce moment, nous remarquons bien que la courbe de la densité de défaillance décroît progressivement d'une façon presque négligeable (constante) et cela vient par l'expérience acquise des exploitant et des maintenancier

Ce qui signifie que les pannes se minimisent du temps pour qu'elle reste presque stable quel que soit le temps. Pour :

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

$$f(t) = \frac{1,85}{4350} \left(\frac{3863,67}{4350} \right)^{0,85} e^{-\left(\frac{3863,67}{4350} \right)^{1,85}} = \mathbf{0,00017}$$

La fonction du taux de défaillance $\lambda(t)$:

D'après la courbe de $\lambda(t)$ enregistrée, nous pouvons constater que le taux de défaillances croît avec le temps et cela à cause de la mauvaise politique de maintenance appliquée sur ce transformateur.

Nous avons calculé le taux de défaillance $\lambda(t)$ par cette formule :

$$\lambda(MTBF) = \left(\frac{\beta}{\eta} \right) \left(\frac{MTBF - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} = \left(\frac{1,85}{4350} \right) \left(\frac{3863,67}{4350} \right)^{0,85} = \mathbf{0,00038 h^{-1}}$$

V.3.2.2 La maintenabilité

La fonction de maintenabilité est donnée par la relation suivante :

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

Le taux de réparation est exprimé par :

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

$$\text{Avec } MTTR = \frac{\sum TTR}{N'} = \frac{415}{29} = 14,31 \text{ h}$$

$$\text{Donc } \mu = 0,070 \text{ h}^{-1}$$

Le tableau ci-dessous résume la maintenabilité pour l'historique des pannes précédent

Tableau V-7:Le calcul de la maintenabilité.

Nº	Temps de réparation (h)	M(t)
1	1	0,06760618
2	1	0,06760618
3	1	0,06760618
4	1	0,06760618
5	1,5	0,09967548
6	1,5	0,09967548
7	2	0,13064176
8	2	0,13064176
9	2	0,13064176
10	3	0,18941575
11	3	0,18941575
12	4	0,24421626
13	4	0,24421626
14	6	0,34295318
15	8	0,42879094
16	8	0,42879094
17	8	0,42879094
18	8	0,42879094

19	20	0,75340304
20	21	0,77007451
21	25	0,82622606
22	31	0,88582238
23	34	0,90744942
24	35	0,91370641
25	36	0,91954039
26	37	0,92497996
27	37	0,92497996
28	37	0,92497996
29	37	0,92497996

Le tableau V.8 permet de présenter la fonction de maintenabilité en fonction des temps de réparation comme illustré la figure suivante.

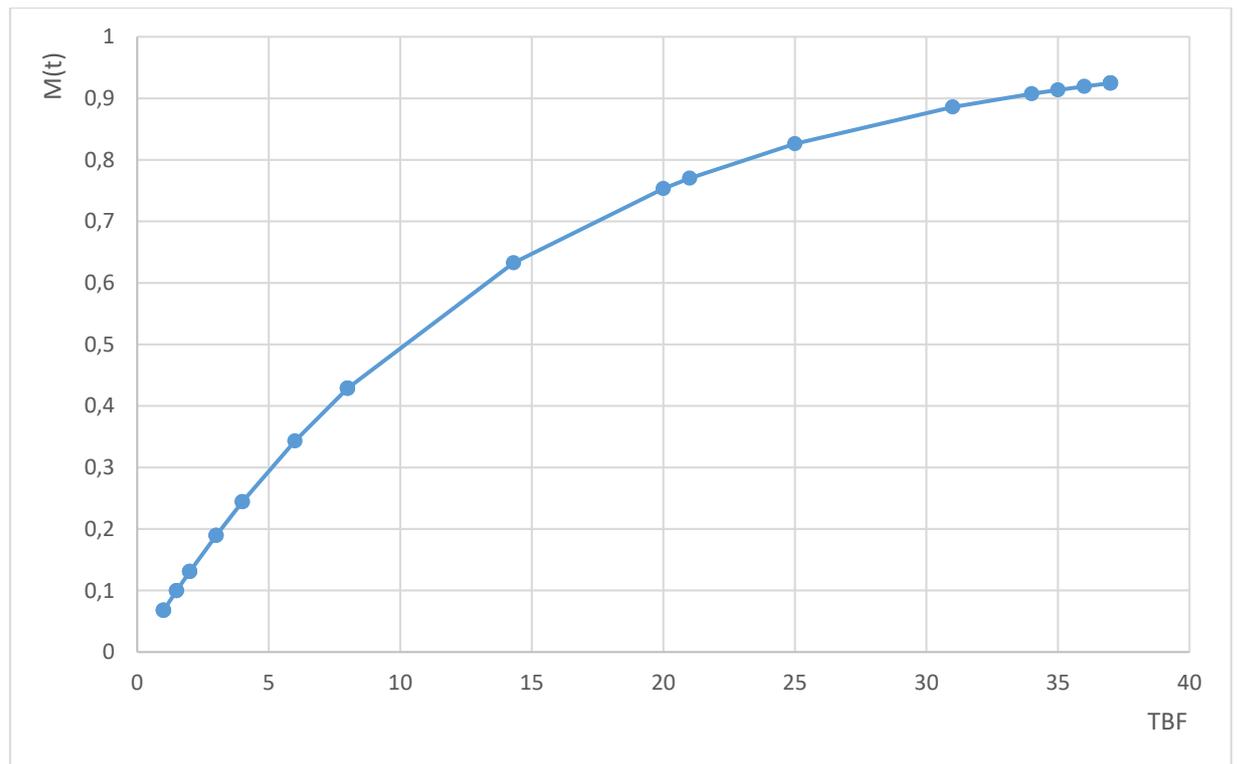


Figure V.7:La courbe de maintenabilité.

La figure V. 8 montre la maintenabilité en fonction des temps de réparation (TTR), on remarque d'après cette figure que la maintenabilité augmente avec l'augmentation du temps de réparation (TTR).

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

$$M(t) = 0,6327$$

V.3.2.3 Disponibilité :

V.3.2.3.1 Disponibilité intrinsèque au asymptotique :

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

Avec :

$$MTBF = \frac{\sum TBF}{N} = \frac{77810}{21} = 3705,24 \text{ h}$$

$$MTTR = \frac{\sum TTR}{N'} = \frac{415}{29} = 14,31 \text{ h}$$

Alors :

$$D_i = 0,996$$

V.3.2.3.2 Disponibilité instantanée :

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

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} = 0,000269 \text{ h}^{-1}$$

$$\mu = \frac{1}{MTTR} = 0,070 \text{ h}^{-1}$$

$$\lambda + \mu = 0,070269 \text{ h}^{-1}$$

$$D(t) = \frac{0,07}{0,070269} + \frac{0,000269}{0,070269} e^{-(0,070269)TTR}$$

Tableau V-8: Tableau de disponibilité instantané.

TTR	D(t)
1	0,99974023
1	0,99974023
1	0,99974023
1	0,99974023
1,5	0,99961704
1,5	0,99961704
2	0,99949809
2	0,99949809
2	0,99949809
3	0,99927239

3	0,99927239
4	0,99906199
4	0,99906199
6	0,99868307
8	0,99835382
8	0,99835382
8	0,99835382
8	0,99835382
20	0,9971108
21	0,99704708
25	0,99683263
31	0,99660531
34	0,99652293
35	0,9964991
36	0,9964769
37	0,9964562
37	0,9964562
37	0,9964562
37	0,9964562

Les résultats de calculs de la disponibilité instantanée sont illustrés par la figure suivante :

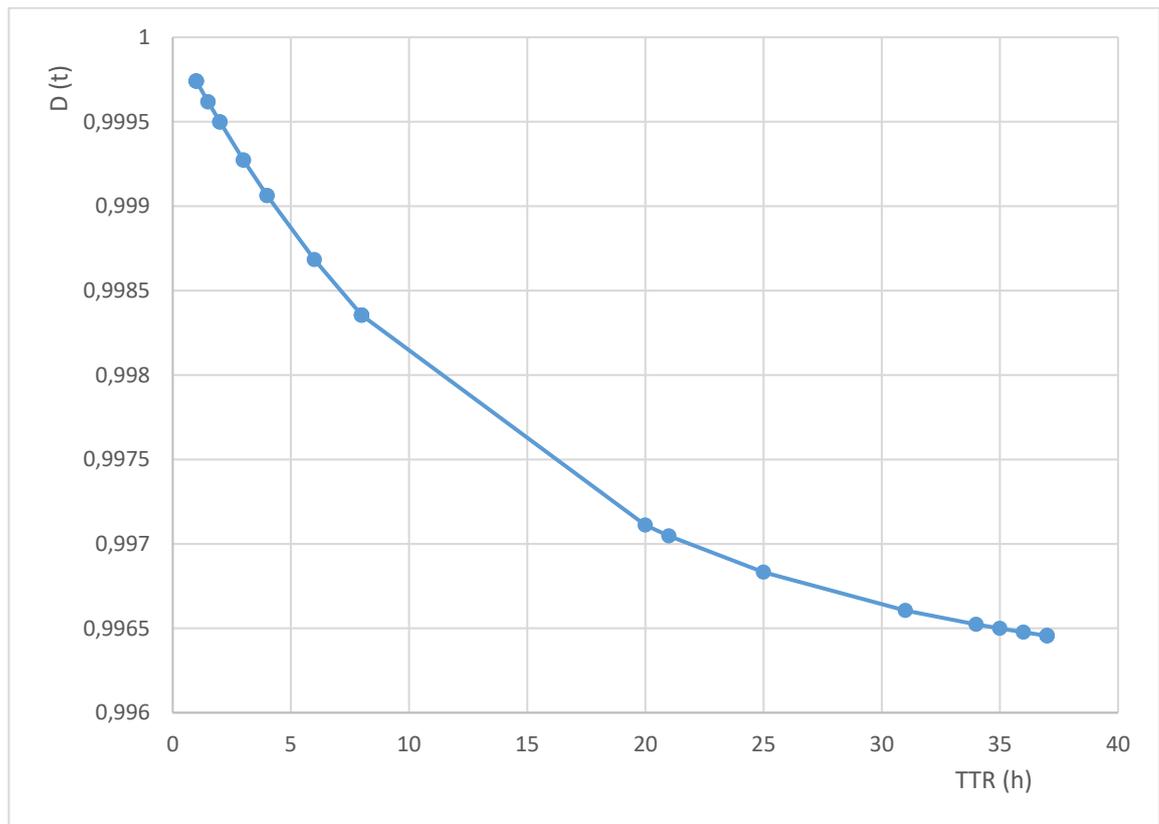


Figure V.8: La Courbe de disponibilité instantanée.

La figure II.9 montre la disponibilité intrinsèque en fonction du temps de réparation. D'après cette figure, on remarque que la disponibilité diminue avec l'augmentation du temps de réparation, ce qui résulte que la maintenance appliquée actuellement sur le transformateur de puissance étudié est jugée aléatoire et du type correctif.

V.3.2.3.3 Disponibilité intrinsèque théorique :

On peut calculer la disponibilité intrinsèque théorique par l'équation suivante :

$$D(t) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$D(t) = \frac{3705,24}{3705,24 + 14,31} = 0,9963 = 99,63\%$$

V.3.3 AMDEC (Analyse des Modes de Défaillance de leurs Effets et de leurs Criticités) :

Indice de Gravité :

Niveau de G	Définitions
1	-Arrêt de production inférieur à 2 heure. -Aucune dégradation notable du matériel.
2	-Arrêt de production de 2à 5 heures, ou repos possible d'intervention. -Remise en état de courte durée ou petite réparation sur place nécessaire
3	-Arrêt production supérieur à 5 heures. -Intervention importante sur sous ensemble.
4	-Arrêt de production supérieur à 24 heures. -Intervention lourde nécessaire des moyens couteux. -Problème de sécurité du personnel ou l'environnement.

Indice de Fréquence :

Niveau de F	Définitions
1	mois d'une défaillance par 2 ans.
2	mois d'une défaillance par année.
3	mois d'une défaillance par trimestre.
4	plusieurs défaillances par mois.

Indice de Détection :

Niveau de D	Définitions
1	-Signe avant-coureur évident d'une dégradation.
2	-Signe avant-coureur de la défaillance facilement détectable mais nécessitant une action particulière de l'opérateur (visite, contrôle, visuel...).

3	-Signe avant-coureur de la défaillance difficilement détectable, peu exploitable au nécessitant une action au des moyens complexes (démontage, appareillage...).
4	-Aucun signe avant-coureur de la défaillance.

Indice de Criticité :

Niveau de C	Définition
$C < 10$	mise sous correctif.
$10 < C \leq 20$	mise sous préventive.
$20 < C \leq 32$	recherche d'amélioration.
$32 < C \leq 64$	reprendre la conception

V.3.3.1 Tableau AMDEC :

Pour compléter le tableau de l'AMDEC il faut en premier temps d'extraire les modes, les causes et les effets de chaque défaillance, Afin de calculer la criticité il doit noter tous les anomalies par les valeurs des indices de criticité (la fréquence, non détectabilité et la gravité).

Tableau V-9 :L'analyse AMDEC.

Tableau – Feuille d'analyse AMDEC								
Direction Transport Electricité REGION : HASSI MESSAOUD PCG de : Ghardaïa Poste : 220/60kV Equipement : Transformateur de puissance 220 /60 KV								
ORGANE	FONCTION	MODE DE DEFAILLANCE	CAUSE DE DEFAILLANCE	EFFET DE DEFAILLANCE	INDICES DE CRITICITE			
					F / 4	G / 4	D / 4	C / 64
Radiateur	Refroidissement	Fuite d'huile au niveau du Radiateur	fissure du radiateur	Diminution de l'isolement et donc Echauffement anormale du transformateur.	1	3	3	9
Borne	Permettre de connecter le				1	3	4	12

(traversée)	transformateur au réseau d'une part et à l'utilisateur d'autre part	Fuite d'huile au niveau de la Borne 220 / 60 KV Phase 0	Desserrage suite vibration transformateur.	amorçage de la borne				
		Baisse niveau d'huile au niveau de la Borne 60KV Phase 8			1	3	4	12
jupe		Fissure des jupes des traversée	-Changement climatique -Vibration du transformateur.	amorçage de la borne	1	1	2	2
régleur en charge	régulation de la tension	Pignon endommagé de l'engrenage du régleur en charge	-Perturbation anormale chute de tension ou surtension de la tension -Dur mécanique	Arrêt du régulateur en charge = Arrêt transformateur	1	4	3	12

		Blocage de régulateur (Blocage suite à un dur mécanique au niveau du régleur en charge)	<ul style="list-style-type: none"> -Défaut interne du régulateur. -Fusible du transformateur de puissance défectueux. - Tension très basse. -Problème électrique au niveau de la commande ou mécanique (dur mécanique). 	Arrêt du régulateur en charge = Arrêt transformateur	1	1	3	3
		Défaut au niveau de la régulation transformateur	<ul style="list-style-type: none"> -Défaut interne du régulateur. -Fusible du transformateur de puissance défectueux. -Tension très basse. -Problème électrique au niveau de la commande ou mécanique (dur mécanique) 	Arrêt du régleur en charge = Arrêt TR	1	1	3	3
Huile isolante	Refroidissement Isolement		Arrêt des pompes	- Insuffisance	1	3	4	12

		Anomalie au niveau du système de refroidissement (forcé)		de refroidissement. -Echauffement anormale (TR = l'arrêt).				
		Eclatement de la soupape de surpression	-Court-circuit interne -création des gaz dans l'huile	-Surpression -risque d'explosion	1	4	3	12
Relais buchholz	Protection interne du transformateur contre un défaut interne	Anomalie au niveau du relais buchholz	- Détérioration des contacts du relais. - Défaillance du flotteur. (Vibration ou mal fabrication)	incident grave sur transformateur	1	3	3	9
ventilateur	Refroidissement	Disfonctionnement des ventilateurs	- Bobine de moteur grillée. - Mauvaise contacte balais - Défaut de relais. - Défaut de thermostat. - Rupture des pales de ventilateur.	Echauffement anormale du transformateur = arrêt transformateur.	1	2	3	6

Thermostat	Protection interne du transformateur contre l'échauffement anormal	Disfonctionnement de thermostat	-Usure de contact du thermostat -Défaut sonde	Incident grave sur transformateur	1	1	2	2
Enroulement	Changement de niveau de tension	Surcharge thermique sur transformateur	-Défaut interne	Arrêt de transformateur	1	4	3	12

V.3.3.2 Classification des éléments par leur criticité :

Tableau V-10:Tableau d'AMEC.

Les anomalies	criticité	Maintenance appliquée
Anomalie au niveau du système de refroidissement (forcé)	12	Maintenance préventive.
Baisse niveau d'huile au niveau De la Borne 60KV Phase 8	12	
Fuite d'huile au niveau de la Borne 60 KV PH0	12	
Pignon endommagé de l'engrenage du régleur en charge	12	
Surcharge thermique sur transformateur	12	
Eclatement de la soupape de surpression	12	
Fuite d'huile au niveau du Radiateur	09	Maintenance correctif.
Anomalie au niveau du relais buchholz	09	
Disfonctionnement des ventilateurs	06	
Blocage de régulateur (Blocage suite à un dur mécanique au niveau du régleur en charge)	03	
Défaut au niveau de la régulation transformateur	03	
Fissure des jupes des Isolateurs	02	
Disfonctionnement de thermostat	02	

V.4 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons extrait l'historique des pannes du transformateur de puissance 220/60KV N°1 à travers le stage que nous avons fait au sein de l'entreprise GRTE Ghardaïa, après nous avons appliqué la méthode de Pareto (courbe ABC) pour savoir qu'elles sont les éléments les plus provoquants des arrêts remarquables de la machine.

Nous avons opté pour l'analyse FMD en appliquant la loi de Weibull et parce que le nombre des défaillances est < 50 nous avons utilisé le test de KOLMOGOROV-SMIRNOV qui nous a validé les résultats du calcul.

L'analyse FMD nous a indiqué que la fiabilité diminue à travers le temps et évidemment le taux de défaillance augmente.

En fin et afin de confirmer les résultats de la méthode ABC, nous avons effectué une autre analyse qui se base aussi sur l'historique des défaillances transformateur en question, cette méthode d'analyse s'appelle la méthode AMDEC, et après la comparaison des deux méthodes, nous avons pu détecter les modes des défaillances qui ont une grande criticité provoquant la grande partie des arrêts du transformateur étudié dont nous pouvons lancer la politique de maintenance adéquate.

Conclusion générale :

Dans notre travail, nous avons fait un stage pratique au sien de l'entreprise GRTE de Ghardaïa, pour avoir des connaissances pratiques sur le fonctionnement de cette entreprise d'une part et d'extraire l'historique de panne du système choisi (transformateur de puissance) d'une autre part. Cet historique des pannes est indispensable pour l'application des méthodes d'optimisation la maintenance préventive afin d'améliorer la maintenance du transformateur de puissance en question à savoir :

L'établissement de la courbe ABC afin de détecter les éléments et les organes provoquants plus les arrêts du transformateur et qui se trouvent dans la zone A de la courbe ABC

Calcule des indicateurs de maintenance par l'établissement de l'analyse FMD (fiabilité, maintenabilité, disponibilité) Afin d'évaluer la situation de la machine, d'où vient ces résultats :

$R(t) = 44,80\%$, $M(t) = 63,27\%$, $D(t) = 99,6\%$.

Lors de ces résultats nous avons remarqué que la fiabilité et inversement proportionnelle au temps qui nous indique d'une façon claire et nette, la dégradation des organes de ce transformateur, à cet effet nous avons proposé les actions suivantes :

- ✓ Augmenter la fréquence des entretiens systématique notamment pour les dispositifs situant dans la zone A de la courbe ABC.
- ✓ Réviser bien et appliquer les consignes et les recommandations d'exploitation assignées par le constructeur de cette machine.

Dans le but d'améliorer ces paramètres et de détecter tous les points faibles, nous avons renforcer notre étude par l'analyse du mode de défaillance du transformateur et de ces effets et de ça criticité (AMDEC) dont nous avons collecté toutes les informations relatives aux différentes enregistrées pendant dix ans (de l'année 2010 à l'année 2019), les résultats sont suivants :

A la fin de cette étude nous avons pu proposer les actions correctives et préventives suivante :

Maintenance corrective :

- ✓ Remplacement immédiate des traversés ayant des jupes cassées ou amorcée.
- ✓ Réparation du régulateur après une expertise.
- ✓ Remplacement du thermostat défaillant.

Maintenance préventive systématique :

- ✓ Renforcer la vérification systématique des soupapes de pression.
- ✓ Entretien systématique détaillé du régleur en charge.
- ✓ Renforcer la vérification et la dépollution systématique des bornes 60KV.
- ✓ Renforcé l'entretien systématique des capteurs de température.
- ✓ Renforcer la vérification systématique d'étanchéité de radiateurs.

Maintenance conditionnelle :

- ✓ Renforcer la vérification des ventilateurs et remplacements des pièces défectueuses.
- ✓ Renforcer la vérification du Relais de buchholz et remplacement des pièces dégradées.

En fin, Pour optimiser ces actions de maintenance proposé, nous recommandons :

- ✓ Prévoir un stock des pièces de rechange pour les éléments suivant :
 - Les soupapes de pression.
 - Les pignons de l'engrenage du régleur en charge.
 - Les bornes 60KV.
 - Protections de surcharge thermique et les capteurs de température.
 - Joints radiateur et colle aridité.
- ✓ Programmer des cycles de formation pour les techniciens de service maintenance et service exploitation portants sur les thèmes de maintenance des transformateurs de puissance.
- ✓ Rétablir un planning annuel basé le référentiel de maintenance assigné par le constructeur ainsi que les résultats de cette étude de fiabilité.

Bibliographie

VI. Bibliographie

- [1] Y. Abdeghani, «contribution à l'étude et à l'analyse du régime transitoire dans les transformateurs de puissance : cas du courant d'appel,» Memoir de magister, Université de Sétif, Avril 2012.
- [2] M. Naouel, «Diagnostic de transformateurs de puissance,» université de tizi ouezo, juillet 2011.
- [3] L.Boufeniche, *Reseau Electrique*, Universié des frères mentouri Constantine 1: Mémoire de magister , 2017/2018.
- [4] [En ligne]. Available: <https://www.maxicours.com/se/cours/transformateurs-triphases>. [Accès le 08 Février 2020].
- [5] S. IVANOV, *Machines électriques*, vol. 2, Moscou: Edition Mir , 1980.
- [6] [En ligne]. Available: <https://sitelec.org/cours/abati/cirmag.htm#Transfo>. [Accès le 10 Fevrier 2020].
- [7] O. C. Tahar, « Etude des surtensions impulsionnelles dans les enroulements de transformateurs et leurs protections,» Thèse de Doctorat, Université de Tizi Ouzou, 2008.
- [8] I. Radovic, Y. Serruys, Y. Limoge et N. Bibic, Reactive sputtering deposition of SiO₂ thin films, vol. 73, J. Serbian Chem, 2008, p. 121-126.
- [9] M. Malione et R. Decourt, *Matériaux diélectriques*, Technique de l'Ingénieur, 2010.
- [10] S. A, Surveillance continue des transformateurs : application des méthodes d'intelligence artificielle, Bultain ASE /AES, 1 janvier 2000, pp. 29-33.
- [11] O. C. Tahar, Etude des surtensions impulsionnelles dans les enroulements de transformateurs et leurs protections, Université de Tizi Ouzou: Thèse de Doctorat, 2008..
- [12] P. i. service, «formation générale sur les transformateurs GRTE,» octobre 2008.
- [13] M. Z. Mohamed, «Etude protection des réseaux électriques mt 30& 10 kv,» mémoire de magister, Université de Constantine, Juillet 2010.
- [14] J. SANCHEZ, «aide au diagnostic de défaut des transformateurs de puissance,» Université de Grenoble Alpes, 2011.
- [15] A. Schenk, Surveillance continue des transformateurs de puissance par réseaux de neurones auto-organisés, 2001.

- [16] D. SONELGAZ, *Ecole technique de Blida les transformateurs de puissance*.
- [17] G. E, *Transformateurs de puissance*, distribution BAC ELEEC.
- [18] B. MARK, R. JAWAHAR et P. DINESH, *Maintenance Electrotechnique*, England, *Electrotechnique et Automatique*: Dunod, 2005, p. 9 et 10.
- [19] P. Mayé, *Aide-mémoire- électrotechnique*, Paris, ISBN 210 049578 X: Dunod, 2006.
- [20] M. MEHDDEB, « Philosophie de Réglage des Protections », Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle: Groupe SONELGAZ, mais 2006.
- [21] Groupe Sonelgaz , *Guide Technique des Protections de Réseaux de Transport Electricité - Partie 2 : Protection Transformateur HT/MT*, Document Technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité, mars 2008.
- [22] J. Sanchez, *Aide au diagnostic des défauts des transformateurs de puissance*, université Grenoble alpes, 2011.
- [23] J. HENGE, *Pratique de maintenance préventive*, livre.
- [24] «Introduction à la maintenance,» Institut supérieur des études technologiques de nabeul, tunisia, 2013 / 2014.
- [25] [En ligne]. Available: <https://qualite.ooreka.fr/comprendre/amdec>. [Accès le 03 05 2020].
- [26] M. AYAD et T. KEBBAB, «Mémoire : AMDEC – Etude de cas : Extracteur de fumée de l’Entreprise Nationale de la Pétrochimie ENIP,» 2008/2009.
- [27] A. ABDI, «mémoire de master,optimisation de la fonction maintenance par la methode AMDEC,» Tlemcen, 2012/2013.
- [28] H. Brahim, «L'AMDC un outil puissant d'optimisation de la maintenance, application à une moto compresseur d'une PME Marocaine,» Casablanca, Maroc, 2005.
- [29] T. Derradj, «Analyse des modes de défaillances de la pompe centrifuge 107G,» université 20 Aout 1955 Skikda, 2009.
- [30] A. B. DJAAFER, «Réalisation d’un plan de maintenance préventive systématique pour l'amélioration de la sûreté de fonctionnement d'un système électromécanique,» 2012 / 2013, 2012 / 2013.
- [31] A.villemeur, *suereté de fonctionnement de systèmes industriel: fiabilité, facteurs humains, informatisation eyrolles*, paris , 1988.
- [32] M. KADI, «Mémoire de master professionnel : Etude et amélioration FMD d’une motopompe centrifuge,» Université de Ouargla, 2014.

- [33] A. Rabiai et I. Laichi, «Etude de la sureté de fonctionnement par analyse FMD application (PRESSE2500T),» Thèse de ingénieur d'université m'silla, 2010.
- [34] K. M, «Etude et amélioration FMD d'une motopompe centrifuge,» Mémoire de master professionnel, Université de Ouargla, 2014.
- [35] D. d. SONELGAZ, PRESENTATION SONELGAZ ET REGLEMENTATION.
- [36] d. d. p. Ghardaia, Guide Exploitation Poste, 31/12/2016.
- [37] [En ligne]. Available: <https://fr.dreamstime.com/photo-stock-reniflard-silicagel-transformateur-image72504522> . [Accès le 12 Février 2020].

Les annexes

Tableau de la Loi KOMOGROV SMIROV :

$n \backslash \alpha$	0.001	0.01	0.02	0.05	0.1	0.15	0.2
1		0.99500	0.99000	0.97500	0.95000	0.92500	0.90000
2	0.97764	0.92930	0.90000	0.84189	0.77639	0.72614	0.68377
3	0.92063	0.82900	0.78456	0.70760	0.63604	0.59582	0.56481
4	0.85046	0.73421	0.68887	0.62394	0.56522	0.52476	0.49265
5	0.78137	0.66855	0.62718	0.56327	0.50945	0.47439	0.44697
6	0.72479	0.61660	0.57741	0.51926	0.46799	0.43526	0.41035
7	0.67930	0.57580	0.53844	0.48343	0.43607	0.40497	0.38145
8	0.64098	0.54180	0.50654	0.45427	0.40962	0.38062	0.35828
9	0.60846	0.51330	0.47960	0.43001	0.38746	0.36006	0.33907
10	0.58042	0.48895	0.45662	0.40925	0.36866	0.34250	0.32257
11	0.55588	0.46770	0.43670	0.39122	0.35242	0.32734	0.30826
12	0.53422	0.44905	0.41918	0.37543	0.33815	0.31408	0.29573
13	0.51490	0.43246	0.40362	0.36143	0.32548	0.30233	0.28466
14	0.49753	0.41760	0.38970	0.34890	0.31417	0.29181	0.27477
15	0.48182	0.40420	0.37713	0.33760	0.30397	0.28233	0.26585
16	0.46750	0.39200	0.36571	0.32733	0.29471	0.27372	0.25774
17	0.45440	0.38085	0.35528	0.31796	0.28627	0.26587	0.25035
18	0.44234	0.37063	0.34569	0.30936	0.27851	0.25867	0.24356
19	0.43119	0.36116	0.33685	0.30142	0.27135	0.25202	0.23731
20	0.42085	0.35240	0.32866	0.29407	0.26473	0.24587	0.23152
25	0.37843	0.31656	0.30349	0.26404	0.23767	0.22074	0.20786
30	0.34672	0.28988	0.27704	0.24170	0.21756	0.20207	0.19029
35	0.32187	0.26898	0.25649	0.22424	0.20184	0.18748	0.17655
40	0.30169	0.25188	0.23993	0.21017	0.18939	0.17610	0.16601
45	0.28482	0.23780	0.22621	0.19842	0.17881	0.16626	0.15673
50	0.27051	0.22585	0.21460	0.18845	0.16982	0.15790	0.14886
OVER 50	1.94947	1.62762	1.51743	1.35810	1.22385	1.13795	1.07275
	\sqrt{n}	\sqrt{n}	\sqrt{n}	\sqrt{n}	\sqrt{n}	\sqrt{n}	\sqrt{n}

Tableau de Calcule MTBBF pour la loi de Weibull :

β	A	B	B	A	B	β	A	B
0,20	120	1901	1,65	0,8942	0,556	4,2	0,9089	0,244
0,25	24	199	1,70	0,8922	0,540	4,3	0,9102	0,239
0,30	9,2605	50,08	1,75	0,8906	0,525	4,4	0,9114	0,235
0,35	5,0731	19,98	1,80	0,8893	0,511	4,5	0,9126	0,230
0,40	3,3234	10,44	1,85	0,8882	0,498	4,6	0,9137	0,226
0,45	2,4786	6,44	1,90	0,8874	0,486	4,7	0,9149	0,222
0,50	2	4,47	1,95	0,8867	0,474	4,8	0,9160	0,218
0,55	1,7024	3,35	2	0,8862	0,463	4,9	0,9171	0,214
0,60	1,5046	2,65	2,1	0,8857	0,443	5	0,9182	0,210
0,65	1,3663	2,18	2,2	0,8856	0,425	5,1	0,9192	0,207
0,70	1,2638	1,85	2,3	0,8859	0,409	5,2	0,9202	0,203
0,75	1,1906	1,61	2,4	0,8865	0,393	5,3	0,9213	0,200
0,80	1,1330	1,43	2,5	0,8873	0,380	5,4	0,9222	0,197
0,85	1,0889	1,29	2,6	0,8882	0,367	5,5	0,9232	0,194
0,90	1,0522	1,17	2,7	0,8893	0,355	5,6	0,9241	0,191
0,95	1,0234	1,08	2,8	0,8905	0,344	5,7	0,9251	0,186
1	1	1	2,9	0,8917	0,334	5,8	0,9260	0,185
1,05	0,9803	0,934	3	0,8930	0,325	5,9	0,9269	0,183
1,10	0,9649	0,878	3,1	0,8943	0,316	6	0,9277	0,180
1,15	0,9517	0,830	3,2	0,8957,	0,307	6,1	0,9286	0,177
1,20	0,9407	0,787	3,3	0,8970	0,299	6,2	0,9294	0,175
1,25	0,9314	0,780	3,4	0,8984	0,292	6,3	0,9302	0,172
1,30	0,9236	0,716	3,5	0,8997	0,285	6,4	0,9310	0,170
1,35	0,9170	0,687	3,6	0,9011	0,278	6,5	0,9316	0,168
1,40	0,9114	0,660	3,7	0,9035	0,272	6,6	0,9326	0,166
1,45	0,9067	0,635	3,8	0,9038	0,266	6,7	0,9333	0,163
1,50	1,9027	0,613	3,9	0,9051	0,260	6,8	0,9340	0,161
1,55	0,8994	0,593	4	0,9064	0,254	6,9	0,9347	0,156
1,60	0,8966	0,574	4,1	0,9077	0,249			

La plaque signalétique de transformateur 220 /60KV :

EFACEC - PORTUGAL

TRANSFORMATEUR TYPE CONCENTRIQUE

Nombre de phases Normes Fréquence Année Numéro

Puissance nominale (ONAN/ONAF) (MVA) HT MT

Tension nominale (V)

Courant nominale (A)

Tension de tenue au choc-fréquence industrielle (KV)

Tension de court-circuit entre enroulements

Tension de court-circuit pour chaque enroulements

Symbolisme de couplage

Echauffement de l'huile

Echauffement des enroulements

Mode de refroidissement

Commutateur en charge

Pos- tion	Contact réalisé		THT		HT	MT
	Inverseur	Sélecteur	Tension (V)	Courant (A)		
1		2-17	236820	305.2	347.0	
2		2-18	236450	305.8	350.2	
3		2-19	236080	306.4	353.4	
4		2-14	232390	307.8	358.8	
5		2-13	247310	312.9	363.9	
6		2-12	244170	312.9	363.9	
7	3-4	2-11	241040	313.8	367.2	
8		2-10	237900	314.4	370.4	63000
9		2-9	234760	315.0	373.6	10500
10		2-8	231620	315.6	376.8	
11		2-7	228480	316.2	380.0	
12		2-6	225340	316.8	383.2	
13		2-5	222200	317.4	386.4	
14	3-17	2-17	219060	318.0	389.6	

Pos- tion	Contact réalisé		THT		HT	MT
	Inverseur	Sélecteur	Tension (V)	Courant (A)		
15		2-16	215920	318.4	392.8	
16		2-15	212780	318.8	396.0	
17		2-14	209640	319.2	399.2	
18		2-13	206500	319.6	402.4	
19		2-12	203360	320.0	405.6	
20		2-11	200220	320.4	408.8	
21	3-17	2-10	197080	320.8	412.0	63000
22		2-9	193940	321.2	415.2	10500
23		2-8	190800	321.6	418.4	
24		2-7	187660	322.0	421.6	
25		2-6	184520	322.4	424.8	
26		2-5	181380	322.8	428.0	
27		2-4	178240	323.2	431.2	

Transformateur de courant type toré (bushing)

Traverse	Caractéristiques
1U-1W	N1: 200-4001 A, 30 VA, ci 0.5 Fd5 (151-152-153) N2: 200-4001 A, 30 VA, ci 5P20 (251-252-253) N3: 200-4001 A, 30 VA, ci 5P20 (351-352-353)
1V	N1: 200-4001 A, 30 VA, ci 0.5 Fd5 (151-152-153) N2: 200-4001 A, 30 VA, ci 5P20 (251-252-253) N3: 200-4001 A, 30 VA, ci 5P20 (351-352-353) N4: 4002 A, 10 VA, ci 10P2 (451-452)
2U-2V-2W	N1: 700-14001 A, 30 VA, ci 0.5 Fd5 (151-152-153) N2: 700-14001 A, 30 VA, ci 5P20 (251-252-253)
3U1-3V2-3V3W	N1: 1300-27001 A, 30 VA, ci 0.5 Fd5 (151-152-153) N2: 1300-27001 A, 30 VA, ci 5P20 (251-252-253)

COURT CIRCUIT	Pertes	SURCHARGES FONCTION DE LA TEMPERATURE AMBIANTE (PUISSANCE INITIALE 120 MVA)			
		TEMP. AMB. (°C)	55	45	35
A VICE	120 MVA; 219820/10500 V; 318 kW	SURCHARGE (%)	5	20	25
	120 MVA; 219820/10500 V; 318 kW		DURÉE (h)	infinie	infinie
AUXILIAIRES	40 MVA; 219820/10500 V; 118 kW	TEMP. POINT PLUS CHAUDE (°C)	110	113	106
	40 MVA; 63000/10500 V; 118 kW		SURCHARGE (%)	25	45
TOTALES	120 MVA; 219820/10500 V; 360 kW	DURÉE (h)	60	60	60
	120 MVA; 219820/10500 V; 360 kW		TEMP. POINT PLUS CHAUDE (°C)	120	122
+ AUXILIAIRES	40 MVA; 181020/10500 V; 154 kW	SURCHARGE (%)	55	60	60
	40 MVA; 219820/10500 V; 154 kW		DURÉE (h)	5	1
	40 MVA; 63000/10500 V; 114 kW	TEMP. POINT PLUS CHAUDE (°C)	122	109	94

MASSES

Transfo. complet avec huile

Huile

Découpage - cloche

Coils d'expédition sans huile

Entretien annuelle de l'entreprise :

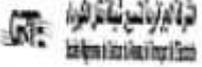
	TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE (Entretien Simple)	FO 001	PC 001	PR3	2009	
		Date d'application : 08/07/2010			Version	3
		Annexes :			Page 1 : 3	

POSTE : TRANSFORMATEUR/...../..... kV N°Travée : N°GRTE :
 Puissance : Marque : Type :
 Type règleur : N° de série du transformateur :

Date d'intervention : du/...../..... au/...../.....
 FP N° ____/____/____

Description des actions systématiques (maintenance postes HT et THT)	Fait	Observations
1. Vérifier l'accomplissement des mesures de sécurité (*)		
2. Vérifier les conditions environnementales (*1) Vérifications générales		
3. Vérifier la présence des bruits anormaux avant la consignation		
4. Relever la température de l'huile et de l'enroulement et vérifier l'écart de température entre huile et l'enroulement en tenant compte de la charge.		
5. Localiser et lever s'il y'a lieu les fuites d'huile		
6. Vérifier l'assécheur (avec remplacement éventuel du silicagel et complément du niveau d'huile au reniflard)		
7. Vérifier l'étanchéité et l'état des coffrets Bushing (remplacement des joints si nécessaire)		
8. Vérifier les éclateurs et améliorer le réglage si nécessaire (**)		
9. Vérifier les positions des vannes de radiateur		
10. Essai du fonctionnement mécanique des bucholes, soupape de surpression		
11. Dépolluer les traversées et laver le TR		
12. Vérifier l'absence d'air aux purgeurs accessibles		
13. Vérifier visuellement la boulonnerie, la filerie des liaisons au réseau de terre de la cuve		
14. Contrôler les connexions entre bas de cuve et cloche (cas d'un TR boulonné) Contrôle du conservateur d'huile		
15. Contrôler le fonctionnement des indicateurs du niveau d'huile		
16. Contrôler le niveau d'huile dans le transformateur et le règleur		
17. Contrôler le système de respiration		
18. Essai du fonctionnement mécanique du clapet anti retour		
19. Contrôler la vanne de vidange Contrôle du changeur de prise		
20. Vérifier l'étanchéité du couvercle		
21. Contrôler le renvoi d'angle		
22. Nettoyer et graisser le mécanisme d'entraînement		

Le document est la propriété de CP/TE. Toute utilisation, copie, réimpression ou autre usage non autorisé est formellement interdite sans la permission écrite de la Direction des Travaux de l'Autorité Nationale d'Énergie.

	TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE (Entretien Simple)	FO 001	PC 001	PR3	2009	
		Date d'application : 08/07/2010			Version	3
		Annexes :			Page 2 : 3	

23. Vérifier le fonctionnement du relais de protection du régleur		
24. Prélever un échantillon d'huile du régleur (pour un test de la tension de claquage)		
25. Remplacement de l'huile du corps insérable selon les résultats du test		
Contrôle du mécanisme de commande régleur		
26. Relever le nombre de manœuvres		
27. Vérifier la fin de course électrique et mécanique		
28. Vérifier la correspondance des indicateurs de positions		
29. Graisser les engrenages si recommandé		
30. Essayer la commande manuelle		
31. Essayer la commande électrique		
32. Vérifier l'état des balais du moteur du régleur et remplacer si nécessaire		
33. Contrôler le niveau d'huile du bloc réducteur		
34. Vérifier l'état de l'armoire (étanchéité et peinture)		
Contrôle du système de réfrigération		
35. Vérification des indicateurs de température		
36. (Sonde, capillaires, thermostats, thermomètre)		
37. Vérifier les roulements des moto-ventilateurs (bruit)		
38. Vérifier l'état des blocs de fixation des ventilateurs		
39. Inspecter les indicateurs de circulation d'huile (pompe de circulation d'huile)		
40. Contrôler l'état des radiateurs		
41. Contrôler l'état des vannes d'isolement des radiateurs		
42. Nettoyer les aéro-réfrigérants si nécessaire		
Contrôle des connexions		
43. Elimination des points chauds		
44. Vérifier visuellement l'intégrité des raccords, des connexions du TR, descente, connexions de terre et des sectionneurs de neutre		
Contrôle et nettoyage des traversées (bornes THT, HT)		
45. Vérifier l'étanchéité et l'état des caissons des traversées, remplacer les joints (si nécessaire)		
46. Inspecter l'état des isolateurs des traversées (cassures, fêlures, ... etc)		
47. Inspecter le niveau d'huile des traversées		
48. Mesurer la capacité des traversées et tg delta		
49. Contrôler la liaison de mise à terre de la borne neutre		
Résistance de mise à la terre (si applicable)		
50. Vérifier les connexions		
51. Nettoyer la partie isolateur et grille d'aération		

(*) : Les travaux préconisés doivent être exécutés en respectant le Carnet Des prescriptions au Personnel (CDP)

(*1) : lors de la réalisation des inspections, il convient de s'assurer de la prévention de la contamination du sol, de l'atmosphère et de l'eau. Pour ce faire, il est requis de :

Le résumé

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme
De master en génie électromécanique

Département : Automatique et électromécanique

Spécialité : maintenance industrielle

Proposé et dirigé par : M. MERZOUG Hocine

Présenté par : KERKAR Smail et HAMMOUDA Bealhadj

Thème :

Optimisation de la maintenance préventive d'un transformateur de puissance 220/60KV

Résumé :

Dans ce travail ; nous avons optimiser la maintenance préventive du transformateur de puissance 220 /60KV dans l'entreprise GRTE de Ghardaïa par une étude statistique approfondie des défauts de ce système (historique de pannes) et la préconisation des solutions efficaces concernant ces défauts pour minimiser le temps d'arrêt et agrandir le temps de bon fonctionnement.

ملخص:

خلال هذا العمل قمنا بتحسين صيانة المحول الكهربائي 60/220 كيلو فولط في غرداية مؤسسة GRTE عن طريق دراسة إحصائية لأعطال هذا النظام (تاريخ الأعطال) مع إعطاء اقتراحات لحلول ناجعة متعلقة بهاته الأعطال من اجل إنقاص وقت التوقف وزيادة وقت التشغيل.

Mots clés : Maintenance, fiabilité, Disponibilité, AMDEC et La courbe Abc.