



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة غرداية

N° d'enregistrement

Université de Ghardaïa

/...../...../...../...../.....

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم الآلية و الكهروميكانيك

Département d'Automatique et d'Electromécanique

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

Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière: Electromécanique

Spécialité: Maintenance industrielle

Thème

**Optimisation de la maintenance préventive de l'étage
60kV du poste de transformation électrique HTB (au
sein de poste transformation de STE Ghardaïa)**

Soutenue publiquement le 04/06/2024

Par :

Mohammed BOUHAFS

Mohammed OULAD AHMED

Devant le jury composé de:

Abderrahmane Bellaouar

Pr

Université de Ghardaïa

Président

Brahim ZITANI

MAA

Université de Ghardaïa

Examinateur

Hocine MERZOUG

MAA

Université de Ghardaïa

Encadrant

Année universitaire 2023/2024

ملخص

خلال هذا العمل، قمنا بتعزيز وتحسين الصيانة الوقائية لجزء التحويل الكهربائي ذات الجهد العالي 60 كيلو فولط في محطة الكهرباء الخاصة بشركة سونلغاز لنقل الكهرباء (STE) في غرداية. اعتمدنا في دراستنا على إحصائيات الأعطال في جزء 60 كيلو فولط. تم تحليل البيانات التي حصلنا عليها كمياً باستخدام طريقة (FMD,ABC) ، ونوعياً باستخدام (AMDEC)، بهدف تقليل فترات التوقف الناتجة عن الأعطال وزيادة زمن توفر نظامنا الكهربائي قدر الإمكان.

كلمات مفتاحية : الاعطاب ، طريقة ABC ، FMD ، AMDEC ، الموثوقية ، صيانة.

Résumé :

Pendant ce travail, nous avons renforcé et amélioré la maintenance préventive de la phase de transformation électrique à haute tension de l'étage 60 kilovolts au poste électrique de SONELGAZ Transport de l'électricité (STE) de Ghardaïa. Nous avons basés dans notre étude sur les statistiques des pannes de l'étage 60 kV. Les données obtenus ont été analysées quantitativement avec la méthode (FMD, ABC) et qualitativement avec (AMDEC), dans le but de réduire les temps d'arrêt causés par les pannes et d'augmenter autant que possible le temps de disponibilité de notre système électrique.

Les mots clés : Défaillance , méthode AMDEC , FMD ,ABC ,Fiabilité , Maintenance.

Abstract:

During this work, we enhanced and improved the preventive maintenance of the high-voltage 60 kilovolt electrical transformation stage at the STE Ghardaïa Electrical Transformation Center. We relied on the fault statistics of the 60/30 kilovolt stage in our study. These statistics were analyzed quantitatively using the (FMD, ABC) method and qualitatively using (FMECA method), aiming to reduce downtime caused by faults and increase the operating time of the 60kV level as much as possible.

Keywords: Failure , FMECA method, FMD, ABC, Reliability, Maintenance.

REMERCIEMENTS

Nous exprimons nos sincères remerciements à **Allah** pour Sa guidance, Son soutien inestimable .
Sa force, Sa volonté et Son soutien moral ont été essentiels pour mener à bien nos études.

En premier lieu, nous tenons à exprimer notre profonde gratitude envers notre encadreur, **Mr. Hocine Merzoug**, pour son orientation, sa confiance et sa patience, qui ont été des éléments cruciaux sans lesquels ce travail n'aurait pas pu aboutir. Nous espérons que ce travail puisse témoigner de notre profond respect envers sa personne.

Nous adressons également nos remerciements à tous les membres du jury qui ont accepté d'examiner ce travail, nous honorant ainsi de leur présence.

Nos remerciements vont également à tous les enseignants du département d'Automatique et Électromécanique, dont les compétences et le soutien ont été précieux tout au long de notre parcours académique.

Enfin, nous exprimons notre profonde gratitude envers notre famille, nos parents, nos frères, nos sœurs et nos proches, pour leur encouragement constant et leur soutien indéfectible.

DÉDICACE

JE SOUHAITE DÉDIER CE TRAVAIL À MES
PARENTS, DONT L'AMOUR ET LE SOUTIEN
CONSTANTS M'ONT PERMIS D'ATTEINDRE CE
NIVEAU. À MES FRÈRES, À TOUTE MA
FAMILLE ET À MES AMIS, QUI ONT ÉTÉ
PRÉSENTS POUR MOI À CHAQUE ÉTAPE DE MA

V

Table des matières :

Résumé :	I
REMERCIEMENTS	II
DÉDICACE	III
Liste des figures :	VI
Liste des tableaux :	VIII
Liste des abréviations :	IX
Introduction générale.....	1
Chapitre I.....	4
Présentation de l'entreprise	4
I.1 Introduction :	5
I.2 Présentation du groupe SONELGAZ :	5
I.3 Histoire de Sonelgaz :	5
I.5 Présentation de la société algérienne SONELGAZ transport de l'électricité :	10
I.5.1 Organisation STE :	11
I.5.2 Présentation de l'entreprise STE (GHARDAÏA) :	12
I.5.2.1 Plan de masse du poste :	12
I.5.2.2 Schéma unifilaire du poste Ghardaïa :	13
I.5.2.3 Constitution du poste STE Ghardaïa :	13
I.5.2.3 Carte réseau de la région Hassi Messaoud :	14
Chapitre II	15
Généralité sur le réseau électrique HTB (l'étage 60kV).....	15
II.1 Introduction :	16
II.2 Définition d'un réseau électrique :	16
II.3.1 La production :	17
II.3.2 Le transport et la répartition :	17
II.3.3 La distribution :	18
II.4 Classification de réseaux électriques d'après le niveau de tension ^[5] :	18
II.5 Les types des lignes de transport de l'électricité :	18
II.5.1 Réseaux de transport et d'interconnexion :	18
II.5.2 Les réseaux de répartition :	19
II.5.3 Les Réseaux de distribution :	19
II.6 Les différents éléments de poste électrique :	19
II.7 Etages 60kV de transformation électrique :	20
II.7.1 Transformateurs :	22
II.7.1.1 Transformateurs de puissance	22
II.7.1.2 Transformateurs de courant (TI ou TC) :	23
II.7.1.3 Transformateurs de tension (TT ou TP) :	24
II.7.2 Disjoncteurs à haute tension :	24
II.7.3 Sectionneurs :	25
II.7.4 Jeux de barres :	26
II.7.5 Circuit bouchon :	27
II.8 Protection de l'étage 60kV de transformation électrique :	27
II.8.1 Rôle d'une protection :	27
II.8.2 Principe d'un système de protection :	28
II.8.3 Les types de protection :	28
I.8.4 Protection de l'étage 60 kV :	28
II.9 Conclusion :	29
Chapitre III	30
La maintenance industrielle et ses méthodes d'analyse	30
III.1 Introduction :	31
III.2 Définition de la maintenance (norme NF X 60-010) :	31

III.3 Objectif de la maintenance (norme FD X 60-000) :.....	31
III.4 La stratégie de maintenance (normes NF EN 13306 et FD X 60-000) :.....	32
III.5 Les différents types de la maintenance (norme NF EN 13306) :	32
III.5.1 Maintenance préventive (norme NF EN 13306) :.....	32
III.5.2 Maintenance corrective (norme NF EN 13306) :.....	35
III.5.3 Maintenance améliorative :	37
III.6 Fonctions de service maintenance (norme FD X 60-000) :	37
III.7 Temps de la maintenance :	38
III.8 Méthodes utilisées en maintenance :	39
III.8.1 Méthode AMDEC :	39
III.8.2 Méthode ABC (Courbe de Pareto) :	43
III.8.3 Q-Q-O-Q-C-P :.....	44
III.8.4 Diagramme Cause-Effets :	45
III.8.5 La méthode d'analyse FMD :.....	46
III.8.6 Méthode de l'arbre de défaillance :	51
III.9 Conclusion :.....	54
CHAPITRE IV	55
Application des outils d'analyse sur les données de l'entreprise	56
CHAPITRE IV : Application des outils d'analyse sur les données de l'entreprise	56
IV.1 Introduction :.....	56
IV.2 Historique des Pannes de l'Étage 60 kV du poste de transformation :.....	56
IV.3 Application des méthodes d'analyse :.....	57
IV.3.1 Application de la loi de Pareto (la courbe ABC) :	57
IV.3.2 Application de la méthode AMDEC :.....	60
IV.3.3 Application d'analyse FMD :.....	66
IV.4 CONCLUSION :.....	80
Conclusion générale	82
Bibliographie	86
Annexes	89

Liste des figures :

Chapitre I

Figure I.1 : Organigramme générale de SONELGAZ

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

Figure I.3 : Organigramme générale de STE

Figure I.4 : Plane de masse du poste SONELGAZ transport de l'électricité Ghardaïa

Figure I.5 : Schéma unifilaire du étage 220/60 kV

Figure I.6 : Carte réseau de la région Hassi Messaoud

Chapitre II

Figure II.1 : architecture générale d'un réseau d'énergies électrique

Figure II.2 : Schéma simplifiée d'un réseau électrique

Figure II.3 : Les différents éléments dans un poste

Figure II.4 : photo de l'étage 60/30Kv post GHARDAIA

Figure II.5 : photo de transformateur de puissance 60/30kV N°1 post GHARDAIA

Figure II.6 : Photo d'un transformateur de courant TC

Figure II.7 : Photo d'un transformateur tension TT

Figure II.8 : Photo d'un disjoncteurs HT à SF6

Figure II.9 : Sectionneur tête de ligne et mise à la terre (malt)

Figure II.10 : sectionnaire de barre (de sectionnement).

Figure II.11 : Photo de jeux de barres

Figure II.12 : Photo de Circuit bouchon

Chapitre III

Figure III.1 : Les différents types de la maintenance

Figure III.2 : Evolution du niveau de performance en maintenance préventive systématique

Figure III.3 : Evolution du niveau de performance en maintenance préventive conditionnelle ou prévisionnelle

Figure III.4 : Evolution du niveau de performance en maintenance corrective.

Figure III.5 : Les phases d'une opération de maintenance corrective

Figure III.6 : Temps caractéristiques lors d'une intervention.

Figure III.7 : Courbe théorique d'analyse ABC

Figure III.8 : Diagramme d'Ishikawa

Figure III.9 : Portes ET, OU, R/N

Figure III.10 : Exemple d'un arbre de défaillances

Chapitre IV

Figure IV.1 : courbe de Pareto

Figure IV.2 : Le graphe de Weibull sur logiciel Minitab19

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

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

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

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

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

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

Liste des tableaux :

Chapitre III

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

Chapitre IV

Tableau IV.1 : L'historique des pannes de l'étage 60/30 KV poste GHARDAIA

Tableau IV.2 : Analyse ABC (Pareto)

Tableau IV.3 : Niveaux de la criticité

Tableau IV.4 : Niveaux de la Gravité, Fréquence et la Non-détection

Tableau IV.5 : Analyse AMDEC.

Tableau IV.6 : Classification des Criticités

Tableau IV.7 : Estimation de la fonction de répartition

Tableau IV.8 : Les paramètres de la loi Weibull

Tableau IV.9 : Calcul de l'écart entre $F(t)$ et $F_e(t)$

Tableau IV.10 : La densité de probabilité $f(t)$

Tableau IV.11 : La fonction de répartition $F(t)$

Tableau IV.12 : La fonction de fiabilité $R(t)$

Tableau IV.13 : La fonction du taux de défaillance $\lambda(t)$

Tableau IV. 14 : Le calcul de la maintenabilité

Tableau IV.15 : Le calcul de la disponibilité instantanée

Liste des abréviations :

THT : Très Haute Tension.

HTB : Haute Tension B

BT : Base tension

SF6 : Gaz hexafluorure de soufre.

TC : Transformateur de courant.

TP : Transformateur de tension.

MT : Moyen tension.

KV : Kilo Volte.

NF : Norme Française.

EN : Européen Norme.

AFNOR : Association française de normalisation.

FD : Fascicule de documentation.

ABC : Activité Basé sur le Cout

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

ER : Evénement Redouté.

FMD : Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité.

β : Paramètre de forme

γ : Paramètre de position

η : Paramètre d'échelle

f(t) : Densité de probabilité.

F(t) : La fonction de défaillance.

R(t) : La fonction de fiabilité.

$\lambda(t)$: Taux de défaillance.

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

TTR : Temps Technique de Réparation (Time To Repair)

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

$\mu(t)$: Taux de réparation.

M(t) : Fonction maintenabilité.

D(t) : Fonction de disponibilité instantanée.

Di : Disponibilité intrinsèque.

CCN : Commande Contrôle Numérique

PP1 : Protection principal 1

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale :

L'électricité est un élément essentiel pour le progrès et pour l'avancement des sociétés et des nations, que ce soit en améliorant les conditions de vie ou en favorisant le développement industriel. Depuis le XIXe siècle, elle est devenue un indicateur majeur du développement en raison de sa polyvalence et de sa présence dans de nombreux secteurs d'activité.

Après la production et le transport de l'électricité HTB, la tension sera abaissée à des niveaux adaptés aux besoins des utilisateurs domestiques et industriels à travers diverses étapes de conversion et de distribution. Ces étapes impliquent l'utilisation des postes électriques de transformation, chargées de réduire le voltage à des niveaux sécurisés et utilisables par les clients. Pour faire réussir ce service, il faut implanter plusieurs installations comprennent divers équipements tels que des transformateurs, des câbles de transmission, des organes de coupure et des dispositifs de protection, assurant ainsi un approvisionnement fiable en électricité tout en garantissant la sécurité du réseau et la qualité d'énergie. Le problème c'est que les postes de transformation électrique sont souvent exposés à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

Afin de maintenir les équipements opérationnels dans une entreprise industrielle, il est essentiel d'effectuer des opérations de maintenance régulières. La maintenance revêt une importance capitale dans le secteur industriel, car elle impacte directement le niveau de fiabilité des systèmes électromécaniques.

Dans notre projet, nous avons mené une étude visant à optimiser la maintenance préventive de l'étage 60 kV du poste de transformation électrique de Ghardaïa, appartenant à la société algérienne SONELGAZ transport de l'électricité (STE). Ce poste revêt une grande importance stratégique pour la ville ainsi que pour le réseau électrique global. Dans cette étude, nous avons opté pour trois approches d'analyse de la maintenance de ce système, qui se sont avérées particulièrement efficaces : la méthode de la courbe ABC, la méthode AMDEC et l'analyse FMD.

La maintenance préventive implique la programmation et la mise en œuvre régulières d'activités d'entretien afin d'éviter les pannes et de maintenir les performances du système à un niveau optimal. Dans le cas spécifique du système de l'étage 60 kV des réseaux électriques HTB, optimiser la maintenance préventive est indispensable pour réduire les risques des pannes, maîtriser les coûts d'entretien et assurer une disponibilité ininterrompue du système.

Afin d'atteindre ces objectifs, nous avons structuré notre travail en quatre chapitres.

Chapitre I : Présentation de l'entreprise SONELGAZ en mettant l'accent sur sa division de transport d'électricité, STE poste Ghardaïa où nous avons effectué notre étude.

Chapitre II : Dans ce chapitre, nous avons donné une vue d'ensemble du réseau électrique HTB, en mettant en avant l'étage 60 kV et les divers équipements qui le constituent.

Chapitre III : Dans ce chapitre, nous avons abordé la maintenance industrielle ainsi que les méthodes d'analyse qui sont employées pour faciliter la planification et la mise en œuvre des opérations de maintenance.

Chapitre IV : Terminant par ce chapitre, nous avons utilisé les outils d'analyse tels que la méthode ABC, la méthode AMDEC et l'analyse FMD pour bien examiner les défaillances associées à l'étage 60 kV en se basant sur les données de l'entreprise.

À la clôture de cette étude, nous avons dressé une conclusion générale qui résume nos résultats et nos interprétations. Nous avons également proposé des solutions novatrices pour améliorer la fiabilité et l'efficacité de l'étage 60 kV dans le but d'optimiser la maintenance préventive pour améliorer la qualité de service qui satisfait les clients de SONELGAZ.

Chapitre I

Présentation de l'entreprise

Chapitre I : Présentation de l'entreprise

I.1 Introduction :

L'électricité est une partie essentielle de la vie moderne et le progrès d'un pays comme l'Algérie est mesurée en matière de consommation d'électricité par personne. Les gens consomment de l'électricité pour leur vie quotidienne, c'est pourquoi nous avons besoin de la production et de la transmission de l'électricité.

La production, le transport et la distribution de l'électricité sont assurés par SONELGAZ le spécialiste unique en Algérie dans ce domaine.

I.2 Présentation du groupe SONELGAZ :

SONELGAZ, occupe la position d'opérateur historique dans le secteur de la distribution d'électricité et de gaz en Algérie. Fondée en 1969, cette entreprise a consacré cinquante années à servir la population algérienne en fournissant une source d'énergie indispensable à la vie quotidienne.

SONELGAZ a toujours joué un rôle majeur dans le développement économique et social du pays. Sa contribution dans la concrétisation de la politique énergétique nationale est à la mesure des importants programmes réalisés, en matière d'électrification rurale et de distribution publique gaz ce qui a permis de hisser le taux de couverture en électricité à 99% pour 11 461 721 clients et un taux de pénétration du gaz à 65% pour 7 308 462 clients. Aujourd'hui, le groupe SONELGAZ est composé de 11 sociétés filiales, gérées directement par la holding et de 10 sociétés en participations avec des tiers ^[1].

I.3 Histoire de Sonelgaz :

Depuis l'ère d'EGA (Electricité et Gaz d'Algérie), qui était le fournisseur historique d'électricité et de gaz, jusqu'à l'établissement d'un Groupe énergétique de premier plan au niveau national largement reconnu tant à l'échelle du continent africain que du bassin méditerranéen, SONELGAZ (Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz) a joué un rôle majeur au cours de cinq décennies dans le développement économique et social de l'Algérie.

➤ Les débuts de l'électricité en Algérie :

Au commencement du 20^{ème} siècle, le domaine de l'électricité était dominé par des concessions détenues par des entreprises coloniales, Lebon (Compagnie Centrale d'éclairage par

le Gaz), SAEF (la Société algérienne d'éclairage et de force) et autre ...

La mise en place de la loi N° 46-628 du 8 avril 1946 en France métropolitaine, qui prévoyait la nationalisation des secteurs électriques et gaziers, a été étendue à l'Algérie. Cela a conduit à la nationalisation des sociétés privées opérant dans le domaine de l'électricité et du gaz à cette époque, marquant ainsi la création d'EGA (Electricité et Gaz d'Algérie) par le décret N° 47-1002 du 5 juin 1947.

➤ **1969 Création de SONELGAZ :**

En rupture avec l'héritage colonial et afin de répondre à des choix politiques et économiques, l'année 1969 consacra la dissolution d'EGA et sa substitution par la création de SONELGAZ (Société Nationale de l'Electricité et du Gaz), par ordonnance N° 69-59 du 28 Juillet 1969 ^[1].

Avec une dimension déjà considérable, SONELGAZ entrait dans une nouvelle phase, comptant désormais sur une équipe de 6 000 collaborateurs pour répondre aux besoins de 700 000 clients.

La nouvelle société se voit octroyer l'exclusivité des activités liées à la production, au transport, à la distribution, à l'importation et à l'exportation de l'électricité. De plus, elle détient le monopole de la distribution et de la commercialisation du gaz naturel dans le pays.

➤ **1977 Plan National d'Electrification :**

À compter de 1977, SONELGAZ s'est fortement engagée dans l'initiative visant à électrifier intégralement le pays, apportant ainsi une contribution majeure à la modernisation de l'économie et à l'amélioration des conditions de vie de la population en Algérie.

➤ **1983 Première restructuration : naissance des filiales travaux :**

SONELGAZ a procédé à une première restructuration, engendrant la création de cinq (05) entreprises spécialisées dans les travaux, ainsi qu'une entreprise dédiée à la fabrication :

- KAHRIF pour l'électrification rurale.
- KAHRAKIB pour les infrastructures et installations électriques.
- KANAGHAZ pour la réalisation des réseaux gaz.
- INERGA pour le Génie Civil.
- ETTERKIB pour le montage industriel.
- AMC pour la fabrication des compteurs et appareils de mesure et de contrôle.

Les actuelles infrastructures électriques et gazières de SONELGAZ ont été réalisées grâce à ces entreprises, lesquelles ont su satisfaire aux besoins du progrès économique et social du pays.

➤ **1995 Sonelgaz devient EPIC :**

Par le décret exécutif N° 95-280 du 17 septembre 1995, SONELGAZ devient Etablissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC)^[1].

Cette transformation démontre de manière explicite que SONELGAZ est un Établissement Public à caractère Industriel et Commercial relevant de la tutelle du Ministre en charge de l'énergie et des mines. En outre, SONELGAZ possède la personnalité morale et bénéficie d'une autonomie financière.

➤ **2002 La transformation en SPA :**

Après l'adoption de la loi N°02/01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, SONELGAZ devient Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz, une Société par Actions (SPA).

Grâce à ce statut, Sonelgaz dispose de la latitude nécessaire pour étendre son champ d'activités à d'autres secteurs liés à l'énergie, tout en ayant la possibilité d'intervenir sur la scène internationale. Cela lui offre une marge de manœuvre pour diversifier ses domaines d'intervention et explorer des opportunités à l'échelle mondiale dans le secteur énergétique.

➤ **2004-2006 Naissance de Le Groupe SONELGAZ :**

En 2004, SONELGAZ évolue vers le statut de holding de sociétés. Certains de ses entités responsables de ses activités fondamentales sont transformés en filiales chargées de la réalisation de ces activités spécifiques :

- Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE).
- Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE).
- Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport du Gaz (GRTG)

En 2006, cinq (05) autres sociétés sont créées :

- Conduite du Système Electrique (OS)
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz d'Alger (SDA).
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre (SDC).
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Est (SDE).
- Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Ouest (SDO).

➤ 2007 • 2009 Parachèvement de la restructuration : Le renouveau

Entre 2007 et 2009, dans une volonté constante d'améliorer ses performances, SONELGAZ met en place une nouvelle structure organisationnelle. Cette initiative se concrétise par la création d'un Groupe Industriel composé de trente-trois 33 filiales et de six (06) sociétés en participation directe.

La stratégie d'investissement s'est étendue à l'ensemble des secteurs d'activité et des zones géographiques, visant à garantir un approvisionnement énergétique fiable et à offrir un service de qualité à la clientèle.

➤ 2011 La Holding :

Le 2 mai 2011, les statuts de SONELGAZ, qui avaient été adoptés en 2002, sont modifiés par le Conseil des Ministres. Ces modifications les rendent en conformité avec les dispositions de la loi N°02 - 01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations. Désormais, SONELGAZ Spa adopte une structure de type « SOCIETE HOLDING », sans la création d'une nouvelle entité juridique. La Holding SONELGAZ et ses filiales constituent alors un ensemble dénommé « Groupe Sonelgaz ».

➤ 2012 Nouvel essor, Nouveau cap : les énergies renouvelables

Depuis une vingtaine d'années, les énergies renouvelables, en particulier l'énergie solaire photovoltaïque, ont connu un essor en Algérie. SONELGAZ, à l'avant-garde dans ce domaine, a électrifié 18 villages reculés du Grand Sud entre 1998 et 2001 en introduisant des installations solaires. Dans le souci de réduire l'impact environnemental de ses centrales à combustibles fossiles, Sonelgaz a mis en œuvre un programme de développement des énergies renouvelables, aboutissant à une capacité de 343 MW en photovoltaïque sur des sites du Grand Sud et des Hauts Plateaux. Parallèlement, l'énergie éolienne a également été exploitée, avec la réalisation d'une centrale éolienne de 10 MW à Kaberten, dans la wilaya d'Adrar. Pour ce faire, Sonelgaz a établi la Société SKTM, chargée de gérer les réseaux d'énergie électrique isolés du Grand Sud et de promouvoir les énergies renouvelables sur l'ensemble du territoire national.

➤ 2014-2015 : Le partenariat au cœur du développement

En collaboration avec General Electric, une société baptisée GEAT (General Electric Algeria Turbines) a été établie en 2014. Cette entité est responsable de la conception, de la réalisation et de l'exploitation d'un complexe industriel basé à Ain Yagout (wilaya de Batna), axé sur la production de turbines à gaz (TG) et de turbines à vapeur (TV). Dans le cadre de partenariats avec Hyundai et Daewoo, une autre société nommée HYENCO a été créée. Cette dernière est chargée d'assurer des services d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (EPC) pour des projets d'infrastructures énergétiques industrielles.

➤ **2017 Une nouvelle organisation de la Distribution :**

L'année 2017 a marqué une nouvelle étape dans l'organisation, visant à renforcer l'efficacité des sociétés au sein du Groupe et à accroître leur efficacité par le biais de la mutualisation de leurs expériences spécifiques et de l'harmonisation de leurs compétences. Désormais, le domaine de la distribution est consolidé au sein d'une seule entité appelée Société Algérienne de Distribution de l'Electricité et du Gaz (SDC). Cette entité résulte de la fusion-absorption des sociétés de distribution SDE, SDO, et SDA.

➤ **2020-2021 : Une nouvelle stratégie pour de nouveaux horizons**

Le plan stratégique innovant dénommé SONELGAZ 2035 représente une vision ambitieuse pour le Groupe. En effet, cette stratégie redéfinit les missions de Sonelgaz en tant qu'acteur majeur de l'énergie, dont l'objectif principal est de fournir une énergie fiable et responsable, de garantir un service public de qualité, et de contribuer au bien-être des clients ainsi qu'au développement durable.

1. **Niveau Groupe :** La création, au sein du Groupe, de deux (02) holdings détenus à 100% par la holding mère SONELGAZ :
 - ✓ Une holding Engineering et Construction qui exercera un rôle hiérarchique sur les sociétés travaux et engineering CEEG, HYENCO, KAHRIF, KAHRAKIB, KANAGHAZ, ETTERKIB, INERGA et TRANSMEX.
 - ✓ Une holding Industries qui exercera un rôle hiérarchique sur les sociétés MEI, AMC, Rouiba Eclairage, VIJAI, BHI, SEDIVER et GEAT.

La consolidation d'une unique entreprise dédiée à la protection et à la surveillance a été réalisée grâce à une opération de fusion/absorption, menée par la SWAT sur les trois autres sociétés SAR, SAT et SAH ^[1]

2. **Niveau Holding :** La reconfiguration des pôles d'activités a été réalisée en transformant ces derniers en directions exécutives. Ces directions sont fonctionnellement liées aux sociétés du Groupe Sonelgaz, regroupées selon leurs domaines d'expertise et d'activités, de la manière suivante :

1. Direction Exécutive Production Conventiionnelle et Energies Renouvelables
2. Direction Exécutive Transport et Distribution d'Energies
3. Direction Exécutive des Activités de Services ^[1]

➤ Début 2024 : réduction du nombre des sociétés filiales

Dans le cadre de la phase finale de la réduction du nombre de filiales du groupe, il est prévu :

1. La fusion-absorption de la société Shariket Kahraba El Djazair (SKE) par Sonelgaz-Production de l'électricité.
2. La fusion-absorption de la société algérienne des énergies renouvelables (Shaems) par Sonelgaz-Énergies renouvelables.
3. La fusion-absorption de Shariket Amn Wa Himayat El Mouchaat El Kahrabaiya Wa El Ghaziya par Sonelgaz-Services.

I.4 Organigramme générale de SONELGAZ:

La figure suivant (I.1) représente l'organigramme général de la Société SONELGAZ.

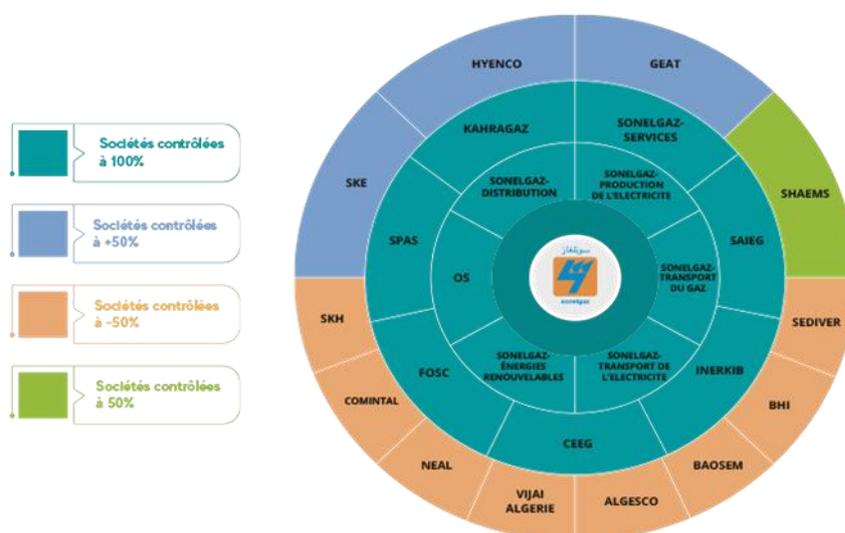


Figure I.1 : Organigramme générale de SONELGAZ

I.5 Présentation de la société algérienne SONELGAZ transport de l'électricité :

La mission de STE consiste à assurer l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de transport de l'électricité, en conformité avec la législation, la réglementation en vigueur et les dispositions de la loi N°02-01 du 05/02/2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations. Son objectif est de garantir une capacité adéquate pour répondre aux besoins de transit et de réserve.

La société SONELGAZ Transport de l'Électricité est organisée en directions centrales et six régions de Transport de l'Électricité, à savoir Alger, Centre, Oran, Sétif, Annaba et Hassi Messaoud. Elle compte également 24 services de transport répartis sur tout le territoire national, assurant ainsi une maintenance de proximité et une relation directe avec les clients. Les régions de transport de l'électricité sont illustrées dans la figure (I.2).

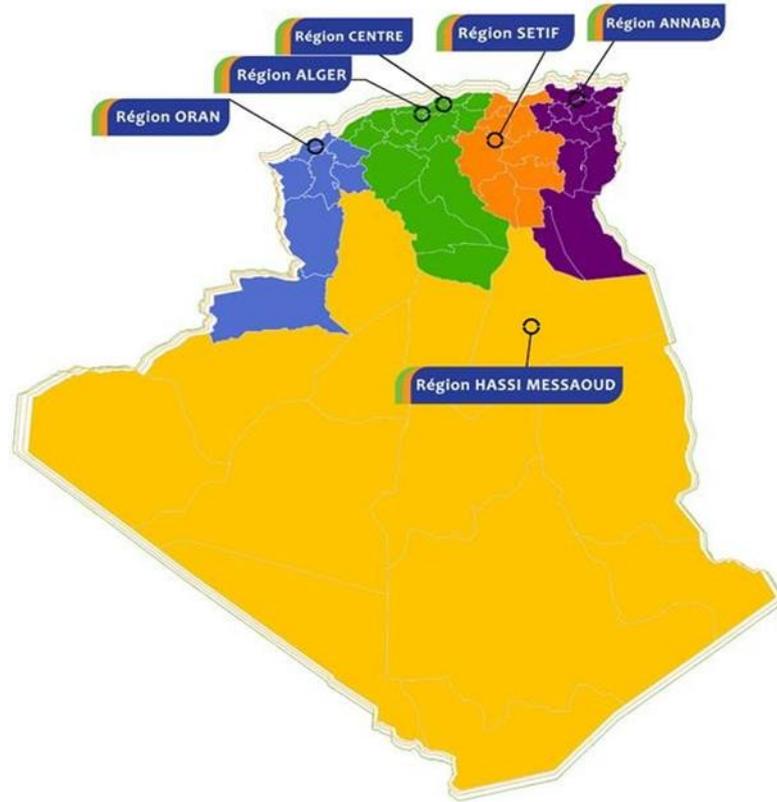


Figure I.2 : Les régions de transport de l'électricité

STE exploite un réseau composé de :

- 32 720 Km de Lignes Haute Tension dont 5 317 Km en 400 kV.
- 373 Postes dont 26 Postes en 400kV.
- 67 598 MVA de puissance de transformation.
- 73 831 GWh d'énergie transitée.
- 21 544 Km de fibre optique ^[2].

I.5.1 Organisation STE :

L'organigramme générale de la société SONELGAZ transport de l'électricité :

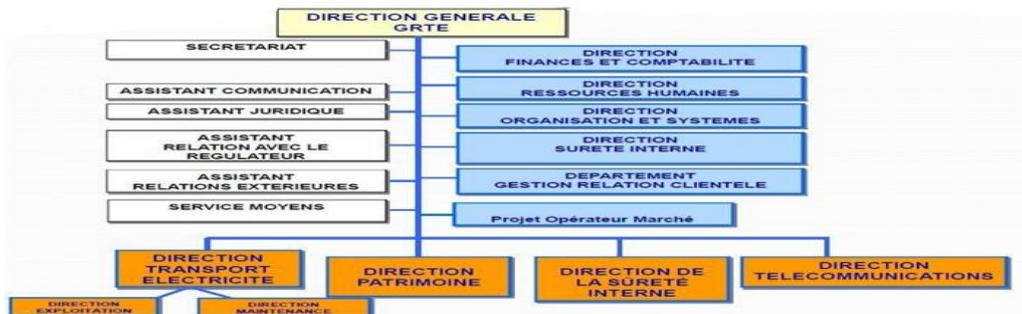


Figure I.3 : Organigramme générale de STE

I.5.2 Présentation de l'entreprise STE (GHARDAÏA) :

Le poste Ghardaïa 220/60/30 kV situé à Bouhraoua w. Ghardaïa occupe une superficie de 4.12 ha. Ce poste est réalisé par l'entreprise kahrakib (entreprise nationale de travaux et montage électrique) elle est mis en service contractuel en février 2001 et à partir de 02 octobre 2002 elle est exploitée. ce poste de configuration classique en extérieur, équipé d'une surveillance permanente et télécommandé depuis le Poste de Commande Groupé (PCG) de Ghardaïa et le Centre Régional de Conduite de Hassi Messaoud (CRC/HM). Ce poste est composé de trois niveaux de tension, à savoir 220 kV, 60 kV et 30 kV, et il fait partie de la région de transport de l'électricité à Hassi Messaoud.

Adresse et coordonnées du poste siège de notre étude :

- POSTE 220/60/30KV BOUHRAOUA GHARDAIA
- TEL : 029 25 93 62
- FAX : 029 25 93 60
- HF (Haute Fréquence) : 140 / 142

I.5.2.1 Plan de masse du poste :

La figure suivant (I.4) représente le Plane de masse du poste SONELGAZ transport de l'électricité Ghardaïa.

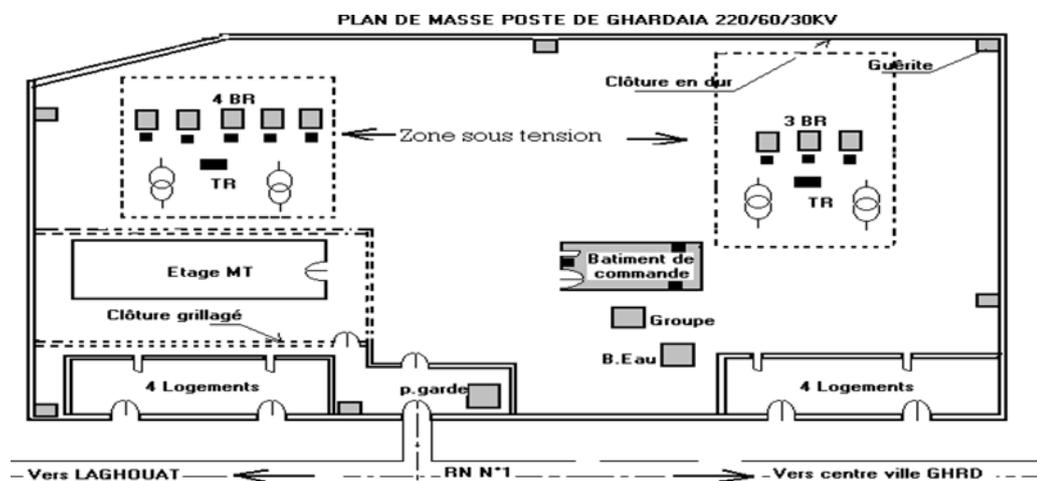


Figure I.4: Plane de masse du poste SONELGAZ transport de l'électricité Ghardaïa

I.5.2.2 Schéma unifilaire du poste Ghardaïa :

Les figures (I.5) représentent les schémas unifilaires de poste SONELGAZ transport de l'électricité Ghardaïa.

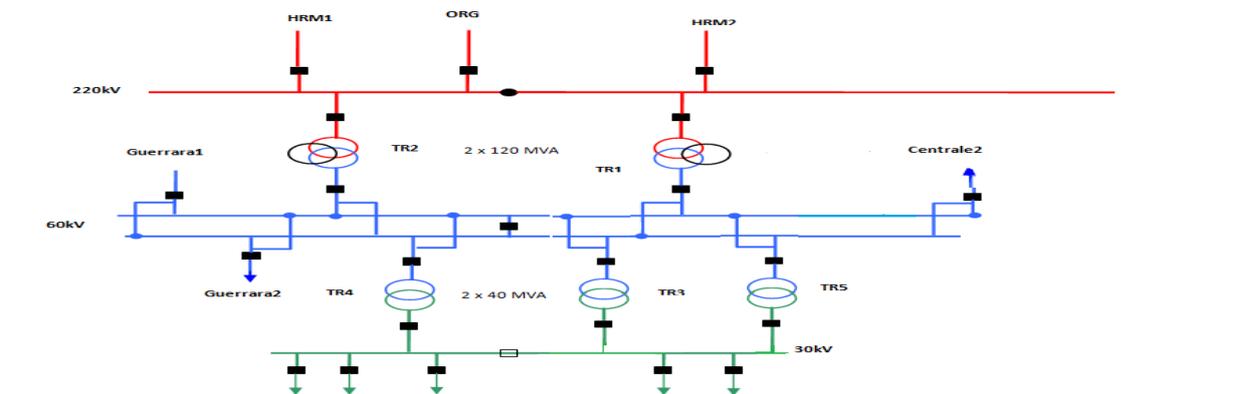


Figure I.5: Schéma unifilaire du étage 220/60 kV

I.5.2.3 Constitution du poste STE Ghardaïa :

Un étage de 220 kV composé de :

- 01 jeux de barre 220 kV 3000 A.
- 03 travées ligne 220 kV.
- 02 transformateurs 220/60/10.5 kV.
- 01 travée de sectionnement de barre.

Un étage de 60 kV composé de :

- 02 jeux de barres 60 kV.
- 01 travée couplage.
- 02 arrivées transformateurs 220/60 kV.
- 03 travées ligne 60 kV.
- 03 travées transformateur 60/30 kV.

Un étage de 30 kV composé de :

- 02 cellules arrivées transformateur.
- 01 cellule couplage 30 kV.
- 14 cellules de départs 30 kV.
- 01 jeux de barre 30 kV.

Un ensemble d'infrastructure composé de :

- 02 bâtiments de commande THT/HTB annexes auxiliaires
- 01 bâtiment de commande 30 kV et auxiliaires.
- 02 sales batteries.
- 01 local pour groupe électrogène de secours.
- 08 bâtiments de reliaje.

Chapitre II

Généralité sur le réseau électrique HTB (l'étage 60kV)

Chapitre II : Généralité sur le réseau électrique HTB (60kV)

II.1 Introduction :

Le réseau de transport et de distribution d'énergie électrique a pour mission essentielle d'acheminer l'énergie, à travers des lignes ou des câbles, afin d'assurer la liaison entre les différentes stations de livraison et les utilisateurs finaux.

II.2 Définition d'un réseau électrique :

Un réseau électrique est constitué de divers éléments et composants tels que des transformateurs, des lignes de transmission, des réacteurs, des condensateurs, des appareils de mesure et de contrôle, des protections contre les surtensions, des courts-circuits, etc. Son rôle est de transférer l'énergie électrique produite par les centrales de production de l'électricité aux consommateurs d'électricité, car elle constitue le lien entre le producteur et le consommateur d'énergie électrique. Le réseau électrique doit être géré de manière dynamique pour assurer un équilibre entre production et consommation et garantir une stabilité globale ^[3].

II.3 La constitution d'un système électrique :

Les structures électriques conventionnelles sont subdivisées en trois sous-systèmes distincts :

La production, le transport, et la distribution, comme illustré dans la Figure II.1

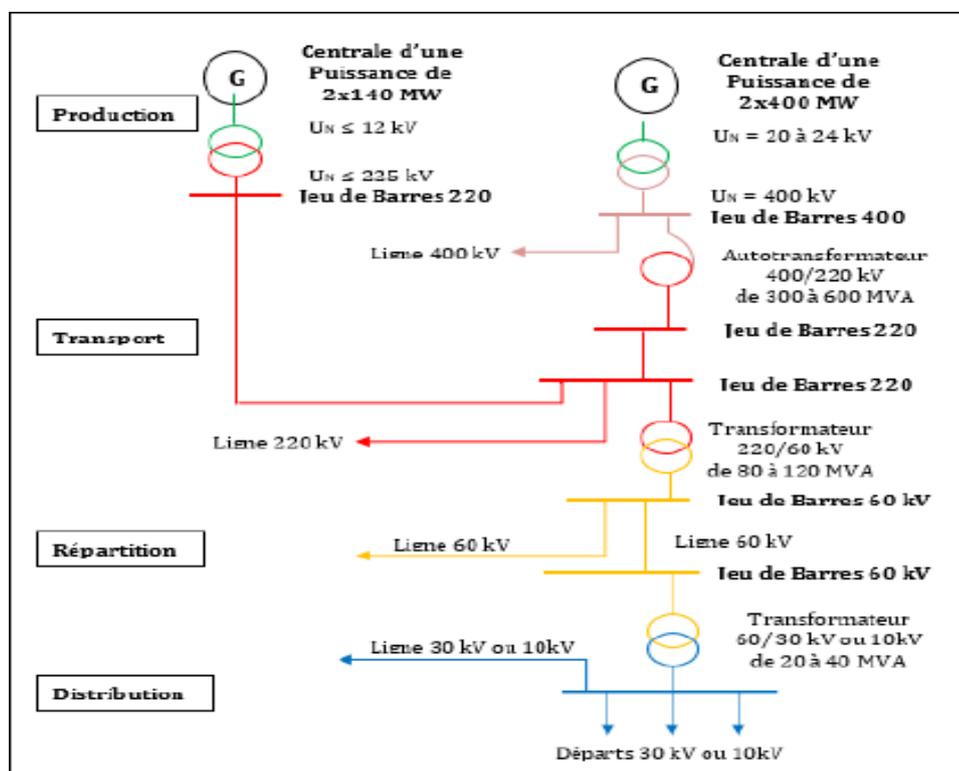


Figure II.1 : architecture générale d'un réseau d'énergies électrique ^[4].

II .3.1 La production :

La production d'énergie électrique repose sur l'utilisation de turbo-alternateurs, qui convertissent l'énergie mécanique des turbines en énergie électrique à partir de différentes sources primaires telles que le gaz, le pétrole, l'hydraulique, etc. Les proportions de ces sources primaires varient d'un pays à l'autre. Par exemple, en Algérie, plus de 70% de la production provient du gaz naturel. En général, chaque centrale électrique, en tant que source de production, intègre plusieurs groupes de turbo-alternateurs pour garantir la disponibilité continue pendant les périodes de maintenance.

On distingue Cinq types de centrales de production d'énergie électrique plus utilisées dans le monde :

- Centrales thermiques classiques.
- Centrales nucléaires.
- Centrales hydroélectriques.
- Centrales solaires ou photovoltaïques.
- Centrales éoliennes

II.3.2 Le transport et la répartition :

Un générateur électrique produit de l'énergie à une moyenne tension, généralement entre 12 et 15 kV. Cette énergie est ensuite acheminée dans le réseau de transport par le biais de postes de transformation, où elle est élevée à des niveaux de haute ou très haute tension. Cette augmentation de la tension vise à minimiser les pertes d'énergie pendant le transport à travers les lignes. La tension de transport est ajustée en fonction des distances à parcourir et de la quantité d'énergie à transporter. Plus les distances sont importantes, et plus la puissance est élevée, plus la tension doit être augmentée. En Algérie, par exemple, le réseau de transport utilise une tension de 220 kV (atteignant même 400 kV pour certaines lignes).

Le réseau de répartition dérive du réseau de transport via les postes d'interconnexion THT/HT(MT). Il alimente les grands consommateurs industriels à des niveaux de haute ou moyenne tension et assure la distribution de puissance dans diverses zones, qu'elles soient rurales ou urbaines.

II.3.3 La distribution :

La distribution de l'énergie électrique a pour objectif de fournir de l'énergie aux consommateurs à des niveaux de tension moyenne ou basse, généralement à 380V, en utilisant des postes de transformation MT/BT.

II.4 Classification de réseaux électriques d'après le niveau de tension ^[5] :

En général, les réseaux électriques sont structurés de manière hiérarchique.

- Un réseau de transport : THT **220 à 800 KV**
- Un réseau de répartition : HT ou HTB **60 à 120 KV**
- Un réseau de distribution : MT ou HTA **5 à 36 KV**
- Un réseau de livraison de l'abonné BT **400 à 230 V**

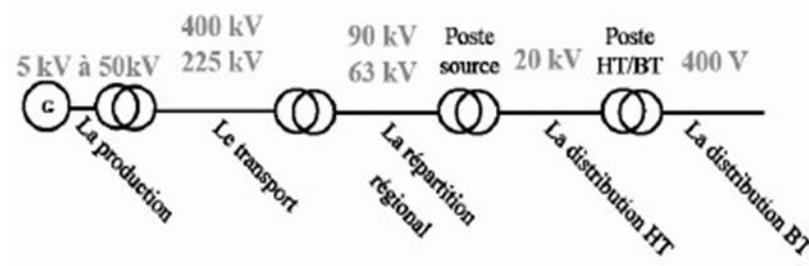


Figure II.2 : Schéma simplifiée d'un réseau électrique.

II.5 Les types des lignes de transport de l'électricité :

II.5.1 Réseaux de transport et d'interconnexion :

Après production, les réseaux de transport assurent le transport d'électricité vers des endroits éloignés des sites de production. Ces réseaux transmettent l'électricité à haute tension afin de réduire les pertes d'énergie lors du transport longue distance.

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

- Collecte et transport de l'électricité provenant de centrales de grande capacité vers les zones de consommation (fonction transport).
- Assurer l'exploitation économique et sûre des moyens de production tout en compenser les risques différents (fonction d'interconnexion) ^[6].

II.5.2 Les réseaux de répartition :

Les réseaux de répartition électrique, également appelés réseaux à haute tension, englobent les lignes de transfert et les stations de transformation intermédiaires entre les réseaux de transport et de distribution. Ils opèrent à des tensions supérieures à 63 kV, assurant la distribution régionale de l'énergie électrique. Ces systèmes, pouvant adopter des configurations aériennes ou souterraines, se composent principalement de lignes aériennes capables de transporter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Dans les zones urbaines densément peuplées, ils peuvent être enterrés sur des distances relativement courtes, généralement inférieures à quelques kilomètres. Les postes de transformation HT/MT facilitent la fourniture d'électricité aux réseaux de distribution.

- La tension est 90 kV ou 63 kV
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV.
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV.

II.5.3 Les Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution électrique sont établis à partir de tensions situées en deçà de 63 kV, à partir des postes de transformation HTB/HTA. Ils reposent sur des lignes ou des câbles à moyenne tension qui transportent l'électricité jusqu'au poste de distribution HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA représente l'ultime maillon de la chaîne de distribution et assume la responsabilité de fournir l'énergie électrique pour toutes les applications ^[6].

- Les Réseaux de distribution à moyenne tension : HTA (30 et 10 kV le plus répandu).
- Les Réseaux de distribution à basse tension : BTA (230 / 400 V).

II.6 Les différents éléments de poste électrique :

Certains postes sont parfois subdivisés en "éléments primaires" (comprenant les équipements haute tension) et "éléments secondaires" (comprenant les équipements basse tension). Parmi les équipements primaires, on peut mentionner ^[7] :

- Transformateur électrique.
- Autotransformateur électrique.
- Disjoncteur à haute tension.
- Sectionneur.
- Sectionneur de mise à la terre
- Parafoudre.
- Transformateur de courant.
- Transformateur de tension.

- Combiné de mesure (courant + tension),
- Jeux de barres.

Parmi les éléments secondaires on peut citer :

- Relais de protection.
- Equipements de surveillance,
- Equipements de contrôle.
- Système de téléconduite.
- Equipements de télécommunication,
- Comptage d'énergie.

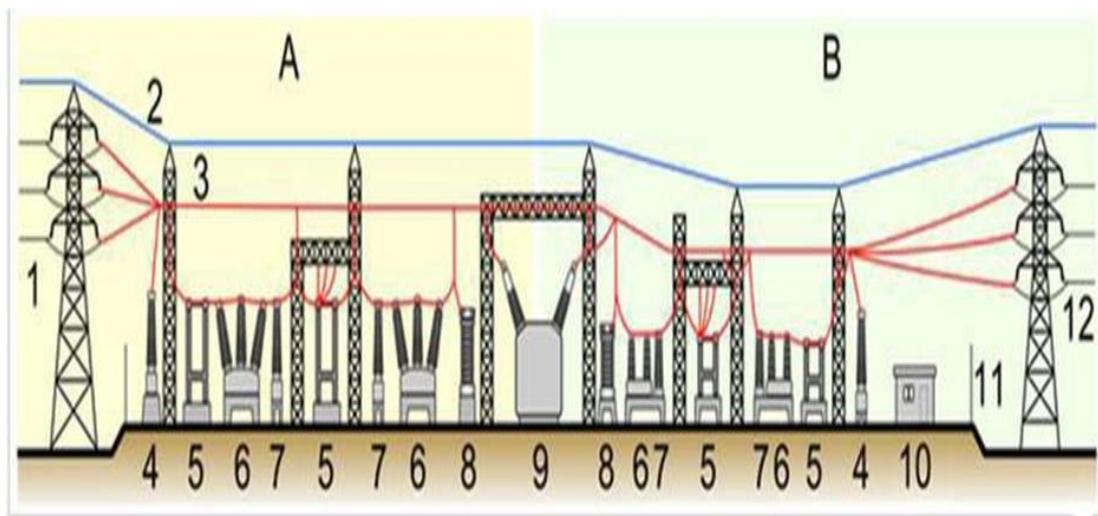


Figure II.3 : Les différents éléments dans un poste ^[8].

Les postes électriques renferment divers dispositifs électriques essentiels au fonctionnement optimal du réseau :

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

II.7 Etages 60kV de transformation électrique :

Un étage électrique 60kV est section spécifique d'un réseau électrique conçu pour abaisser la tension électrique de 60kV à 30kV. Ce type de poste est souvent utilisé dans les réseaux de répartition d'électricité pour adapter la tension à des niveaux appropriés pour la distribution locale ou pour alimenter des équipements spécifiques fonctionnant à une tension de 30 kV. Ces postes peuvent inclure des transformateurs, des dispositifs de protection et d'autres équipements nécessaires pour assurer une distribution d'électricité sûre et efficace à cette tension particulière. Le

poste GHARDAIA est un grand poste classique extérieur de transformateur 60/30kV qui est alimenté en énergie électrique par deux lignes triphasées de 60kV provenant de l'étage 220 kV du même poste.



Figure II.4 : photo de l'étage 60/30Kv post GHARDAIA.

L'étage consiste de différents types des travées : travées lignes, travées transformateurs, travées couplages et travée arrivée transformateur.

➤ **Travées transformateurs :**

Elles sont composées de :

- Jeux de barre en tube
- Sectionneurs de barres ou sectionneur d'aiguillage
- Disjoncteurs HT
- Le transformateur de puissance lui-même avec l'appareillage annexe (parafoudres sectionneur de neutre)
- Sectionneurs d'isolement
- Résistance de terre

➤ **Travées lignes :**

Elles sont composées de :

- Jeux de barres en tube
- Sectionneurs de barres ou sectionneurs d'aiguillage.
- Disjoncteurs HT
- Sectionneur de ligne + sectionneur de mise à la terre (malt)
- Transformateurs de courant (un par phase).
- Transformateurs de tension
- Circuits bouchon

➤ **Travées couplages :**

Elles facilitent la connexion de deux ensembles de barres fonctionnant à la même tension au sein du poste. Leur équipement englobe :

- Disjoncteurs.
- Sectionneurs.
- Transformateur de courant (pour le 220kv).

➤ **Travées arrivée transformateur :**

Elles sont composées de :

- Jeux de barre en tube
- Sectionneurs barres ou sectionneurs d'aiguillage
- Disjoncteurs
- Transformateurs de courant (un par phase)
- Transformateurs de tension
- Sectionneurs d'isolement

II.7.1 Transformateurs :

Un transformateur représente une machine statique responsable de convertir une tension alternative en une autre tension alternative de même fréquence. Il est constitué d'un noyau ferromagnétique autour duquel sont enroulés un ou plusieurs fils, formant des enroulements. Habituellement, ces enroulements ne sont pas électriquement connectés, mais ils partagent un flux magnétique commun. Les transformateurs sont couramment classés en monophasés ou triphasés.

II.7.1.1 Transformateurs de puissance

Différents types de transformateurs existent, mais notre focalisation se porte sur le transformateur de puissance. Celui-ci a joué un rôle crucial dans l'émergence et la prédominance des réseaux électriques alternatifs pour le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique.

À ses débuts, la principale fonction du transformateur de puissance était d'élever la tension lors du transport, permettant ainsi de réduire le courant et, par conséquent, les pertes joules engendrées dans les lignes. Cette élévation de tension s'accompagnait naturellement de l'abaissement de la tension aux points d'utilisation. De manière plus générale, les transformateurs jouent un rôle indispensable dans l'interconnexion des divers réseaux d'énergie.



Figure II.5 : photo du transformateur de puissance 60/30kV N°1 du post GHARDAIA.

II.7.1.2 Transformateurs de courant (TI ou TC) :

Un transformateur de courant (TC) est un dispositif électrique conçu pour évaluer le courant électrique dans un circuit haute tension en le transformant en un courant proportionnellement réduit. Cette réduction permet une mesure aisée à l'aide d'un appareil de mesure de courant classique ^[9].

Les transformateurs de courant (TI ou TC) qui :

- Abaisser la valeur des courants de circulation
- Permettre à commander les appareils de protection en cas des défauts (surintensité par exemple ...)



Figure II.6 : Photo d'un transformateur de courant TC.

II.7.1.3 Transformateurs de tension (TT ou TP) :

Ce transformateur génère une tension secondaire pratiquement proportionnelle à celle du primaire et en phase avec celle-ci. Sa fonction principale est de produire, au niveau de sa sortie, une représentation fidèle du courant circulant dans le conducteur haute tension concerné. En parallèle, il garantit l'isolation entre la haute tension et les circuits de mesure et de protection, assurant ainsi une protection efficace contre toute détérioration en cas de défaut sur le réseau haute tension ^[10].



Figure II.7 : Photo d'un transformateur tension (TT ou TP)

II.7.2 Disjoncteurs à haute tension :

Un disjoncteur est un dispositif de connexion électrique doté de la capacité d'établir, de supporter, et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit. Il est également apte à établir, à supporter pour une durée spécifiée, et à interrompre des courants dans des conditions anormales précisément définies, telles que celles résultant d'un court-circuit ou d'une surcharge.

Le disjoncteur à haute tension se distingue principalement par la technique employée pour la coupure, soit le procédé garantissant l'extinction de l'arc électrique généré dans la partie active du disjoncteur lors de son ouverture. on distingue donc les types suivants:

- Les disjoncteurs à l'huile.
- Les disjoncteurs à air comprimé.
- Les disjoncteurs à vide.
- Les disjoncteurs à gaz SF₆ (hexafluorure de soufre).



Figure II.8 : Photo d'un disjoncteurs HT à SF6.

II.7.3 Sectionneurs :

Le sectionneur représente un dispositif mécanique de connexion, ayant la capacité d'ouvrir et de fermer un circuit lorsqu'aucun ou un courant pratiquement nul est présent. Son rôle aussi est de garantir la visibilité de la manœuvre et a pour objectif d'isoler la partie de l'installation située en aval du sectionneur.

Il doit pouvoir être verrouillé par un cadenas afin d'assurer à l'opérateur qu'un circuit isolé ne sera pas rétabli de manière involontaire. De plus, il doit disposer d'une isolation entre les bornes, assurant à l'opérateur qu'une surtension ne compromettra pas cette isolation et ne rétablira pas involontairement le circuit sous tension.

II.7.3.1 Différents types des Sectionneurs :



Figure II.9 : Sectionneur tête de ligne et de mise à la terre (malt).



Figure II.10 : sectionnaire de barre (de sectionnement ou d'aiguillage).

II.7.4 Jeux de barres :

Les jeux de barres sont habituellement constitués de barres plates ou de tubes creux en cuivre ou en aluminium, les dimensions maximales pouvant atteindre un diamètre de 120 mm et une section de 1000 mm². Les jeux de barres jouent un rôle essentiel dans la liaison des différentes composantes d'un poste électrique, conférant ainsi une importance significative à leur conception. Cependant, leur nature les rend également très sensibles, car un court-circuit sur un jeu de barres peut entraîner la mise hors tension de l'ensemble du poste. Généralement, plusieurs jeux de barres connectés en parallèle sont utilisés pour prévenir ce problème, permettant ainsi la maintenance d'un jeu de barres spécifique sans mettre l'intégralité du poste hors service.



Figure II.11 : Photo de jeux de barres.

II.7.5 Circuit bouchon :

Il s'agit d'un circuit oscillant composé d'une bobine L en parallèle avec un condensateur C. Pour ajuster sa fréquence de résonance, les lignes de transport d'énergie sont un support fiable pour la transmission d'informations entre les centres de production et de consommation. Ces informations, telles que la téléphonie, la transmission de données, la téléprotection, etc., sont acheminées à l'aide de systèmes à courants porteurs, dans une bande de fréquence approximativement située entre 40 et 500 kHz. C'est pourquoi l'installation d'un circuit bouchon (filtre LC) est nécessaire pour bloquer les signaux ayant des fréquences différentes de 50 Hz. Cette mesure permet au transformateur de courant (TC) d'effectuer des mesures fiables ^[10].



Figure II.12 : Photo de Circuit bouchon.

II.8 Protection de l'étage 60kV de transformation électrique :

La protection des réseaux électriques englobe l'ensemble des dispositifs de surveillance et de protection visant à maintenir la stabilité d'un réseau électrique. Son objectif premier est d'éviter les dommages involontaires aux équipements de valeur et de garantir une alimentation électrique ininterrompue. Par ailleurs, elle a pour mission essentielle d'assurer la stabilité globale des réseaux électriques.

La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

II.8.1 Rôle d'une protection :

En cas de survenue d'un défaut ou d'une perturbation sur un réseau électrique, il est impératif de procéder à la mise hors tension de la partie concernée en utilisant un système de protection. Ce dispositif a pour mission de restreindre les dommages potentiels résultant du défaut ^[11].

II.8.2 Principe d'un système de protection :

Quel que soit la technologie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales ^[11] :

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

II.8.3 Les types de protection :

- Protection de distance.
- Protection différentielle.
- Protection directionnelle.
- Protection à maximum de courant (Max I).
- Protection de surcharge thermique.
- Protection à maximum ou à minimum de tension...

I.8.4 Protection de l'étage 60 kV :

Protections extrêmes transformateur:

- MAX I THT 60 kV.
- MAX I HT.
- MAX I Surcharge 30 kV.
- MAX I 30KV PN (point neuter).
- Neutre 30kv.
- Neutre BPN (bobine point neuter).

Protections internes transformateur :

- Buchholz TR (transformateur).
- Buchholz régleur.
- Différentielle.
- Surcharge thermique..
- Masse cuve.

Protections ligne:

- Protection principale (1).
- Protection principale (2).

- Protection complémentaire.
- Protection défaillance disjoncteur.
- Protection de sur tension.
- Protection rupture synchronisme.

II.9 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons abordé les éléments essentiels du système électrique et de son réseau, en accordant une attention particulière à l'étage de 60 kV. Nous avons examiné en détail les équipements et les travées qui le composent, ainsi que le fonctionnement général et les divers dispositifs de protection associés à cet étage de transformation électrique.

Chapitre III

La maintenance industrielle et ses méthodes d'analyse

Chapitre III : La maintenance industrielle et ces méthodes d'analyse

III.1 Introduction :

La maintenance a toujours été considérée comme une nécessité absolue pour les entreprises et l'a prouvé. Actuellement, la maintenance subit des changements importants sous l'influence du besoin croissant d'efficacité financière, de rapidité et de performance, ainsi qu'en termes de sécurité et de qualité. Dans ce contexte dynamique, qui fait face à la maintenance. Il faut moderniser l'équipement tout en permettant aux personnes d'améliorer leurs compétences opérationnelles et pratiques grâce à l'information et à la formation continue.

En raison des exigences de production telles que "opportun", "profit financier" et "zéro défaut", ainsi que la volatilité inattendue du marché, la maintenance doit faire face à des défis importants. Ces défis comprennent des tâches telles que l'élaboration d'une planification fiable, conformément à de nombreux critères qui ne peuvent être atteints que peu de temps avant la mise en œuvre. Ces défis exigent un traitement habile et élaboré.

Ce chapitre vise à clarifier le concept de maintenance et son importance ainsi que les différentes pratiques appliquées qui varient selon chaque entreprise et sa productivité.

III.2 Définition de la maintenance (norme NF X 60-010) :

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

III.3 Objectif de la maintenance (norme FD X 60-000) :

Selon la politique de maintenance continue de l'entreprise, les objectifs et les aspirations de maintenance sont définis sur plusieurs axes, à savoir :

- Assurer la disponibilité et la longévité des biens.
- Assurer une haute performance de l'équipement.
- Améliorer la sécurité publique au travail (sécurité des personnes et des biens).
- Maintenir la qualité des produits.
- Assurer la préservation de l'environnement.
- Chercher à améliorer les coûts d'entretien.

III.4 La stratégie de maintenance (normes NF EN 13306 et 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 Conception, modification, ou mettre en œuvre des méthodes de maintenance :

- ❖ Élaboration et amélioration les plans d'entretien.
- ❖ Organisation les équipes de maintenance.
- ❖ Sélection de l'absorption interne et/ou externalisation partielle ou totale des activités de maintenance.
- ❖ Identification, gestion et optimisation des stocks de pièces détachées et consommables.
- ❖ Évaluation de l'impact économique, y compris le temps de récupération, pour mettre à jour ou améliorer l'outil de production en termes de productivité et de facilité d'entretien

III.5 Les différents types de la maintenance (norme NF EN 13306) :

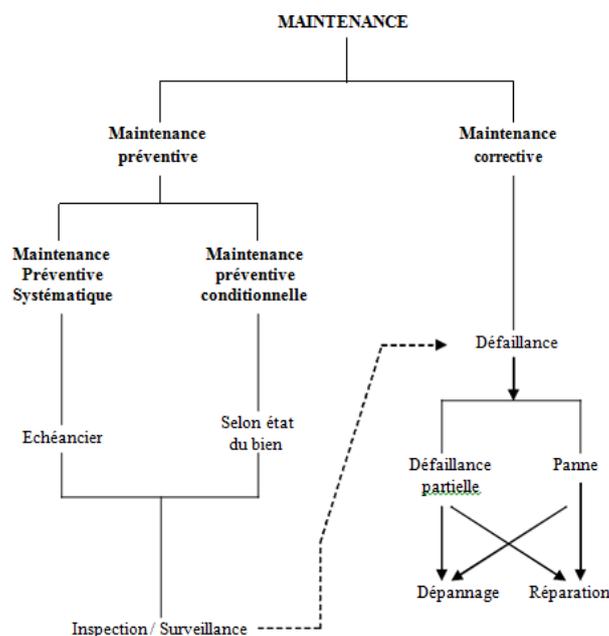


Figure III.1: Les différents types de la maintenance.

III.5.1 Maintenance préventive (norme NF EN 13306) :

C'est la maintenance exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinée à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'un bien.

III.5.1.1 Classification des formes de la maintenance préventive (norme FD X 60-000) :

➤ Maintenance systématique :

Cette approche de la maintenance préventive implique des interventions à des intervalles temporels prédéfinis ou en fonction d'un nombre spécifique d'unités d'utilisation, sans effectuer de contrôle préalable de l'état du bien.

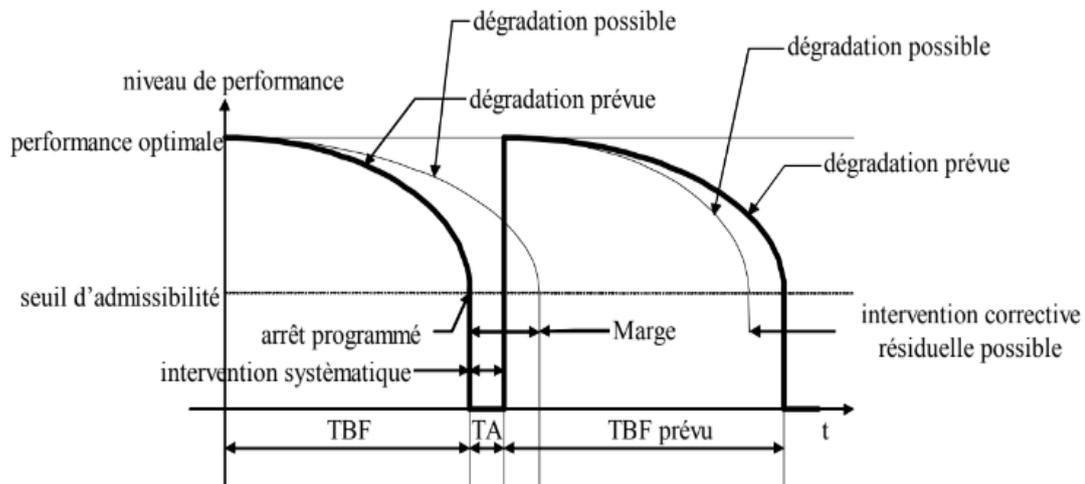


Figure III.2: Evolution du niveau de performance en maintenance systématique.

➤ Maintenance conditionnelle ou prévisionnelle :

Cette approche représente une stratégie visant à améliorer la maintenance préventive systématique en se basant sur l'évaluation factuelle des paramètres associés à la détérioration du bien. Elle repose sur l'extrapolation de données mesurées et de tendances en fonction de l'utilisation du bien. Les courbes de référence sont dérivées à partir d'observations successives, comparées à l'expérience antérieure.

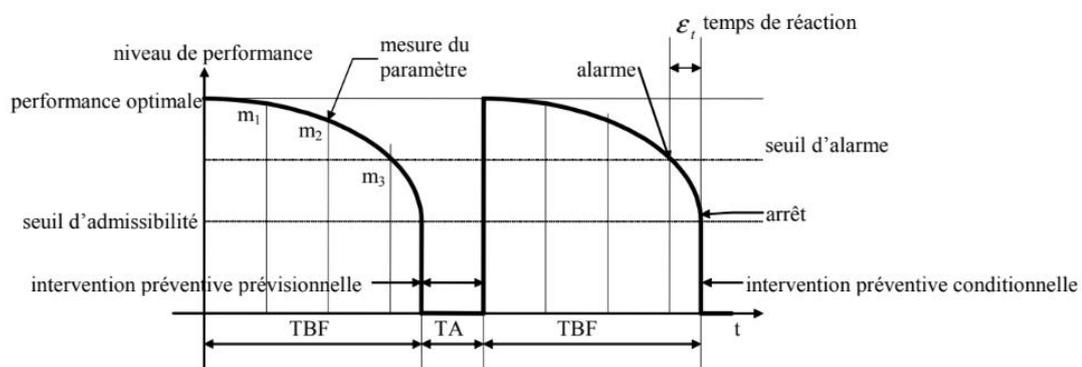


Figure III.3: Evolution du niveau de performance en maintenance conditionnelle ou prévisionnelle.

III.5.1.2 Opérations de la maintenance préventive :

➤ **Inspections :**

Il s'agit d'activités de surveillance visant à détecter périodiquement des anomalies et à réaliser des ajustements simples ne nécessitant pas d'outillage spécifique ni d'arrêt de la production ou des équipements.

➤ **Contrôle :**

Examen de la conformité aux données préétablies, suivi d'une évaluation. Cette vérification peut entraîner une action de maintenance corrective ou inclure une décision de rejet, d'acceptation ou de report.

➤ **Visite :**

Dans le cadre de la maintenance préventive systématique, les visites sont des opérations de surveillance planifiées à intervalles déterminés. Ces interventions suivent une liste d'opérations préalablement définies, pouvant entraîner le démontage d'organes et l'immobilisation du matériel. Une visite peut déclencher une action de maintenance corrective.

➤ **Test :**

Analyse des réponses d'un système en comparaison avec un système de référence ou un phénomène physique significatif de bon fonctionnement.

➤ **Echange standard :**

Echange standard : substituer un composant ou un sous-ensemble présentant des défauts par une pièce identique, neuve, préalablement remise en état selon les recommandations du fabricant.

➤ **Révision :**

Processus complet d'inspection et d'intervention visant à garantir le maintien du niveau de disponibilité et de sécurité d'un bien. Les révisions sont généralement effectuées à des intervalles temporels prédéfinis ou après un nombre spécifié d'opérations. Elles impliquent le démontage partiel ou total du bien. Il est important de faire la distinction entre révision et surveillance, la première étant la maintenance de niveau 4.

III.5.1.3 Avantages de la maintenance préventive :

La mise en œuvre d'une approche de maintenance préventive offre plusieurs avantages :

- Efficacité accrue de la productivité de l'entreprise.
- Réduction des coûts de réparation.

- Minimisation des niveaux de stocks de production.
- Rationalisation des pièces de rechange.
- Renforcement de la crédibilité du service de maintenance.
- Amélioration de la motivation du personnel de maintenance.

III.5.2 Maintenance corrective (norme NF EN 13306) :

La maintenance corrective représente les interventions effectuées suite à la détection d'une panne, dans le but de restaurer un bien à un état lui permettant d'accomplir la fonction requise. Il est important de noter que la maintenance corrective n'est pas nécessairement la solution la plus économique. En effet, d'une part, une même intervention peut nécessiter le recours à des moyens exceptionnels justifiés par la criticité de la défaillance, et d'autre part, l'interruption non planifiée des services ou de la production peut avoir des conséquences préjudiciables pour l'entreprise.

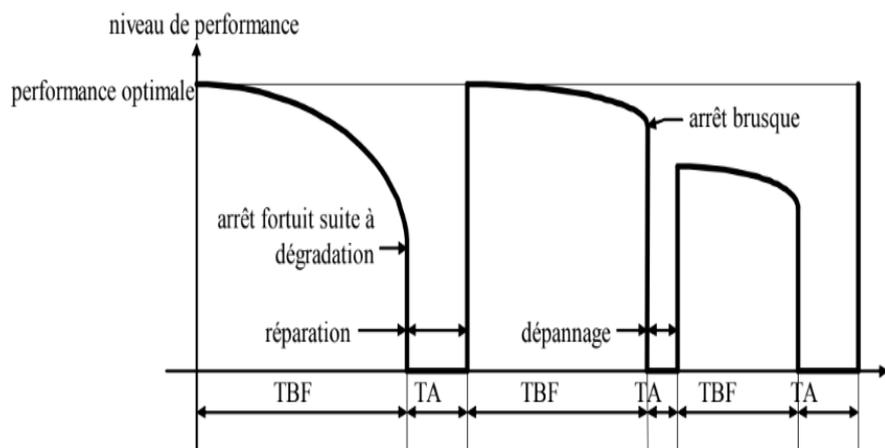


Figure III.4: Evolution du niveau de performance en maintenance corrective.

III.5.2.1 Types de la maintenance corrective (norme FD X 60-000) :

- **Maintenance corrective de type « acceptée »** : Dans une quête constante du meilleur équilibre entre utilisation et coût, il peut arriver que la défaillance d'un équipement soit acceptée avant de considérer des actions de maintenance.
- **Maintenance corrective de type « palliative »** : Cette forme de maintenance corrective vise à permettre à un bien d'accomplir temporairement tout ou partie d'une fonction requise. Communément appelée "dépannage", la maintenance palliative se compose principalement d'actions temporaires qui doivent être suivies d'actions curatives.
- **Maintenance corrective de type « curative »** : L'objectif de la maintenance corrective de type "curative" est de rétablir un bien à un état spécifié afin de lui permettre d'accomplir une fonction requise.

III.5.2.2 Phases d'une intervention de la maintenance Corrective :

Rétablir le bien concerné dans un état permettant l'accomplissement de sa fonction requise, même de manière temporaire et/ou partielle, constitue l'objectif de la maintenance corrective.

La figure ci-dessous présente les différentes phases d'une intervention habituelle de maintenance corrective.

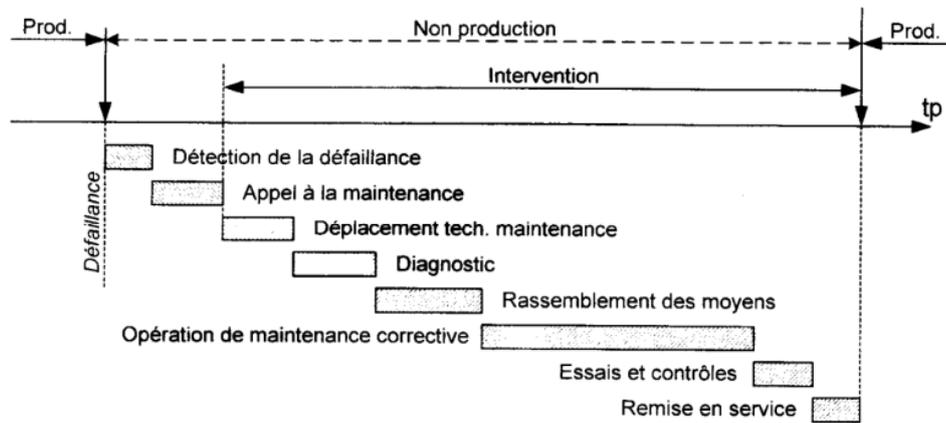


Figure III.5: Les phases d'une opération de maintenance corrective.

- ✓ **Phase 1 : Détection de la défaillance** = Période où l'utilisateur du système observe un dysfonctionnement.
- ✓ **Phase 2 : Appel à la maintenance** = Durée consacrée à informer le service de maintenance en fournissant des détails essentiels (localisation, conséquences, premiers signes, ...).
- ✓ **Phase 3 : Déplacement des intervenants** = Temps nécessaire aux techniciens pour se rendre sur le site de la défaillance.
- ✓ **Phase 4 : Diagnostic** = Durée requise pour que les techniciens de maintenance identifient la cause de l'anomalie et planifient l'intervention (identification, localisation, analyse).
- ✓ **Phase 5 : Rassemblement des moyens** = Période où les techniciens de maintenance se procurent les outils et pièces de rechange nécessaires.
- ✓ **Phase 6 : Opération de maintenance corrective (dépannage ou réparation)** = Période où les techniciens de maintenance rétablissent le système à son état fonctionnel.
- ✓ **Phase 7 : Essais et contrôles** = Période où les techniciens de maintenance confirment la restauration de la compétence du système.
- ✓ **Phase 8 : Remise en service** = Durée nécessaire pour que les techniciens de maintenance,

éventuellement accompagnés par l'utilisateur, permettent au système de retrouver sa cadence nominale.

III.5.3 Maintenance améliorative :

L'amélioration des équipements comprend un ensemble de mesures techniques, administratives et de gestion visant à accroître la fiabilité de fonctionnement d'un équipement sans altérer sa fonction principale. Il s'agit ainsi d'apporter des modifications à la conception initiale dans le but de prolonger la durée de vie des composants, de les standardiser, de réduire la consommation d'énergie, d'améliorer la facilité de maintenance, etc. Cette approche est particulièrement bénéfique lorsque l'on envisage de moderniser un équipement existant en lui conférant une technologie plus récente, ce qui permet d'éviter les problèmes rencontrés auparavant ^[12].

III.5.3.1 Objectifs de la maintenance améliorative :

La maintenance d'amélioration requiert un esprit critique et créatif, ainsi qu'une analyse économique approfondie pour garantir la rentabilité de l'amélioration. Tous les équipements sont concernés, à l'exception de ceux proches de la réforme. Les objectifs de la maintenance d'amélioration d'un équipement incluent :

- Accroître les performances de production.
- Améliorer la facilité de maintenance.
- Standardiser certains éléments ou sous-ensembles.
- Renforcer la sécurité des utilisateurs et la fiabilité ^[12].

III.6 Fonctions de service maintenance (norme FD X 60-000) :

- **Etude** : L'objectif principal de cette fonction est d'analyser les tâches à accomplir en conformité avec la stratégie de maintenance adoptée. Cela implique la conception d'un plan de maintenance comprenant des objectifs mesurables et des indicateurs quantifiables.
- **Préparation** : La préparation des interventions de maintenance doit être considérée comme une composante essentielle du processus de maintenance. Toutes les conditions nécessaires à la réalisation réussie d'une intervention de maintenance seront anticipées, définies et caractérisées. Cette planification doit respecter les objectifs globaux définis par la stratégie de maintenance, tels que le coût, le délai, la qualité et la sécurité.

Quel que soit le type d'intervention à réaliser, la planification sera toujours présente. Elle peut être implicite (non formalisée) pour des tâches simples, où l'intervenant, fort de son expérience,

assure lui-même la planification de ses actions. Elle peut également être explicite (formalisée), confiée à un planificateur, générant un dossier de planification structuré intégré à la documentation technique, et utilisé à chaque réalisation de l'intervention. Ce dossier sera répertorié et conservé sous réserve de mises à jour ultérieures.

➤ **Ordonnancement :**

La fonction de coordination agit comme le "chef d'orchestre". Dans un service de maintenance caractérisé par la diversité extrême des tâches en termes de nature, de durée, d'urgence et de criticité, l'absence d'une coordination efficace conduit rapidement à la cacophonie, peu importe l'habileté des intervenants.

➤ **Réalisation :**

La mise en œuvre consiste à utiliser les moyens définis dans le dossier de planification conformément aux normes professionnelles, afin d'atteindre les résultats escomptés dans les délais fixés par la coordination.

➤ **Gestion :**

La fonction de gestion du service de maintenance doit être en mesure de superviser les équipements, les interventions, les stocks, les ressources humaines et le budget.

III.7 Temps de la maintenance :

➤ **MTBF :** La MTBF représente la moyenne des temps de bon fonctionnement (TBF).

Un temps de bon fonctionnement est le temps compris entre deux défaillances.

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

➤ **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.

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

➤ **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, sont à distinguer des arrêts inhérents à la production (attente de pièce, de matière, d'énergie, changement de production, etc.).

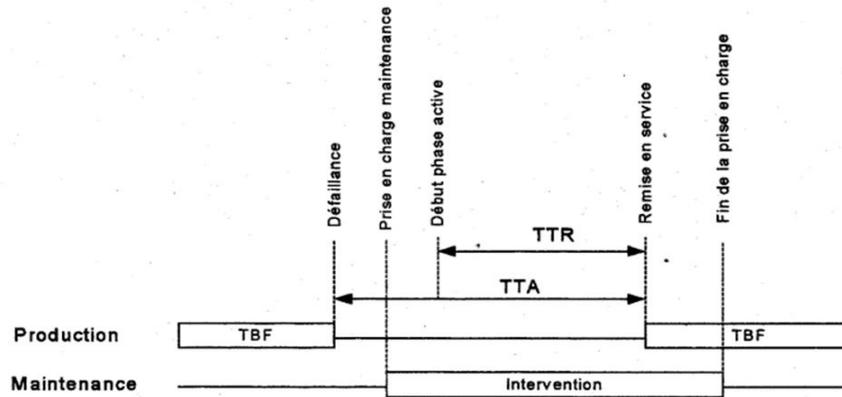


Figure III.6: Temps caractéristiques lors d'une intervention.

III.8 Méthodes utilisées en maintenance :

III.8.1 Méthode AMDEC :

III.8.1.1 Définition :

L'approche AMDEC (Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leur Criticité) constitue une méthodologie proactive pour évaluer la fiabilité, la maintenabilité, et la sécurité des produits et des équipements. Conformément aux directives de l'AFNOR, l'analyse des modes de défaillance, de leurs effets, et de leur criticité (AMDEC) se présente comme une méthode inductive visant à identifier, pour chaque composant d'un système, son mode de défaillance ainsi que son impact sur le fonctionnement ou la sécurité globale du système.

III.8.1.2 Objectifs de l'AMDEC :

L'AMDEC représente un processus visant l'analyse des modes de défaillance et de leurs répercussions. Les buts inhérents à cette méthode englobent :

- Examiner les implications des défaillances.
- Identifier les divers modes de défaillance.
- Détailler, pour chaque mode de défaillance, les méthodes et procédures de détection associées.
- Évaluer l'importance ou la criticité de chaque mode de défaillance.
- Classer les modes de défaillance en fonction de leur gravité.
- Établir des échelles de signification et de probabilité relatives aux défaillances ^[13].

III.8.1.3 Caractéristique de la méthode AMDEC :

L'AMDEC se distingue en tant que méthode d'analyse inductive, exhaustive, et méthodique qui facilite une exploration systématique :

- Des modes de défaillance inhérents à un moyen de production.
- Des causes de défaillance qui engendrent ces modes de défaillance, ces causes pouvant être localisées au niveau des composants du moyen de production ou résulter de sollicitations externes.
- Des conséquences des défaillances sur le moyen de production, son environnement, le produit, ou les individus.
- Des moyens de détection visant à prévenir et/ou corriger les défaillances ^[14].

III.8.1.4 Types de la méthode AMDEC :

➤ **AMDEC-Produit** : Son utilisation se destine à apporter un appui à la validation des études de définition d'un nouveau produit manufacturé par l'entreprise.

Cette méthode est employée pour évaluer les défauts potentiels du nouveau produit ainsi que leurs origines. L'évaluation exhaustive de tous les défauts envisageables permettra de les remédier, après une hiérarchisation appropriée, en mettant en place des actions correctives pour la conception et des mesures préventives pour l'industrialisation.

➤ **AMDEC-Processus** : Son application se concentre sur l'analyse des défauts potentiels d'un produit, qu'il soit nouveau ou existant, résultant du processus de fabrication.

Si le processus est nouveau, l'AMDEC-Processus vise à optimiser en éliminant les causes de défaut susceptibles d'avoir un impact négatif sur le produit. En cas de procédé existant, elle favorise les améliorations.

➤ **AMDEC- Machine** : Son application vise à évaluer la fiabilité d'un équipement et à garantir une disponibilité optimale des machines et des équipements.

Les résultats de cette étude comprennent :

- Procédures opérationnelles de conduite et de maintenance
- Formation du personnel (production et maintenance)
- Stratégie de maintenance et gestion des pièces de rechange
- Propositions de modifications pour améliorer la fiabilité ou la maintenabilité ^[15].

III.8.1.6 Démarche pratique de l'AMDEC :

L'utilisation des AMDEC établit un cadre qu'il est nécessaire de compléter et d'équiper de manière adéquate. Cela requiert une analyse approfondie de la pertinence des informations.

Le groupe AMDEC doit démontrer une maîtrise complète du processus et veiller à la mise à jour et à la validation de toutes les informations nécessaires à l'étude. Il incombe à ce groupe de s'appuyer sur le retour d'expérience de tous les opérateurs de tous les services impliqués dans le cycle de fabrication des produits, qui peuvent apporter une valeur ajoutée à l'analyse.

La démarche concrète de l'AMDEC peut être décomposée en quatre étapes distinctes :

➤ **Etape 1 : Initialisation :**

- ✓ La spécification de la machine à examiner.
- ✓ La détermination de la phase opérationnelle.
- ✓ L'établissement des objectifs à atteindre.
- ✓ La constitution d'un groupe de travail.
- ✓ La planification des réunions.
- ✓ L'élaboration des supports de travail.

➤ **Etape 2 : Description fonctionnelle de la machine qui consiste :**

- ✓ La décomposition de la machine et la prise de décisions sur les actions à entreprendre.
- ✓ L'inventaire des fonctions de service.
- ✓ L'inventaire des fonctions techniques.

➤ **Etape 3 : Analyse AMDEC :**

- ✓ L'examen des mécanismes de défaillance.
- ✓ L'évaluation de la criticité en considérant :
 - ✓ La probabilité d'occurrence F.
 - ✓ La gravité des conséquences G.
 - ✓ La probabilité de non-détection D.

➤ **Etape 4 : Synthèse de l'étude :**

- ✓ La récapitulation des travaux effectués.

- ✓ La prise de décisions concernant les actions à entreprendre ^[16].

III.8.1.7 Mise au point de supports de l'étude :

Les méthodes d'évaluation des paramètres (Criticité, Gravité, Fréquence, Détection) seront expliquées plus en détail lors de l'évaluation de la criticité. Une feuille d'analyse AMDEC (Tableau III.2) doit être préparée conformément aux sources disponibles ^[17].

Tableau III-1 : Feuille d'analyse AMDEC

Tableau 3 Feuille d'analyse AMDEC							
Direction Transport Electricité Région : HASSI MESSAOUD PCG de : Ghardaïa Poste : 220/60kV Equipement : Transformateur de puissance 220 /60 KV							
ORGANE	FONCTION	MODE DE DEFAILLANE	CAUSE DE DEFAILLANCE	EFFET DE DEFAILLANCE	INDICES DE CRITICITE		
					G	D	C

III.8.1.8 Évaluation de la criticité ^[15] :

L'indice de criticité C, également connu sous le nom de nombre de priorité de risque (NPR) ou Indice de Priorité de Risque (IPR), résulte du produit de la fréquence, de la non-défectabilité, et de la gravité des défaillances. Il représente le niveau de fiabilité du système analysé, calculé comme suit : $C = G * F * D$.

- **Indice G** : Associé aux impacts résultant de l'apparition du mode de défaillance, se manifestant à travers :
 - La qualité des pièces produites.
 - La sécurité des individus ou des biens.
 - Le temps d'intervention, représentant la durée active de la maintenance corrective (diagnostic, réparation, échange et remise en service). La gravité G est généralement noté de 1 à 5.
- **Indice F** : Associé à la fréquence d'occurrence de la défaillance, cette valeur exprime la probabilité combinée de l'apparition du mode de défaillance par le déclenchement de la cause sous-jacente. La fréquence F est évaluée sur une échelle de 1 à 4.
- **Indice D** : En lien avec la capacité à détecter la défaillance (le couple : Mode-Cause de défaillance) avant qu'elle ne génère un effet. L'évaluation de la détection D varie de 1

pour une défaillance facilement détectable à 4 pour une défaillance difficilement indétectable.

III.8.2 Méthode ABC (Courbe de Pareto) :

III.8.2.1 Objectif :

La méthode ABC offre la possibilité de mettre en évidence l'essentiel parmi une multitude d'informations, clarifiant objectivement ce qui peut être perçu de manière confuse. Il s'agit d'une

technique de prise de décision permettant de distinguer, parmi plusieurs problèmes, ceux qui nécessitent une attention prioritaire. La courbe ABC facilite la distinction claire entre les éléments significatifs et ceux qui le sont moins, présentée graphiquement. Cette règle de répartition, également connue sous le nom de règle des 80-20, a été formulée par Wilfredo PARETO, un socio-économiste italien du XIXe siècle (1848-1923).

III.8.2.2 Présentation de la loi de Pareto (méthode 80/20) :

La méthode ABC constitue une approche objective d'analyse, classant les éléments qui représentent la part prédominante du caractère étudié, tout en fournissant les pourcentages associés à un trait spécifique.

Le diagramme de Pareto, connu sous le nom de loi des 80/20, est une méthode largement reconnue pour l'optimisation et la résolution de problèmes, particulièrement répandue dans le milieu industriel. En général, on constate que dans la plupart des situations, 80% des conséquences résultent de 20% des causes. Appliqué à la maintenance, cela suggère que 80% des arrêts d'équipements peuvent être attribués à seulement 20% des causes de pannes référencées.

Toutefois, parvenir à de telles conclusions nécessite une analyse préalable, que nous détaillerons ensuite à travers un exemple simple ^[18].

III.8.2.3 Présentation graphique de la courbe ABC :

Cette démarche implique de classer les pannes en fonction de leurs coûts, en les disposant dans un ordre décroissant, chaque panne étant liée à une machine ou à une catégorie particulière.

Ensuite, il s'agit de construire un graphique illustrant le pourcentage des coûts associés à chaque panne, en rapport avec une machine ou une catégorie donnée.

Zone « A » : Dans la plupart des situations, environ 20% des pannes représentent 80% des coûts, définissant ainsi la zone A, qui constitue la zone prioritaire.

Zone « B » : Au sein de cette tranche, les 30% de pannes suivantes engendrent un coût additionnel de 15%.

Zone « C » : Dans cette zone, les 50% de pannes restantes ne représentent qu'une contribution de 5% aux coûts totaux. La figure (III.7) illustre ces trois zones^[19].

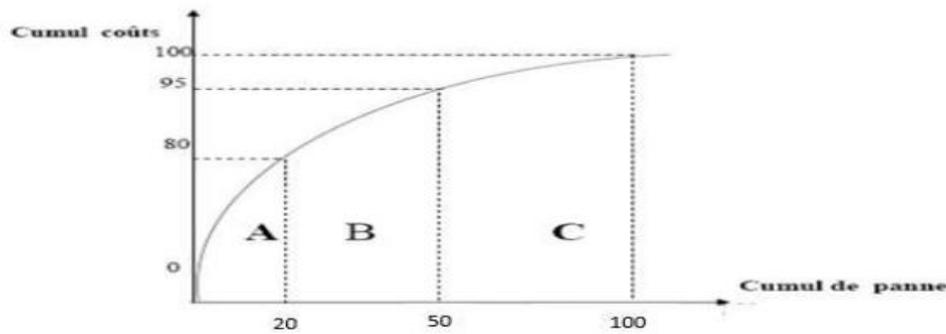


Figure III.7: courbe théorique d'analyse ABC (pareto).

III.8.3 Q-Q-O-Q-C-P :

Quoi ? Qui ? Où ? Quand ? Comment ? et à chaque fois Pourquoi ?

Que ce soit pour examiner une défaillance, organiser un poste de travail, gérer la logistique des flux, diriger une réunion, élaborer une procédure administrative,..., l'application rigoureuse de cette approche contribue inévitablement à créer les conditions optimales de performance.

La simplicité et la rigueur sont des éléments essentiels pour atteindre le succès.

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

➤ **Méthode des 5 pourquoi :**

Les « 5 pourquoi » supposent que la répétition de la question permet d'explorer de manière exhaustive une situation jusqu'à parvenir aux meilleures solutions. La question est reformulée jusqu'à ce que la réponse ne suscite plus de nouvelles pistes pour comprendre les causes.

III.8.4 Diagramme Cause-Effets :

III.8.4.1 Définition : Cet instrument a été développé par ISHIKAWA, professeur à l'Université de Tokyo dans les années 60, et créateur d'une méthode de gestion de la qualité totale. Le diagramme de causes à effets est une représentation graphique de la classification par catégories de toutes les causes potentielles qui peuvent influencer un processus. Ces catégories de causes, au nombre de 5, sont responsables des défauts dans un processus de fabrication. Leur nom commence par la lettre M, d'où le terme 5M.

III.8.4.2 Objectif de la méthode ISHIKAWA :

L'objectif de cette approche est d'identifier les causes à l'origine d'un effet spécifique. Sa représentation graphique vise à :

- Offrir une perspective globale sur un phénomène,
- Faciliter la communication,
- Servir de base de discussion et de travail pour un groupe de collaborateurs,
- Faciliter la prise de décisions,
- Repérer rapidement les actions à entreprendre pour améliorer la situation ^[20].

III.8.4.3 Les étapes d'ISHIKAWA :

- Identification et détermination du problème à résoudre.
- Compilation des possibles sources de dysfonctionnement.
- Catégorisation des causes dans les familles : Matière, Milieu, Méthode, Machine et Main-d'Ouvre.
- Création du diagramme causes-effets.

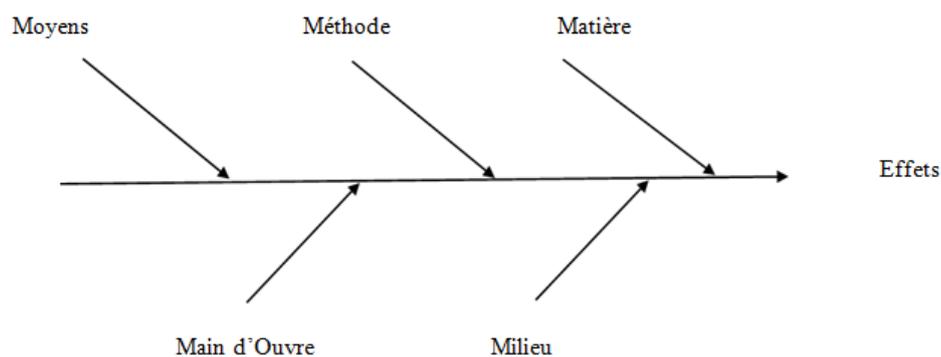


Figure III.8 : Diagramme d'Ishikawa.

III.8.5 La méthode d'analyse FMD :

III.8.5.1 Etude de fiabilité :

III.8.5.1.1 Définition (norme NF X 06–501) :

La fiabilité est la caractéristique d'un dispositif exprimé par la probabilité que ce dispositif accomplisse une fonction requise dans des conditions d'utilisation données et pour une période de temps déterminée.

III.8.5.1.2 Objectifs :

La fiabilité a pour objectif de :

- ❖ Établir une garantie dans la durée.
- ❖ Évaluer de manière rigoureuse un niveau de confiance.
- ❖ Interpréter une durée de vie.
- ❖ Évaluer précisément le temps de fonctionnement.
- ❖ Définir la stratégie de maintenance.
- ❖ Opter pour un stock approprié.

III.8.5.1.3 Calcul de la fiabilité :

La fiabilité, notée $R(t)$, exprime la probabilité qu'une entité accomplisse une fonction requise dans des conditions données pendant un intervalle de temps donné.

Il est à noter que la fonction de répartition $F(t)$, complémentaire de $R(t)$, peut également être utilisée, et les deux fonctions sont liées par l'équation ^[21] :

$$F(t) + R(t) = 1$$

III.8.5.1.4 Les lois usuelles utilisées dans le calcul de la fiabilité :

- ❖ Le modèle Binomiale
- ❖ Le modèle de Poisson
- ❖ Le modèle Normale
- ❖ Le modèle exponentiel
- ❖ Le modèle de Weibull

➤ **Loi BINOMIALE :**

Supposons qu'il y ait une défaillance D avec une probabilité de survenir P. La probabilité que k défaillances surviennent lors de N essais est :

$$P(x=k) = C_N^k P^k (1 - P)^{N-k}$$

➤ **Loi de POISSON :**

La probabilité qu'une panne survienne n fois sur une période de temps t est définie par :

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

➤ **Loi NORMALE :**

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

La fonction de fiabilité est :

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

➤ **La loi exponentielle :**

Cette approche est pertinente lorsqu'on suppose que le taux de défaillance λ reste constant, ce qui correspond à une période de maturité. Durant cette phase, les pannes sont rares et imprévisibles, suivant une distribution aléatoire. Les équations suivantes peuvent alors être employées :

- **Fiabilité :** $R(t) = e^{-\lambda t}$
- **La probabilité de défaillance :** $F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$
- **Taux de défaillance (λ) :** $\lambda = \frac{1}{MTBF}$

Remarque : Le modèle exponentiel est opérationnel uniquement sous l'hypothèse d'un taux de défaillance λ constant. Ainsi, il se révèle inapproprié pour les stades de jeunesse ou de vieillesse du matériel.

➤ **La loi de WEIBULL :**

La loi de Weibull représente un modèle largement utilisé pour la modélisation de la durée de vie d'un équipement. Cela offre la possibilité, par exemple, d'identifier les fréquences dans le cas

d'une maintenance préventive systématique. La souplesse d'utilisation de la loi de Weibull lui permet de s'adapter à une diversité d'échantillons prélevés tout au long de la vie d'un équipement. Elle englobe les situations de taux de défaillance variables, qu'ils soient décroissants (périodes de jeunesse) ou croissants (périodes de vieillesse). De plus, elle permet, à partir des résultats obtenus, de déterminer la période de vie du système étudié ^[21].

III.8.5.1.5 Définitions des paramètres utilisés :

❖ **Paramètres de Weibull :**

β est le paramètre de forme.

η est le paramètre d'échelle.

γ est le paramètre de position.

❖ **La densité de probabilité pour la distribution de Weibull :**

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

❖ **Fiabilité R(t) :**

$$R(t) = \exp\left[-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta\right]$$

Remarque : $\exp = 2,71828$ base du logarithme népérien.

❖ **Répartition F (t) :**

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

❖ **Taux de défaillance λ (t) :**

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

❖ **MTBF:**

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

Remarque : Le paramètre A est déterminé par la lecture des tables de Weibull en fonction du paramètre β .

III.8.5.1.6 Significations des paramètres (β, η, γ) :

1. Paramètre de forme β :

Le paramètre β fournit des indications qualitatives et quantitatives concernant le taux de défaillance instantané. Il sert d'indicateur de la forme de la courbe de densité de probabilité.

- $\beta < 1$: phase de jeunesse avec des défaillances, souvent dues à des défauts de fabrication ou de montage. Le taux de défaillance est décroissant.

- $\beta = 1$: cela indique un comportement stable du système, avec un taux de défaillance sensiblement constant. C'est la période de maturité.

- $\beta > 1$: phase de vieillesse avec l'apparition d'un mode de défaillance prédominant, caractérisé par β . Le taux de défaillance est croissant.

2. Paramètre d'échelle η :

Ce paramètre contrôle l'étirement de la distribution sur l'axe du temps. Il correspond au MTBF lorsque $\beta = 1$ et $\gamma = 0$.

3. Paramètre de localisation γ :

Également appelé paramètre de décalage ou de position, il s'exprime en unités de temps. Il indique soit une période sans défaillance potentielle, soit le moment où les défaillances commencent à se manifester ^[22].

III.8.5.2 Maintenabilité :

III.8.5.2.1 Définition (norme NF EN 13306) :

Maintenabilité se réfère à la capacité d'un bien, dans des conditions spécifiques d'utilisation, d'être maintenu ou restauré à un état où il peut accomplir la fonction requise. Cela suppose que la maintenance est effectuée dans des conditions déterminées, en suivant des procédures et en utilisant des moyens prescrits.

L'élément clé pour évaluer la maintenabilité d'un équipement est la MTTR (Mean Time To Repair), ou en français, la Moyenne des Temps Techniques de Réparation.

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

III.8.5.2.2 Paramètre nécessaire à la mesure maintenabilité :

➤ **Maintenabilité :**

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

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

- **Taux de réparation μ :** La probabilité de remise en état d'un composant dépend principalement du laps de temps écoulé depuis l'instant de la défaillance. Un certain délai t doit s'écouler avant que le composant ne puisse être réparé, englobant à la fois le temps nécessaire à la détection et l'attente de l'équipe de réparation ^[23].

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

III.8.5.3 Disponibilité :

III.8.5.3.1 Définition (norme NF EN 13306) :

Capacité d'un bien à être opérationnel et à exécuter une fonction requise dans des conditions spécifiées, soit à un moment précis soit pendant une période donnée, en supposant que les ressources extérieures nécessaires soient disponibles.

Remarque : La disponibilité établit ainsi un lien entre les concepts de fiabilité et de maintenabilité.

III.8.5.3.2 Les types de disponibilité :

- **Disponibilité intrinsèque :** Cette catégorie de disponibilité est calculée en prenant en considération les périodes de fonctionnement sans faille et les périodes de réparation, formulée comme suit :

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

➤ **Disponibilité instantanée :**

Pour un système avec l'assumption d'une constante pour le taux de défaillance et un taux de réparation constant, la disponibilité immédiate est définie par :

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

III.8.6 Méthode de l'arbre de défaillance :

III.8.6.1 Définition :

L'arbre de défaillance est une représentation graphique semblable à un arbre généalogique. C'est une approche utilisée pour analyser un événement. L'arbre de défaillance est construit en identifiant l'ensemble des événements élémentaires ou des combinaisons d'événements qui mènent à un Événement Redouté (ER). L'objectif est de suivre une démarche déductive à partir d'un Événement Redouté pour déterminer de manière exhaustive toutes ses causes, jusqu'aux plus élémentaires.

Il existe plusieurs types d'événements :

- Événement redouté : c'est l'événement indésirable, il est unique.
- Événements intermédiaires : ce sont des événements qui causent d'autres événements.
- Événements élémentaires : ils représentent le niveau le plus détaillé de l'analyse du système.
- Les différents événements sont reliés entre eux par des portes logiques, ce qui permet de calculer la probabilité d'occurrence des Événements Redoutés ^[24].

III.8.6.2 Objectifs :

Les objectifs des arbres de défaillance peuvent être décrits comme suit :

- Identifier les événements élémentaires ou leurs combinaisons qui mènent à un Événement Redouté (ER).
- Réaliser une analyse qualitative pour déterminer les points faibles du système, en vue de proposer des modifications pour améliorer la fiabilité du système.
- Analyser les scénarios qui conduisent à un ER, permettant de mettre en place des "barrières de sécurité" pour prévenir les incidents.
- Évaluer la probabilité de survenue de l'ER en connaissant la probabilité des événements élémentaires. Cela constitue l'analyse quantitative, permettant de déterminer les caractéristiques de fiabilité du système étudié ^[24].

III.8.6.3 Liens entre les événements : portes logiques

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

- Porte ET : L'événement E1 se produit uniquement si les événements élémentaires A1, A2, et A3 surviennent simultanément.
- Porte OU : L'événement E1 se produit si l'un des événements élémentaires A1, A2 ou A3 se produit.
- Porte R/N : Si $R = 2$ et $N = 3$, alors l'événement E1 se produit si au moins deux des événements élémentaires A1, A2, ou A3 surviennent ^[24].

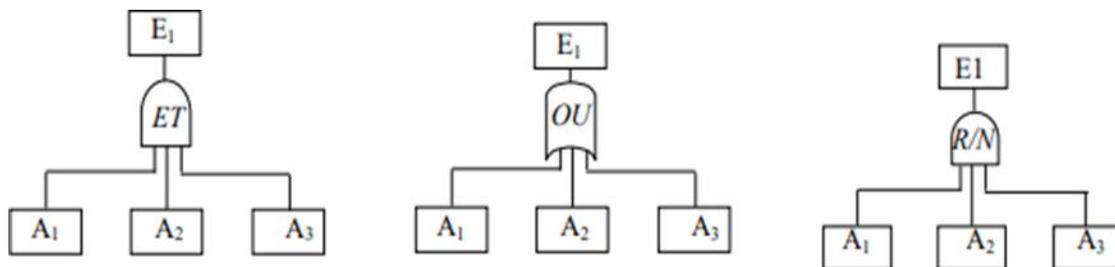


Figure III.9 : Portes ET, OU, R/N

III.8.6.4 Construction de l'arbre de défaillance :

La construction de l'arbre de défaillance (figure IV.5) repose sur l'analyse des événements qui conduisent à un événement redouté. Les étapes suivantes sont effectuées successivement, partant de l'événement redouté et allant vers les événements élémentaires :

- 1) Dans un premier temps, définissez l'événement redouté (événement intermédiaire ou élémentaire) à analyser, en précisant ce qu'il représente et dans quel contexte il peut survenir.
- 2) Ensuite, représentez graphiquement les relations de cause à effet à l'aide de portes logiques (ET, OU), qui permettent de spécifier le type de combinaison entre les événements intermédiaires menant à l'événement analysé.

Pour appliquer cette méthode, il est nécessaire de :

- S'assurer que le système fonctionne de manière cohérente.
- Connaître la décomposition fonctionnelle du système.
- Définir les limites du système (le niveau de détail de l'étude dépend des objectifs).
- Comprendre la mission du système et son environnement pour identifier le ou les événements redoutés qui nécessitent une analyse.
- Connaître les modes de défaillance des composants ^[24].

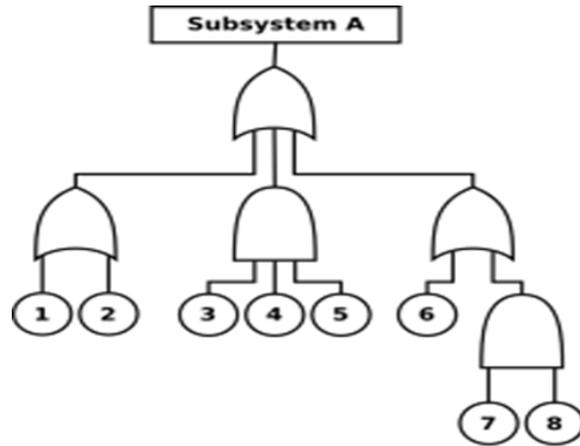


Figure III.10: Exemple d'un arbre de défaillances.

III.9 Conclusion :

Pour minimiser les temps de défaillance des systèmes électriques, mécaniques, hydrauliques, etc., il est essentiel de comprendre la nature de la défaillance et ses causes. Dans ce chapitre, nous avons abordé la définition de la maintenance, ainsi que les différents types de maintenance utilisés dans le domaine industriel, tels que la maintenance corrective, la maintenance préventive et la maintenance améliorative.

Dans la deuxième partie, nous avons présenté diverses méthodes pour analyser les défaillances des systèmes. Ces méthodes incluent la courbe ABC, l'AMDEC, la méthode ISHIKAWA, la méthode QQQCP, la méthode de l'arbre de défaillance et la méthode FMD.

Dans le cadre de l'analyse FMD, les concepts de Fiabilité, de Maintenabilité et de Disponibilité ont également été définis et modélisés pour une utilisation ultérieure.

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

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

IV.1 Introduction :

Pour évaluer les dysfonctionnements potentiels de tout système mécanique, hydraulique ou électrique, il est impératif de procéder à une analyse approfondie de son historique de défaillances. Cette démarche, réalisée à travers des méthodes d'analyse quantitatives ou qualitatives, permet d'identifier les motifs récurrents de défaillance et offre ainsi une précieuse source d'informations pour l'entreprise.

Dans le cadre de notre étude, nous avons délibérément opté pour l'étage 60 kV en raison de son rôle stratégique essentiel au sein du réseau à haute et très haute tension (THT/HT) à Ghardaïa, tant au niveau national que local.

IV.2 Historique des Pannes de l'Étage 60 kV du poste de transformation :

Le tableau suivant (IV.1) représente l'historique des pannes de l'étage 60 kV au poste STE Ghardaïa de 12/02/2020 jusqu'à 30/09/2023.

Tableau IV.1 : L'historique des pannes de l'étage 60/30 KV poste GHARDAIA

N°	Désignation de l'anomalie	Date de signalisation	Date de la levée	Temps d'arrêt
1	Disfonctionnement des ventilateurs de transformateur 60/30kV N°3	12.02.2020	12.02.2020	4h
2	Déclanchement de ligne 60kV GHARDAIA 01	03.04.2020	03.04.2020	32 min
3	Blocage de la protection différentielle transformateur N°3	24.04.2020	24.04.2020	2h
4	Manque courant continu sur la protection défaillance disjoncteur de la travée transformateur 60/30 kV N°3	05.05.2020	06.05.2020	20h
5	La protection PP1 de la ligne GUERARRA 01 ne communique pas avec CCN	02.06.2020	05.06.2020	50h
6	Défaut au niveau de relais Buchholz transformateur 60/30kV N°3	15.07.2020	15.07.2020	7h
7	Manque de tension sur jeux de barre 60kV N°2	21.07.2020	21.07.2020	33min

8	La commande de sectionneur de barre 60 kV N°2 ne fonctionne pas à distance	05.08.2020	07.08.2020	43h
9	Déclanchement départ 60kV GUERRARA 02	09.08.2020	09.08.2020	03min
10	Blocage de la protection de distance Travée transformateur 60/30 kV N°3	28.12.2020	30.12.2020	36h
11	Claquage d'une boit 60kV d'extrimité ph N°04 Travée ligne GUERRARA 01	16.04.2021	17.04.2021	10h
12	Disfonctionnement des ventilateurs transformateur 60/30kV N°03	05.08.2021	05.08.2021	3h
13	Déclanchement départ 60kV GUERRARA 01	12.09.2021	12.09.2021	30min
14	Déclanchement arrive 60kV transformateur 60/30 kV N°3	03.11.2021	03.11.2021	5min
15	Déclanchement transformateur 60/30kV N°5	16.06.2022	16.06.2022	4h
16	Claquage d'une boite 60kV tête de ligne Travée ligne GUERRARA 02	20.08.2022	20.08.2022	6h
17	Amorçage sur la chaine d'isolateurs ligne 60kV GHARDAIA 01	28.09.2022	27.09.2022	5h
18	Déclanchement transformateur 60/30 kV N°3	13.01.2023	13.01.2023	2h
19	Déclanchement transformateur 60/30 kV N°5	24.02.2023	24.02.2023	1h
20	Déclanchement transformateur 60/30 kV N°5	18.04.2023	18.04.2023	1h
21	Défaut Protection neutre MT du transformateur 60/30 kV N°4	17.05.2023	17.05.2023	7h
22	Claquage d'une boite sur la partie secondaire de transformateur 60/30kV N°4	27.05.2023	27.05.2023	8h
23	Déclanchement transformateur 60/30kV N°3	11.08.2023	11.08.2023	25min
24	Baisse pression gaz SF6 sur le disjoncteur 60KV travée transformateur 60/30 kV N°5	30.09.2023	30.09.2023	6h

IV.3 Application des méthodes d'analyse :

IV.3.1 Application de la loi de Pareto (la courbe ABC) :

Pour appliquer la méthode ABC, on doit d'abord classer les pannes de l'étage par ordre décroissant, puis calculer leurs cumuls ainsi que leurs pourcentages. Ensuite, on doit calculer le cumul et le pourcentage de la fréquence des pannes, dont nous avons présenté toutes les données dans le tableau suivant :

Tableau IV.2 : L'analyse ABC (Pareto).

N°	Types des pannes	Fréquence	Temps d'arrêt (Heur)	Cumul de fréquence	Cumul de Temps d'arrêt	Cumul de fréquence (%)	Cumul Temps d'arrêt (%)
1	La protection PP1 de la ligne GURRARA 01 ne communique pas avec CCN	1	50	1	50	4.16	23.02
2	La commande de sectionneur de barre 60 kV N°2 ne fonctionne pas à distance	1	43	2	93	8.33	42.83
3	Blocage de la protection de distance Travée transformateur 60/30 kV N°3	1	36	3	129	12.5	59.41
4	Manque courant continu sur la protection défaillance disjoncteur de la travée transformateur 60/30 kV N°3	1	20	4	149	16.66	68.62
5	Claquage d'une boit 60kV d'extrimité ph N°04 Travée ligne GUERRARA 01	1	10	5	159	20.83	73.23
6	Claquage d'une boîte sur la partie secondaire de transformateur 60/30kV N°4	1	8	6	167	25	76.91
7	Disfonctionnement des ventilateurs de transformateur 60/30kV N°3	2	7	8	174	33.33	80.14
8	Défaut au niveau de relais buchholz transformateur 60/30kV N°3	1	7	9	181	37.5	83.36
9	Défaut Protection neutre MT du transformateur 60/30 kV N°4	1	7	10	188	41.66	86.58
10	Déclanchement transformateur 60/30 kV N°5	3	6	13	194	54.16	89.35
11	Baisse pression gaz SF6 sur le disjoncteur 60KV travée transformateur 60/30 kV N°5	1	6	14	200	58.33	92.11
12	Claquage d'une boîte 60kV tête de ligne Travée ligne GUERRARA 02	1	6	15	206	62.5	94.87
13	Amorçage sur la chaine d'isolateurs ligne 60kV GHARDAIA 01	1	5	16	211	66.66	97.18
14	Déclanchement transformateur 60/30 kV N°3	2	2h25min	18	213.41	75	98.29

15	Blocage de la protection différentielle transformateur N°3	1	2	19	215.41	79.16	99.21
16	Manque de tension sur jeux de barre 60kV N°2	1	33min	20	215.96	83.33	99.46
17	Déclanchement de ligne 60kV GHARDAIA 01	1	32min	21	216.49	87.5	99.70
18	Déclanchement départ 60kV GUERARRA 01	1	30min	22	216.99	91.66	99.94
19	Déclanchement arrive 60kV transformateur N°3	1	05min	23	217.07	95.83	99.97
20	Déclanchement départ 60kV GUERARRA 02	1	03min	24	217.12	100,00	100,00

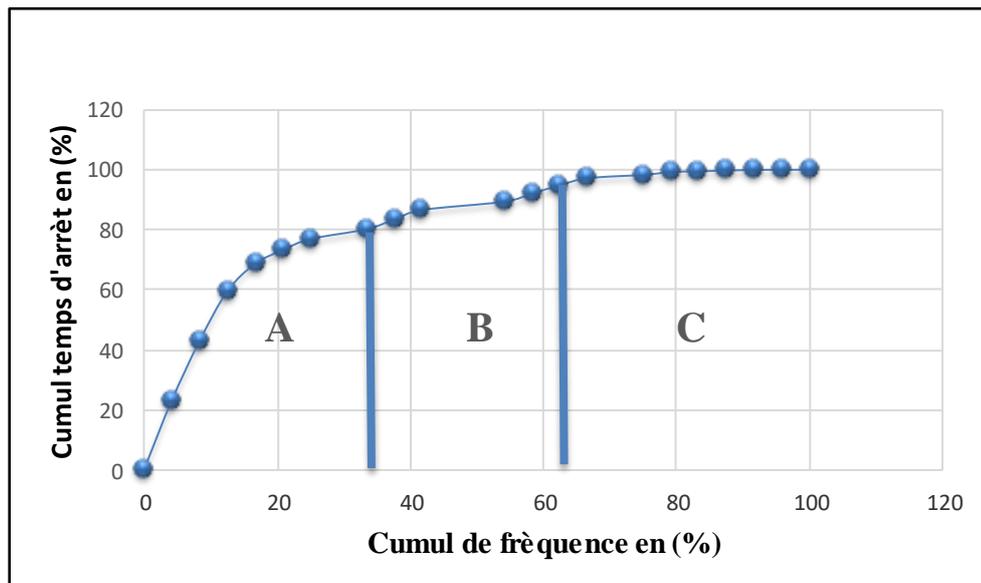


Figure IV.1: courbe de Pareto

Interprétation de la courbe :

D'après cette figure, on observe que la courbe ABC contient trois zones :

Zone "A" : 80.14 % des heures d'arrêt involontaires sont des conséquences de 33.33% des pannes, ce qui veut dire que ces éléments défaillants sont les plus perturbés par rapport aux autres (représente un temps d'arrêt élevé relativement), dont nous pouvons recenser les modes de défaillance comme suit :

- La protection PP1 de la ligne GUERRARA 01 ne communique pas avec CCN.

- La commande de sectionneur de barre 60 kV N°2 ne fonctionne pas à distance.
- Blocage de la protection de distance Travée transformateur 60/30 kV N°3.
- Manque courant continu sur la protection défaillance disjoncteur de la travée transformateur 60/30 kV N°3.
- Claquage d'une boit 60kV d'extrémité ph N°04 Travée ligne GURRARA 01.
- Claquage d'une boîte sur la partie secondaire de transformateur N°4.
- Disfonctionnement des ventilateurs de transformateur N°3.

Zone "B" : 14.73 % des heures d'arrêt sont causées par des pannes qui représentent 29.17%.

Zone "C" : 5.13 % des heures d'arrêt sont l'effet de 37.5% des pannes.

Pour améliorer la productivité et réduire les temps d'arrêt de la zone A, nous devons :

- ✓ Renforcer la maintenance préventive systématique pour les systèmes et composants enregistré dans la zone A.
- ✓ Programmer des cycles de formation pour les techniciens du service maintenance et exploitation, notamment sur le matériel déterminé dans la zone A.
- ✓ Prévoir un stock des pièces de rechange des composants des équipements cités précédemment (Zone A en priorité).

IV.3.2 Application de la méthode AMDEC :

L'AMDEC se positionne comme une approche technique fondamentale pour l'analyse des risques au sein des entreprises. Cette méthode, largement adoptée, est un pilier de la gestion des risques. L'acronyme AMDEC, qui signifie « Analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité », encapsule son objectif principal.

IV.3.2.1 La criticité C :

L'objectif principal est d'identifier les modes de défaillance les plus critiques en vue de concentrer les initiatives d'amélioration et de prévention sur ces points névralgiques. Cette démarche vise à réduire les risques, à accroître la fiabilité ainsi que la sécurité et à optimiser les performances globales du système étudié.

$$C = G \times F \times N$$

(Criticité = Gravité x Fréquence x Non-détection)

La Tableau (IV.3) représente les niveaux de criticité.

Tableau IV.3 : Niveaux de la criticité

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

On a déduire les valeur de Gravité, Fréquence et la Non-détection d'apprêt ce tableau la :

Tableau IV.4 : Niveaux de la Gravité, Fréquence et la Non-détection

Probabilités de non détection (D)		Fréquences (O)	La gravite (G)
1	Visite par operateur	$1 \geq$ défaillance par ans	Pas d'arrêt de fonctionnement
2	Détection assurée par un agent de maintenance	$10 \geq$ défaillance par ans > 1	Arrêt ≤ 6 heures
3	Détection difficile	$28 \geq$ défaillance par ans > 10	1 heure $<$ Arrêt ≤ 1 jour
4	Indésirable	Défaillance par ans > 28	Arrêt > 1 jour

Tableau IV.5 : Analyse AMDEC.

Mode De Défaillances	Cause De Défaillances	Effet De Défaillances	Criticités				Action corrective à mener
			O	D	G	C	
La protection PP1 de la ligne GURRARA 01 ne communique pas avec CCN	-Déconnexion Installation - Installation mal réalisée	-Travée ligne non protégée	1	2	4	8	Réparation et rénovation de l'installation de protection
La commande de sectionneur de barre 60 kV N°2 ne fonctionne pas à distance	-Problème électrique de Commande -(Mauvais contact)	- Refuse ouverture	1	2	4	8	Inspection les connexions de la protection(câbles ,antennes) Vérifiez et réparer le réseau
Blocage de la protection de distance Travée transformateur 60/30 kV N°3	- Dégradation étanchéité. - défaillance Carte d'alimentation.	-Manque protection ligne et travée - (Dégât Matériel)	1	3	4	12	Amélioration des performances d'éléments Maintenance préventive systématique
Manque courant continu sur la protection défaillance disjoncteur de la travée transformateur 60/30 kV N°3	-Problème d'installation courant continu. -Alimentation des auxiliaires non alimenté(Redresseur – Batterie).	-Travée ligne non protégée	2	3	3	18	Amélioration des performances d'éléments Maintenance préventive systématique

Claquage d'une boîte 60kV d'extrémité ph N°04 Travée ligne GUERRARA 01	-Vieillessement - Infiltration d'eau - Dégradation isolation	-Déclenchement de transformateur - Manque tension de réseau	1	2	3	6	Remplacement Boite
Claquage d'une boîte sur la partie secondaire de transformateur 60/30kV N°4	-Vieillessement -Infiltration d'eau - Dégradation isolation	-Manque tension de réseau	1	2	3	6	Remplacement Boite
Disfonctionnement des ventilateurs de transformateur 60/30kV N°3	-Défaut de thermostat -Moteur ventilos en panne	-Echauffement -Arrêt transformateur	2	2	3	12	Amélioration des performances d'éléments Maintenance préventive Systématique
Défaut au niveau de relais Buchholz transformateur 60/30kV N°3	-L'automate derelais Buchholz en défaut. -Défaillance flotteur	-Déclenchements et Endommagement du transformateur	1	3	3	9	Renforcer les entretiens détaillés du transformateur
Défaut Protection neutre MT du transformateur 60/30 kV N°4	-Défaillance circuits et Composants interne de la protection	-Déclenchement départ MT - Manque alimentation client MT	1	2	3	6	Vérifiez et réparer le réseau Remplacez les composants défectueux
Déclenchement transformateur 60/30 kV N°5	-Déséquilibre électrique (entre phase) - Défaut d'un départ 30kV	- Manque tensionsur étage MT (client non satisfaisant)	2	1	2	4	Analyse des dispositifs de protection Teste et vérifiez le bon fonctionnement des organes
Claquage d'une boîte 60kV tête de ligne Travée ligne GUERRARA 02	-Fausse manœuvre -Mauvaise isolation -Surcharge thermique	- Absence de tension sur le post Oued Nimel	1	2	3	6	Renforcer les entretiens systématiques et équilibrer les 3 phases
Amorçage sur la chaîne d'isolateurs ligne 60kV GHARDAIA 01	-Pollution	-Déclenchement et dysfonctionnement réseau	1	3	2	6	Dépollution des chaînes d'isolateur Lavage sous tension et hors tension Inspection systématique
Déclenchement transformateur 60/30 kV N°3	-Défaut sur départ 30kV -Protection MAX I seuil violent (surintensité) -Protection MT 2ème Seuil (défaut sur réseau 30kV)	-Manque tension sur MT model (Départ MT)	2	1	2	4	Analyse des dispositifs de protection Teste et vérifiez le bon fonctionnement des organes
Blocage de la protection différentielle transformateur N°3	-Courant d'alimentation insuffisant. -Manque alimentation (Redresseur –Batterie). -Défaillance module alimentation : convertisseur « continu – continu ».	- Echauffement du transformateur -Risque d'explosion	1	2	4	8	Analyse du relais de protection Réparez ou remplacez les composant défectueux
Manque de tension sur jeux de barre 60kV N°2	-Coup de foudre -Ouverture couplage Barre Disjoncteur.. -Surintensité (Protection MAX I) -Déclenchement transformateur 220/60 kV N°2	-Surcharge Barre N°1 -Risque manque tension client MT	1	3	2	6	Renforcement de la maintenance préventive

Déclanchement de ligne 60kV GHARDAIA 01	-Conduction climatique -Amorçage sur la ligne	-Perturbation réseau HT - Dégradation qualité de service N°1 Ghardaïa poste	1	1	2	2	Analyse des dispositifs de protection Renforcement de la maintenance préventive
Déclenchement départ 60kV GUERRARA 01	-Conduction climatique -Foudre - Vent violent	-Déclanchement transformateur N°2 -Absence de tension	1	1	2	2	Analyse des dispositifs de protection Renforcement de la maintenance préventive
Déclenchement arrive 60kV transformateur N°3	-Suit un défaut de départ 30kv -Protection MAX Terre -Seuil violent	-Déclanchement transformateur N°3	1	1	2	2	Analyse des dispositifs de protection Renforcement de la maintenance préventive
Déclenchement départ 60kV GUERRARA 02	-Conduction climatique -Amorçage sur la ligne	-Déclanchement transformateur N°2 -Absence de tension sur poste60/30kv BERRIAN	1	1	2	2	Analyse des dispositifs de protection Renforcement de la maintenance préventive
Baisse pression gaz SF6 sur le disjoncteur 60KV travée transformateur N°5 60/30 kV	-Fuite de Gaz	-Risque d'explosion disjoncteur	2	2	4	16	Renforcement de la maintenance préventive

IV.3.2.2 Classification des éléments par leur criticité :

Tableau IV.6 : Classification des Criticités.

Les anomalies	Criticité	Maintenance Appliquée
Manque courant continu sur la protection défaillance disjoncteur de la travée transformateur 60/30 kV N°3	18	Maintenance préventive
Baisse pression gaz SF6 sur le disjoncteur 60KV travée transformateur 60/30 kV N°5	16	
Blocage de la protection de distance Travée transformateur 60/30 kV N°3	12	Systématique
Disfonctionnement des ventilateurs de transformateur 60/30kV N°3	12	

Défaut au niveau de relais Buchholz transformateur 60/30kV N°3	9	Maintenance corrective
La commande de sectionneur de barre 60 kV N°2 ne fonctionne pas à distance	8	
La protection PP1 de la ligne GUERRARA 01 ne communique pas avec CCN	8	
Blocage de la protection différentielle transformateur N°3	8	
Amorçage sur la chaîne d'isolateurs ligne 60kV GHARDAIA 01	6	
Défaut Protection neutre MT du transformateur 60/30 kV N°4	6	
Claquage d'une boîte sur la partie secondaire de transformateur 60/30kV N°4	6	
Manque de tension sur jeux de barre 60kV N°2	6	
Claquage d'une boîte 60kV d'extrémité ph N°04 Travée ligne GUERRARA 01	6	
Claquage d'une boîte 60kV tête de ligne Travée ligne GURRARA 02	6	
Déclanchement transformateur 60/30 kV N°3	4	
Déclanchement transformateur 60/30 kV N°5	4	
Déclenchement départ 60kV GUERRARA 02	2	
Déclenchement arrive 60kV transformateur N°3	2	
Déclenchement départ 60kV GUERRARA 01	2	
Déclanchement de ligne 60kV GHARDAIA 01	2	

Interprétation de résultat :

D'après le tableau précédent (Tableau IV.6) récapitule notre analyse AMDEC, nous pouvons choisir et prioriser la maintenance des éléments perturbé en se basant sur sa criticité.

Le renforcement de la maintenance préventive sera bénéfique pour les éléments qui ont un indice de criticité ≥ 10 :

- La protection défaillance disjoncteur de la travée transformateur 60/30 kV N°3
- La protection de distance Travée transformateur 60/30 kV N°3
- Ventilateurs de transformateur N°3 60/30Kv
- Pression de gaz SF6 sur le disjoncteur 60KV travée transformateur 60/30 kV N°5

Une maintenance corrective sur les éléments qui ont un indice de criticité < 10 :

- Relais Buchholz transformateur 60/30kV N°3
- La commande de sectionneur de barre 60 kV N°2
- La protection PP1 de la ligne GUERRARA 01
- La protection différentielle transformateur N°3
- La chaine d'isolateurs ligne 60kV GHARDAIA 01
- Protection neutre MT du transformateur 60/30 kV N°4
- Boite sur la partie secondaire de transformateur 60/30kV N°4
- Jeux de barre 60kV N°2
- Boit 60kV d'extrémité ph N°04 Travée ligne GUERRARA 01
- Boite 60kV tête de ligne Travée ligne GUERRARA 02
- Transformateur 60/30 kV N°3
- Transformateur 60/30 kV N°5
- Départ 60kV GUERRARA 02
- Arrive 60kV transformateur N°3
- Déclenchement départ 60kV GURRARA 01
- Déclenchement de ligne 60kV GHARDAIA 01

IV.3.2.3 Comparaison entre les résultats des deux méthodes ABC et AMDEC :

Bien que distinctes, les méthodes ABC et AMDEC partagent une similitude fondamentale dans le sens où elles classent et hiérarchisent les éléments les plus critiques de l'étage 60kV, ainsi que les types d'actions à entreprendre pour améliorer leurs performances. Ces éléments comprennent :

- la protection défaillance disjoncteur de la travée transformateur 60/30 kV N°3
- La protection défaillance disjoncteur de la travée transformateur 60/30 kV N°3
- Ventilateurs de transformateur 60/30kV N°3

IV.3.3 Application d'analyse FMD :

IV.3.3.1 Etude de la fiabilité :

Dans le tableau suivant (IV.7), les TBF (temps de bon fonctionnement) ont été classés par ordre croissant en fonction de la fonction de répartition $F(t)$, en utilisant la méthode des ranges. La formule utilisée pour $F(t)$ est la suivante :

$$F(t) = N_i / (N + 1)$$

(Dans notre cas $20 < N=24 < 50$), Cette formule a été appliquée pour calculer la fonction de répartition $F(t)$.

Nous avons utilisé le logiciel Minitab19 pour tracer la courbe $F(t)$ par rapport aux TBF

Tableau IV.7 : Estimation de la fonction de répartition

Ni	TBF	F(t)
1	96	0.04
2	144	0.08
3	240	0.12
4	264	0.16
5	288	0.2
6	360	0.24
7	504	0.28
8	648	0.32
9	696	0.36
10	912	0.4
11	936	0.44
12	1008	0.48
13	1032	0.52
14	1200	0.56
15	1224	0.6
16	1248	0.64
17	1272	0.68
18	1560	0.72
19	1824	0.76
20	2568	0.8
21	2616	0.84
22	2664	0.88
23	3384	0.92
24	5400	0.96

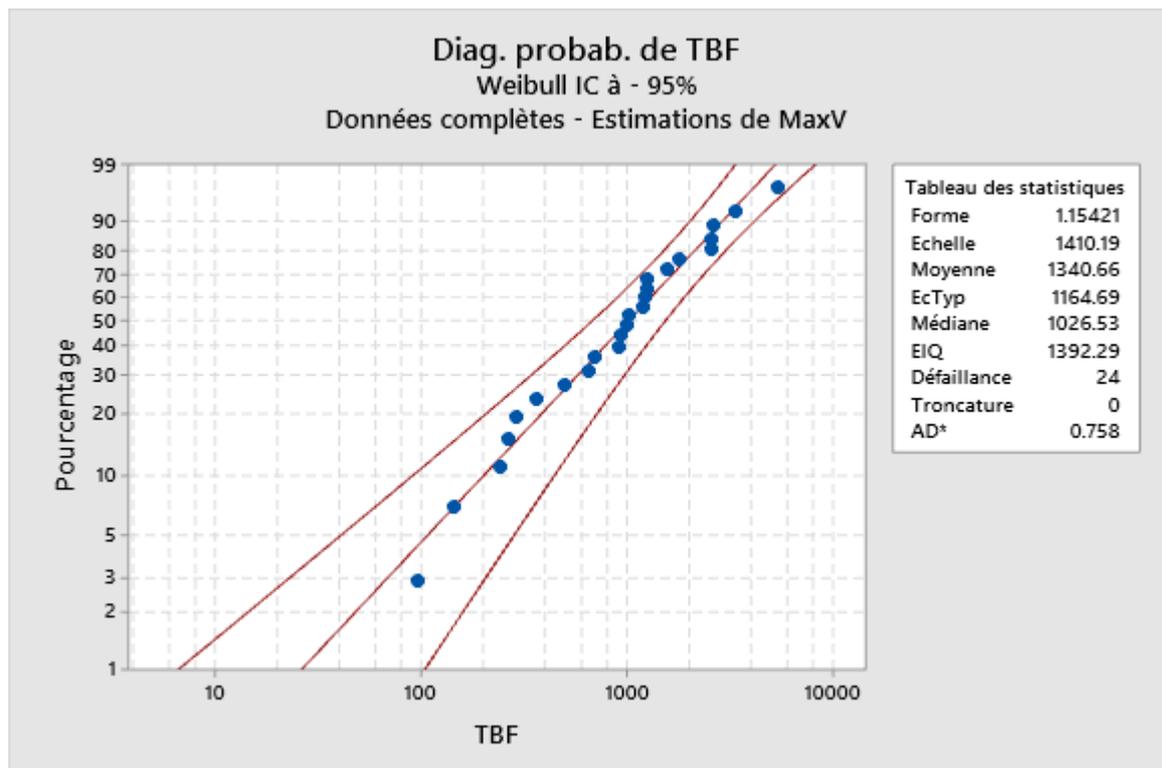


Figure IV.2 : Le graphe de Weibull sur logiciel Minitab19.

IV.3.3.1.1 Estimation des paramètres de la loi de Weibull :

À partir de la représentation graphique de la loi de Weibull dans la figure IV.2, il est possible d'extraire les paramètres essentiels de la loi de Weibull, qui sont présentés dans le tableau IV.8.

Les paramètres	La valeur
Paramètre de forme : Beta (β)	1.15
Paramètre d'échelle Eta (η)	1410.19
Paramètre de position Gamma (γ)	0

Tableau IV.8 : Les paramètres de la loi de Weibull

IV.3.3.1.2 Test de Kolmogorov Smirnov:

Avant de valider les résultats précédents, il est crucial de tester l'hypothèse afin de déterminer si le modèle proposé peut être accepté ou rejeté. Le test de KOLMOGOROV-SMIRNOV consiste à mesurer l'écart entre la fonction de répartition théorique $F_e(t)$ et la fonction de répartition réelle $F(t)$, en calculant la valeur absolue de la différence point par point, et en

prenant la valeur maximale Dn_{max} . Ensuite, cette valeur est comparée à Dn_{α} , obtenue à partir de la table de KOLMOGOROV-SMIRNOV (annexe tab.1).

- ❖ Si $Dn_{max} > Dn_{\alpha}$, alors l'hypothèse du modèle théorique est rejetée.
- ❖ Si $Dn_{max} < Dn_{\alpha}$, alors l'hypothèse du modèle théorique est acceptée.

$$Dni = |Fe(t) - F(t)|$$

$F(t)$ représente la fonction de répartition réelle, définie par l'équation suivante :

$$F(t) = Ni / (N + 1)$$

$Fe(t)$ désigne la fonction de répartition théorique, définie par l'équation suivante :

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

Les résultats des calculs sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau IV.9 : Calcul de l'écart entre $F(t)$ et $Fe(t)$

N°	TBF	F(t)	Fe(t)	Dni
1	96	0.04	0.044473515	0.004473515
2	144	0.08	0.06995127	0.01004873
3	240	0.12	0.122333787	0.002333787
4	264	0.16	0.135500583	0.024499417
5	288	0.2	0.148646782	0.051353218
6	360	0.24	0.187798902	0.052201098
7	504	0.28	0.26382328	0.01617672
8	648	0.32	0.335634891	0.015634891
9	696	0.36	0.358500728	0.001499272
10	912	0.4	0.454358848	0.054358848
11	936	0.44	0.464290317	0.024290317
12	1008	0.48	0.493225501	0.013225501
13	1032	0.52	0.502586047	0.017413953
14	1200	0.56	0.564209957	0.004209957
15	1224	0.6	0.572468315	0.027531685
16	1248	0.64	0.580593812	0.059406188
17	1272	0.68	0.588587687	0.091412313
18	1560	0.72	0.674734805	0.045265195
19	1824	0.76	0.739288411	0.020711589
20	2568	0.8	0.863625033	0.063625033
21	2616	0.84	0.869349956	0.029349956
22	2664	0.88	0.874849345	0.005150655

23	3384	0.92	0.935195168	0.015195168
24	5400	0.96	0.990754705	0.030754705

Selon le tableau IV.9, on obtient $D_{n,\max} = 0.091412313$. D'après le tableau de KOLMOGOROV-SMIRNOV, la valeur $D_{n,\alpha} = D_{17,0.05}$ est de 0.312. Comme $D_{n,\max} < D_{n,\alpha}$, cela signifie que le modèle de Weibull est jugé acceptable.

IV.3.3.1.3 Détermination de l'MTBF :

Pour calculer l'MTBF (Mean Time Between Failures), il est nécessaire d'abord de déterminer la valeur de A.

En annexe, le tableau tab.2 présente les valeurs de A en fonction des valeurs de beta β .

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

Avec : $A = 0.95170$ donc : $\text{MTBF} = 0.95170 * 1410.19 + 0$

$$\text{MTBF} = 1342.07 \text{ h}$$

IV.3.3.1.4 Détermination de la densité de probabilité f(t) :

La densité de probabilité f(t) peut être définie par la formule suivante :

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

Le tableau IV.10 présente les calculs de la densité de probabilité f(t) par rapport aux TBF.

Tableau IV.10 : La densité de probabilité f(t)

N°	TBF	f(t)
1	96	0.000520729
2	144	0.000538628
3	240	0.000548769
4	264	0.00054832
5	288	0.000547075
6	360	0.000539681
7	504	0.000514488
8	648	0.000482138
9	696	0.000470561
10	912	0.000416807
11	936	0.000410818
12	1008	0.000392973

13	1032	0.000387078
14	1200	0.000346883
15	1224	0.000341322
16	1248	0.000335812
17	1272	0.000330354
18	1560	0.000269299
19	1824	0.000220975
20	2568	0.000121675
21	2616	0.000116892
22	2664	0.000112277
23	3384	6.0263E-05
24	5400	9.22165E-06

La figure suivante (IV.3) montre la représentation graphique de la densité de probabilité $f(t)$ en fonction de TBF (Temps de Bon Fonctionnement).

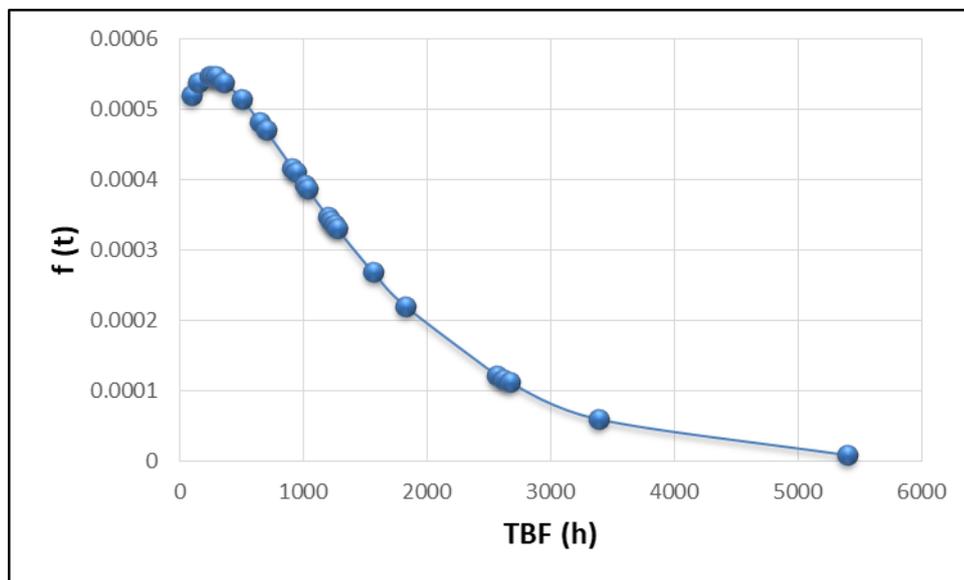


Figure IV.3 : La densité de probabilité $f(t)$ en fonction de TBF

D'après cette courbe, on observe que la densité de probabilité augmente avec le TBF jusqu'à atteindre un point de bascule vers 264h, puis elle diminue de façon inversement proportionnelle avec le TBF. Cependant, cette variation de $f(t)$ peut être considérée comme négligeable, car ses valeurs restent relativement faibles.

IV.3.3.1.5 La fonction de répartition $F(t)$:

La fonction de répartition $F(t)$ peut être exprimée comme suit :

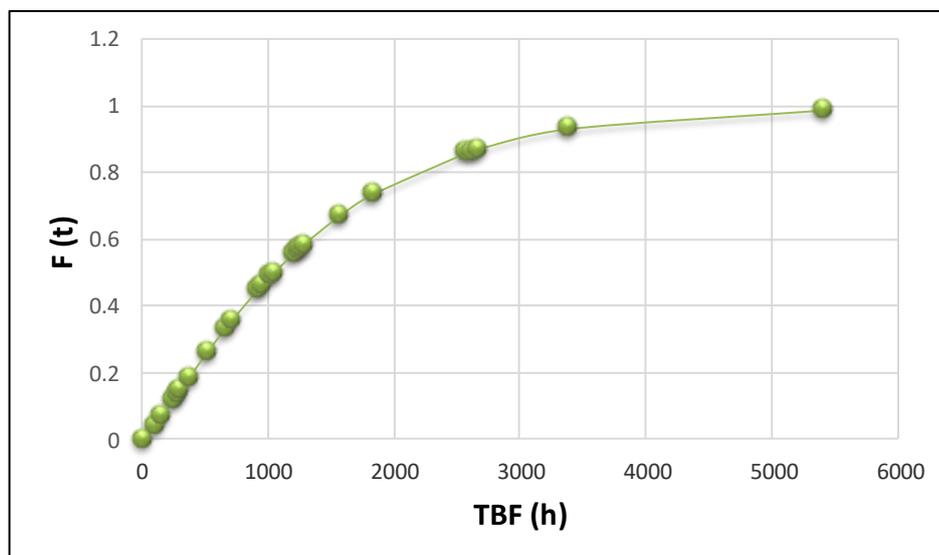
$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-Y}{\eta}\right)^\beta}$$

Le tableau IV.11 résume les calculs de la fonction de répartition $F(t)$ par rapport au TBF :

Tableau IV.11 : La fonction de répartition $F(t)$

N°	TBF	F(t)
1	96	0.044473515
2	144	0.06995127
3	240	0.122333787
4	264	0.135500583
5	288	0.148646782
6	360	0.187798902
7	504	0.26382328
8	648	0.335634891
9	696	0.358500728
10	912	0.454358848
11	936	0.464290317
12	1008	0.493225501
13	1032	0.502586047
14	1200	0.564209957
15	1224	0.572468315
16	1248	0.580593812
17	1272	0.588587687
18	1560	0.674734805
19	1824	0.739288411
20	2568	0.863625033
21	2616	0.869349956
22	2664	0.874849345
23	3384	0.935195168
24	5400	0.990754705

La figure suivante (IV.4) montre la représentation graphique de la fonction de répartition $F(t)$ par rapport aux TBF.

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

D'après cette courbe, on observe que la fonction de répartition est proportionnelle au TBF, ce qui signifie qu'il faut rapidement changer la politique de maintenance préventive en renforçant les entretiens systématique et conditionnelle pour freiner l'évolution de ce paramètre (F(t)) indiquant le mauvais état des équipements et la vitesse remarquable de dégradation.

IV.3.3.1.6 La fonction de fiabilité R(t) :

La fonction de fiabilité R(t) peut être exprimée par la formule suivante :

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

Le tableau IV.12 présente les calculs de la fonction de fiabilité R(t) par rapport au TBF :

Tableau IV.12 : La fonction de fiabilité R(t)

N°	TBF	R(t)
1	96	0.955526485
2	144	0.93004873
3	240	0.877666213
4	264	0.864499417
5	288	0.851353218
6	360	0.812201098
7	504	0.73617672
8	648	0.664365109
9	696	0.641499272
10	912	0.545641152
11	936	0.535709683
12	1008	0.506774499
13	1032	0.497413953
14	1200	0.435790043
15	1224	0.427531685
16	1248	0.419406188
17	1272	0.411412313
18	1560	0.325265195
19	1824	0.260711589
20	2568	0.136374967
21	2616	0.130650044
22	2664	0.125150655
23	3384	0.064804832
24	5400	0.009245295

La figure suivante (IV.5) montre la représentation graphique de la fonction de fiabilité R(t) par rapport au TBF.

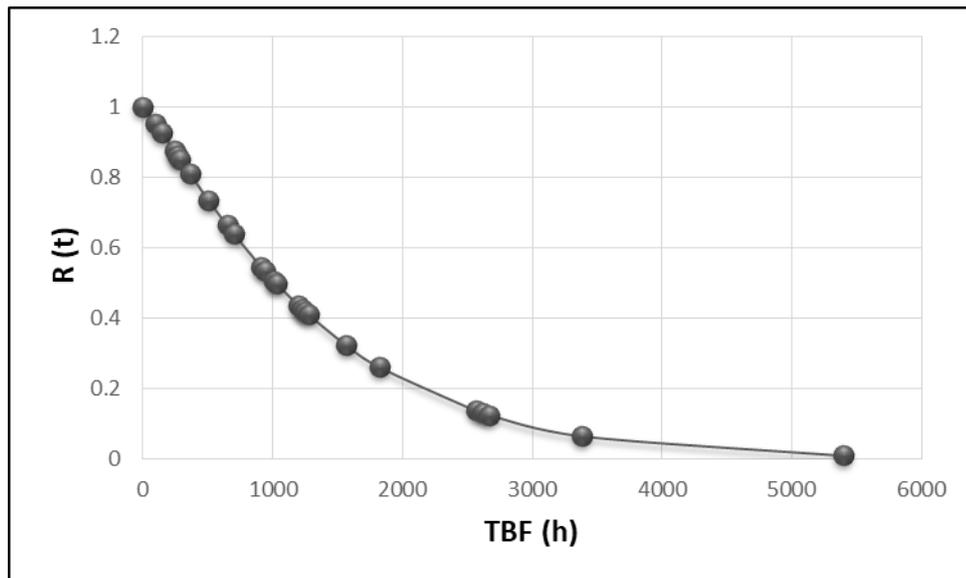


Figure IV.5 : La fonction de fiabilité $R(t)$ en fonction de TBF

. Selon cette courbe, nous remarquons bien que $R(t)$ diminue avec l'augmentation du TBF. Cette observation suggère une tendance défavorable en matière de maintenance et souligne la nécessité de prendre des mesures correctives pour modifier la situation. Cela peut impliquer l'adoption d'une politique de maintenance systématique, telle que le réglage des intervalles d'entretien.

IV.3.3.1.7 Le taux de défaillance $\lambda(t)$:

L'expression du taux de défaillance $\lambda(t)$ est la suivante :

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

Le tableau IV.13 résume les calculs du taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction du TBF :

Tableau IV.13 : La fonction du taux de défaillance $\lambda(t)$

N°	TBF	$\lambda(t)$
1	96	0.000544966
2	144	0.000579139
3	240	0.000625259
4	264	0.000634263
5	288	0.000642595
6	360	0.000664468
7	504	0.000698865
8	648	0.000725713
9	696	0.000733533
10	912	0.000763885
11	936	0.000766867
12	1008	0.000775439
13	1032	0.000778181

14	1200	0.000795987
15	1224	0.000798355
16	1248	0.000800683
17	1272	0.000802974
18	1560	0.000827937
19	1824	0.000847583
20	2568	0.000892212
21	2616	0.000894693
22	2664	0.000897137
23	3384	0.000929915
24	5400	0.000997442

La figure suivante (IV.6) montre la fonction du taux de défaillance $\lambda(t)$ par rapport au TBF.

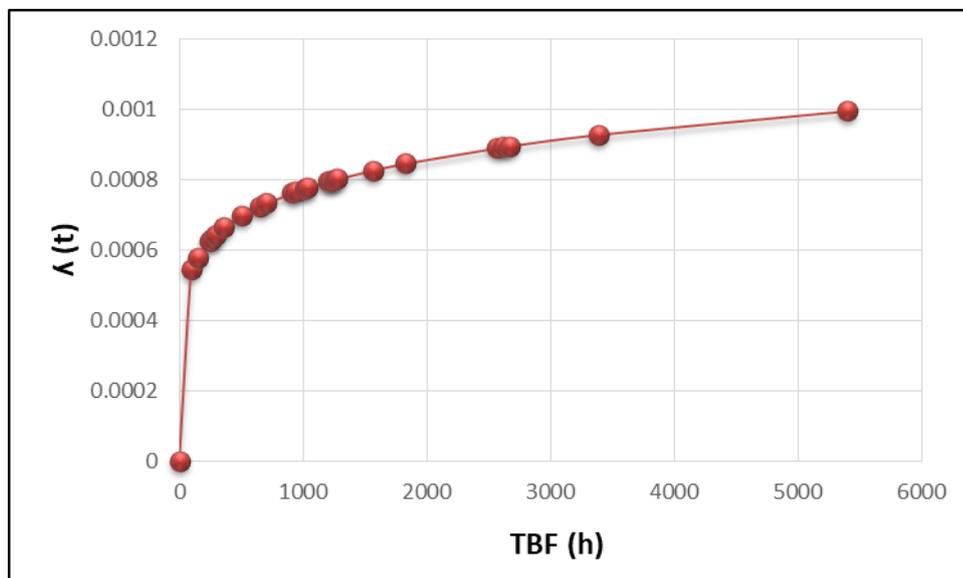


Figure IV.6 : La fonction de taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction de TBF.

La figure IV.6 illustre la courbe du taux de défaillance $\lambda(t)$ par rapport au temps de bon fonctionnement (TBF). D'après cette courbe, on observe que le taux de défaillance $\lambda(t)$ augmente naturellement avec le TBF, mais de manière relativement modeste, ce qui suggère que le système analysé est globalement stable et dans sa période de maturité. Bien que cela indique une certaine stabilité, il est toujours recommandé de prendre des décisions en matière de maintenance, comme dans le cas des entretiens préventifs, afin d'améliorer davantage la fiabilité du système.

IV.3.3.1.8 Calcul de R(t), F(t) et λ(t) en fonction de MTBF :

On a la moyenne des temps de bon fonctionnement **MTBF=1342.07 h**

$$\text{Donc : } R(\text{MTBF}) = e^{-\left(\frac{\text{MTBF}-\gamma}{\eta}\right)^\beta} = R(\text{MTBF}) = e^{-\left(\frac{1342.07}{1410.19}\right)^{1.15}} = 0.388814584 = \mathbf{38.88\%}$$

$$F(\text{MTBF}) = 1 - R(t) = 1 - 0.388814584 = 0.611185416 = \mathbf{61.11\%}$$

$$\lambda(\text{MTBF}) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{\text{MTBF}-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} = \frac{1.15}{1410.19} \left(\frac{1342.07}{1410.19}\right)^{0.15} = 0.000809459 \text{ h}^{-1}$$

Interprétation des résultats :

Après l'analyse des courbes de R(TBF), F(TBF) et λ(TBF), nous avons conclu qu'il y a des préoccupations importantes concernant l'exploitation et la maintenance de l'étage étudiée. Pour améliorer la fiabilité de ce système, l'entreprise devrait adopter une politique de maintenance efficace pour réduire les temps d'arrêt et s'assurer que toutes les anomalies soient traitées avant qu'elles ne se transforment en défaillances. Cela implique d'augmenter la fréquence des entretiens préventifs, ainsi qu'une préparation adéquate du personnel (avec une formation spécialisée) et du matériel (avec les outils et les pièces de sécurité nécessaires).

IV.3.3.1.9 Amélioration de la fiabilité R(t) :

Pour améliorer la fiabilité du système R(t) = 38.88% (actuellement) à R(t) = 80%, le service de maintenance doit mettre en place un plan de maintenance préventive systématique afin d'atteindre cet objectif.

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} = 80\% = 0.8$$

$$\left(\frac{t}{1410.19}\right)^{1.15} = -\text{Ln}(0.8)$$

$$t = 382.67 \text{ h}$$

Donc pour garder la fiabilité du system à 80%, il faut programmer une intervention préventive chaque t = 382.67 h

IV.3.3.2 Etude de la maintenabilité :

La fonction de maintenabilité est définie par :

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

L'expression du taux de réparation μ est la suivante :

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

Avec :

$$\text{MTTR} = \frac{\sum TTR}{N} = \frac{217.12}{24} = 9.04 \text{ h}$$

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

Donc :

$$\mu = \frac{1}{9.02} = 0.11061 \text{ h}^{-1}$$

Le tableau suivant (IV.14) présente les calculs de la maintenabilité du système en fonction du temps de réparation (TTR)

Tableau IV. 14 : Le calcul de la maintenabilité

N°	TTR	M(t)
1	0.05	0.005515235
2	0.08	0.008809765
3	0.41	0.044337154
4	0.5	0.053803486
5	0.53	0.056938046
6	0.55	0.059021982
7	1	0.104712157
8	1	0.104712157
9	2	0.198459678
10	2	0.198459678
11	3	0.282390694
12	4	0.357533112
13	4	0.357533112
14	5	0.424807206
15	6	0.485036884
16	6	0.485036884
17	7	0.538959782
18	7	0.538959782
19	8	0.587236298
20	10	0.669153249
21	20	0.890540428
22	36	0.981350949
23	43	0.991402037
24	50	0.996035993

La figure suivante (IV.7) montre la courbe de la fonction de maintenabilité par rapport au temps de réparation (TTR).

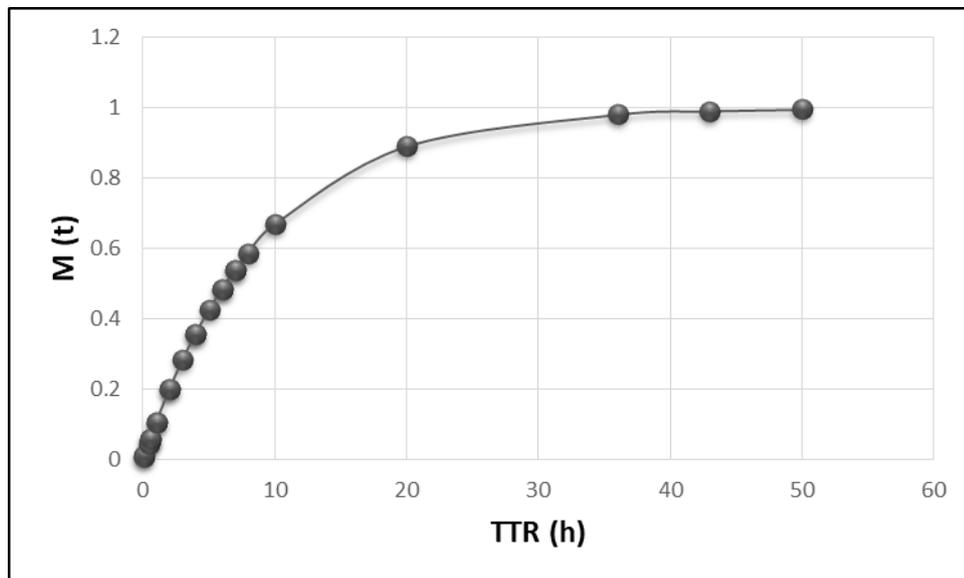


Figure IV.7 : La fonction de la maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR

Selon la figure IV.7, nous avons observé que la fonction de maintenabilité augmente avec le temps de réparation (TTR). Cela signifie que la capacité à maintenir le système est proportionnelle au temps de réparation, indiquant des efforts significatifs de la part du personnel de l'entreprise en termes d'investissements dans les équipements de réparation, ainsi que dans la formation des agents de maintenance et d'exploitation.

IV.3.3.3 Etude de la disponibilité :

IV.3.3.3.1 La disponibilité instantanée :

La disponibilité instantanée est définie par la fonction suivante :

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

Avec :

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{1342.07} = 0.000745 \text{ h}^{-1}$$

$$\mu = 0.11086 \text{ h}^{-1}$$

Les résultats des calculs de la disponibilité instantanée du système en fonction du temps de réparation (TTR) sont résumés dans le tableau suivant (IV.15) :

Tableau IV.15 : Le calcul de la disponibilité instantanée

N°	TTR	D(t)
1	0.05	0.999962854
2	0.08	0.999940665
3	0.41	0.999701418
4	0.5	0.99963768
5	0.53	0.999616576
6	0.55	0.999602545
7	1	0.999294982
8	1	0.999294982
9	2	0.998664258
10	2	0.998664258
11	3	0.998099999
12	4	0.997595201
13	4	0.997595201
14	5	0.997143598
15	6	0.996739585
16	6	0.996739585
17	7	0.996378146
18	7	0.996378146
19	8	0.996054795
20	10	0.995506725
21	20	0.994031174
22	36	0.993431151
23	43	0.993365395
24	50	0.993335236

La figure suivante (IV.8) montre la représentation graphique de la fonction de la disponibilité instantanée par rapport au temps de réparation (TTR).

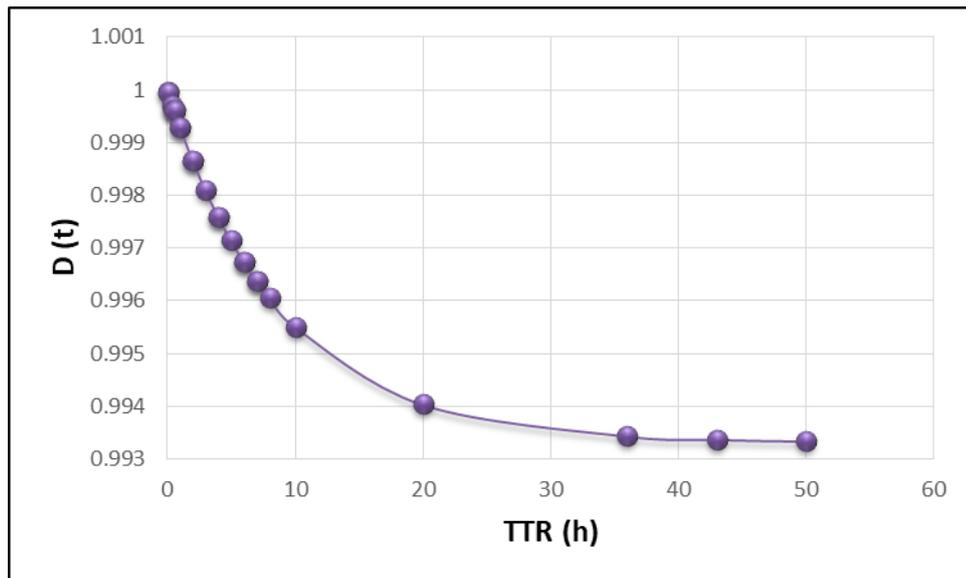


Figure IV.8 : La fonction de la disponibilité instantanée en fonction de TTR.

Selon la figure V.8, on constate que la fonction de disponibilité instantanée décroît avec l'augmentation du temps de réparation (TTR). Par conséquent, pour augmenter la disponibilité du système étudié, il est nécessaire de réduire le nombre d'arrêts et de diminuer la durée des interventions.

IV.3.3.3.1 La disponibilité intrinsèque :

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

$$D_i = \frac{1342.07}{1342.07 + 9.04} = 0.9933$$

Donc :

$$D_i = 99.33\%$$

IV.4 CONCLUSION :

Dans ce chapitre, nous avons retracé l'historique des pannes sur l'étage 60 kV du poste de transformation électrique HTB lors de notre stage au sein de l'entreprise STE Ghardaïa. Ensuite, nous avons appliqué la méthode de Pareto (courbe ABC) pour identifier les éléments les plus responsables des arrêts significatifs de la machine.

Pour confirmer les résultats de la méthode ABC, nous avons réalisé une autre analyse basée sur l'historique des défaillances de l'étage en question. Cette méthode d'analyse, appelée AMDEC, nous a permis de comparer les deux approches. Grâce à cette comparaison, nous avons pu identifier les modes de défaillance présentant une criticité élevée, entraînant la majorité des arrêts de l'étage 60 kV étudié.

Nous avons également réalisé une étude FMD, en traçant la courbe de Weibull à l'aide du logiciel Minitab19. Nous avons ensuite calculé le MTBF, la fonction de répartition, la fonction de fiabilité, la fonction de maintenabilité et la fonction de disponibilité. Ces résultats nous ont permis de formuler une politique de maintenance appropriée.

Conclusion générale

Conclusion générale :

La maintenance des systèmes électriques est cruciale pour améliorer la fiabilité, la disponibilité, et la maintenabilité, tout en réduisant les temps d'arrêt des systèmes électromécaniques. Pour mener à bien notre travail, nous avons effectué un stage pratique au sein de l'entreprise SONELGAZ transport de l'électricité (STE). Ce stage nous a permis de nous familiariser avec le milieu industriel et de comprendre le fonctionnement de l'entreprise. Grâce à ce stage, nous avons également pu extraire l'historique des pannes du système que nous avons choisi d'étudier (Optimisation de la maintenance préventive de l'étage 60kV du poste de transformation électrique HTB).

Nous avons bien exploité l'historique des pannes du système ce qui nous a permis d'appliquer différentes méthodes d'analyse utilisées en maintenance, telle que : la méthode ABC, l'étude FMD, et la méthode AMDEC, afin d'optimiser les opérations de maintenance sur le système étudié.

En premier lieu, nous avons appliqué la méthode de Pareto (courbe ABC) pour identifier les éléments qui causent le plus d'arrêts significatifs. Nous avons constaté que 80,14% des temps d'arrêt résultent de 33,33% des défaillances, ce qui limite la zone A comme la plus critique par rapport aux autres zones (B et C).

Avec la méthode AMDEC, nous avons pu calculer l'indice de criticité de chaque élément du système et déterminer le type de maintenance (préventive ou corrective) approprié pour chaque composant du système.

Ensuite, nous avons réalisé une analyse FMD pour tracer et diagnostiquer la fonction de défaillance, la fonction de fiabilité, le taux de défaillance, la fonction de maintenabilité et la fonction de disponibilité. Cette analyse a révélé que la fiabilité du système est très faible et que le taux de défaillance est en augmentation, indiquant que le système approche de la fin de sa période de maturité.

Enfin, nous suggérons les recommandations suivantes pour optimiser la maintenance de l'étage 60kV du poste de transformation électrique HTB, réduire les TTR et augmenter l'MTBF :

- ❖ Le service de maintenance doit intensifier la maintenance préventive conditionnelle sur les éléments de la zone A, tels que (La protection PP1 de la ligne GUERRARA 01 ne communique pas avec CCN , La commande de sectionneur de barre 60 kV N°2 ne fonctionne pas à distance , Blocage de la protection de distance Travée transformateur 60/30 kV N°3 , Manque courant continu sur la protection défaillance disjoncteur de la travée transformateur 60/30 kV N°3 ,Claquage d'une boit 60kV d'extrémité ph N°04 Travée ligne GUERRARA

01, Claquage d'une boîte sur la partie secondaire de transformateur N°4, Disfonctionnement des ventilateurs de transformateur N°3.).

- ❖ Le magasin des pièces de rechange doit garantir la disponibilité des pièces de rechange pour les éléments de la zone A.
- ❖ Organiser des formations sur l'exploitation et la maintenance de l'étage 60kV du poste de transformation électrique HTB pour le personnel des services techniques, de maintenance et d'exploitation en visant les équipements enregistrés dans la zone A.

Après avoir appliqué la méthode AMDEC au système étudié, nous suggérons la politique de maintenance suivante pour réduire les temps de réparation (TTR) et augmenter le temps moyen entre défaillances (MTBF) :

➤ **Renforcer la maintenance préventive pour les éléments suivants :**

- la protection défaillance disjoncteur de la travée transformateur 60/30 kV N°3
- la protection de distance Travée transformateur 60/30 kV N°3
- les ventilateurs de transformateur N°3 60/30kV
- Baisse pression de gaz SF6 sur le disjoncteur 60KV travée transformateur 60/30 kV N°5

➤ **Appliquer une bonne maintenance corrective pour les éléments suivants :**

- Relais Buchholz transformateur 60/30kV N°3
- La commande de sectionneur de barre 60 kV N°2
- La protection PP1 de la ligne GUERRARA 01
- La protection différentielle transformateur N°3
- La chaîne d'isolateurs ligne 60kV GHARDAIA 01
- Protection neutre MT du transformateur 60/30 kV N°4
- Boîte sur la partie secondaire de transformateur N°4 60/30kV N°4
- Jeux de barre 60kV N°2
- Boit 60kV d'extrémité ph N°04 Travée ligne GUERRARA 01
- Boîte 60kV tête de ligne Travée ligne GUERRARA 02
- Transformateur 60/30 kV N°3
- Transformateur 60/30 kV N°5
- Déclenchement départ 60kV GUERRARA 02
- Arrive 60kV transformateur N°3
- Départ 60kV GURRARA 01
- Ligne 60kVGHARDAIA 01

D'après l'analyse FMD, nous avons constaté que la fiabilité du système est faible, avec $R(\text{MTBF}) = 38,88\%$. Cela est attribué à la politique de maintenance adoptée par l'entreprise, basée principalement sur la maintenance corrective. C'est pourquoi nous recommandons au service de maintenance de mettre en place un plan de maintenance préventive (avec des interventions systématiques toutes les 382.67 heures) pour maintenir la fiabilité du système à $R(t) \geq 80\%$.

Dans le cadre de la stratégie à moyen terme de l'entreprise, la direction devrait envisager de renouveler certains systèmes de l'étage, car la courbe du taux de défaillance $\lambda(t)$ indique que le système approche de la fin de sa période de maturité.

Bibliographie

Bibliographie :

- [1] www.sonelgaz.dz
- [2] www.grte.dz
- [3] FERAHTIA Saad « Calcul d'écoulement de puissance dans les réseaux électriques lors de l'intégration des fermes éoliennes et des dispositifs FACTS » mémoire du master d'université de Msila, 2012/2013.
- [4] NAIDJI Mourad, « étude d'impact de l'intégration des sources PV dans les réseaux de distribution d'énergie électrique». Université Houari Boumediene 17/01/2015
- [5] Vanilli Sandra TEFEGUIM « Eude de la construction d'une ligne électrique haute tension 90kV PA-WONA » Promotion [2013/2014]
- [6] J. Sabonnadière, « lignes et réseaux électriques1 », Edition HERMES, Paris 2007
- [7] Ph. CARRIVE, « Réseaux de Distribution - Structure et Planification », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.
- [8] wikipedia.org/wiki/Poste_%C3%A9lectrique 03/05/2023
- [9] <https://www.one-elec.com/blog/quel-est-le-role-d-un-transformateur-de-courant-one-elec.html>
- [10] Mr S. BOUCIF « Etude & Dimensionnement du Poste de Transformation 400/220 KV de Sidi-Ali-Boussidi» Thèse de l'université MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU 2007.
- [11] ZELLAGUI Mohamed « étude des protections des réseaux électrique mt (30 ,10KV), Magister Electrotechnique, Université de MENTOURI Constantine, 01-01-2010
- [12] Devarun Ghosh, Sandip Roy, Maintenance optimization using probabilistic costbenefit analysis. Journal of Loss Prevention in the Process Industries 2009; 22(4): 403-407.µ
- [13] [En ligne]. Available: <https://qualite.ooreka.fr/comprendre/amdec>. [Accès le 03 05 2020].
- [14] M. AYAD et T. KEBBAB, « Mémoire : AMDEC – Etude de cas : Extracteur de fumée De l'Entreprise Nationale de la Pétrochimie ENIP » 2008/2009.
- [15] A. ABDI, « mémoire de master, optimisation de la fonction maintenance par la méthode AMDEC, » Tlemcen, 2012/2013.
- [16] DR. B. MAGHNI, COURS MAINTENACE INDUSTRIEL UNIVERSITE-OURGLA 2017.

- [17] M. AYAD et T. KEBBAB, « Mémoire : AMDEC – Etude de cas : Extracteur de fumée De l'Entreprise Nationale de la Pétrochimie ENIP » 2008/2009.
- [18] <http://www.maintenance-preventive.com/methode-presentation-1.html>.
- [19] 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.
- [20] NATHALIE POUILLARD Diagramme d'Ishikawa et les 5 M, pour une gestion de Projet sans problème Par le 29.05.2020.
- [21] A. BELHOMME, Cours de stratégie de maintenance 2010/2011.
- [22] Hassan Benariba, (Fiabilité et maintenance des systèmes électroniques), Cours,2020-2021.
- [23] Salima BELEULMI, (Contribution à L'analysé Bayésienne en Fiabilité et Maintenabilité des Systèmes Mécaniques), Thèse de Doctorat en Sciences, Université des Frères Mentouri Constantine
- [24] Boutemedjet Chouaib, « Sûreté de Fonctionnement et Evaluation de Performance du Système de Production du Champ Gazier Menzel Ledjmet East (Mle) », Mémoire Magister Université, M'hamed Bougara.

Annexes

Annexe tab.1

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

Annexe tab.2

β	A	B	β	A	B	β	A	B	β	A	B
0,05	2,43290E+18	9,03280E+23	1,75	0,89062	0,52523	3,45	0,89907	0,28822	5,15	0,91974	0,20505
0,1	3,62880E+06	1,55977E+09	1,8	0,88929	0,51123	3,5	0,89975	0,28473	5,2	0,92025	0,20336
0,15	2,59357E+03	1,21993E+05	1,85	0,88821	0,49811	3,55	0,90043	0,28133	5,25	0,92075	0,20170
0,2	1,20000E+02	1,90116E+03	1,9	0,88736	0,48579	3,6	0,90111	0,27802	5,3	0,92125	0,20006
0,25	2,40000E+01	1,99359E+02	1,95	0,88671	0,47419	3,65	0,90178	0,27479	5,35	0,92175	0,19846
0,3	9,26053E+00	5,00780E+01	2	0,88623	0,46325	3,7	0,90245	0,27164	5,4	0,92224	0,19688
0,35	5,02914E+00	1,99761E+01	2,05	0,88589	0,45291	3,75	0,90312	0,26857	5,45	0,92272	0,19532
0,4	3,32335E+00	1,04382E+01	2,1	0,88569	0,44310	3,8	0,90379	0,26558	5,5	0,92320	0,19379
0,45	2,47859E+00	6,46009E+00	2,15	0,88561	0,43380	3,85	0,90445	0,26266	5,55	0,92368	0,19229
0,5	2,00000E+00	4,47214E+00	2,2	0,88562	0,42495	3,9	0,90510	0,25980	5,6	0,92414	0,19081
0,55	1,70243E+00	3,34530E+00	2,25	0,88573	0,41652	3,95	0,90576	0,25701	5,65	0,92461	0,18935
0,6	1,50458E+00	2,64514E+00	2,3	0,88591	0,40848	4	0,90640	0,25429	5,7	0,92507	0,18792
0,65	1,36627E+00	2,17887E+00	2,35	0,88617	0,40080	4,05	0,90704	0,25162	5,75	0,92552	0,18651
0,7	1,26582E+00	1,85117E+00	2,4	0,88648	0,39345	4,1	0,90768	0,24902	5,8	0,92597	0,18512
0,75	1,19064	1,61077	2,45	0,88685	0,38642	4,15	0,90831	0,24647	5,85	0,92641	0,18375
0,8	1,13300	1,42816	2,5	0,88726	0,37967	4,2	0,90894	0,24398	5,9	0,92685	0,18240
0,85	1,08796	1,28542	2,55	0,88772	0,37319	4,25	0,90956	0,24154	5,95	0,92729	0,18107
0,9	1,05218	1,17111	2,6	0,88821	0,36696	4,3	0,91017	0,23915	6	0,92772	0,17977
0,95	1,02341	1,07769	2,65	0,88873	0,36097	4,35	0,91078	0,23682	6,05	0,92815	0,17848
1	1,00000	1,00000	2,7	0,88928	0,35520	4,4	0,91138	0,23453	6,1	0,92857	0,17721
1,05	0,98079	0,93440	2,75	0,88986	0,34963	4,45	0,91198	0,23229	6,15	0,92898	0,17596
1,1	0,96491	0,87828	2,8	0,89045	0,34427	4,5	0,91257	0,23009	6,2	0,92940	0,17473
1,15	0,95170	0,82971	2,85	0,89106	0,33909	4,55	0,91316	0,22793	6,25	0,92980	0,17351
1,2	0,94066	0,78724	2,9	0,89169	0,33408	4,6	0,91374	0,22582	6,3	0,93021	0,17232
1,25	0,93138	0,74977	2,95	0,89233	0,32924	4,65	0,91431	0,22375	6,35	0,93061	0,17113
1,3	0,92358	0,71644	3	0,89298	0,32455	4,7	0,91488	0,22172	6,4	0,93100	0,16997
1,35	0,91699	0,68657	3,05	0,89364	0,32001	4,75	0,91544	0,21973	6,45	0,93139	0,16882
1,4	0,91142	0,65964	3,1	0,89431	0,31561	4,8	0,91600	0,21778	6,5	0,93178	0,16769
1,45	0,90672	0,63522	3,15	0,89498	0,31135	4,85	0,91655	0,21586	6,55	0,93216	0,16657
1,5	0,90275	0,61294	3,2	0,89565	0,30721	4,9	0,91710	0,21397	6,6	0,93254	0,16547
1,55	0,89939	0,59252	3,25	0,89633	0,30319	4,95	0,91764	0,21212	6,65	0,93292	0,16439
1,6	0,89657	0,57372	3,3	0,89702	0,29929	5	0,91817	0,21031	6,7	0,93329	0,16332
1,65	0,89421	0,55635	3,35	0,89770	0,29550	5,05	0,91870	0,20853	6,75	0,93366	0,16226
1,7	0,89224	0,54024	3,4	0,89838	0,29181	5,1	0,91922	0,20677	6,8	0,93402	0,16121

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
 République Algérienne Démocratique et Populaire
 وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
 Ministère de L'enseignement Supérieur et de La recherche Scientifique

Université de Ghardaïa
 Faculté des Sciences et de la Technologie
 Département automatique et électromécanique



جامعة غرداية
 كلية العلوم والتكنولوجيا
 قسم الآلية والكهرميكانيك

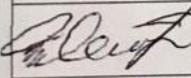
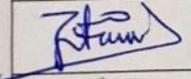
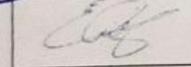
إذن بالطباعة (مذكرة ماستر)

بعد الاطلاع على التصحيحات المطلوبة على محتوى المذكرة المنجزة من طرف الطلبة التالية أسماؤهم:

1. الطالب (ة): أولاد احمد محمد
2. الطالب (ة): بوحفص محمد

تخصص: صيانة صناعية

نمنح نحن الأستاذة (ة) :

الإمضاء	الصفة	الرتبة - الجامعة الأصلية	الاسم واللقب
	رئيس	جامعة غرداية - Pr	عبد الرحمان بلعور
	ممتحن	جامعة غرداية - MCB	براهيم زيطاني
	مؤطر	جامعة غرداية - MAA	حسين مرزووف

الإذن بطباعة النسخة النهائية لمذكرة ماستر الموسومة بعنوان:

Optimisation de la maintenance préventive de l'étage 60kV du poste de transformation électrique HTB (au sein du poste de transformation de STE Ghardaia)

أعضاء رئيس القسم
 العلمي عبد اللطيف
 رئيس قسم الآلية والكهرميكانيك

