

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
Université de Ghardaïa

N°d'enregistrement
/...../...../...../.....



كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم الآلية و الكهروميكانيك
Département d'automatique et électromécanique

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

Domaine: Sciences et de la technologie

Filière: Electromécanique

Spécialité: Maintenance industrielle

Thème :

**Optimisation de la maintenance par différentes méthodes
d'une turbine à gaz MS5002C**

Présenté par :

Mohammed farouk REZMA

Abdelkader AZIEZ

Soutenue publiquement le 11 / 06 / 2025

Devant le jury composé de:

Mr. Hamed BOUKHARI	MCB	Univ ghardaïa	Président
Mr. Mohammed ARIF	MCB	Univ ghardaïa	Encadreur
Mr. Toufik BOUSNANE	MCB	Univ ghardaïa	Examineur
Mr. Hocine MERZOUG	MAA	Univ ghardaïa	Examineur

Année universitaire 2024 / 2025

Remerciement

Nous exprimons avant tout notre gratitude envers Dieu , Le Tout-Puissant et Le Clément .
Par la suite , nous souhaitons adresser nos sincères remerciements à toutes les personnes
qui, de quelque manière que ce soit, ont contribué à l'élaboration de ce travail .

Nous pensons notamment à :

Nous adressons nos remerciements les plus sincères à notre encadreur, **M. Arif Mohammed**, pour la qualité remarquable de son accompagnement . Sa patience , sa rigueur ainsi que sa constante disponibilité ont grandement contribué à la réalisation de ce mémoire .

Nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance à la Fondation **Oued Noumer** pour l'accueil et les moyens mis à notre disposition.

Nos remerciements les plus distingués vont à **M. Maiz Hadj Ahmed** , chef des services mécaniques , ainsi qu'aux techniciens **M. Chouia Nourredine** et **M. Elyamine boussetoua** .

Nous saluons également l'engagement de **M. Bedjaj Bouhafes** , chef de section en instrumentation, dont le soutien actif et les conseils avisés ont été déterminants dans l'aboutissement de notre projet de fin d'études .

La confiance qu'ils nous ont accordée en nous confiant des responsabilités concrètes a grandement enrichi notre parcours académique et a donné toute sa valeur à ce travail .

Nous adressons nos plus vifs remerciements à le contremaître **M. Ouadi mohammed**, ainsi qu'à l'ensemble de son équipe appartenant à la société **ALGESCO**, chargée de la maintenance périodique des turbines. Leur professionnalisme, leur disponibilité et la qualité de leur accompagnement technique ont grandement facilité notre immersion sur le terrain. Grâce à leur collaboration précieuse, nous avons pu approfondir notre compréhension des systèmes de maintenance industrielle, ce qui a constitué un atout majeur dans la réalisation de notre mémoire.



Dédicaces

À la mémoire **Toufik**... mon ami, mon frère de cœur,
Celui que la vie m'a offert quand le sang ne suffisait plus.
Tu étais là quand tout semblait s'effondrer,
Présent à mes côtés quand la maladie m'a frappé, tu m'as porté,
Rassuré, écouté, sans jamais faillir. Nous avons combattu ensemble ...
Mais le sort, cruel et incompréhensible, m'a rendu la santé, pour t'ôter la
tienne peu après. Et tu es parti, laissant en moi un vide que rien ne comble,
Mais aussi un exemple de courage, de loyauté et d'amour véritable.
Cette modeste œuvre, je te la dédie du plus profond de mon cœur.
Puisse-t-elle être un hommage à ta mémoire, et un témoignage de ce que
Tu représentes pour moi.
Que Dieu t'accorde Sa miséricorde infinie et t'enveloppe de Sa lumière.

À **ma mère**, ma force silencieuse, mon refuge, mon miracle au quotidien ...
Tu as porté bien plus que ce que les mots peuvent dire.
Merci d'avoir été là, dans les larmes, les silences, et les jours sans espoir.
Tu es la source de ma survie et de ma réussite.

À ceux — **quelques personnes** qui ne m'ont jamais laissé tomber — qui m'ont
tendu la main dans la tempête , à ceux qui n'ont pas fui quand j'étais affaibli
, je vous dois bien plus qu'un simple merci .
Ta présence à mes côtés m'a protégé , votre soutien m'a sauvé .

Enfin , à **mes médecins , infirmiers** , et à tout **le personnel médical** qui ont
pris soin de moi avec humanité , patience et professionnalisme , je vous
exprime ma profonde gratitude .
Sans vous , ce chemin n'aurait pas été possible .
Merci à vous tous .

Mohammed Farouk

Dédicaces

Louange à Dieu, par la grâce duquel les bonnes actions sont accomplies et par le succès duquel les objectifs sont atteints , je dédie cette réalisation .

À **mes chers parents** , vos prières ont été la lumière qui a illuminé mon chemin , que Dieu vous récompense et m'accorde tout le meilleur.

À **ma vertueuse épouse** qui a été mon soutien et mon réconfort après toutes les fatigues , et à **mes chers enfants** , la prunelle de mes yeux et la lumière de mon chemin , à **mes frères et sœurs** , compagnons de cœur et de chemin , que Dieu vous protège et vous bénisse .

À **mes estimés professeurs** , qui nous ont généreusement fourni leurs connaissances et leurs conseils , que Dieu vous récompense en notre nom .

À ceux qui ont partagé cette réussite , à mon ami **REZMA Mohammed Farouk** , ainsi qu'à mes collègues et amis qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles , vous êtes un soutien et une aide inoubliables .

À tous ceux qui m'ont aidé , même avec un mot, mes prières vous accompagnent aussi longtemps que je vivrai , en particulier mes collègues de la **Direction de l'Industrie** , du directeur au plus humble travailleur ,Merci .

Ô Dieu , fais que ce travail soit fait uniquement pour Toi , et guide-moi vers ce que Tu aimes et ce qui Te plaît .

Abdelkader

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Capacité de stockage d'ONR	05
Tableau I.2 : Etapes et la durée de la régénération.....	13
Tableau III.1 : Niveaux de maintenance (norme AFNOR).....	40
Tableau III.2 : Indicateurs de fiabilité	43
Tableau III.3: Indicateurs de maintenabilité.....	50
Tableau III.4 : Indices de criticité	53
Tableau IV.1 : Dossier historique de les pannes (TAG MS5002C).....	55
Tableau IV.2 : L'analyse ABC (Pareto)	55
Tableau IV.3 : Résultats de calcule F(i).....	57
Tableau IV.4: Résultat de la fiabilité à chaque instant	60
Tableau IV.5: Résultats de la fonction de répartition	61
Tableau IV.6: Résultats de la fonction f(t)	62
Tableau IV.7: Résultats des taux de défaillance	63
Tableau IV.8 : Résultat de la fonction M(t)	64
Tableau IV.9: Résultats de la disponibilité	65
Tableau IV.10: Indice de fréquence F	67
Tableau IV.11: Indice de gravité G	67
Tableau IV.12: Indice de non détection D	67
Tableau IV.13 : Analyse AMDEC de la turbine à gaz	73
Tableau IV.14 : Actions de maintenance à engager.....	76
Tableau IV.15 : Comparaison synthétique entre les méthodes FMD et AMDEC	77

Liste des figures

Figure I.1: Situation géographique des champs Hassi R'mel.....	3
Figure I.2 : Situation géographique des champs Oued Noumer.....	4
Figure I.3 : Organigramme représentatif d'ONR	6
Figure I.4 : Vue panoramique de complexe d'Oued Noumer	7
Figure I.5 : Schéma représentatif d'unité de traitement de gaz	9
Figure I.6 : Unité de compression (Unité 30).....	10
Figure I.7 : Unité de traitement de GPL	12
Figure II.1 : Vue d'une turbine à gaz	16
Figure II.2 : Types de la turbine	17
Figure II.3 : Sections de la turbine à gaz	19
Figure II.3 : Admission de la turbine à gaz	19
Figure II.5 : Filtre autonettoyant	20
Figure II.6 : Filtre conventionnel.....	20
Figure II.7 : Compresseur axial rotor et stator	21
Figure II.8 : Corps de compresseur axial de la TAG MS5002C	23
Figure II.9 : Chambre de combustion.....	23
Figure II.10 : Section de combustion vue externe	24
Figure II.11 : Tubes à flamme	25
Figure II.12 : Directrice fixe de premier étage	26
Figure II.13 : Roue HP de premier étage.....	27
Figure II.14 : Roue BP de deuxième étage.....	27
Figure II.15 : Echappement de la turbine	28
Figure II.16 : Système de lubrification de la turbine.....	29
Figure II.17 : Auxiliaires de la turbine	30
Figure II.18 : Auxiliaires de démarrage	31
Figure II.19 : Moteur de lancement	32
Figure II.20 : Engrenage des accessoires (Gearbox).....	33
Figure II.21 : Listes des signaux à vérifiés pour le démarrage.....	34
Figure III.1 : Différentes formes de maintenance	38
Figure III.2 : Objectifs de la maintenance.....	40
Figure III.3 : Les états successifs que peut prendre un système réparable.....	42
Figure III.4 : Courbe baignoire d'un système	44
Figure III.5: Présentation des courbes de taux de panne des différents équipements	45
Figure III.6 :Présentation de fonction de fiabilité	46
Figure III.7 : Exemple de diagramme de fiabilité	47

Figure III.8:Diagramme de fiabilité d'un système constitué de N éléments en série	48
Figure III.9:Diagramme de fiabilité d'un système constitué de N éléments en parallèle.....	49
Figure IV.1: Courbe d'ABC	56
Figure IV.2: Courbe de weibull sur logiciel matlab.....	57
Figure IV.3 : Courbe R(t)	60
Figure IV.4: Courbe de la fonction F(t)	61
Figure IV.5: Courbe de la densité de défaillance f(t)	62
Figure IV.6: Courbe de taux de défaillance	63
Figure IV.7 : Courbe de Maintenabilité	64
Figure IV.8: Courbe de la disponibilité	66
Figure IV.9: Schéma Fonctionnel d'une Turbine à Gaz et de ses Composants Principaux	68

Liste des abréviations

TEP : TonnesEquivalentPétrole.

ONR : Oued Noumer.

HR : Hassi R'mel.

GNL : Gaz Naturel Liquéfié.

GPL: Gaz De Pétrole Liquéfiés.

HP : Haute Pression.

BP: Base Pression.

MP: Moyenne Pression.

SCADA: Supervisory Control And DataA cquisition.

TAG : Turbine A Gaz.

FMD: Fiabilité Maintenabilité Disponibilité.

TBF : Temps De Bonne Fonction.

TTR: Temps Technique De Réparation.

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

MTTR : Moyenne de temps de réparation

MTBF : Moyenne de Temps de bon fonctionnement.

Liste des Symboles

F(i) : La fréquence relative.

R(t) : Fiabilité.

f(t) : Densité de probabilité.

F(t) : Fonction de répartition.

λ (t) : Taux de défaillance.

M(t) : Maintenabilité.

μ (t) : Taux de réparation.

D (t) : Disponibilité instantané.

Di : Disponibilité intrinsèque au asymptotique.

La loi de Weibull :

β : Paramètre de forme (loi de Weibull).

η : Paramètre d'échelle (loi de Weibull).

γ : Paramètre de position (loi de Weibull).

V : La variance.

La loi binomiale :

n : Nombre d'épreuve.

p : Probabilité de succès.

La loi de poisson :

λ : Paramètre de la loi (constante positive).

Résumé :

L'optimisation de la maintenance des équipements critiques, comme les turbines à gaz, est essentielle pour garantir leur performance et leur fiabilité. Ce travail porte sur la turbine MS5002C, avec pour objectif d'améliorer sa maintenance à l'aide de deux méthodes complémentaires.

La première la méthode ABC, permet de classer les composants selon leur importance économique, facilitant ainsi la priorisation des interventions. La seconde l'AMDEC, identifie les modes de défaillance, évalué leurs effets et leur criticité, afin de prévenir les pannes majeures.

L'application de ces deux méthodes sur la turbine étudiée a permis de formuler une stratégie de maintenance ciblée, réduisant les arrêts imprévus et optimisant la gestion des ressources. Les résultats obtenus ont montré une nette amélioration en termes de disponibilité, fiabilité et coûts de maintenance.

Une comparaison finale entre les deux approches a été réalisée, soulignant leurs avantages respectifs et leur complémentarité dans un contexte industriel exigeant.

Mots : maintenance , turbine à gaz , méthode ABC , méthode AMDEC , fiabilité.

Abstract:

Maintenance of critical equipment such as gas turbines is essential to ensure long-term performance and reliability. This work focuses on improving the maintenance strategy of a MS5002C gas turbine through the application of two complementary methods.

The first method is the abc analysis, which classifies turbine components based on their economic importance, helping prioritize maintenance actions. The second method, AMDEC identifies potential failures, evaluates their effects and criticality, with the aim of reducing unexpected breakdowns.

The application of these two methods yielded tangible results. A targeted maintenance plan was developed, leading to improved reliability and availability of the turbine, while also reducing downtime and maintenance costs. A final comparison between both approaches was conducted to assess their individual and combined effectiveness in an industrial setting that demands high operational precision.

Keywords : maintenance, gas turbine ,ABCmethod ,AMDECmethod ,reliability .

الملخص:

تُعدّ صيانة المعدات الحيوية مثل التوربينات الغازية أمرًا أساسيًا لضمان الأداء والموثوقية على المدى الطويل. يهدف هذا العمل إلى تحسين صيانة التوربين الغازي من نوع MS5002C، من خلال تطبيق طريقتين متكاملتين.

الطريقة الأولى هي تحليل ABC، والتي تتيح تصنيف مكونات التوربين حسب أهميتها الاقتصادية، مما يساعد على ترتيب أولويات الصيانة. أما الطريقة الثانية، فهي تحليل AMDEC، والتي تعتمد على تحديد أعطال المكونات وتحليل تأثيرها ودرجة خطورتها، بهدف تقليل الأعطال المفاجئة.

أظهر تطبيق هاتين الطريقتين على التوربين نتائج ملموسة، حيث تم اقتراح خطة صيانة فعالة ساهمت في رفع الموثوقية والتوفر، مع تقليل تكاليف الصيانة والتوقفات غير المتوقعة. كما تم إجراء مقارنة ختامية بين الطريقتين لتحديد مدى فعاليتهما في بيئة صناعية تتطلب دقة عالية في الأداء.

الكلمات المفتاحية: الصيانة، التوربين الغازي، طريقة ABC، طريقة AMDEC، الموثوقية .

Sommaire :

Liste des tableaux	i
Liste des figures	ii
Liste des abréviations.....	iii
Liste des symboles.....	iv
Résumé.....	v
Sommaire	vi

Chapitre I : Description du champ d'accueil Oued Noumer

Introduction générale	1
I.1 Qui est SONATRACH ... ?	2
I.2 Présentation de HASSI R'MEL	2
I.2.1 Situation géographique	2
I.2.2 Historique de Hassi R'mel	3
I.3 Direction d'Oued-Noumer	4
I.3.1 Situation géographique.....	4
I.3.2 Historique d'Oued Noumer	4
I.3.3 Les gisements d'Oued Noumer	6
I.3.3.1. Présentation des gisements.....	6
I.3.4 Organigramme d'Oued-Noumer	6
I.4 Description technique du centre de production Oued Noumer	7
I.5 Description général des installations.....	7
I.5.1 Unité de traitement de brut et de gaz (unité 20)	7
I.5.2 Unité 30 (unité de compression)	9
I.5.3 Unité d'extraction GPL	10
I.6 Département De Maintenance	13
I.6.1 Service Planning & Méthodes.....	13
I.6.2 Service électricité	14
I.6.3 Service Mécanique	14
I.6.4 Service Instrumentation	14
I.7 Département production	14

I.8 Département Logistique	15
I.9 Cellule travaux neufs.....	15
I.10 Cellule informatique.....	15
I.11 Service sécurité	15
I.12 Service gestion & paie	15
I.13 Service Finance	15
I.14 Service intendance	15
I.15 Conclusion.....	15

Chapitre II :Description de la TAG MS5002C

II.1 Historique de la turbine à gaz	16
II.2 Que ce qu'une turbine.....	16
II.3 Domaine d'utilisation des turbines à gaz.....	17
II.3.1 Appareilles fixes	17
II.3.2 Appareils mobiles (les turboréacteurs)	17
II.4 Type de turbine.....	17
II.4.1 Turbine à un seul arbre (mono arbre)	17
II.4.2 Turbine à deux arbres (bi- arbre)	17
II.5 Caractéristiques de la turbine à gaz MS 5002C.....	18
II.6 Principales sections de la turbine à gaz	19
II.6.1 Section de l'admission	19
II.6.1.1 Type autonettoyant	19
II.6.1.2 Type conventionnel.....	20
II.6.2 Section de compression	20
II.6.2.1 Rotor du compresseur	21
II.6.2.2 Stator de compresseur	21
II.6.3 Section de Combustion	23
II.6.4 Section turbine.....	25
II.6.5 Section de l'échappement	27
II.7 Différents systèmes de commande de la turbine MS5002C	28
II.7.1 Système de gaz combustible	28
II.7.2 système d'huile de lubrification.....	28

II.7.2.1 Principe de fonctionnement	29
II.7.3 Système de protection anti-incendie	30
II.8 Auxiliaires de la turbine.....	30
II.8.1 socle des auxiliaires	30
II.8.2 Auxiliaires de démarrage de la turbine	31
II.8.2.1 Mécanisme d'encliquetage hydraulique (Ratchet)	31
II.8.2.2 Moteur de démarrage	31
II.8.2.3 Convertisseur de couple	32
II.8.2.4 Embrayage de démarrage (Clutch)	32
II.8.2.5 Engrenage des accessoires (Gearbox).....	32
II.9 Séquence du démarrage de la turbine MS5002C	33
II.9.1 Vérification des conditions de démarrage	33
II.9.2 Démarrage des auxiliaires	34
II.9.3 La purge	34
II.9.4 L'allumage	34
II.9.5 Réchauffage	35
II.9.6 Accélération	35
II.9.7 Fin de la séquence	35
II.9.8 Mise en charge de la machine	35
II.10 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz MS5002c d'ONR	35
II.11 Conclusion	36

Chapitre III: Généralité sur la maintenance et les méthodes FMD et AMDEC

III.1 Introduction	37
III.2 Définition de la maintenance	37
III.3 Différentes méthodes de maintenance	37
III.3.1 Maintenance corrective	38
III.3.1.1 Définition	38
III.3.1.2 Types d'interventions	38
III.3.1.2.1 Dépannage	38
III.3.1.2.2 Réparation.....	38
III.3.1.2.3 Visites	39

III.3.1.2.4 Contrôles.....	39
III.3.1.2.5 Révisions	39
III.3.2. Maintenance préventive :	39
III.3.2.1 Définition.....	39
III.4 Objectifs des programmes de maintenance	40
III.5 Fiabilité, maintenabilité et disponibilité (FMD) des systèmes	41
III.5.1. Introduction	41
III.5.1.1 Définitions de la Fiabilité	41
III.5.1.2 Définition de la Disponibilité	41
III.5.1.3 Définition de la Maintenabilité.....	42
III.5.1.4 Sécurité.....	42
III.5.2. Indicateurs opérationnels de FMD	42
III.5.3 Fiabilité	43
III.5.3.1 Différents types de fiabilité	43
III.5.3.2 Indicateurs de fiabilité	43
III.5.4 Lois de Fiabilité.....	45
III.5.4.1 Principale lois de probabilité utilisées en fiabilité.....	46
III.5.5 Lois usuelles de la fiabilité	46
III.5.6 Diagramme de fiabilité.....	47
III.5.6.1 Fiabilité de système constitué de plusieurs composants.....	48
III.6 Maintenabilité du matériel.....	49
III.6.1 Temps Techniques de Réparation TTR	49
III.6.2 Critères de maintenabilité	50
III.6.3 Indicateurs de maintenabilité.....	50
III.6.4 Expressions mathématiques	50
III.7 Disponibilité	51
III.7.1 Introduction	51
III.7.2 Différente formes de disponibilité	51
III.7.2.1 Disponibilité moyenne	51
III.7.2.2 Disponibilité intrinsèque	51
III.7.2.3 Disponibilité opérationnelle	52

III.8 Analyse de L'AMDEC	52
III.8.1 définition de l'AMDEC	52
III.8.2 But de l'analyse AMDEC:.....	52
III.8.3 Déroulement de la méthode.....	52
III.8.4 AMDEC appliquée sur la turbine à gaz	52
III.9 Conclusion	53
 Chapitre IV: Etude de maintenance FMD et AMDEC de la TAG MS5002C	
IV.1 Introduction	54
IV.2 Exploitation de l'historique	54
IV.3 L'application Pratique des méthodes d'analyse	55
IV.3.1 Méthodes d'analyse prévisionnelle «ABC(Pareto)»	55
IV.3.2 Interprétation des résultats	56
IV.4 Calcul des paramètres de weibull.....	56
IV.4.2 Exploitation des paramètres de WEIBULL.....	58
IV.4.1.1 MTBF	58
IV.4.1.2 Densité de probabilité en fonction de MTBF	58
IV.4.1.3 Fonction de réparation en fonction de MTBF	58
IV.4.1.4 Fiabilité en fonction de MTBF	59
IV.4.1.5 Taux de défaillance en fonction de MTBF.....	59
IV.4.1.6 Calcul du temps souhaitable pour une intervention systématique.....	59
IV.5 Étude de modèle de weibull	59
IV.5.1 Fonction de la fiabilité R(t)	59
IV.5.2 Fonction de répartition F(t)	60
IV.5.3 Fonction de la densité de probabilité.....	61
IV.5.4 Taux de défaillance.....	62
IV.6 Calcul de la Maintenabilité de la turbine.....	63
IV.7 Calcul de la disponibilité de la turbine	65
IV.7.1 Disponibilité intrinsèque au asymptotique	65
IV.7.2 Disponibilité instantané D(t)	65
IV.8 Analyse de L'AMDEC	66

IV.8.1 Décomposition fonctionnelle du système.....	66
IV.8.2 hiérarchisation (classement par criticité).....	67
IV.8.3 Interprétation des résultats de l'analyse AMDEC	74
IV.8.4 Analyse de la Criticité	74
IV.8.5 Actions d'amélioration.....	76
IV.9 Comparaison des méthodes FMD et AMDEC appliquées à la turbine à gaz	76
Conclusion générale.....	78
Références	80
Annexe	82

Introduction générale

Le pétrole constitue la ressource essentielle de l'ère industrielle moderne. Grâce à ses propriétés physiques et chimiques exceptionnelles notamment sa haute densité énergétique, sa rentabilité économique, la facilité de son extraction, transport et transformation il s'est imposé comme la principale source d'énergie à l'échelle mondiale, remplaçant progressivement le charbon, devenu moins pratique face aux exigences technologiques croissantes.

Aujourd'hui, une grande majorité des équipements mécaniques reposent sur l'énergie fossile issue du pétrole. Cette dernière est libérée par des réactions de combustion qui alimentent les moteurs thermiques, qu'ils soient à combustion interne ou externe. Ces moteurs assurent le fonctionnement d'installations industrielles variées, parmi lesquelles les turbines à gaz, qui jouent un rôle central dans la conversion d'énergie thermique en énergie mécanique ou électrique.

Les turbines à gaz sont devenues l'un des dispositifs de production de puissance les plus innovants, permettant d'atteindre des performances inégalées dans divers domaines tels que la production d'électricité, l'aéronautique, la pétrochimie, ainsi que les industries pétrolière et gazière. Face aux exigences croissantes de productivité et de fiabilité, les entreprises industrielles doivent adopter des stratégies de maintenance performantes pour garantir la continuité de production.

Dans ce cadre, la compréhension du fonctionnement des systèmes complexes comme la turbine à gaz, ainsi que l'analyse rigoureuse de ses composants, devient une priorité. L'objectif est de mettre en place des outils de surveillance et d'anticipation des défaillances pour optimiser les interventions et prolonger la durée de vie des équipements.

Notre travail s'inscrit dans cette perspective. Il vise à analyser la Fiabilité, Maintenabilité et Disponibilité (FMD) d'une turbine à gaz de type MS5002C, tout en appliquant la méthode AMDEC (Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité). Cette étude a été réalisée au sein de l'unité industrielle d'OuadNoumer, dans le but d'élaborer une stratégie de diagnostic et d'amélioration ciblée. En identifiant les points critiques de la machine, nous visons à renforcer la performance globale du système.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres principaux :

- Le premier chapitre est consacré à la présentation du champ d'OuadNoumer.
- Le deuxième chapitre décrit en détail la turbine à gaz étudiée.
- Le troisième chapitre aborde les concepts généraux de la maintenance et introduit les méthodes FMD et AMDEC.
- Enfin, le quatrième chapitre traite l'analyse de maintenance de la turbine et l'application concrète de la méthode AMDEC.

Chapitre I :

*Description du champ
d'accueil Oued Noumer*

I.1 Qui est SONATRACH ... ?

Pour commencer, que signifie l'acronyme SONATRACH ?

- **SO** : Société
- **NA** : Nationale
- **TRA** : Transport et Transformation
- **C** : Commerciale
- **H** : Hydrocarbures

SONATRACH représente la société nationale algérienne spécialisée dans la recherche , l'exploitation, le transport par pipelines, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures ainsi que de leurs dérivés .

En plus de ses activités principales, SONATRACH s'implique dans divers secteurs tels que la production d'électricité, les énergies nouvelles et renouvelables, ainsi que le dessalement de l'eau de mer. Elle opère non seulement en Algérie, mais aussi à l'international, saisissant les opportunités qui se présentent à travers le monde.

SONATRACH occupe une place de leader en Afrique et figure parmi les plus grandes compagnies pétrolières mondiales. Selon les statistiques de *World Atlas* (2016), elle se classe au 28^e rang des entreprises pétrolières internationales. Elle est également le 7^e exportateur mondial de GNL (Gaz Naturel Liquéfié) et de GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié), ainsi que le 5^e exportateur de gaz naturel. En 2017, sa production globale (tous produits confondus) a atteint 205 millions de tonnes équivalent pétrole (TEP). Avec un effectif de 120000 employés répartis dans l'ensemble du groupe et ses filiales, SONATRACH joue un rôle clé dans l'économie algérienne et internationale [1].

I.2 Présentation de HASSI R'MEL

I.2.1 Situation géographique

HASSI R'MEL porte du désert, se trouve dans le sud Algérien à environ 525 km d'Alger. Dans cette région relativement plate du Sahara septentrional l'altitude moyenne est d'environ 750m.

Le paysage présente un vaste plateau rocailleux parsemé de « daïas » petites dépression dans lesquelles s'est accumulé un peu de terre et ou pousse une végétation composée essentiellement de buissons, mais on peut aussi trouver d'arbres, tel-queles pistachiers sauvages. Le climat est caractérisé par une pluviométrie faible (140mm par an) et une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver, les amplitudes thermique sont importantes et les températures varient entre -5°C en hiver et +45°C en été. Les vents dominants sont de direction nord-ouest.

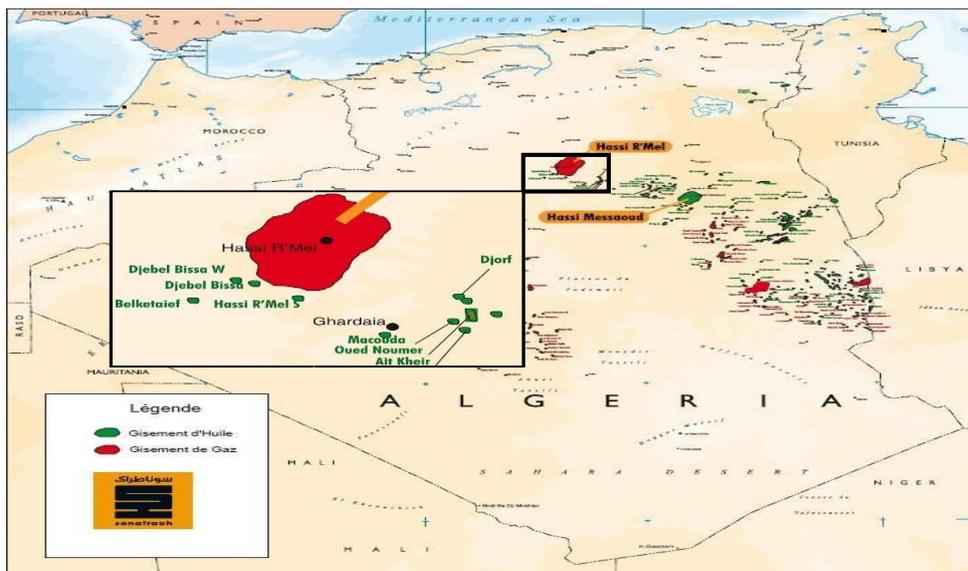


Figure I.1: Situation géographique des champs Hassi R'mel

I.2.2 Historique de Hassi R'mel

1951: Première campagne géophysique intéressant la région.

1952: Forage du premier puits d'exploration à quelques kilomètres de *BERRIANE*, mit en évidence la présence d'un trias gréseux qui présentait toutes les caractéristiques d'un réservoir recouvert d'un trias salifère pouvant jouer le rôle de couverture.

1956 : Sondage de *HR1* à une dizaine de kilomètres à l'est du point d'eau de *HASSI R'MEL*.

La profondeur de *2132 m* fut atteinte et révéla la présence d'un réservoir de gaz humide sous une forte pression. Le puits *HR1* venait d'être implanté sur le sommet de l'anticlinal, hypothèse vérifiée par la sismique de la même période.

Les forages qui suivirent confirmèrent l'existence d'un important anticlinal et permirent d'étudier avec plus de précision les niveaux géographiques ainsi que les caractéristiques de l'effluent.

1957-1960 : Furent forés *HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7, HR8 et HR9* le gisement de *HRa* commencé à produire.

1961: Le réservoir de *HR* présente une forme elliptique orienté Sud-Ouest/Nord-Est. Il s'étend sur une superficie d'environ *3500 km²*. Les réserves prouvées en place sont évaluées à plus de *2800* Milliards de *m³*.

1961-1969 : Met en service des anciennes unités du module «0» avec une capacité de traitement de gaz sec de *107* Milliards de *m³* par an.

1971 : Le 24 février de cette année nationalisation historique des hydrocarbures.

1971-1974 : La capacité de production de cette unité a été portée à *04* Milliard de *m³/an* de gaz sec par l'apport de la mise en service de nouvelles installations.

Le gisement de HR occupe une position remarquable à l'échelle mondiale et nationale. Il se classe en effet 4^e au niveau mondial et 1^{er} en Algérie. Ce gisement s'étend sur une superficie de 3500 m², avec une extension géographique de 70 km du nord au sud et 50 km d'est en ouest.

Parmi les principaux champs qui composent ce gisement, on retrouve : Hassi R'mel, Djebel Bissa, Oued Noumer, Ait-Kheir, Makouda et Sidi Mezghich [1].

I.3 Direction d'Oued-Noumer

Oued-Noumer (ONR) est une direction opérationnelle placée sous l'autorité de la direction générale de SONATRACH à Hassi R'mel. Elle joue un rôle essentiel dans la production de Hassi R'mel et contribue de manière significative aux activités de SONATRACH dans son ensemble.

I.3.1 Situation géographique

La Direction de Oued-Noumer est située à 140 Km au Sud-Est du champ gazier de Hassi R'Mel et à 140 Km à l'Ouest Nord du champ pétrolier de BERKAOUI, Son siège administratif et sa base de vie sont installés à 5 Km au nord de la RN 49, axe routier reliant Ghardaïa à Ouargla et à environ 45 Km de la ville de Ghardaïa.

Ce champ s'étend sur une superficie de 110 km², il produit du gaz à condensat et de l'huile.

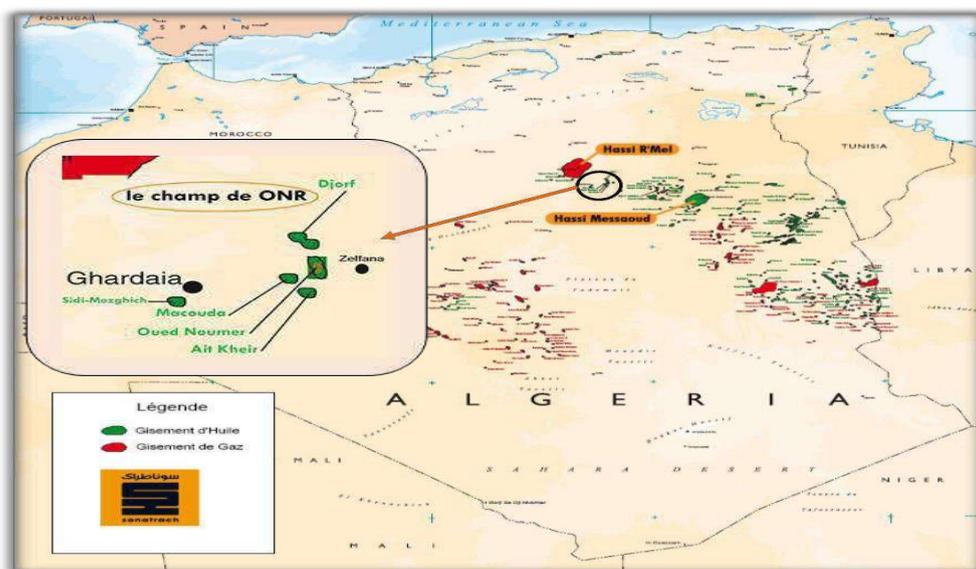


Figure I.2 : Situation géographique des champs Oued Noumer

Le climat de la région est caractérisé par une faible pluviométrie (130 mm/an) et une humidité moyenne de 18% en été et de 30% en hiver [2].

I.3.2 Historique d'Oued Noumer

La direction d'Oued Noumer est composée de plusieurs champs (gisements) recouvrent une superficie de 110 km².

Les événements qui ont ponctué le développement de la région d'Oued Noumer sont les suivants :

- **1969** : La Première découverte d'un puits d'huile et de gaz à Oued Noumer. Jusqu'à présent 17 puits ont été forés (ONR 1 à ONR 15 plus ONR 1bis et ONR 8bis) dont quatre sont noyés (ONR 2, 4, 6, 10), deux abandonnés (ONR 13 et 14) un puits fermé ONR 12, un puits sec ONR 15 et le reste des puits producteurs sont reliés au Centre de production ONR.
- **1972** : Mise en service première unité de séparation (démarrage des champs ONR/ATK). Suite à la découverte d'ATK 1, vingt-sept puits qu'ont été forés dont cinq sont des puits injecteurs de gaz (ATK i3, ATK i10, ATK i17, ATK i 19, ATK i22).
- **1974**: El Djorf a été découvert par le puits DJF1, quatre puits ont été forés dont DJF 3 est trouvé noyé. Actuellement tous ces puits sont fermés et ce depuis les années 80 à cause de leurs faibles potentiels.
- **1975** : Makouda a été découvert par le puits MKA 1, quatre puits ont été forés dont deux (MKA 3, 4) sont trouvés noyés. MKA 1 et MKA 2 sont reliés au centre de production ONR.
- **1976** : Sidi Mezghiche a été découvert par le puits SMZ 1, trois puits ont été forés dont SMZ 2 est trouvé noyé. Les puits SMZ et SMZ 1 sont relié via une collecte de 4" vers centre de production d'Ait Kheir.
- **1986** : Démarrage de la nouvelle unité de séparation de brute et de récupération de gaz.
- **1997** : Démarrage de l'unité d'extraction de GPL.

Et plus récemment, d'autres petites structures ont été découvertes par des forages d'exploration au voisinage et au sud du gisement de Ait El Kheir, dont en :

- **2012** : Glib El Djemel le puits GED 1 découvert suite au résultat positif du DST. Tréfis, deux puits ont été foré TRF 1 et TRF 2, ce dernier et trouvé sec Les deux puits TRF 1 et GED 1 sont raccordé via une collecte 10" au centre de production d'Ait EIKheir.
- **2014** : Hassi Boukhellala Nord découvert en janvier 2014 par le puits HBKN 1 suite au résultat positif du DST, le puits est raccordé au centre de production ONR via une pipe 6" [03] .

La capacité globale de la direction d'Oued Noumer est portée à :

- Gaz brut:6, 0 millions Sm³/j.
- GPL:230 t/j.
- Pétrole brut et condensât: 1700 t/j [04] .

Et sa capacité de stockage est de [05] :

Tableau I.1 : Capacité de stockage d'ONR

Désignation	Nombre	Volume (m ³)	Pression (bar)	Capacité globale (m ³)
Bacs de stockage	4	4880	1(atm)	20520
Bacs test	1	1000	1(atm)	
Sphères GPL	2	540	13	1080

I.3.3 Les gisements d'Oued Noumer

se compose de plusieurs petites structures :

- | | | |
|----------------------------|--------------------------|-----------------------|
| 1- Oued-Noumer . | 2- Aït-Kheir . | 3- Sidi-Mezghich . |
| 4- Djorf . | 5- Makouda . | 6- Glib El Djemel . |
| 7- Hassi Boukhelala Nord . | 8- Oued el Ghofrane . | 9- Oued Noumer Sud . |
| 10- Haoud M'dahba . | 11- MedjdebBoukhellala . | 12- Rogbat El Mhour . |
| 13- Kebeur El hadjaj . | 14- Trefis . | |

I.3.3.1 Présentation des gisements

Le champ d'Oued-Noumer faisant partie, géologiquement, de la province triasique a été découvert par Sonatrach en 1969 et mis en production à partir de 1972. Les deux niveaux producteurs (A et B) du trias argiligréseux ont donné du gaz, du condensât et de l'huile à une profondeur moyenne de 2750m. Le gisement a produit jusqu'à lors par déplétion naturelle (expansion du gaz dissout et water-drive), et en 1991 le maintien de pression a démarré à Aït-Kheir avec l'injection de tout le gaz produit dans le secteur. L'unité d'extraction de GPL à partir des gaz associés a été mise en service en 1997 [06] .

I.3.4 Organigramme d'Oued-Noumer

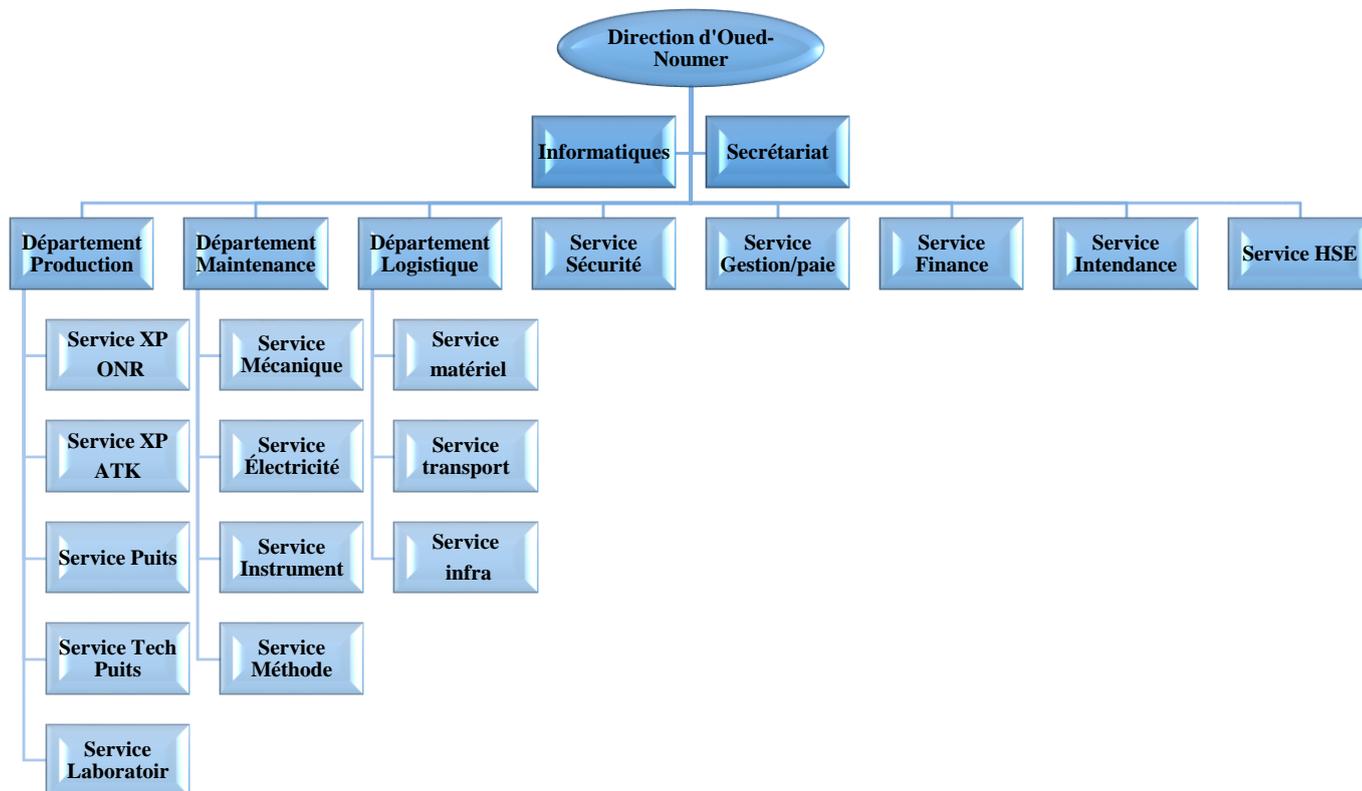


Figure I.3 : Organigramme représentatif d'ONR

I.4 Description technique du centre de production Oued Noumer

A partir de la figure (I.4) on peut spotter les principales installations qui forment le centre de traitement ONR à citer :

(1) salle de contrôle ; (2) unité de séparation (unité 20) ; (3) unité de compression ; (4) usine GPL ; (5) unité de traitement d'eau ; (6) sous station électrique ; (7) ateliers maintenance ; (8) bloc administratif ; (9) système anti-incendie .

Les équipements qui peuvent être repérés du bac de stockage brut R0 sont :

(1) séparateur FWKO ; (2) batterie test ; (3) manifold d'entrée brut ; (4) pompe d'eau de dessalage ; (5) ballons de séparation ; (6) fours de stabilisation ; (7) bacs de stockage brut ; (8) pompes d'expédition brut U60 ; (9) pompes d'expédition brut BJ ; (10) salle machines ; (11) dégazeur d'huile ; (12) aéroréfrigérants ; (13) colonnes de fractionnement ; (14) turbine Solar ; (15) four d'huile diathermique ; (16) sphères de stockage GPL ; (17) bacs d'eau incendie .

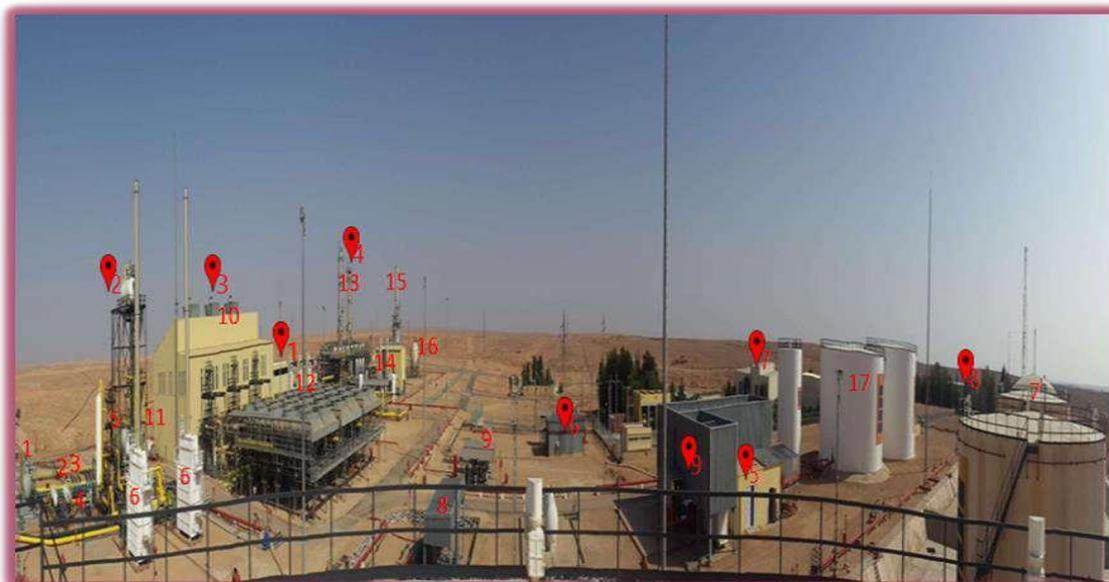


Figure I.4 : Vue panoramique de complexe d'Oued Noumer

Le centre de production d'Oued Noumer a pour fonction de séparer, comprimer, déshydrater, traiter, puis re-comprimer le gaz pour satisfaire les besoins de la région en gaz de réinjection, et la commercialisation du surplus, tout en récupérant le condensat et GPL [03].

I.5 Description général des installations

I.5.1 Unité de traitement de brut et de gaz (unité 20)

Cette unité a pour but de séparer le gaz associé de l'huile brute. Cette séparation s'effectue en trois (03) étages, travaillant à des pressions décroissantes, de façon à dégager le plus possible l'huile brute, avant de la stocker.

A fin d'améliorer la stabilisation de l'huile, deux (02) fours de stabilisation permettent d'ajuster la tension de vapeur Reid (TVR) de l'huile pour éviter un dégazage dans les bacs de stockage.

Les gaz de séparation des trois étages sont récupérés et comprimés dans l'unité de compression [07].

- **Séparateur HP (20B01)**

- Le séparateur reçoit à partir du manifold existant du centre, le mélange (gaz, l'huile, eau) provient des puits de ONR.
- La pression de séparation déclinera dans le temps, de 15 à 12 bars absolus.
- L'eau de gisement décantée, est expédiée sous régulation de niveau, vers le borbier.
- Le gaz HP efflué, est expédié sous régulation de pression vers le ballon 20B02.
- L'huile brute est envoyée sous régulation de niveau dans le séparateur MP 20B03 [07].

- **Four de stabilisation (20F01 A/B)**

- Les deux fours de stabilisation sont identiques, chacun étant dimensionné pour assurer 50% de service.
- La puissance des fours a été dimensionnée de manière à pouvoir évacuer aux bacs de Stockage,

un mélange stabilisé (l'huile, condensats), de TVR très faible.

- L'aimantation des deux fours est constituée de :

- L'huile brute de séparateur 20B01.
- L'huile brute d'ATK.
- Les condensats récupérés au niveau de l'unité de production de GPL.

- Le mélange se réchauffe à une température donnée (voisine de 65 °C) est envoyé au Séparateur MP 20B03 [07].

• Séparateur MP (20B03)

- Le séparateur 20B03 d'une pression de service 3 bars absolus, reçoit les effluents chauds des fours de stabilisation.

- L'eau de gisement éventuelle est décantée, puis expédiée au borbier sous régulation de niveau.

- L'huile est envoyée sous régulation de niveau au séparateur BP.

- Le gaz MP efflué est expédié sous régulation de pression vers l'unité de compression [07].

• Séparateur BP (20B04)

- Le séparateur BP d'une pression de service 01 bar est alimenté par l'huile efflué du séparateur MP.

- Il est installé à une hauteur de 10 mètres, sur une structure métallique.

- L'eau de gisement éventuelle, est décantée, puis expédiée aux bacs de stockage.

- Le gaz BP efflué (1 bar), est expédié sous régulation de pression vers l'unité de compression [07].

• Séparateur HP de gaz (20B02)

- Le séparateur HP de pression de service 15 bars est alimenté par :

- Le gaz efflué du séparateur HP du brut (20B01).
- Le gaz HP issu de l'unité de compression (sortie compresseur 31K01).
- Le gaz venant du ATK dans une pipe de 30.

- L'eau de gisement éventuelle est décantée, puis expédiée au borbier sous régulation de niveau [07].

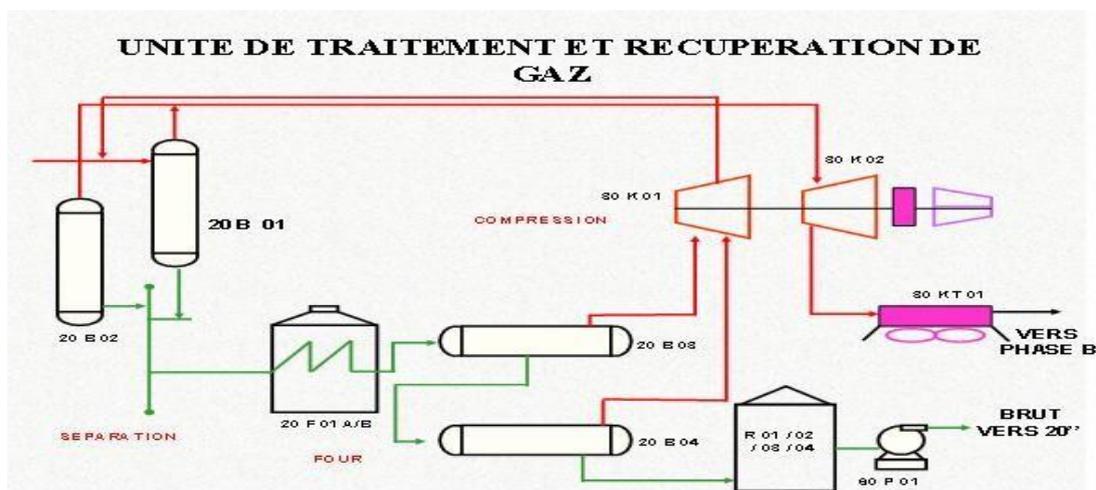


Figure I.5 : Schéma représentatif d'unité de traitement de gaz

I.5.2 Unité 30 (unité de compression)

Les installations de compression des gaz venant de l'unité de séparation (unité 20) représentent des unités de conception strictement identique (unités 31/32/33). Chaque unités (exemple : unité 31) comprend essentiellement :

- Compresseur 31 K01 comprenant un étage BP et un étage MP.
- Compresseur 31 K02 comprenant un étage MP et un étage HP.
- Une turbine a gaz 31 KG 01 avec ses auxiliaires.

- Le gaz BP venant du 20B04 arrive en alimentation du 31B01 à une pression d'environ 1 bar absolu.
- Le gaz sort du séparateur filtre 31B01 se dirigeant vers l'aspiration du 1^{er} étage du 31B02.
- Le gaz MP venant du 20B03 arrive en alimentation du 31B02 à une pression d'environ 3 bars absolus.
- Le gaz sort du séparateur filtre 31B02 se dirigeant vers l'aspiration du 2^{ème} étage du 31K01.
- Le gaz HP issu de 31K01 est le produit de compression des gaz MP et BP est dirigé principalement vers le séparateur filtre 31B03, puis il est dirigé vers l'aspiration 1^{er} étage du 31K02 (3^{ème} étage de la compression).
- Le gaz sort du compresseur à une pression de 45 bars absolus, et il se dirige vers le séparateur filtre 31B04, après son refroidissement dans les aéro-réfrigérants 31A02 et 31A01, le gaz est dirigé vers l'aspiration 2^{ème} étage du 31K02.
- Le gaz HP sort du 31K02 à une pression de 100 bars absolus, puis il se dirige directement vers l'unité de GPL [3].

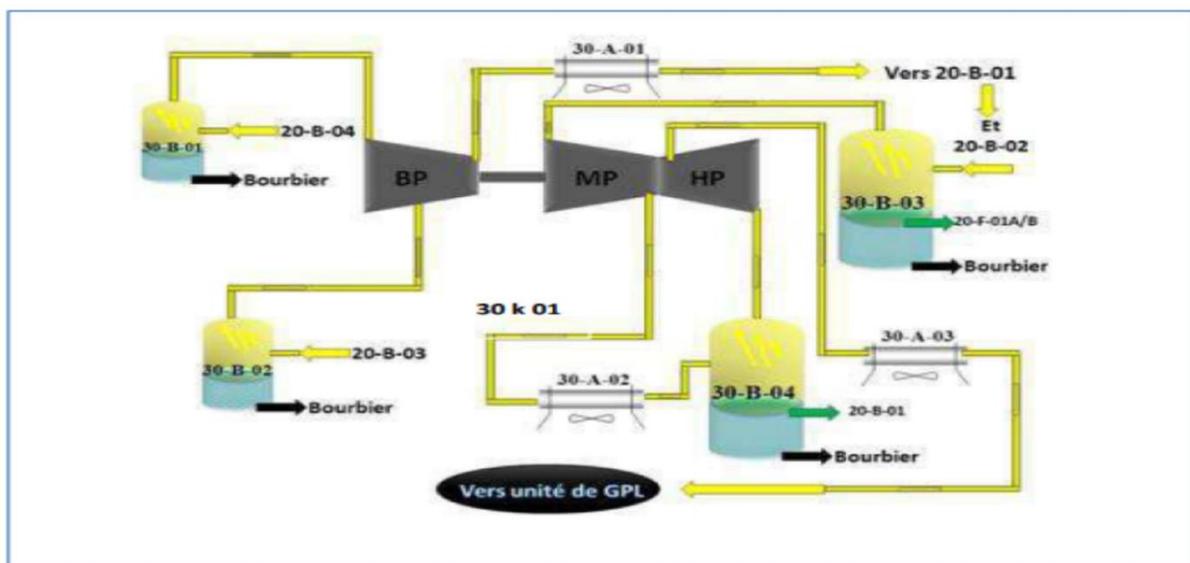


Figure I.6 : Unité de compression (Unité 30)

I.5.3 Unité d'extraction GPL

Les installations d'extraction sont implantées à proximité de l'unité de compression existante.

Le complexe est formé de six unités de procédés et de quatre unités auxiliaires, comme indiqué ci-dessous [08] :

- **Unité 100** : section de déshydratation du gaz.
- **Unité 200** : section de refroidissement et de détente.
- **Unité 300** : compression du gaz traité.
- **Unité 400** : section de stabilisation et fractionnement du GPL.
- **Unité 500** : stockage et expédition du GPL.
- **Unité 600** : système de circulation d'huile chaude.
- **Unité 700** : système méthanol.
- **Unité 800** : système air et gaz inerte.
- **Unité 900** : réseau torche.
- Distribution gaz combustible.

✓ **Unité 100 : pré refroidissement et déshydrations**

Le gaz provenant de l'unité de compressions U30 existante est pré refroidi de 60°C à 45°C en été ; et de 50°C à 37°C en hiver se fait par l'échangeur de chaleur 010E01, après le gaz est envoyé au récupérateur du liquide 010B01, l'eau se dirige vers le borbier et le gaz se dirige vers les trois déshydrateurs (10R01A, 10R01B et 10R01C).

✓ **Unité 200 : Récupération du GPL**

Dans cette unité le gaz à traiter est refroidi dans les échangeurs de refroidissement 20-E-01, 20-E-02 A et B et 20-E-03 pour commencer la condensation des constituants les plus lourdes [04] .

✓ **Unité 300 : compression du gaz traité**

Le gaz traité sortant de l'unité 200 est envoyé au séparateur ballon filtre 30-B-01, le liquide sort du séparateur à la torche froide et le gaz comprimé par le compresseur 30-K- 01 (45bar à 70 bars), Refroidi à 60 °C dans l'aéroréfrigérant 30-A- 01 est envoyé vers la station de réinjection Ait Kheir et ou gazoduc 48" vers GR1 à Hassi R'mel [04].

✓ **Unité 400 : fractionnement du GPL**

Le but de cette unité est d'enlever le méthane et l'éthane absorbés dans le liquide condensé dans l'unité 200 et de fractionner le liquide ainsi épuré en GPL et condensat [09] .

✓ **Unité 500 : stockage du GPL**

Cette unité est composée de deux sphères de capacité de 530 m³ et de trois pompes d'expédition de GPL (50-P-01(A/B/C) Une pompe en expédition et les deux autres en réserve. Dans le cas où le GPL est en hors spécifications le retraitement du produit (GPL) est indispensable. À l'aide des deux pompes 50P 02A/B en réinjecte le GPL au bas de l'éthylisateur 40C 01. Le GPL de Oued Noumer est envoyé à travers les pipes vers Arzew [04] .

✓ **Unité 600 : circulation huile chaude**

Cette unité est la source de chaleur nécessaire au fonctionnement de l'installation est sa chaleur est obtenue en brûlant une partie du gaz combustible dans le four 60-F-01. Le fluide caloporteur prévu est la TORADA TC32 produit et commercialisé en Algérie. Les fumées d'échappement de la turbine 30-KT-01 permettent de chauffer l'huile Grâce au récupérateur de chaleur 30-E-01 puis en le passe dans le four 60-F-01 pour augmenter sa chaleur.

Cette huile chauffée est utilisé dans le circuit pour réchauffeur gaz de régénération 10-E-02, et le bouillonnement des colonnes 40-C-01 et 40-C-02a travers les rebouilleurs 40-E-01 et 40-E-02. Il y a 3 pompes de circulation (60-P-01 A/B/C), et 2 pompes d'appoint 60-P-02 A/B et un récipient de purge 60-B-02 avec deux pompes de reprise 60-P-03 A/B [03].

✓ **Unité 700 : Système méthanol et Réseau de Torches**

Le méthanol est stocké dans le réservoir 70-B-01 et il est injecté dans des points de process par les pompes 70-P-02. Le méthanol est utilisé en cas de formation d'hydrate, est injecté dans le process seulement dans les cas de nécessité absolue [03].

Les déchargements froids gazeux et/ou liquides prévus dans l'installation sont acheminés dans le 70-B-01. Il sépare les liquides du gaz qui va en torche froide. L'écoulement du liquide peut être effectué par les pompes 70-P-01 A/B (dont l'une est de réserve) ou par évaporation due à l'entrée de chaleur de l'extérieur. Elles peuvent opérer tant par commande manuelle (HS-7102) que par commande branchement / débranchement de LSH-7101 (démarrage pompe) et de LSL-7101 (arrêt pompe). LSL-7101 arrête les pompes dans tous les cas. Le niveau dans 70-B-01 est indiqué par le LI-7101 [03].

✓ **Unité 800 : Système air et gaz inerte**

Cette unité fournit à l'installation :

- L'air de service (pour le nettoyage) .
- L'air instrument (pour le fonctionnement des vannes de control) .
- Le gaz inerte « l'azote » (pour le refroidissement et le barbotage) .

Ce système est formé par :

- Compresseur d'air 80-K-01 .
- Séparateur 80-B-01 .
- Sécheur 80-W-01 (déshydrateur).
- Accumulateur d'air instrument 80-B-02.
- Compresseur 80-K-02 pour augmenter la pression dans l'accumulateur d'azote .

✓ **Unité 900 : Electricité**

Cette unité assure l'alimentation électrique pour tous les équipements électriques (les pompes et le compresseur d'air) de l'unité GPL[03].

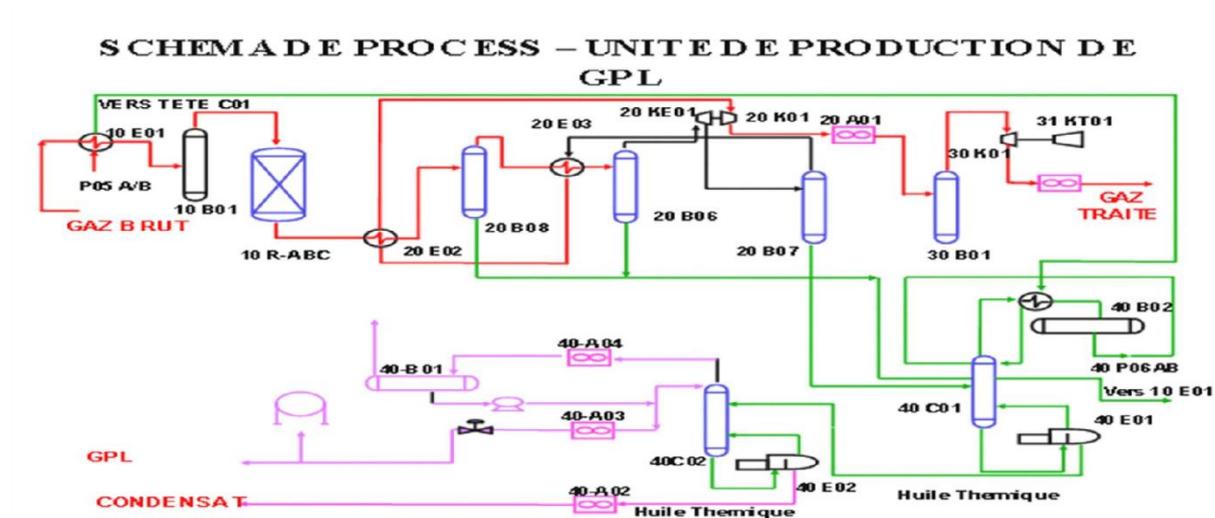


Figure I.7 : Unité de traitement de GPL

✓ Tamis moléculaire

Les tamis moléculaires qui adsorbent les hydrates au sein du gaz sont des Aluminosilicates métalliques Cristallins avec les formules chimiques suivantes :

- $\text{Na}_{12}(\text{AlO}_2)_{12}(\text{SiO}_2)_{12} \cdot 27\text{H}_2\text{O}$
- $\text{Na}_{86}(\text{AlO}_2)_{86}(\text{SiO}_2)_{106} \cdot 276\text{H}_2\text{O}$

Cette déshydratation suit la logique S 12-02, il s'agit d'un jeu de vanne qui assure les étapes ci dessous :

Tableau I.2 : les étapes et la durée de la régénération

Adsorptions 90 bars, T_{amb}	492min
Dépressurisation jusqu'a 20 bars	30 min
Régénération chaud 20 bars, $T = 270 \text{ C}$	125 min
Refroidissement 20 bars, T_{amb}	70 min
Stan bay	1 min
Pressurisation jusqu'a 90 bars	20 min

• Soulignons que

- 1- Le gaz de régénération est chauffé à 275 °C par l'huile diathermique dans les échangeurs 10E-02A/B/C.
- 2- A la sortie des déshydrateurs le gaz est refroidi à 55 °C dans l'aéroréfrigérant 10-AM-01A, B et séparée dans 10-B-02. L'eau condensée est envoyée au borbier et le gaz il est envoyé à l'unité de compression existante (unite30)[04].

I.6 Département De Maintenance

Les activités de département de la maintenance ont pour mission, d'accomplir toutes les tâches nécessaires pour que les équipements soient maintenus ou rétablis en bon état et ceci afin de :

- Permettre une exécution normale des opérations dans les meilleures conditions, de sécurité, de qualité et du coût (c'est le cas de production).
- La planification, le développement, l'organisation et la mise en œuvre des services techniques opérationnels et d'intervention sur toutes les installations et les centres de traitement d'huile et gaz.
- Obtenir un service dans les meilleures conditions de confort et de coût. Pour remplir cette mission il faut :
 - Dépanner les machines et le matériel dans les meilleurs délais et au meilleur coût.
 - Réparer, réviser rénover et maintenir en état les machines et le matériel.

Le département de maintenance est doté de quatre services principaux qui sont [07] :

I.6.1 Service Planning & Méthodes

Le service des méthodes est l'interface de communication avec les autres services, Il est composé de trois filières (Mécanique, Instrumentation, et électricité) qui assure :

- ✓ La préparation et la planification des travaux pour révision des installations.
- ✓ Les procédures des rapports et l'évaluation des opérations.
- ✓ Le lancement des requêtes d'approvisionnement en pièces de rechange.
- ✓ La synthèse des rapports du département de maintenance (mensuelle et annuelle).
- ✓ Le suivi des dossiers de la réparation technique que ce soit interne ou bien externe.

Le suivie des opérations du service en utilisant un logiciel DATA STREAM 7i .

I.6.2 Service électricité

Ce département est constitué d'une équipe d'intervention responsable du suivi, ainsi que des interventions et réparations sur les équipements et machines électriques, tels que les batteries, éclairages industriels, moteurs électriques, etc .

I.6.3 Service Mécanique

Le service mécanique est chargé des inspections, des révisions et des réparations de tous les équipements en rotation (pompes, aéro-ventilateurs, compresseurs, turbines, etc.), que ce soit sur site ou en atelier si nécessaire, ainsi que des équipements statiques (échangeurs, filtres, vannes, séparateurs, etc) .

I.6.4 Service Instrumentation

Le service instrumentation est divisé en deux sections :

A) Section Régulation et instrumentation

Elle s'occupe de la maintenance préventive et curative, et contrôle de différents équipements et instruments des systèmes asservis de l'unité comme DCS (Distributed Control Système) et télémétrie, réparation des équipements électronique, et SCADA .

B) Section Télécommunication

Elle assure les travaux suivants :

- ✓ Installation des postes radio téléphoniques fixes ainsi que les postes mobiles de toute la direction d'OUED NOUMER.
- ✓ Gestion et entretien du réseau téléphonique.

I.7 Département production

Elle a pour objectif, la planification, le développement, l'organisation et la mise en œuvre des services techniques opérationnels et l'intervention sur toutes les installations des puits et le centre de traitement d'huile, réalisation des programmes de production, de traitement et d'injection des hydrocarbures établis par la direction [07].

I.8 Département Logistique

Son objectif est de réaliser des travaux de génie civil, d'assurer l'entretien des locaux et logements, ainsi que des installations électriques, de plomberie, de menuiserie, de transport et d'approvisionnement. Elle s'occupe également du développement, de l'organisation et de la mise à disposition du matériel, des équipements, de l'outillage de construction et des engins de grande taille [07].

I.9 Cellule travaux neufs

Sa mission consiste à planifier, développer, organiser et mettre en œuvre une capacité de construction pétrolière adaptée aux besoins de développement du champ d'OUED NOUMER [07].

I.10 Cellule informatique

Elle a pour objectif la gestion, le développement et la maintenance des systèmes et outils informatiques à travers l'ensemble de la région, afin d'assurer une infrastructure performante et adaptée aux besoins des utilisateurs et des différentes équipes [07].

I.11 Service sécurité

Elle a pour but, le contrôle, l'organisation et le maintien d'un haut niveau de sécurité du personnel et des biens de l'entreprise, le développement de la sécurité est la principale tâche de la division sécurité [07].

I.12 Service gestion & paie

Son rôle est l'organisation et le contrôle des activités de la région du côté recrutement, formation, gestion du personnel, prestations sociales, activités culturelles et administration générale [07].

I.13 Service Finance

Son rôle consiste à assurer la prestation des services de trésorerie, de comptabilité générale et de gestion, en veillant à la gestion des flux financiers, à la tenue des comptes et à l'optimisation des ressources économiques. Elle est responsable de la supervision des transactions financières, de la préparation des états financiers, ainsi que de la planification et du contrôle budgétaire, afin de garantir une gestion saine et efficace des ressources financières de l'entreprise [07].

I.14 Service intendance

Sa tâche principale est la prestation de service de restauration, l'hébergement et la gestion des patrimoines [07].

I.15 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons fourni une vue d'ensemble du centre de production d'Oued Noumer de SONATRACH. Lors de notre stage, nous nous sommes particulièrement intéressés à l'unité de compression, où se trouve une turbine à gaz MS5002C, qui constitue l'objet de notre étude.

Chapitre II :

Description de la TAG

MS5002C

II.1 Historique de la turbine à gaz

En 1961 la firme - NUOVO PIGNONE - a commencé la production des turbines à gaz pour application fixe (destinées en premier lieu à l'industrie pétrochimique). Ces turbines sont fabriquées sur la base d'un accord stipulé avec GENERAL ELECTRIC. Les modèles MS 3000-5000-7000 et 9000 sont entièrement projetés par GE qui fournit à NP les parties tournantes et les aubages [10].

II.2 Que ce qu'une turbine

La turbine à gaz est un moteur à combustion interne, fonctionnant de manière autonome. Elle aspire et comprime l'air atmosphérique grâce à son compresseur intégré, puis augmente la puissance énergétique de l'air dans sa chambre de combustion. Cette énergie est ensuite convertie en énergie mécanique utile lors de la détente des gaz dans la section turbine .

L'énergie mécanique obtenue est transmise à une machine réceptrice via un accouplement, permettant ainsi de produire la puissance nécessaire au processus industriel.

Dans sa configuration la plus simple, une turbine à gaz comporte un compresseur axial qui capte l'air à pression atmosphérique, une chambre de combustion où l'air comprimé est chauffé à pression constante par la combustion d'un combustible (gaz naturel, gasoil ou kérosène), et une turbine qui détend les gaz jusqu'à la pression atmosphérique.

Les turbines à gaz peuvent être classées selon plusieurs critères :

- Leur conception, à un ou deux arbres.
- Le type de machine qu'elles entraînent, fixe ou mobile.
- Le type de cycle thermique, simple ou avec récupération de chaleur.

Aujourd'hui, les turbines à gaz sont largement utilisées, notamment dans le secteur des hydrocarbures, grâce à leur large gamme de puissances et à leurs nombreux avantages.

Dans notre site d'accueil (ONR), nous utilisons des turbines à gaz de type **MS5002C**, qui sont des modèles à deux arbres fabriqués par **General Electric (GE)**.

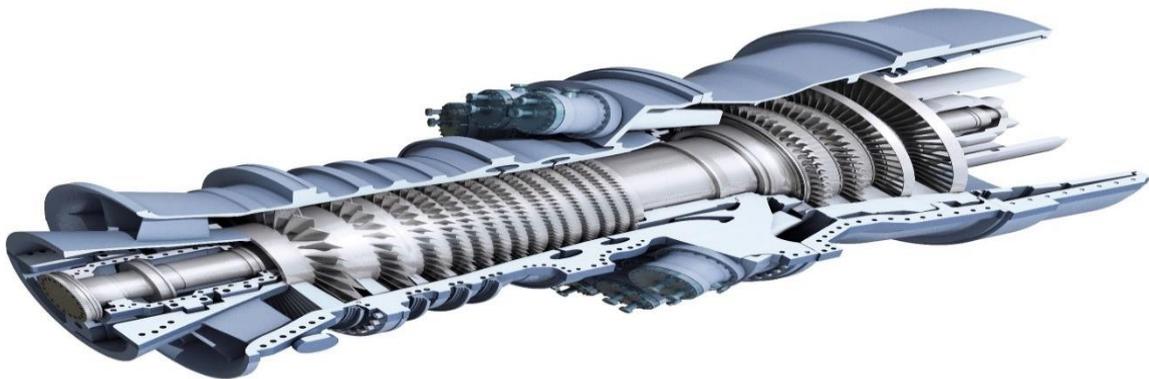


Figure II.1 : Vue d'une turbine à gaz

II.3 Domaine d'utilisation des turbines à gaz

Dans l'industrie, les turbines à gaz sont très répandues du fait qu'elles sont des génératrices de l'énergie mécanique qui est par la suite utilisée pour entraîner des machines dont on distingue :

II.3.1 Appareils fixes

Elles sont destinées aux services industriels suivant :

- Production de l'électricité par cycle ouvert, combiné ou cogénération.
- Entraînement des pompes de réinjection .
- Entraînement des compresseurs de réinjection .
- Entraînement des compresseurs gazoducs .
- Entraînement des pompes pour oléoducs .

II.3.2 Appareils mobiles (les turboréacteurs)

Elles comprennent les domaines suivants :

- Chemins de fer .
- Propulsion maritime.
- Aviation et hélicoptère [11].

II.4 Type de turbine

Dans l'industrie, on classe les turbines selon deux types :

II.4.1 Turbine à un seul arbre (mono arbre)

Elles sont généralement utilisées dans le cas où on cherche à entraîner une charge constante (générateurs d'électricité).

II.4.2 Turbine à deux arbres (bi-arbre)

Composées de deux parties, la première assure l'autonomie de la turbine, la deuxième est liée à la charge.

Elles ont l'avantage d'entraîner des appareils à charges variables (pompes, compresseur) [11].

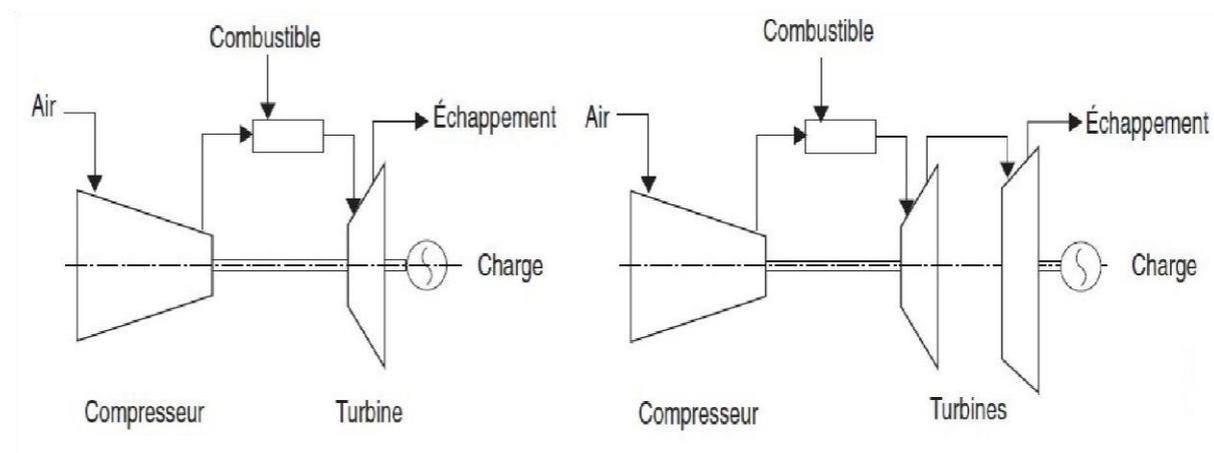


Figure II.2 : Types de la turbine

II.5 Caractéristiques de la turbine à gaz MS 5002C [12]

- Marque Générale électrique
- Fabricant NOUVO PIGNONE
- Série du model MS 5002C
- Application de la turbine à gaz Entraînement mécanique
- Cycle Simple
- Type de fonctionnement Continu
- Vitesse de l'arbre HP 5100 tr/min
- Vitesse de l'arbre BP 4900 tr/min
- Température à l'échappement 505°C
- Rendement thermique 29%
- **Valeur nominale de la turbine à gaz (conditions ISO)**
 - Puissance débitée 28380 kW
 - Température d'aspiration 15°C
 - Pression de sortie 1,013 bar
 - Débit Consommation spécifique 12310 kJ/ kWh
- **Section du compresseur**
 - Nombre d'étages du compresseur axial 17
 - Type du compresseur Débit axial, lourd.
 - La caisse de l'enveloppe à plan de joint horizontal
 - Type d'aubes directrices d'entrée Variable.
- **Section de la turbine**
 - Nombre d'étages de la turbine 02
 - Directrice du premier étage Fixe
 - Directrice du deuxième étage Variable
- **Section de combustion**
 - Type 12 chambres de combustion ; flux inverses
 - Configuration des chambres Concentrique autour du compresseur
 - Combustible Gaz naturel
- **Ensemble paliers**
 - Quantité 04
 - Lubrification Sous pression

II.6 Les principales sections de la turbine à gaz

Chapitre II : Description de la TAG MS5002C

La turbine à gaz MS5002C comporte 5 sections principales à savoir :

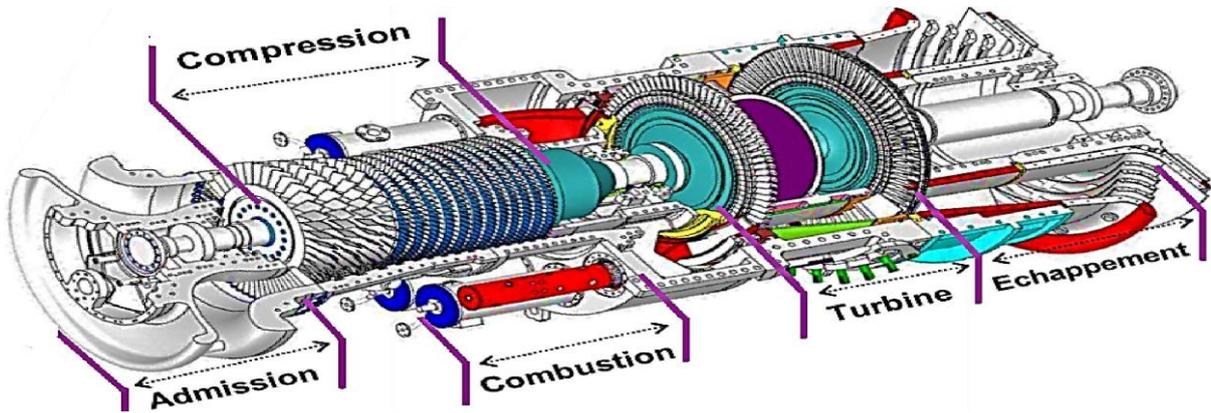


Figure II.3 : Sections de la turbine à gaz

II.6.1 Section de l'admission

C'est là où l'air ambiant soit entré dans le compresseur axial via le canal de l'aspiration qui est équipé d'un filtre pour assurer un air propre, sec, sans impuretés et avec un flux constant à l'entrée du compresseur (étage n°1).



Figure II.4 : Admission de la turbine à gaz

On distingue deux types de filtres qui sont utilisés pour cet objectif :

II.6.1.1 Type autonettoyant

Ce type est constitué de plusieurs cartouches filtrantes d'une grande puissance, dont leurs régénération se fait par des jets d'air comprimé pendant le fonctionnement de la turbine. Cette opération s'effectue automatiquement en se basant sur la différence de pression de l'aire aspiré à l'entrée et à la sortie du filtre pour bien choisir le moment exacte pour la régénération des cartouches [13] .

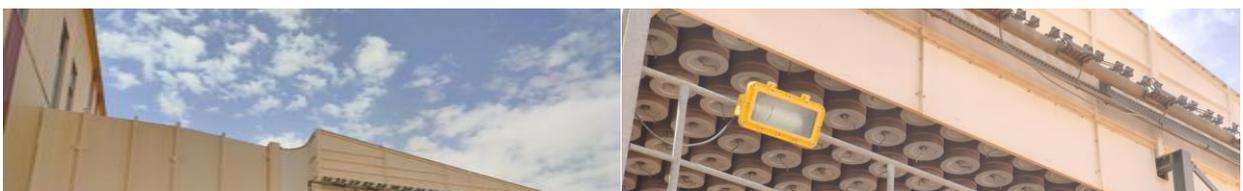


Figure II.5 : Filtre autonettoyant

II.6.1.2 Type conventionnel

Il est constitué en premier d'un pré-filtre et un filtre cubique dont leurs démontages est possible pour la phase du nettoyage.

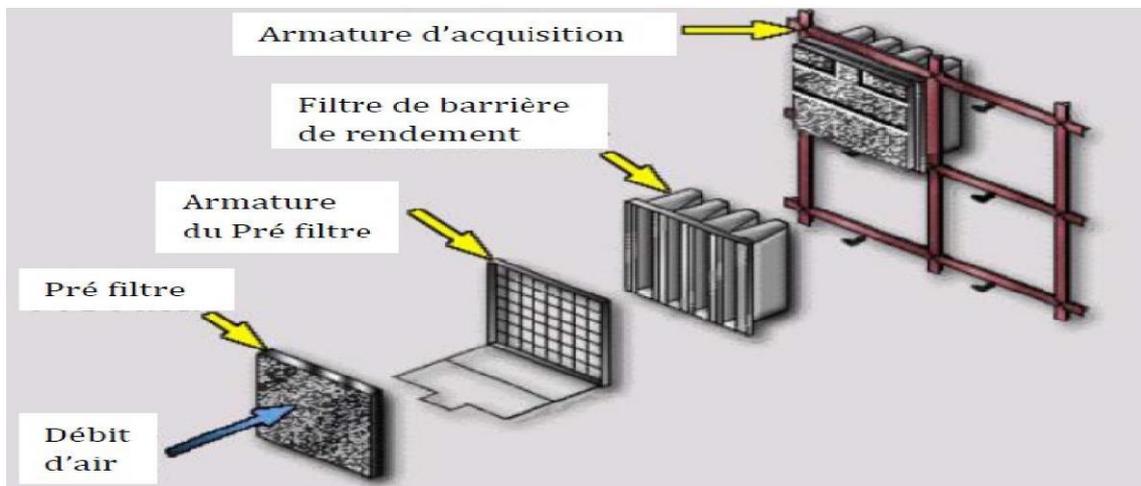


Figure II.6 : Filtre conventionnel

II.6.2 Section de compression

Le compresseur à écoulement axial est formé de rotor de compresseur et d'un carter qui inclut des directrices de sortie. Dans le compresseur, l'air est confiné dans l'espace entre le rotor et les aubages du stator où il est comprimé dans 16 étages par une série de rotations alternatives du rotor et des aubes stationnaires fixes du stator, les aubes motrices assurent la force nécessaire pour la compression d'air à chaque étage et les aubes fixes guident l'air de manière qu'il entre dans l'étage suivant du rotor à l'angle adéquat. L'air qui est comprimé de 6 à 7 bars sort par le carter de refoulement du compresseur entre le revêtement de combustion et les chambres de combustion. L'air est extrait du 10ème étage du compresseur pour le refroidissement de la turbine et pour l'étanchement de l'huile de graissage du palier [14] [15].

Le compresseur axial est composé des éléments suivants [16] :

II.6.2.1 Rotor du compresseur : Le rotor du compresseur est un assemblage composé de seize roues, d'un demi arbre, de tirants et des aubes du rotor du compresseur. Chaque roue comporte des rainures brochées dans lesquelles s'insèrent les aubes et sont maintenues en place dans le sens axial par des entretoises, elles même bloquées à chaque extrémité des rainures.

II.6.2.2 Stator de compresseur : Le stator de compresseur comprend ces sections principales :

- corps coté aspiration de compresseur (corps d'admission).
- corps partie avant de compresseur.
- corps partie arrière de compresseur.
- corps de compresseur coté refoulement.



Figure II.7 : Compresseur axial rotor et stator

A) corps coté aspiration de compresseur (corps d'admission)

La section d'admission a pour fonction de diriger l'air ambiant de manière uniforme dans le compresseur, elle abrite le palier N°1 ainsi que l'aube directeur d'admission (IGV : Inlet Guide Vanes) qui est actionné par le système d'huile hydraulique.

En variant l'angle des IGV, le débit d'air peut être dirigé vers la première rangée d'ailettes du compresseur et cela avec des débits d'air variables.

Les IGV permettent à la turbine d'accélérer rapidement et en douceur sans pompage du compresseur évitant les pulsations qui sont dues à l'inversion du flux d'air à l'entrée du compresseur qui peuvent provoquer des détériorations de la turbine.

Au démarrage les IGV sont complètement fermées, 44° pour un apport minimal d'air de purge, quant au système de soutirage du 10ème étage il est ouvert. Ensuite elles commencent à s'ouvrir pour réguler le débit d'air selon les besoins de la turbine (à 95% de la vitesse du compresseur).

La section d'admission comprend les éléments principaux suivants : filtre d'admission, conduite, silencieux, coude, caisson d'admission et accessoires. L'air entre dans le filtre, traverse la conduite, le silencieux, le coude et le caisson d'admission et enfin le compresseur.

B) corps partie avant de compresseur

Le corps avant du compresseur contient les dix premiers étages du stator du compresseur (numérotés de zéro à neuf). Il transfère également les charges structurales du corps adjacent au support avant, qui est boulonné et maintenu par une cheville à la bride avant du corps.

Le corps avant du compresseur est équipé de deux gros tourillons, fondus dans la masse, utilisés pour le levage de la turbine à gaz de son socle.

Les aubes du stator situées dans l'avant du compresseur sont montées des segments demi-circulaires rainurés.

L'ensemble aubes et segments du stator sont alors montés dans des rainures, usinées dans la paroi du corps d'admission.

Une longue clavette de blocage, montée dans une rainure usinée dans une bride de raccordement horizontale de la moitié inférieure du corps, empêche ces ensembles de tourner dans les rainures du stator.

C) corps partie arrière de compresseur

Contient les derniers étages du stator, les orifices d'extraction prévus dans ce corps permettent de prélever l'air au niveau du 10^{ème} étage du compresseur. Cet air est employé pour refroidir et également assurer des fonctions d'étanchéité et contrôler les pulsations au démarrage et à l'arrêt.

D) corps de compresseur coté refoulement

Le corps de refoulement du compresseur constitue la partie finale du compresseur, c'est le corps le plus long.

Il a pour fonction d'équilibrer les pompages du compresseur, de former les parois interne et externe du diffuseur, de relier le compresseur aux stators de la turbine et sert également de support à la tuyère de la turbine de première étage. Le corps de refoulement du compresseur contient les six derniers étages (de dix à quinze).

Il abrite aussi le palier N°2. À la sortie du compresseur la vitesse de l'air est trop élevée pour une combustion optimale. Pour cela l'enveloppe inclut un diffuseur qui va diminuer progressivement la vitesse de l'air. Le diffuseur inclut des ailettes fixes EGV (Exit Guide Vanes) pour diriger le flux d'air vers les chambres de combustion.

Le rôle du compresseur axial se résume essentiellement à assurer l'alimentation des chambres de combustion avec l'air comprimé, pour l'opération de combustion et assurer un débit et une pression aussi élevés pour avoir une grande puissance utile.



Figure II.8 : Corps de compresseur axial de la TAG MS5002C

II.6.3 Section de Combustion

Cette section comprend 12 chambres de combustion dont seulement deux qui sont équipées de bougie d'allumage, toutes ces 12 chambres sont coaxial avec le compresseur axial.



Figure II.9 : Chambre de combustion

Elles sont aussi reliées entre elles par un tube de raccordement (crossfire tube), qui permet de propager la flamme d'une chambre à l'autre. Ce système évite d'équiper chaque chambre de combustion d'une bougie d'allumage, ce qui réduit la complexité du système d'allumage, le poids global et les coûts de maintenance, tout en assurant une mise à feu rapide et uniforme dans toutes les chambres.



Figure II.10 : Section de combustion vue externe

L'enveloppe de combustion recouvre les chambres de combustion et les pièces de transition. Elle reçoit l'air à partir du compresseur axial et le transmet aux chambres de combustion.

Le combustible est envoyé dans chaque chemise des chambres de combustion par un injecteur de combustible monté dans le couvercle de la chambre de combustion et pénétrant le chapeau du tube de flamme.

La combustion du mélange air-gaz est déclenchée par la bougie. Lorsque l'allumage se produit dans l'une des deux chambres, les gaz chauds de combustion passent dans les tubes d'interconnexion et allument le mélange air-gaz des autres chambres.

Les tubes d'interconnexion relient les douze chambres de combustion entre elles et permettent à la flamme de la chambre allumée de se propager aux chambres non allumées qui se trouvent d'un côté ou de l'autre.

Les pièces de transition relient les chambres de combustion à l'ensemble de tuyère de premier étage. Les gaz chauds qui résultent de la combustion sont dirigés vers l'ensemble de tuyère de premier étage via les pièces de transition.

Le rôle de la chambre de combustion est de fournir la quantité de chaleur nécessaire pour le cycle de la turbine à gaz. Les formes cylindriques des chambres de combustion sont étudiées pour remplir les conditions suivantes :

- La durée de vie la plus longue possible.
- Avoir un encombrement minimal.
- Garantir un bon allumage et la stabilité de la flamme.
- Assurer la combustion la plus complète possible.
- Éviter le dépôt de carbone sur les brûleurs et les parois ainsi que les fumées.
- Réduire les pertes de charges [15] [16].



Figure II.11 : tubes à flamme

II.6.4 Section turbine

La section turbine est la partie où les gaz chauds venant de la section combustion sont convertis en énergie mécanique. Cette section comprend les éléments suivants [15] [16]:

- Corps de turbine.
- La directrice fixe de premier étage.
- Roue de turbine 1ère étage (roue HP).
- La directrice à aubes variables de deuxième étage.
- Roue de turbine 2ème étage (roue BP) .
- Le diaphragme

A. Corps de la turbine

C'est l'élément structurel principal de la turbine car il contient tous les organes qui constituent la voie d'écoulement des gaz depuis les chambres de combustion à travers les roues jusqu'à l'échappement [16].

B. directrice fixe de premier étage

Elle se compose de segments montés dans une bague de retenue, soutenue dans la veine des gaz par un dispositif de fixation du carter de la turbine. L'air de refoulement du compresseur en provenance du carter des chambres de combustion passe autour de la bague de retenue, puis dans les parois percées de la directrice et sort enfin par les trous de purge de la veine des gaz d'échappement. Ce flux d'air sert à refroidir les profils de la directrice [07].



Figure II.12 : Directrice fixe de premier étage

C. directrice à aubes variables de deuxième étage

Elle se compose de séparations (déflecteurs) qui forment une directrice à angle variable avec la directrice d'écoulement des gaz dans la section annulaire juste avant le deuxième étage de la turbine BP. On peut donner une rotation grâce à des axes qui dépassent des manchons prévus dans le corps de la turbine. Les leviers clavetés à l'extrémité de ces axes et sont reliés par des biellettes à des points de la couronne de contrôle qui sont actionnés par un piston hydraulique [17].

D. Les deux Roues de la turbine

La roue de turbine HP qui entraîne le compresseur axial et qui est directement boulonnée sur le demi arbre arrière du rotor du compresseur de manière à former un rotor haute pression. Ce rotor HP est soutenu par deux paliers N°1 et 2.

La roue de turbine BP qui entraîne la charge (compresseur centrifuge) et qui est directement boulonnée sur un arbre pour former le rotor de turbine basse pression. Ce rotor BP est soutenu par deux paliers N°3 et 4.

Les deux roues sont positionnées en ligne dans la turbine, mais sont mécaniquement indépendantes l'une de l'autre. Elles ont des aubes à queues longues coulées avec précision, et sont refroidies par l'air extrait du 10ème étage et par l'air de fuite d'étanchéité HP. Le volume de gaz augmente quand sa pression diminue en traversant la roue de turbine HP. Pour cela les pâles ou ailettes de la roue BP sont plus grandes que celles de la roue HP.

Chapitre II : Description de la TAG MS5002C

Cette section comprend aussi le diaphragme et l'étanchéité air et la veine des gaz entre les divers étages pour faciliter l'entretien, toutes les pièces du stator peuvent être fondues en deux dans le sens horizontal [16].



Figure II.13 : roue HP de premier étage



Figure II.14 : roue BP de deuxième étage

II.6.5 Section de l'échappement

Le caisson d'échappement a la même forme que le plenum mais il est destiné à décharger puis libérer vers atmosphère les gaz d'échappement. Il comporte le cadre d'échappement et les silencieux aussi il est relié par des joints de dilatation au plenum.

La cheminée est assez élevée pour permettre un refroidissement progressif des fumées et le dégagement de celle-ci dans des endroits sécurisés.



Figure II.15 : Echappement de la turbine

II.7 différents systèmes de commande de la turbine MS5002C

La turbine à gaz comprend un certain nombre de systèmes de commande et de Protection, ainsi que des auxiliaires associés au fonctionnement correct de la turbine.

Les systèmes de commande comprennent généralement les dispositifs nécessaires à la commande de la turbine pour le démarrage normal, le fonctionnement et la mise en charge. Ils comprennent également les fonctions de commande de vitesse, de température, commande de lancement et commande de combustible.

Les systèmes de protection sont ceux nécessaires à assurer la protection pour un lancement et une mise à l'arrêt normaux, ainsi qu'à éviter des incidents en cas de mauvais fonctionnement ou de conditions anormales ou d'urgence [18].

Ces conditions anormales, peuvent être le résultat d'un défaut mécanique ou d'une défaillance dans le système de commande, ces systèmes comprennent :

II.7.1 Système de gaz combustible

Ce système sert à envoyer le combustible gazeux aux chambres de combustion de la turbine à la pression et aux débits appropriés, pour satisfaire à toutes les exigences de lancement et de bon fonctionnement de la turbine.

II.7.2 système d'huile de lubrification

Le graissage de la turbine à gaz est réalisé par un circuit de graissage alimenté en huile sous pression de 10 bars. Il comporte des divers accessoires tels que pompes, filtres, vannes et autres dispositifs de contrôle et de protection.

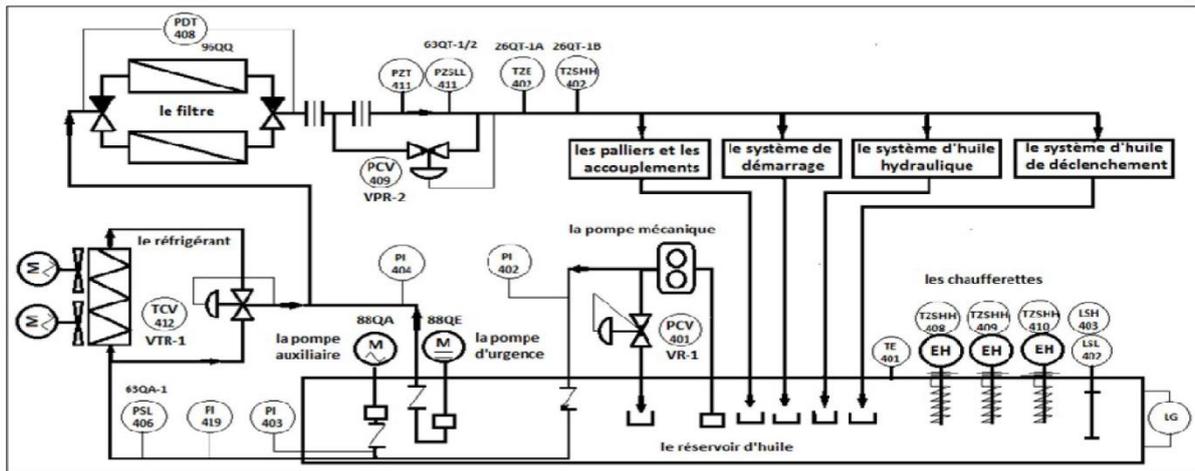


Figure II.16 : Système de lubrification de la turbine

II.7.2.1 Principe de fonctionnement

Une pompe aspire l'huile du réservoir, ensuite augmente sa pression à 24,5 PSI, l'huile sous pression s'écoule dans un circuit fermé en passant par un réfrigérant qui règle sa température, ensuite il sera filtré où les éléments qui dépassent 25 microns de grandeur sont séparés, après ça il s'écoule à la fin dans les parties concernées de lubrification et fait le retour à la caisse d'huile par la force de gravité.

Le circuit d'huile est doté d'un dispositif de commande et de protection contre les hautes températures et les basses pressions, ces conditions limites activent des alarmes pour la prévention, ou un arrêt de la turbine pour éviter des dommages qui peuvent affaiblir ces différents compartiment [19].

Ce système comprend 3 pompes à savoir

A) pompe principale

C'est une pompe volumétrique entraînée par l'engrenage des accessoires et actionnée juste après le désaccouplement du système de démarrage de l'arbre de la turbine HP (à la fin de cycle de démarrage) et l'arrêt de la pompe auxiliaire.

B) pompe auxiliaire (88 QA)

C'est une pompe centrifuge, entraînée par un moteur à courant alternatif AC elle assure la pression nécessaire au huile de lubrification pendant le démarrage jusqu'à le lancement de la pompe mécanique, à la fin du cycle de démarrage et aussi pendant le déclenchement d'une alarme de basse pression par le pressostat 63QA-1 qui influe sur le réglage de la soupape de pression VPR-2. Elle fonctionne encore à la phase d'arrêt et pendant la période de refroidissement (environ 10 heure après l'arrêt de la turbine).

C) pompe d'urgence (88 QE)

C'est une pompe centrifuge, entraînée par un moteur à courant continu et commandée par les pressostats 63QT-1/63QT-2, elle fonctionne pendant la coupure du courant, ou en cas ou l'une des

les pompes mécanique ou auxiliaire est incapables de maintenir une pression adéquate de l'huile, pour le fonctionnement normal de la turbine à cause d'une défaillance quelconque dans la pompe auxiliaire ou la pompe mécanique.

D) Système de protection anti-incendie

Il est basé sur l'injection du CO₂ qui est fourni par des bouteilles à haute pression à un système de distribution qui le dirige à travers des conduites aux injecteurs de décharge situés au niveau des divers compartiments du bloc de la turbine [20].

II.8 Auxiliaires de la turbine

II.8.1 Socle des auxiliaires

Le socle pour les auxiliaires est une structure d'acier qui est prévue pour monter (soit dessus, soit à l'intérieur) tous les auxiliaires et les équipements qui ne sont pas immédiatement connectés avec la turbine elle-même [07].



Figure II.17 : Auxiliaires de la turbine

Ces équipements, dont la plupart sont identifiés sur le socle des auxiliaires et illustres dans la figure haute comprennent:

- 1- Réservoir d'huile de 8500 L monté à l'intérieur de la structure en mécano-soudé avec poutrelles en I.
- 2- Réducteur d'entraînement des auxiliaires avec pompe de graissage principale et pompe hydraulique, plus vireur hydraulique.
- 3- Turbine à gaz à expansion et son embrayage.
- 4- Double filtre à huile de graissage monté sur le réservoir d'huile.
- 5- Pompe de graissage des auxiliaires et de secours.
- 6- Pompe hydraulique des auxiliaires et pompe pour le vireur hydraulique.
- 7- Double filtre à huile de graissage pour l'accouplement.
- 8- Ensemble combine vanne-arrêt/régulation et vanne de contrôle du fuel gaz (GCV, SRV).
- 9- Armoire de jauge, vannes et interrupteurs.

II.8.2 Auxiliaires de démarrage de la turbine

Ces auxiliaires englobe les équipements dont la turbine sert à démarrer et accélérer jusqu'à la vitesse minimale d'autonomie (93i%), ils comprennent les équipements suivants :

II.8.2.1 Mécanisme d'encliquetage hydraulique (Ratchet)

C'est un mécanisme hydraulique qui est alimenté en huile via une pompe à courant continu, il sert à aider le moteur de lancement en donnant 3 coups consécutif au bras de raccordement du compresseur axial avec le moteur de lancement, pour vaincre le couple de démarrage, ce mécanisme est aussi utilisé pendant le cycle de refroidissement pour faire tourner le bras de raccordement de 1/8 tour tout les trois minutes pour éviter l'endommagement et pour tourner également le rotor pendant l'inspection [05].

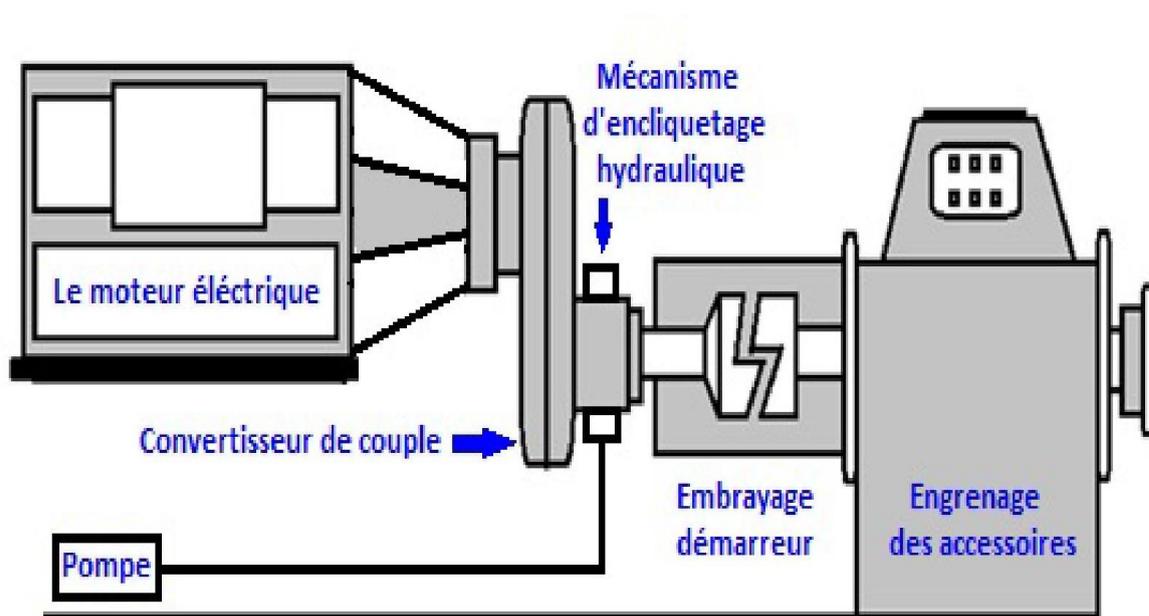


Figure II.18 : Auxiliaires de démarrage

II.8.2.2 Moteur de démarrage

Le lancement de la turbine MS-5002C, est assuré par un moteur électrique de 5.5 k volt à courant alternatif. Après le balayage et l'allumage des chambres de combustion, le processus de démarrage commence l'accélération jusqu'à une vitesse de 60% (3000tr/mn) de la vitesse nominale.

À cette vitesse, le moteur de lancement est découplé du compresseur axial et la turbine atteint la phase d'autonomie, où elle continue d'accélérer jusqu'à sa vitesse nominale.



Figure II.19 : Moteur de lancement

II.8.2.3 Convertisseur de couple

Il contient un accouplement d'entrée, attaché à l'arbre du moteur et un accouplement de sortie attaché à l'engrenage de sortie, le convertisseur de couple a un mécanisme hydraulique d'encliquetage et un embrayage de démarrage pour coupler les deux accouplements (d'entrée et de sortie) ainsi transmettre la vitesse de rotation du moteur électrique au réducteur auxiliaire de vitesse de la turbine à gaz par un engrenage.

II.8.2.4 Embrayage de démarrage (Clutch)

Ce mécanisme connecte et sépare l'arbre du système de démarrage de l'arbre du compresseur axial pendant le cycle de démarrage et aussi, juste après l'arrêt de la turbine pour le refroidissement.

L'embrayage démarreur est couplé par des cylindres hydrauliques (huile fournie du module de la vanne de réglage à clapet) et découplé automatiquement par des ressorts de rappel dans les cylindres lorsque la turbine à gaz arrive à la vitesse d'autonomie.

L'ensemble de l'embrayage démarreur et les cylindres d'engagement sont montés sur l'ensemble de l'engrenage auxiliaire.

II.8.2.5 Engrenage des accessoires (Gearbox)

L'engrenage des accessoires, ou le réducteur auxiliaire de vitesse, est un mécanisme du transfert de rotation de l'arbre de la turbine aux plusieurs arbres pour alimenter les pompes principales du systèmes d'huile de graissage et d'huile hydraulique.

L'engrenage des accessoires est couplé en permanence à l'arbre du compresseur axial par un couplage flexible.

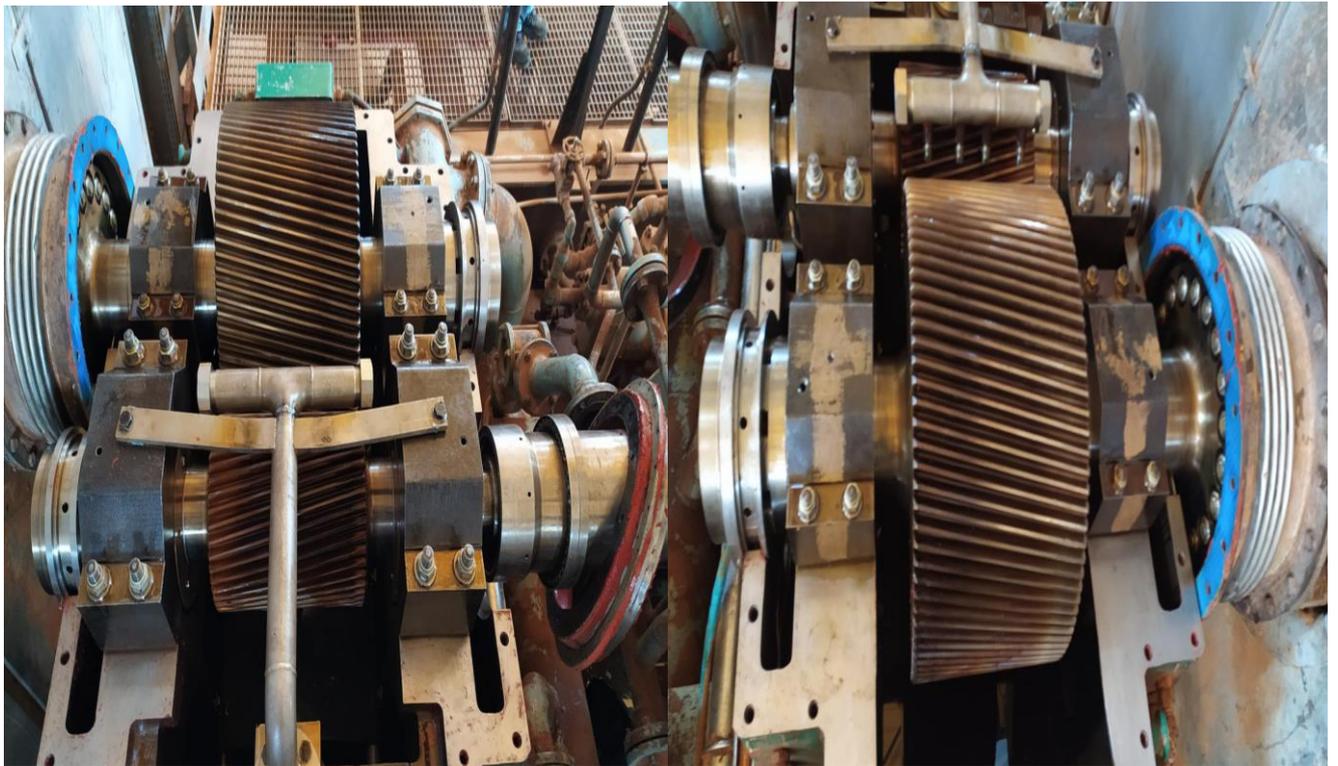


Figure II.20 : Engrenage des accessoires (Gearbox)

L'arbre principal d'engrenage des accessoires est tournée soit par le système de démarrage pendant le cycle de démarrage ou par l'énergie de combustion qui entraîne l'arbre de compresseur pendant le cycle de fonctionnement normal de la turbine, comme une mesure de sécurité contre la survitesse de l'arbre HP, un déclencheur à survitesse est monté à l'extérieur de la boîte d'engrenage des accessoires et actionné manuellement ou par le boulon de survitesse installé dans l'arbre principale, le déclencheur à survitesse déverse mécaniquement l'huile du circuit de déclenchement dans le réservoir d'huile, ce qui entraîne la fermeture de la vanne SRV et arrête la turbine en conséquence [21].

II.9 Séquence du démarrage de la turbine MS5002C

II.9.1 Vérification des conditions de démarrage

La phase de préparation de la turbine pour le lancement consiste à vérifier certain nombre de conditions indispensables pour un fonctionnement normal et fiable de la turbine. Le système de commande Mark V doit assurer tout d'abord l'absence de tous les causes de trip et affirme l'arrêt total de la machine (état de repos).

L'étape suivante sera l'inspection des auxiliaires (niveau d'huile dans les réservoir, tous les pompes et le moteur de lancement sont sous tension et les portes du compartiment turbine sont fermées ... etc).

GLOBAL START CHECKS

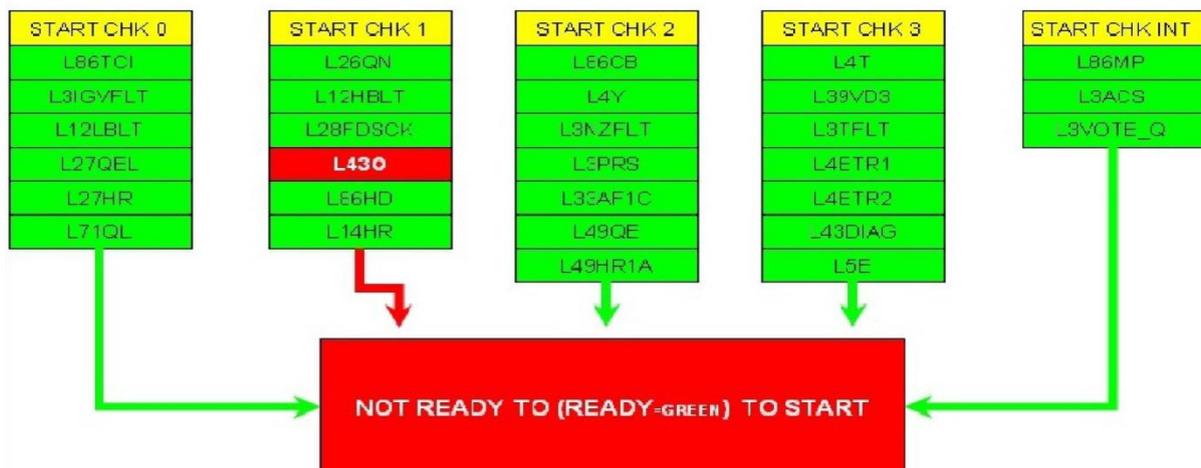


Figure II.21 : Listes des signaux à vérifiés pour le démarrage

Une fois que ces conditions sont vérifiés , le message « READY TO START» sera affiché sur HMI en vert et un signal envoyé à la salle de contrôle pour indiquer à l’opérateur que la turbine est prête à démarrer, et lui demandant un permissif pour le choix de démarrage (télécommandé , manuel) si il y a une condition non vérifié le message affiché sera « NOT READY TO START » l’opérateur sera informé mais ne peut pas donné le permissif de démarrage [22] .

II.9.2 Démarrage des auxiliaires

Le signal de démarrage (mode automatique) active les équipements auxiliaires de démarrage ainsi que le système d’huile de lubrification (les trois pompes), pour assurer la lubrification des paliers. Après l’achèvement des vérifications automatiques du système et l’établissement de la pression d’huile de graissage, le moteur de lancement est mis en marche donc la turbine va commencer d’accélérer jusqu’à la vitesse du crank (20% de la vitesse HP).

II.9.3 Purge

Quand la turbine HP atteint la vitesse 20 %, le débit d’air crée par le compresseur axial assure un balayage ou un nettoyage des chambres de combustion.

L’évacuation du mélange de combustible à l’échappement a pour but d’éviter l’explosion, la durée de cette phase est trois minutes.

II.9.4 Allumage

La fin de la purge va franchir l’allumage des bougies dans 10 secondes et autorise l’entrée de combustible à gaz aux chambres de combustion, le système de commande Mark V doit détecter la présence de flamme. Si aucune flamme n’est détectée dans les délais préfix (60 secondes) La machine retourne au mode crank immédiatement, les vannes de gaz GCV et SRV se ferment et on peut redémarrer la machine à partir de ce stade sans retourner au point de départ.

II.9.5 Réchauffage

Dès que le détecteur de flamme signale l'allumage au niveau des chambres de combustion, un temporisateur de réchauffage est initialisé (une minute) et le FSR réchauffage (14%) va dominer au lieu du FSR allumage (18%). L'objectif principal de cette dégradation du débit de gaz est d'éviter le choc thermique des chambres de combustion.

II.9.6 Accélération

La fin de réchauffage, l'accélération de la turbine commence, où le signal FSR ACCEL prend la place du FSR réchauffage. La croissance du signal FSR est de 0.05 % au démarrage ensuite il devient 0.11%. Le débit de combustible continue à augmenter jusqu'à 100% de la vitesse Hp, où le FSR vitesse prend le relais pour contrôler la turbine.

II.9.7 Fin de la séquence

Lorsque la vitesse de la roue HP atteint 93%, la pompe auxiliaire et la pompe hydraulique s'arrêtent et la pompe mécanique va assurer le graissage et dans ce cas la machine est autonome. Le système de commande Mark V génère le signal qui indique la fin de la séquence dès que la vitesse opérationnelle minimum BP est atteinte 75%.

II.9.8 Mise en charge de la machine

Quand la turbine sera prête à être chargée, c'est-à-dire que la vitesse de HP=100 % et celle de BP=75% la charge (le compresseur centrifuge) tourne à la même vitesse que BP pour augmenter la pression du gaz venant des deux trains (train 100 et train 200) et l'expédier vers les stations de compression [22].

II.10 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz MS5002C d'ONR

Grâce à une turbine de lancement (ou de démarrage), le rotor de la turbine haute pression (HP) est mis en rotation à 20 % de sa vitesse nominale. Le compresseur axial aspire l'air de l'atmosphère et le comprime à une pression plus élevée, pouvant atteindre 6 à 7 bars. L'air comprimé est ensuite envoyé dans les chambres de combustion, où un apport de combustible, activé par des bougies d'allumage situées dans les chambres 1 et 12, permet de produire un gaz moteur (gaz de combustion) à pression constante.

Les gaz chauds ainsi générés se détendent à travers deux étages, chacun équipé de roues indépendantes sur le plan mécanique. La première roue, appelée roue haute pression (HP), sert exclusivement à entraîner le compresseur d'air et les accessoires fixés à l'arbre. La seconde roue, appelée roue basse pression (BP), est reliée à la charge (récepteur) et permet aux gaz de s'échapper dans l'atmosphère, produisant ainsi un travail utile pour entraîner les compresseurs centrifuges à partir du rotor de la roue BP.

II.11 Conclusion

Parmi les différents types de TAG, notre étude porte sur la TAG MS5002C, un modèle installé au sein du centre de production de ONR.

C'est pourquoi nous avons cherché à fournir une description détaillée des composants de cette TAG ainsi que de son principe de fonctionnement.

Chapitre III :

Généralité sur la Maintenance et les méthode FMD et AMDEC

III.1 Introduction

La technologie industrielle accrue, la complexité et le coût croissant des équipements industriels et par conséquent la nécessité de réduire les temps d'indisponibilité de ces derniers, donne à la maintenance une importance croissante. La maintenance constitue en effet une fonction essentielle des entreprises [23].

Dans ce contexte, la maintenance industrielle, qui a pour objectif d'assurer le bon fonctionnement des équipements de production, est une fonction stratégique au sein des entreprises industrielles. Elle est directement influencée par le développement technologique continu, l'émergence de nouveaux modes de gestion et la nécessité de réduire les coûts de production, ce qui la rend en constante évolution. Aujourd'hui, son rôle ne se limite plus à réparer les outils de travail ; il s'agit également de prévoir et d'éviter les pannes, tout en minimisant les coûts. En parallèle, les missions des techniciens de maintenance ont évolué. Pour intégrer les compétences technologiques, organisationnelles et relationnelles, la maintenance industrielle couvre l'ensemble des activités de maintenance réalisées dans un environnement industriel, à l'exception de la maintenance des matériels de transport, des bâtiments et des réparations (service après-vente) des équipements de la grande industrie, tels que ceux en mécanique, électronique ou informatique ... ect [24].

III.2. Définition de la maintenance

Une première définition normative de la maintenance est donnée par l'AFNOR en 1994, à savoir « l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé »[25] .

Depuis 2001, elle a été remplacée par une nouvelle définition, désormais européenne: « Ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise. »[26].

Selon la définition de l'AFNOR, la maintenance vise à maintenir ou à rétablir un bien dans un état spécifié afin que celui-ci soit en mesure d'assurer un service déterminé [27].

III.3 Différentes méthodes de maintenance

Le choix de la méthode de maintenance doit s'inscrire dans la politique de l'entreprise et en accord avec la direction. Il nécessite de connaître les objectifs de la direction, les décisions liées à la maintenance, ainsi que les caractéristiques des matériels, leur comportement en exploitation, les conditions d'application de chaque méthode et les coûts associés, y compris ceux liés à la perte de production.

La définition de « la maintenance » issue de la norme NF X60-010 contient les six concepts servant de base sur lesquelles repose toute la démarche [28].

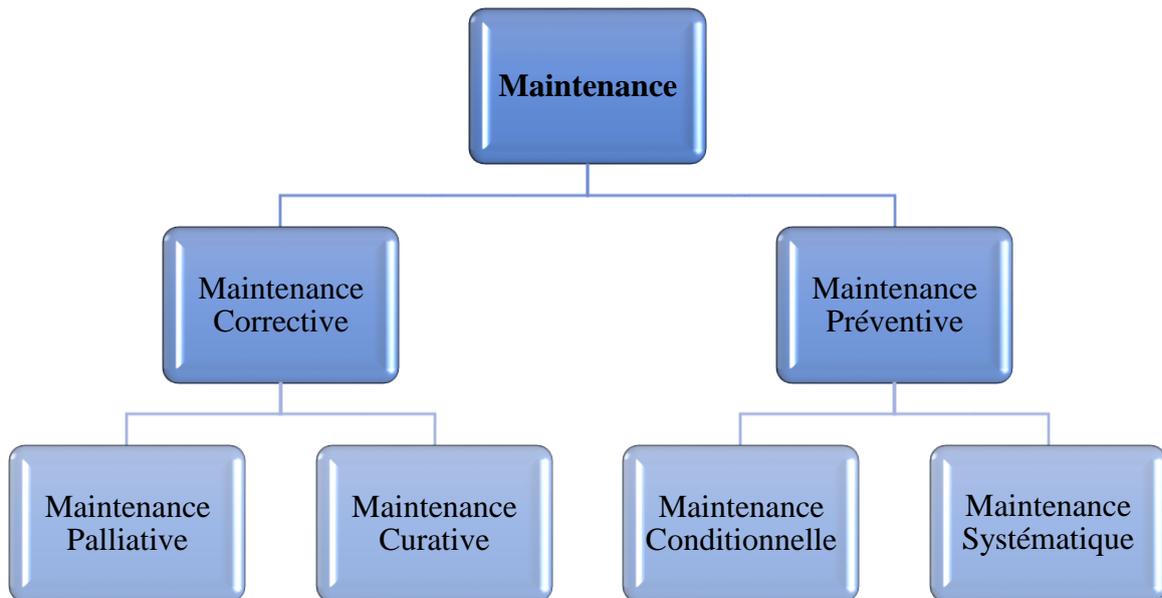


Figure III.1 : Différentes formes de maintenance

III.3.1. Maintenance corrective

III.3.1.1. Définition

D'après la norme AFNOR X 60-010, c'est une opération de maintenance effectuée après défaillance [29].

A. Maintenance curative : Réparation (donc durable) consistant en une remise en l'état initial [29].

B. Maintenance palliative : Dépannage (donc provisoire) de l'équipement, permettant à celui-ci d'assurer tout ou partie d'une fonction requise ; elle doit toutefois être suivie d'une action curative dans les plus brefs délais [29].

III.3.1.2 Types d'interventions

III.3.1.2.1 Dépannage

C'est une action ou opération de maintenance corrective sur un équipement en panne en vue la remettre en état de fonctionnement. Cette action de dépannage peut s'accommoder de résultats provisoires et de conditions de réalisation hors règles de procédures, de coût et de qualité, et dans ce cas sera suivie de la réparation.

Souvent les interventions de dépannage sont de courtes durées mais peuvent être nombreuses et n'exigent pas la connaissance du comportement des équipements et des modes de dégradation [30].

A) Réparation :

C'est une intervention définitive et limitée de maintenance corrective après panne ou défaillance. L'équipement réparé doit assurer les performances pour lesquelles il a été conçu [30].

B) Visites

Ce sont des opérations de surveillance qui dans le cadre de la maintenance préventive systématique, s'opèrent selon une périodicité prédéterminée.

Ces interventions correspondent à une liste d'opérations définies au préalable qui peuvent entraîner d'organes et une immobilisation du matériel [30].

C) Contrôles

Ils correspondent à des vérifications de conformité par rapport à des données préétablies suivies d'un jugement. Le contrôle peut, comporter une activité d'information, inclure une décision, acceptation, rejet ajournement, déboucher comme les visites sur des opérations de maintenance corrective.

Les opérations de surveillance (inspection, visite, contrôle) sont nécessaires pour maîtriser l'évolution de l'état réel du bien, effectuées de manière continue ou à des intervalles prédéterminés ou non, calculés sur le temps ou le nombre d'unités d'usage [30].

D) Révisions

Ensemble des actions d'examen, de contrôle des interventions effectuées en vue d'assurer le bien contre toute défaillance majeure ou critique, pendant un temps ou pour un nombre d'unités d'usage donné.

Il est d'usage de distinguer suivant l'étendue de cette opération les révisions partielles, des révisions générales. Dans les deux cas, cette opération implique la dépose de différents sous ensembles [30].

III.3.2 Maintenance préventive

III.3.2.1 Définition

Elle vise à diminuer la probabilité de défaillance d'un système, pour cela elle s'appuie sur la maintenance systématique et la maintenance conditionnelle. La maintenance préventive se divise en deux formes essentielles [29].

A-Maintenance préventive systématique :

C'est la maintenance qui est effectuée selon un échéancier établi en fonction du temps, ou du nombre d'unités d'usage. Elle se pratique quand on souhaite procurer un équipement pour une sécurité de fonctionnement [29].

B-Maintenance préventive conditionnelle :

C'est une maintenance subordonnée à un type d'événement prédéterminé révélateur de l'état de dégradation du bien. Cette forme de maintenance permet d'assurer une surveillance continue des points sensibles de l'équipement au cours des visites préventives dont le rôle est d'éliminer les pannes accidentelles ou de les réduire à un niveau acceptable [29].

III.4 Objectifs des programmes de maintenance

Un programme de maintenance d'un exploitant à quatre objectifs [31]:

- Assurer la réalisation des niveaux de sécurité, et de fiabilité inhérents aux équipements.
- Etablir la sécurité, et la fiabilité des équipements à leur niveau inhérent, lorsqu'une détérioration a eu lieu.
- Obtenir l'information nécessaire, pour améliorer le design des composants dont la fiabilité inhérente est inadéquate.
- Accomplir ces objectifs au meilleur coût total possible, incluant les coûts d'entretien et les coûts des défaillances résiduelles.

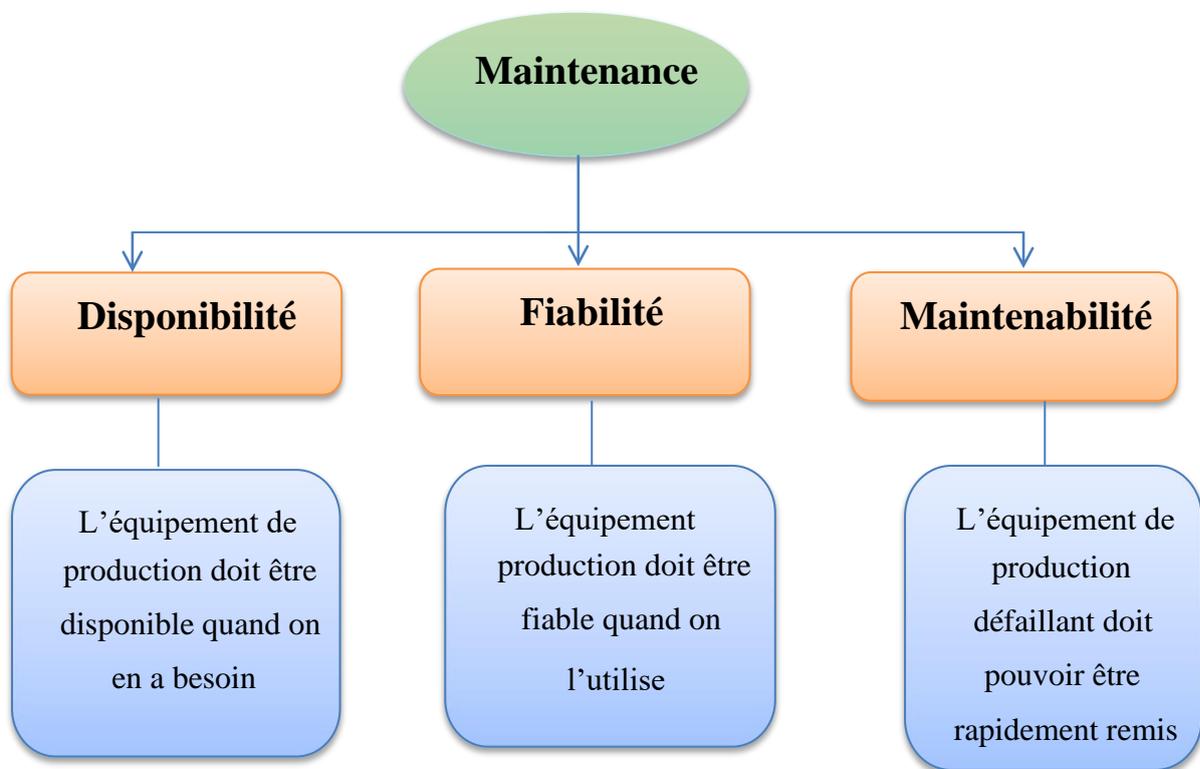


Figure III.2 : Objectifs de la maintenance

Tableau III.1 : niveaux de maintenance (norme AFNOR)

NIVEAU	ACTIVITES
Niveau 1	ronde, petit entretien, graissage
Niveau 2	échange standard, contrôles du bon fonctionnement
Niveau 3	diagnostic, petites réparations, opérations mineures préventives
Niveau 4	travaux de maintenance préventive et corrective, réglage des moyens de mesure
Niveau 5	rénovation, reconstruction et réparations importantes

III.5. Fiabilité, maintenabilité et disponibilité (FMD) des systèmes

III.5.1 Introduction

La fiabilité est un critère clé de la qualité d'un produit, pris en compte dès la conception. La fiabilité est la caractéristique d'un dispositif exprimée par la probabilité que ce dispositif accomplisse une fonction requise dans des conditions d'utilisation et pour une période de temps déterminés [32].

La fiabilité est l'étude des défaillances fondée sur l'expérience et liée à la qualité. Plus une machine comporte de composants, plus sa fiabilité tend à diminuer. Lorsque les composants sont trop nombreux ou complexes, il devient souvent difficile de maîtriser la fiabilité, rendant une défaillance probable. Un ensemble de pièces de haute qualité ne garantit pas une grande fiabilité une fois assemblé, car les interactions entre les composants peuvent affecter la performance globale.

De même, une grande fiabilité sous certaines conditions ne garantit pas forcément une grande fiabilité sous d'autres conditions.

La meilleure connaissance de la fiabilité provient de l'analyse des défaillances lorsque les produits sont en service. C'est le service de maintenance qui est chargé de collecter les données qui permettront d'établir des lois statistiques sur une population importante et sur un temps long [32].

III.5.1.1 Définitions de la Fiabilité

La fiabilité " R " est la probabilité qu'a un bien (produit ou système) à accomplir, de manière satisfaisante, une fonction requise, sous des conditions données et pendant une période de temps donné [32].

III.5.1.2 Définition de la Disponibilité

Aptitude d'un bien à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou durant un intervalle de temps donné, en supposant que la fourniture des moyens extérieurs nécessaires est assurée. Cette aptitude dépend de la combinaison de la fiabilité, de la

maintenabilité et de la logistique de maintenance. Les moyens extérieurs nécessaires autres que la logistique de maintenance n'affectent pas la disponibilité du bien [27].

III.5.1.3 Définition de la Maintenabilité

Dans les conditions d'utilisation données pour lesquelles il a été conçu, la maintenabilité est l'aptitude d'un bien à être maintenu ou rétabli dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données, avec des procédures et des moyens prescrits [28].

III.5.1.4 Sécurité

Eviter les situations dangereuses pour les opérateurs, les utilisateurs et l'environnement [33].

III.5.2. Indicateurs opérationnels de FMD

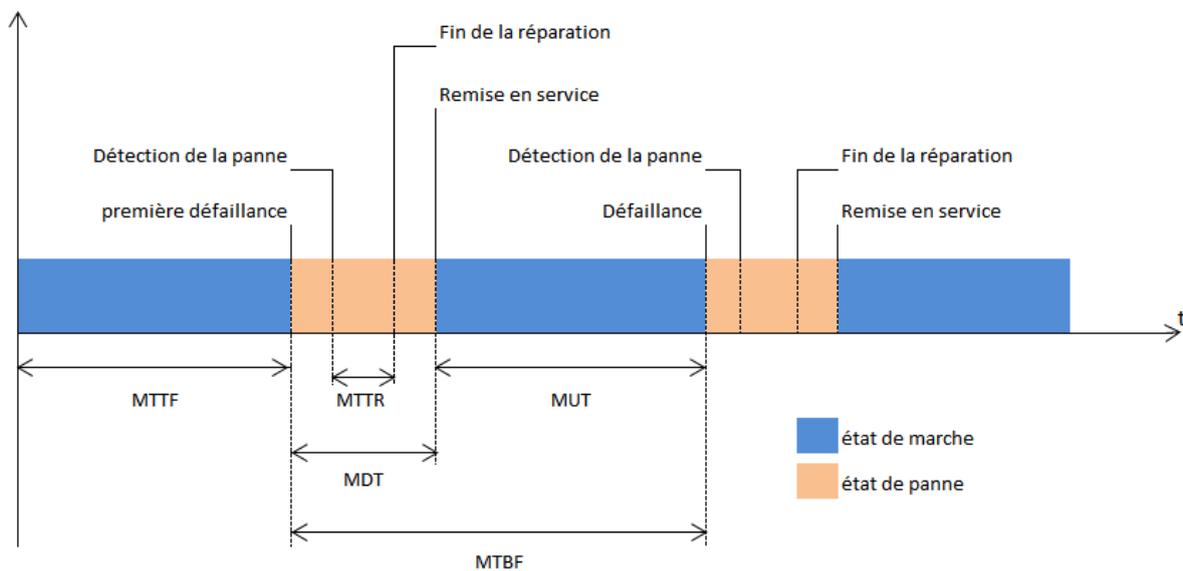


Figure III.3 : Etats successifs que peut prendre un système réparable

Le graphe représente des durées temporelles (TBF), auxquelles correspondent des moyennes (MTBF) obtenues par des analyses statistiques ou probabilistes des durées enregistrées. Les sigles utilisés, d'origine anglo-saxonne, désignent les notions suivantes [34]:

- **MTTF:** (Mean time of first failure) Temps moyen avant-première défaillance.
- **MTBF:** (Mean time between failure) Temps moyen entre deux défaillances successives.
- **MDT / MTI :** (Mean down time) Temps moyen d'indisponibilité ou temps moyen d'arrêt propre.
- **MUT:** (Mean up time) Temps moyen de disponibilité.
- **MTTR:** (Mean time to repair) Temps moyen de réparation.

III.5.3. Fiabilité

III.5.3.1 Différents types de fiabilité

a) Fiabilité prévisionnelle

La fiabilité prévisionnelle permet d'estimer la fiabilité d'un composant, d'un équipement ou d'un système en modélisant le comportement de chaque élément à l'aide de probabilités et de modèles de vieillissement physique. Les retours d'expérience et les essais servent à construire ces modèles de fiabilité.

b) Fiabilité intrinsèque (fournie par le constructeur)

Fiabilité d'un dispositif mesurée au cours d'essais spécifiques dans le cadre d'un protocole d'essais entièrement définis (Obtenus à partir d'essais de laboratoire) [31].

c) Fiabilité opérationnelle

La fiabilité opérationnelle est Mesurée sur le dispositif en exploitation normale ; dépend des conditions réelles d'utilisation du système [35].

III.5.3.2 Les indicateurs de fiabilité [31]

Tableau III.2 : Indicateurs de fiabilité

Indice	Description
N°	Nombre de pannes.
MTTF	Moyenne des temps de bon fonctionnement jusqu'à la première défaillance, dont la date d'arrivée est peu significative de la suite.
R (t)	Fonction fiabilité. C'est la fiabilité stricte définie comme la probabilité de bon fonctionnement d'un système à l'instant t, déterminée comme précédemment à partir d'un modèle probabiliste ajusté à un échantillon.
MTBF	Calculée à partir de l'espérance mathématique de la variable aléatoire TBF en utilisant une loi de probabilité R (t) ajustée à un échantillon de n valeurs de TBF relevés.
$\lambda (t)$	Fonction taux de défaillance. Déduite de la fonction R (t), c'est un bon indicateur du comportement temporel du système (jeunesse, maturité, vieillesse). En d'autre terme, c'est la vitesse à laquelle les défaillances se produisent.

A. Taux de défaillance instantané (ou taux d'avarie)

Le taux instantané de défaillance, $\lambda(t)$, est une des mesures caractéristiques de la fiabilité. La valeur $\lambda(t).dt$ représente la probabilité conditionnelle d'avoir une défaillance dans l'intervalle de temps $[t; t + dt]$, sachant qu'il n'y a pas eu de défaillance dans l'intervalle de temps $[0; t]$ [31].

Ainsi, en appliquant le théorème des probabilités conditionnelles, puis le théorème des probabilités totales, $\lambda(t)$ s'écrit :

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$$

$$\text{Ou : } \lambda(t) = \frac{R'(t)}{R(t)}$$

$$\text{Ou : } \lambda(t) = \frac{f(t)}{1-F(t)}$$

• **Remarque:** Expérimentalement $\lambda(t)$ est une courbe en baignoire .

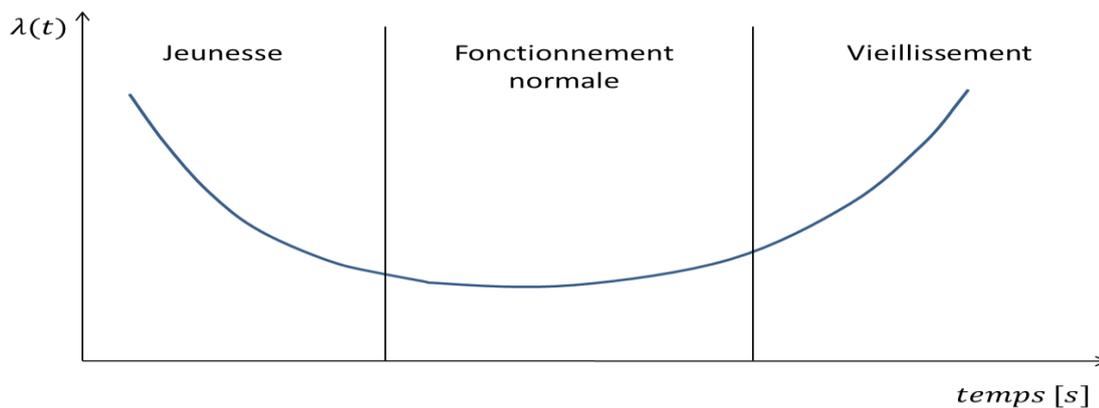
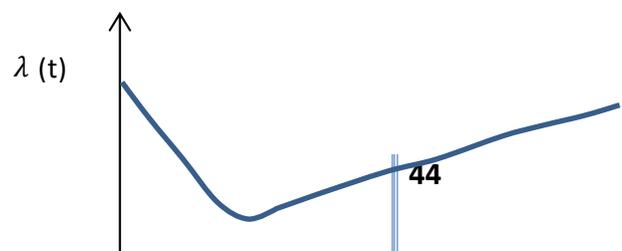


Figure III.4 : Courbe baignoire d'un système

La période à gauche de la courbe, caractérisée par des taux de panne élevés mais décroissants, correspond à la mortalité infantile.

Dans cette région, les pièces et équipements défectueux tombent en panne en raison de défauts de fabrication.

La section médiane de la courbe baignoire présente un taux de panne faible et constant, correspondant à la durée de vie utile du dispositif. Ce comportement stable indique des pannes aléatoires. La partie droite montre un taux de panne croissant, dominé par les pannes liées au vieillissement. La courbe reflète ainsi les phases de jeunesse, de maturité et de vieillissement d'un système.



1. **Lois discrètes** : La loi binomiale et la loi de poisson
2. **Lois continues** : La loi de weibull, loi exponentielle, loi normale et loi log normale.

III.5.5 Loies usuelles de la fiabilité

a) Loi exponentielle

On applique la loi exponentielle lors le composant à un taux défaillance constant [36].

- **Fonction de fiabilité:** $R(t) = e^{-\lambda t}$
- **Fonction de défaillance:** $F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$
- **Densité de probabilité:** $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$

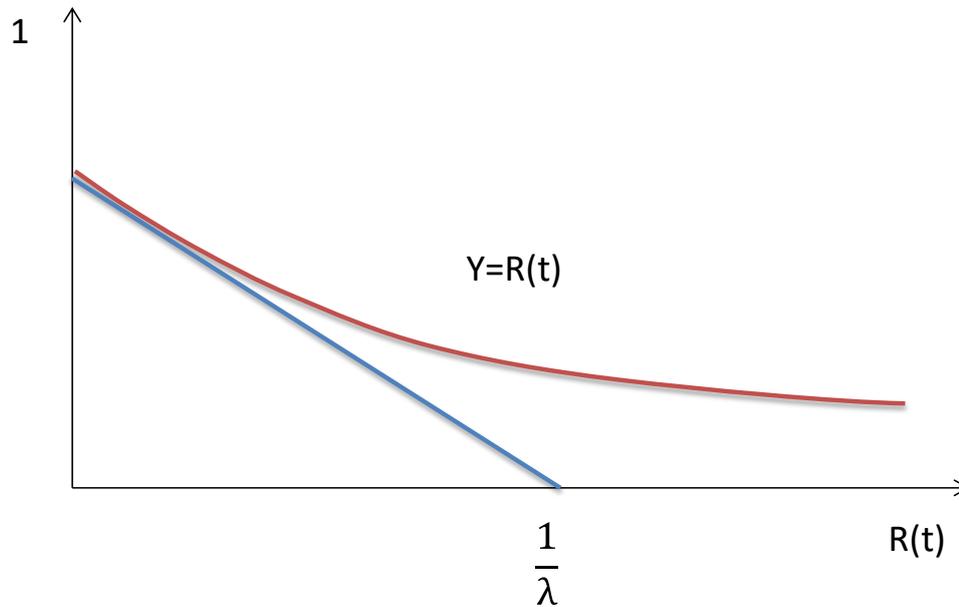


Figure III.6: Présentation de fonction de fiabilité

b) Loi de Weibull

C'est un modèle particulièrement bien adapté à l'étude statistique des défaillances [B.Z], Weibull a donné le taux d'avarie $Z(t)$ une formule générale dépendant de trois paramètres : η , β et γ [36].

On utilise trois paramètres :

- **β** : paramètre de forme ($\beta > 0$).
- **η** : paramètre d'échelle ($\eta > 0$).
- **γ** : paramètre de position ($-\infty > \gamma > +\infty$).

Les différentes formules utilisées pour la distribution de weibull sont [37] :

- **densité de probabilité :**
$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left[-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta\right]$$

$f(t)$: Probabilité d'avarie au temps t .

- **Fonction répartition:** $F(t) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta\right]$

$F(t)$: probabilité d'avarie cumulée au temps de 0 à t .

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

$R(t)$: probabilité de suivi cumulée au-delà du temps.

- **taux de défaillance :** $\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1}$

$\lambda(t)$: probabilité d'avarie au temps $t+\Delta t$.

III.5.6 Diagramme de fiabilité

Le diagramme de fiabilité est un modèle graphique en sûreté de fonctionnement, représentant le fonctionnement d'un système selon celui de ses composants. Proche de l'arbre de défaillances, il repose sur les mêmes fondements booléens et probabilistes. Cet article présente sa mise en œuvre, ses défis et solutions pour une analyse qualitative (coupes minimales) et quantitative (disponibilité, fiabilité, fréquence de défaillance). Il fait le point sur l'état de l'art basé sur les diagrammes de décision binaires, propose des exemples et traite des extensions à des systèmes non cohérents ou dynamiques.

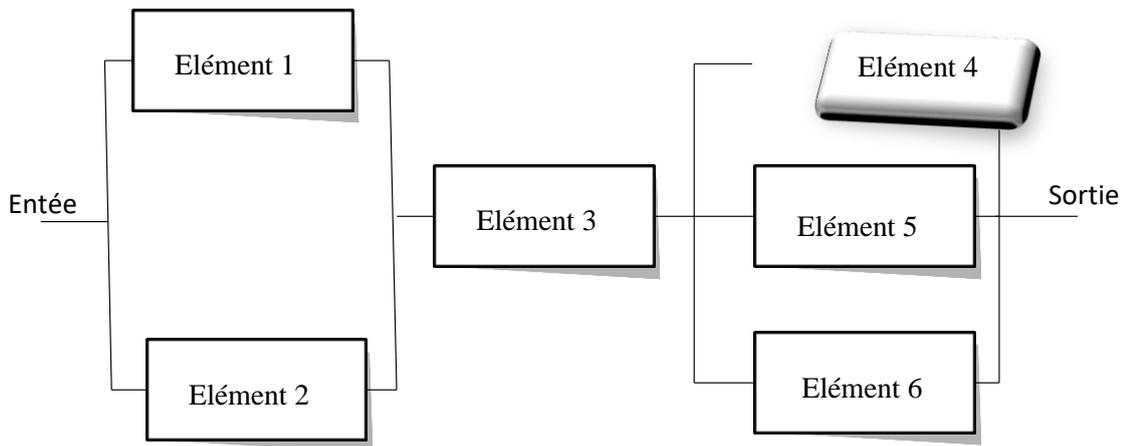


Figure III.7 : Exemple de diagramme de fiabilité

III.5.6.1 Fiabilité de système constitué de plusieurs composants [32]

A. Éléments en série

La fiabilité R_s d'un ensemble de n constituants connectés en série est égale au produit des fiabilités respectives R_A, R_B, R_C, R_n de chaque composant.

$$R_s = R_A * R_B * R_C * \dots * R_n$$

Si les “n” composants sont identiques avec une même fiabilité **R** la formule sera la suivante :



Figure III.8 : Diagramme de fiabilité d'un système constitué de N éléments en série

Si les taux de défaillances sont constants au cours du temps la fiabilité sera calculée suivant la formule :

$$R(t) = (e^{-\lambda a t}) * (e^{-\lambda b t}) * (e^{-\lambda c t}) * \dots * (e^{-\lambda n t})$$

Avec :

$$MTBF(s) = \frac{1}{\lambda a + \lambda b + \lambda c + \dots + \lambda n}$$

B. Éléments en parallèle

La fiabilité d'un système peut être augmentée en plaçant les composants en parallèle. Un dispositif constitué de **n** composants en parallèle ne peut tomber en panne que si les **n** composants tombent en panne au même moment.

Si **Fi** est la probabilité de panne d'un composant, la fiabilité associée **Ri** est son complémentaire:

$$Fi = 1 - Ri$$

Fi représentant la fiabilité associée.

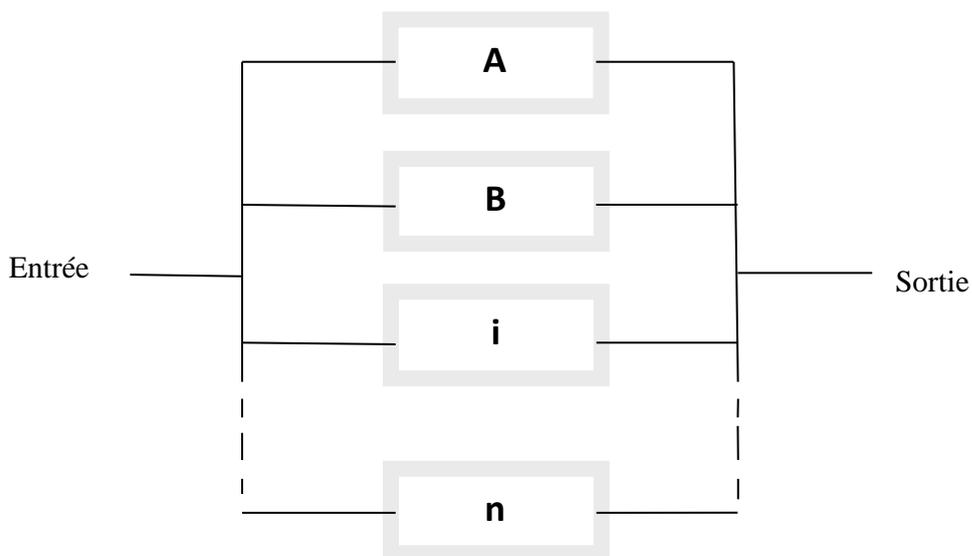


Figure III.9: Diagramme de fiabilité d'un système constitué de N éléments en parallèle

Soit les “n” composants de la figure ci-dessous montés en parallèle. Si la probabilité de panne pour chaque composant repéré (i) est notée F_i alors:

$$(S) = 1 - (1 - R)$$

III.6 Maintenabilité du matériel

D’après la norme AFNOR X 60-010 : « dans des conditions données d’utilisation, la maintenabilité est l’aptitude d’un dispositif à être maintenu ou rétabli dans un état dans lequel il peut accomplir sa fonction requise, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données, avec des procédures et des moyens prescrits ».

Par analogie avec la fiabilité, il est possible de donner à la maintenabilité une définition probabiliste : « La maintenabilité est la probabilité de rétablir un système dans des conditions de fonctionnement spécifiées, en des limites de temps désirées, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions et avec des moyens prescrits ».

III.6.1 Temps Techniques de Réparation TTR [31]

Le TTR d’une intervention se compose en général de la somme des temps suivants :

- temps de vérification de la réalité de la défaillance (quelquefois, il y a de fausses alarmes).
- temps de diagnostic.
- temps d’accès à l’organe défaillant (déposes ou bien démontages).
- temps de remplacement ou de réparation.
- temps de réassemblage.
- temps de contrôle et d’essais.

Les temps « morts » suivants sont à éliminer du TTR :

- temps d’attente pour indisponibilité des techniciens, des outils ou des pièces de rechange.
- arrêts de travail..etc

Si les temps « morts » sont supérieurs ou égaux au TTR, une remise en cause de l’organisation et de la gestion de la maintenance est indispensable.

III.6.2 Critères de maintenabilité

Les normes NF X 60-300 et X 60-301 « spécifient cinq types de critères de maintenabilité. Le premier critère est relatif à la surveillance de la maintenance préventive. Il est important de connaître à ce niveau l’accessibilité de la composante, sa démontabilité et son interchangeabilité ».

Le deuxième critère concerne la maintenance corrective, notamment le temps de recherche de panne et de diagnostic. Le troisième porte sur l’organisation de la maintenance, à travers la périodicité du préventif, le regroupement des interventions, l’homogénéité des composants, la présence d’indicateurs et la complexité des opérations. L’avant-dernier critère touche à la qualité de la

documentation technique : contenu, disponibilité, mode de diffusion et qualité de rédaction. Enfin, le dernier critère concerne le suivi assuré par le fabricant, incluant l'évolution de l'entreprise, le service après-vente et l'accès aux pièces de rechange.

III.6.3 Les indicateurs de maintenabilité [31]

Tableau III.3 : Les indicateurs de maintenabilité

Indice	Description
MTTR	La MTTR est le principal indicateur de maintenabilité. Elle peut être obtenue par la moyenne statistique d'un échantillon de valeurs TTR ou par l'espérance mathématique de TTR obtenue à partir d'un modèle probabiliste. n
M (t)	C'est la fonction de maintenabilité stricte. C'est la probabilité associée à un instant T, d'une remise en état de fonctionnement. Elle est déterminée à partir d'un modèle probabiliste.

III.6.4 Expressions mathématiques

L'étude probabiliste de la maintenabilité suit une approche similaire à celle de la fiabilité. Ici, la variable aléatoire est la durée de l'intervention, ou temps technique de réparation (TTR), dont la densité de probabilité est notée $g(t)$.

La maintenabilité $M(t)$ s'exprime en fonction de la densité de probabilité, notée $g(t)$, par la relation suivante [13]:

$$M(t) = \int_0^t g(t)dt$$

Le taux de réparation est noté $\mu(t)$ et s'exprime par : $\mu(t) = g(t) / (1 - M(t))$

Le MTTR est donné par :

$$MTTR = \int_0^{+\infty} tg(t)dt$$

En ce qui concerne l'obtention des données, les TTR sont saisis sur les bons de travaux (BT), et la procédure d'estimation de $M(t)$ est semblable à celle de la fiabilité.

III.7 Disponibilité

III.7.1 Introduction

L'étude de la fiabilité ne se limite pas à la probabilité de panne, mais inclut aussi le nombre de pannes et le temps nécessaire aux réparations. Dans ce cadre, deux paramètres complémentaires prennent de l'importance : la disponibilité, qui est la probabilité qu'un système soit opérationnel à un instant donné ...

Cette définition est proche de celle de la fiabilité, sauf que le système demandé doit fonctionner à l'instant (t) et non sur une période de temps (0 à t) [34].

$A(t)$ = probabilité qu'un système fonctionne de façon satisfaisante au moment t.

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

III.7.2 Différentes formes de disponibilité [31]

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

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

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

On a trois formes de disponibilité qui sont :

III.7.2.1 Disponibilité moyenne

La disponibilité moyenne sur un intervalle de temps donné peut être estimée à l'aide des rapports suivants :

$$D = D(t) = \frac{\text{Temps de disponibilité}}{\text{Temps de disponibilité} + \text{Temps de indisponibilité}}$$

Indisponibilité = 1 - disponibilité = 1 - D

$$D(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \left(1 + \frac{\lambda}{\mu} \exp(-(\lambda + \mu)t) \right)$$

III.7.2.2 Disponibilité intrinsèque

Elle s'évalue en fonction des moyennes de temps de bon fonctionnement et de réparation, selon la formule suivante :

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

MTBF : moyenne des temps de bon fonctionnement.

MTTR : Temps moyen de réparation.

III.7.2.3 Disponibilité opérationnelle

Cette mesure intègre également les délais logistiques, ce qui conduit à :

$$D_o = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF} + \text{MTTR} + \text{MTL}}$$

MTL : moyenne des temps logistique.

III.8 Analyse de L'AMDEC

III.8.1 définition de l'AMDEC

L'AMDEC est une méthode appliquée aux processus de fabrication pour analyser et évaluer la criticité des défaillances potentielles d'un produit liées à son processus. Elle peut également s'appliquer aux postes de travail.

III.8.2 But de l'analyse AMDEC

L'objectif de cette analyse est d'identifier les modes de défaillance, leurs effets et leur criticité sur les organes sensibles de la turbine à gaz.

III.8.3 Déroulement de la méthode

La méthode AMDEC se déroule en 5 étapes :

- Initialisation.
- Analyse fonctionnelle.
- Analyse des défaillances.
- Cotation des défaillances.
- Actions correctives menées.

III.8.4 AMDEC appliquée sur la turbine à gaz

L'indice de criticité est calculé pour chaque défaillance en combinant les trois critères précédents, par multiplication de leurs notes respectives:

$$C = F * D * G$$

Chaque critère (gravité, fréquence et non-détection) est évalué sur 4 niveaux, selon une table de cotation. Le tableau ci-dessous présente le barème de criticité utilisé.

C = criticité.

F = fréquence.

D = détection.

G = gravité.

Tableau III.4: Indices de criticité

Détection	
Note	Critère
1	Visite par opérateur
2	Détection par un agent de maintenance
3	Détection difficile
4	Indétectable
Fréquence	
Note	Critère
1	1 défaillance maxi par an
2	1 défaillance maxi par trimestre
3	1 défaillance maxi par mois
4	1 défaillance maxi par semaine

Note	Gravité
	Critère
1	Mineure (pas d'arrêt de production)
2	Moyenne (arrêt \leq 1h)
3	Majeure (1h < arrêt \leq 8h)
4	Très critique (arrêt > 8h)

III.9 Conclusion

L'étude de la fiabilité, de la maintenabilité et de la disponibilité met en évidence l'état des équipements de production. L'analyse des modes de défaillance, de leurs effets et de leur criticité (AMDEC) est une approche qualitative utilisée pour étudier et optimiser la fiabilité et la sûreté dans divers domaines.

Chapitre IV :

Etude de maintenance FMD et AMDEC de la TAG MS5002C

IV.1 Introduction

Positionner la maintenance dans un environnement de production complexe est un défi, car la simplicité y est souvent difficile à atteindre. Le dernier chapitre vise ainsi à exploiter l'historique des pannes de la turbine à gaz MS5002C pour aborder l'analyse expérimentale de ses indicateurs FMD, accompagnée de la représentation graphique de ces trois indicateurs.

IV.2 Exploitation de l'historique

L'historique des pannes de la turbine constitue la base de l'analyse. Le traitement des données brutes (tableau 1) comprend trois étapes principales :

- Le calcul du temps d'arrêt (TA), obtenu en faisant la différence entre les dates d'arrêt et de redémarrage.
- Le calcul du temps de bon fonctionnement (TBF), correspondant à l'intervalle entre deux pannes consécutives.
- Et enfin, l'estimation du temps technique de réparation (TTR).

Tableau IV.1 : Dossier historique de les pannes (TAG MS5002C)

N°	Date de démarrage	Date d'arrêt	TTR (h)	TBF (h)	TA (h)	Cause
1	12/08/2018	06/01/2019	12	3528	72	– Fuite d'huile au niveau du compresseur .
2	09/01/2019	14/06/2019	24	3744	144	– Inspection boroscopique des zones chaudes . – Remplacement des joints des thermocouples et de l'injecteur de gaz .
3	20/06/2019	03/09/2019	08	1800	48	– Désalignement du couplage avec le compresseur .
4	05/09/2019	23/12/2019	04	2616	24	– Défaut du capteur de température
5	24/12/2019	11/02/2020	08	1176	96	– Grippage de la pompe à carburant
6	15/02/2020	07/05/2020	22	1968	168	– Vibration excessive (déséquilibre) , Rotor déséquilibré, supports usés, alignement incorrect.
7	14/05/2020	19/07/2020	14	1584	72	– Blocage du démarreur (starter) , Problème électrique, engrenage bloqué.
8	22/07/2020	28/12/2020	06	3816	24	– Fuite dans le circuit de refroidissement
9	29/12/2020	12/04/2021	12	2496	96	– Déformation des tubes à flamme , Température excessive .

Chapitre IV: Etude de maintenance FMD et AMDEC de la TAG MS5002C

10	16/04/2021	23/06/2021	30	1632	120	– Intervention sur le moteur électrique GTG-ME205KT501.
11	28/06/2021	12/09/2021	10	1824	72	– Problème de lubrification des paliers (pompe de lubrification en panne) .
12	15/09/2021	22/01/2022	03	3096	24	– Obstruction du filtre à air .
13	23/01/2022	21/07/2022	14	4296	72	– Fuite dans la chambre de combustion , (Grosse fuite de gaz) .
14	24/07/2022	16/11/2022	09	2760	48	– Défaillance de la vanne de régulation (colmatage)
15	18/11/2022	10/04/2023	16	3432	96	– Faux démarrages répétés (Capteurs non synchronisés)

IV.3 L'application Pratique des méthodes d'analyse

IV.3.1 Méthodes d'analyse prévisionnelle « ABC (Pareto)»

Définition : Pour appliquer la méthode ABC, il convient d'abord de classer les pannes selon le nombre d'heures perdues, par ordre décroissant, puis de construire un diagramme de Pareto.

Tableau IV.2 : Analyse ABC (Pareto)

Type de panne	fréquence	TA (h)	Cumul Fréquence	Cumul TA	Cumul Fré (%)	Cumul TA (%)
Problèmes mécaniques / Alignement	03	312	03	312	20	26.53
Défauts électriques / Démarrage	02	192	05	504	33	42.86
Fuites de fluides	03	168	08	672	53	57.14
alimentation en carburant et lubrification	02	168	10	840	66	71.43
Inspection/Remplacement	01	144	11	984	73	83.67
Défaillances capteurs / instruments	02	120	13	1104	86	93.88
organe de contrôle	01	48	14	1152	93	97.96
filtration	01	24	15	1176	100	100

La courbe :

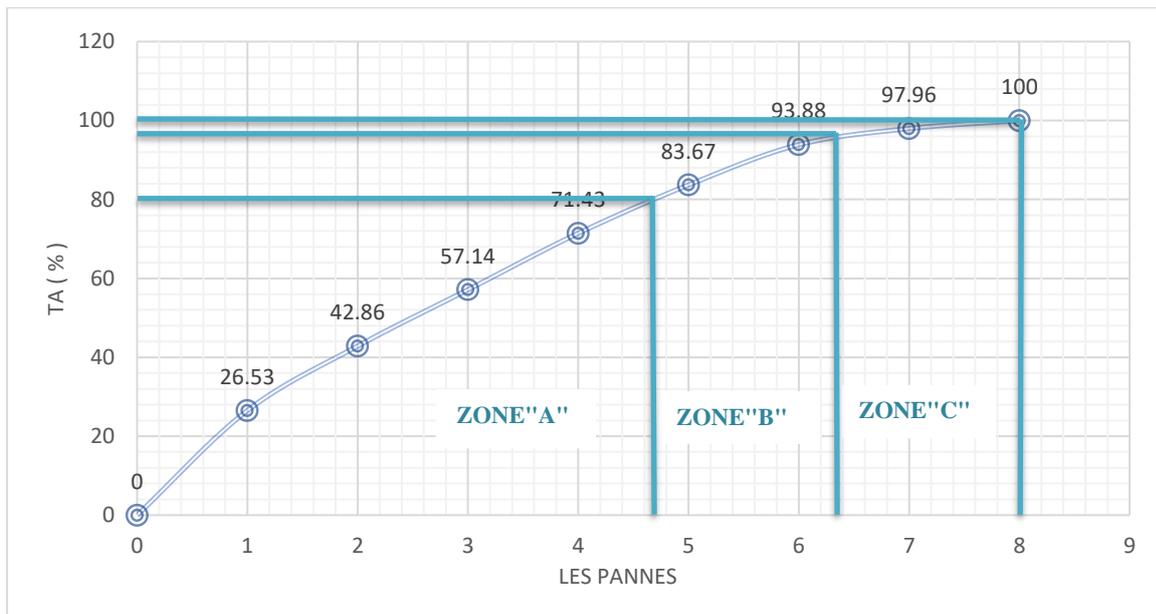


Figure IV.1: Courbe d'ABC

IV.3.2 Interprétation des résultats

- Zone "A"** : Dans cette zone, environ 50 % des causes (familles : problèmes mécaniques, défauts électriques, fuites de fluides) représentent 71,43 % des heures d'arrêts. Ces défauts constituent la zone A, qui concerne principalement les systèmes de démarrage électrique, l'alignement mécanique et les circuits de fluides. Ces causes doivent être prioritairement ciblées pour améliorer la disponibilité globale de l'installation.
- Zone "B"** : Ici, 25 % des causes supplémentaires (familles : inspection/remplacement, capteurs et instruments) génèrent 22,45 % des heures d'arrêts. Cette zone B correspond aux actions de maintenance préventive et à la fiabilisation de la mesure, nécessitant une surveillance régulière mais non urgente.
- Zone "C"** : Enfin, 25 % des causes restantes (familles : organes de contrôle, filtration) n'entraînent que 6,12 % des heures d'arrêts. La zone C correspond aux défauts mineurs ayant un impact limité sur la production. Ils peuvent être pris en compte à moyen ou long terme sans urgence.

IV.4 Calcul les paramètres de weibull

Pour appliquer la méthode de Weibull, il faut tout d'abord classer les temps de bon fonctionnement de la TAG en ordre croissant, en suit il faut calculer la fréquence relative pour chaque TBF_i par la méthode de rang médians :

- Si $N > 50$; $F(i) = \frac{i}{N}$

- Si $20 < N < 50$; $F(i) = \frac{i}{N+1}$

- Si $N < 20$, $F(i) = \frac{i-0.3}{N+0.4}$ (notre cas)

(N=15 nombre d'arrêts).

Tableau IV.3 : Résultats de calcul F(i)

N°	TBF(h)	$\sum ni$	F(i)	F(i) %
01	1176	01	0.0456	4.56
02	1584	02	0.1104	11.04
03	1632	03	0.1753	17.53
04	1800	04	0.2403	24.03
05	1824	05	0.3052	30.52
06	1968	06	0.3701	37.01
07	2496	07	0.4351	43.51
08	2616	08	0.5000	50.00
09	2760	09	0.5349	53.49
10	3096	10	0.6298	62.98
11	3432	11	0.6948	69.48
12	3528	12	0.7597	75.97
13	3744	13	0.8247	82.47
14	3816	14	0.8896	88.96
15	4296	15	0.9545	95.45

A partir de papier de weibull On déduire les paramètres: β , η et γ .

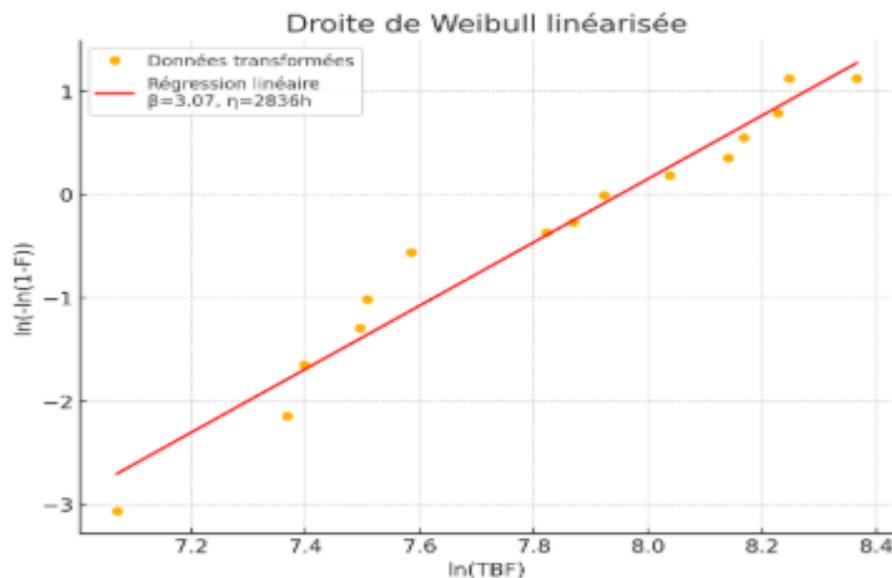


Figure IV.2: Courbe de weibull sur logiciel matlab

Les résultats obtenus à partir de données Weibull

- β (bêta) = 3.07

→ Cela signifie une usure progressive : plus le temps passe, plus le risque de panne augmente.

- η (êta) = 2836 heures

→ C'est le **temps caractéristique** où **63,2 %** des pannes sont attendues.

- γ (gamma) = 0

→ Il n'y a **pas de délai** avant que les premières défaillances puissent se produire.

Interprétation rapide

- $\beta > 1$ → **Mode usure**, vieillissement naturel, maintenance préventive recommandée.

- $\eta \approx 2836$ h → Programme de maintenance conseillé **avant** ce seuil pour éviter les pannes majeures.

- $\gamma = 0$ → Les défaillances peuvent commencer dès le début de fonctionnement.

IV.4.1 Exploitation les paramètres de WEIBULL

IV.4.1.1 MTBF

Le tableau de MTBF donne $A=0.8943$ et $B=0.325$ (voir annexe tab.1).

$$MTBF = A \cdot \eta + \gamma.$$

$$MTBF = 0.8943 \times 2836 + 0.$$

$$MTBF = 2536.234 \text{ h}.$$

IV.4.1.2 Densité de probabilité en fonction de MTBF

$$f(t = MTBF) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \exp\left[-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta\right]:$$

$$F(MTBF) = 0.000351 = 0.0351 \text{ \%}.$$

On a : 0.0351 % de probabilité pour que la Turbine à gaz ne tombe pas en panne au bout de 2536.234 heures.

IV.4.1.3 Fonction de réparation en fonction de MTBF

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

$$F(MTBF) = 0.508190 = 50.8 \text{ \%}.$$

Dans ce cas on a 50.8 % de probabilité pour que la Turbine à gaz tombe en panne entre (0 et 2536.234 heures).

IV.4.1.4 Fiabilité en fonction de MTBF

$$R(t=MTBF) = 1 - F(t= MTBF) = 1- 0.508 = 0.492$$

$$R(MTBF) = 49.2 \%$$

On a : 49.2 % pour que le Turbine à gaz ne tombe pas en panne a t = 2536.234 heures.

IV.4.1.5 Taux de défaillance en fonction de MTBF

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} = \frac{3.07}{2836} \left(\frac{2536.234}{2836}\right)^{2.07}$$

$$\lambda(t = MTBF) = 0.00085901 \text{ panne/heure}$$

La turbine enregistre 0.00085 pannes par heure

IV.4.1.6 Calcul du temps souhaitable pour une intervention systématique

On suppose un seuil de 80 % comme une fiabilité souhaitable :

$$R(t)=80 \% \rightarrow t=?$$

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

$$\ln R(t) = -(t/\eta)^\beta = \ln(0.8) \leftrightarrow -[\ln R(t)]^{1/\beta} = t/\eta \rightarrow t = \eta[\ln(1/R(t))]^{1/\beta}.$$

t = 1740 heure.

Pour une fiabilité de 80 % de la TAG il faut une intervention systématique chaque 312 heures surtout pour les pannes trouvé dans la zone A de l'analyse ABC .

IV.5 Étude de modèle de weibull

IV.5.1 Fonction de la fiabilité R(t)

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

Piquons les valeurs TBFi et par l'application l'équation on a arrivé de calculer la fiabilité R(t), comme indiquez dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.4: Résultat de la fiabilité à chaque instant

TBFi (heure)	R(t)
1176	0.93516
1584	0.84596
1632	0.83249
1800	0.78061
1824	0.77263
1968	0.72201
2496	0.50817
2616	0.45821
2760	0.39853
3096	0.27008

3432	0.16595
3528	0.14159
3744	0.09575
3816	0.08313
4296	0.02792

La courbe suivante représente la fiabilité calculée en fonction de TBF :

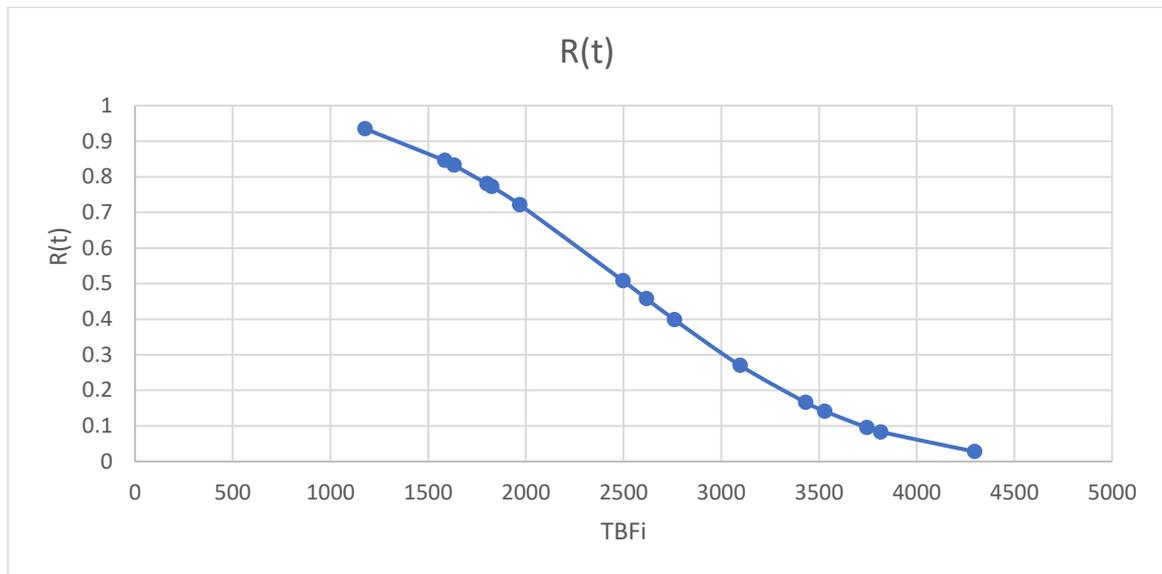


Figure IV.3 : Courbe R(t)

Remarquez que la fiabilité diminue rapidement au début, jusqu'à atteindre $t = \text{MTBF}$, après quoi elle tend à se stabiliser. Cette baisse initiale de fiabilité reflète que la turbine à gaz étudiée a connu plusieurs arrêts, probablement liés à des défauts de fabrication, de conception, d'assemblage, ou encore à un contrôle qualité insuffisant. Par ailleurs, cette diminution peut également être attribuée à une mauvaise exploitation ou à l'absence d'une maintenance appropriée.

IV.5.2 Fonction de répartition F(t) :

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

Prendrons les TBFi et par l'application de l'équation on a pu calculés la fonction de répartition F(t). Les résultats sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.5: Résultats de la fonction de répartition

TBFi	F(t)
1176	0.06484
1584	0.15404
1632	0.16750
1800	0.21938
1824	0.22737
1968	0.27799
2496	0.49118
2616	0.54170
2760	0.60148

3096	0.72991
3432	0.83405
3528	0.85841
3744	0.90425
3816	0.91687
4296	0.97208

La courbe suivante représente La répartition en fonction de TBF :

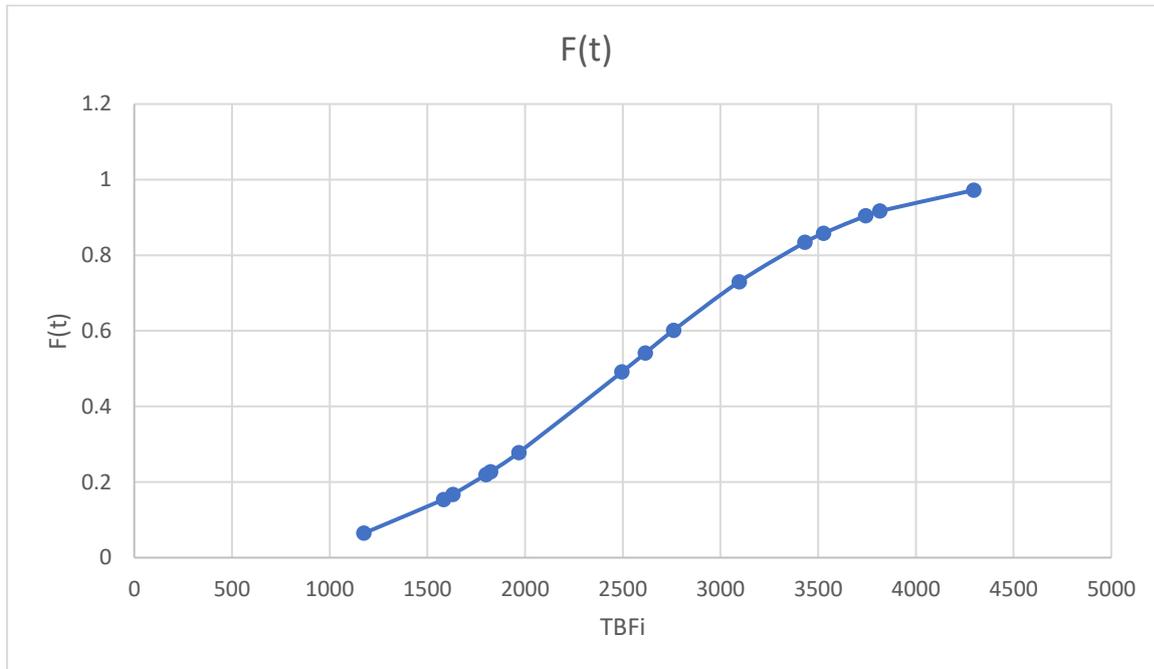


Figure IV.4: Courbe de la fonction F(t)

La courbe illustre une augmentation progressive de la probabilité cumulée de défaillance, indiquant que la turbine à gaz analysée a rencontré un nombre croissant de dysfonctionnements. Cela souligne qu'un manque d'intervention en temps opportun entraîne une élévation du risque d'arrêts.

IV.5.3. Fonction de la densité de probabilité

$$\text{La densité de défaillance : } f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^\beta}$$

Avec les valeurs TBFi et par l'application de l'équation on a calculé la densité de défaillance f(t), Comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau IV.6: Résultats de la fonction f(t)

TBFi	f(t)* 10 ⁻³
1176	0.16367
1584	0.27468
1632	0.28710
1800	0.32975
1824	0.33545
1968	0.36686
2496	0.42285
2616	0.41966

2760	0.40782
3096	0.35058
3432	0.26619
3528	0.24085
3744	0.18419
3816	0.16635
4296	0.07139

La courbe suivante représente la densité de défaillance en fonction de TBF :

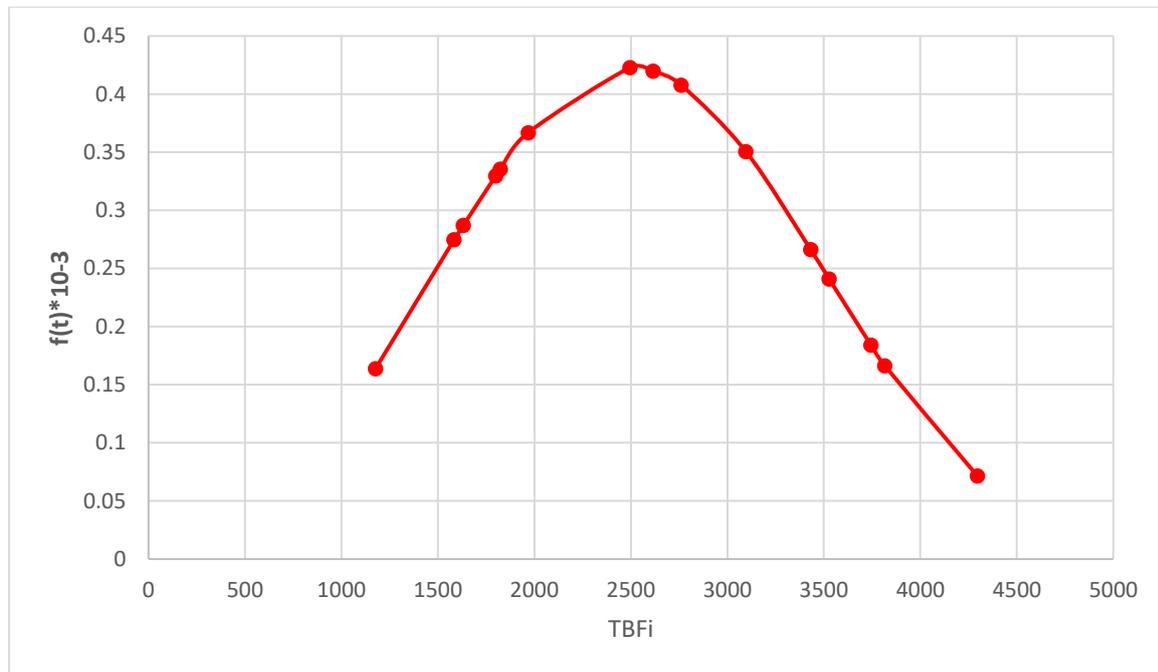


Figure IV.5: Courbe de la densité de défaillance f(t)

La courbe de densité de probabilité, présente un profil typique de vie en baignoire inversée : une montée en probabilité de défaillance suivie d'un pic, puis une diminution progressive.

Cela signifie que le système étudié (probablement une turbine à gaz ou un composant mécanique) connaît un vieillissement progressif. Le risque de panne augmente avec le temps, atteint un point critique (autour de 2500 h probablement), puis décroît à mesure que seuls les composants les plus fiables restent en fonctionnement.

Cette tendance suggère que les interventions de maintenance devraient être planifiées avant le pic de défaillance pour limiter les interruptions imprévues.

IV.5.4. Taux de défaillance

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

Appliquons l'équation par l'utilisation des valeurs TBFi on a calculé le taux de défaillance dans le tableau suivant

Tableau IV.7: Résultats des taux de défaillance

TBFi	$\lambda(t) * 10^{-3}$
1176	0.17501
1584	0.32421
1632	0.34487
1800	0.42250
1824	0.43416
1968	0.50812
2496	0.83105
2616	0.91588
2760	1.02332
3096	1.29804
3432	1.60617
3528	1.70140
3744	1.92369
3816	2.00106
4296	2.55725

La courbe suivante représente le taux de défaillance en fonction de TBF :

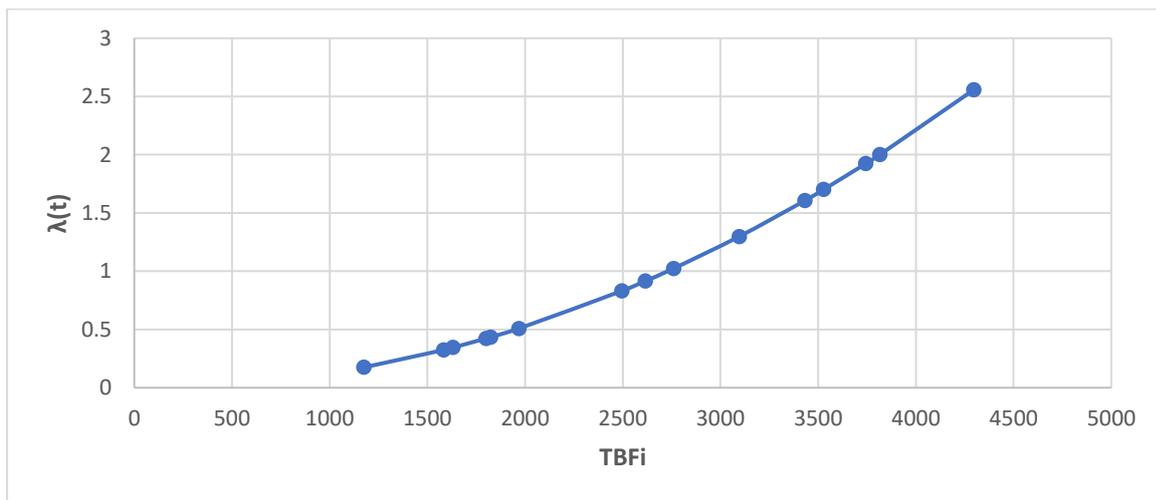


Figure IV.6: Courbe de taux de défaillance

Après les 1000 heures de marche le risque de défaillance est très petit qui augmente au fil du temps. Le taux de défaillance croissant. L'allure de la courbe est typique de période de vieillesse (courbe en baignoire).

IV.6. Calcul la Maintenabilité de la turbine

La fonction de la maintenabilité est donnée par : $M(t) = 1 - e^{-\mu t}$

On a : $MTTR = \frac{\sum TTR}{N}$

TTR : temps de réparation.

N : nombre de panne = 15

MTTR = 192/15 = 12,8 heure \approx 13 heure

μ (Taux de réparation) = 01/MTTR = 01/13 = 0.07692 intervention / heure

Chapitre IV: Etude de maintenance FMD et AMDEC de la TAG MS5002C

Prendrons les valeurs TTR et appliquons l'équation pour calculé la maintenabilité $M(t)$,
Comme indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.8 : Résultat de la fonction $M(t)$

N°	TTR(Heures)	$M(t)$
01	03	0.20607
02	04	0.26485
03	06	0.36968
04	08	0.45955
05	08	0.45955
06	09	0.49957
07	10	0.53616
08	12	0.60269
09	12	0.60269
10	14	0.65934
11	14	0.65934
12	16	0.70792
13	22	0.81589
14	24	0.84215
15	30	0.90050

La courbe suivante représente la maintenabilité en fonction de TBF :

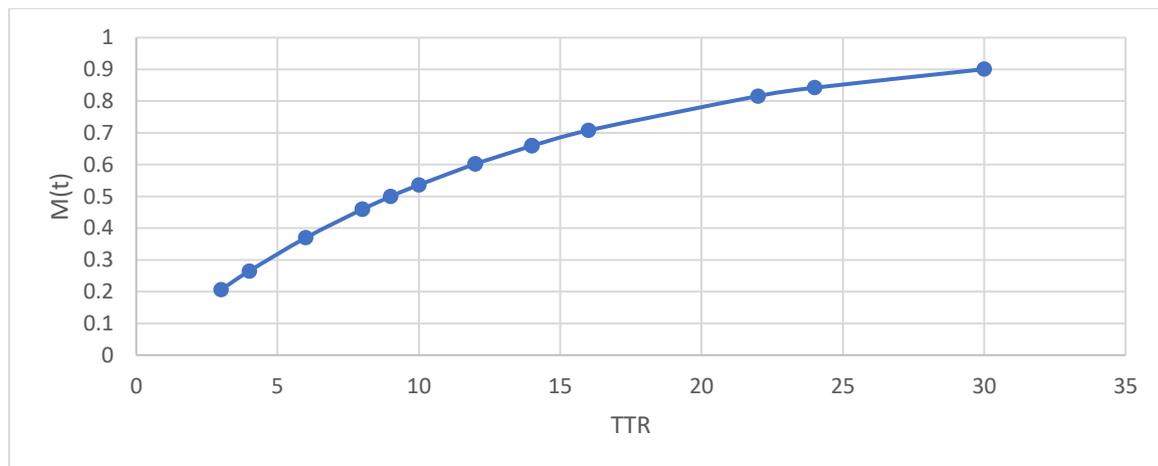


Figure IV.7 : Courbe de Maintenabilité

- La courbe est croissante, ce qui est typique d'une fonction de maintenabilité : plus le temps passe, plus la probabilité que la réparation soit terminée augmente.
- On observe que plus de 60 % des interventions sont achevées avant 12 heures, ce qui indique une bonne maintenabilité à court terme.
- Après 24 heures, plus de 84 % des réparations sont terminées, ce qui montre une efficacité globale satisfaisante du processus de maintenance.
- La montée progressive de la courbe reflète un système où les réparations sont généralement bien maîtrisées, avec peu de cas très longs.

- ce qui justifier la bonne maintenabilité de Turbine à gaz, et que le service maintenance de l'entreprise peut faire la remise en état de fonctionnement de Turbine à gaz après chaque panne.

IV.7. Calcul la disponibilité de la turbine

IV.7.1. Disponibilité intrinsèque au asymptotique

$$D_i = \frac{MTBF}{MTBF+MTTR} = \frac{2536.23}{2536.23+13} = 0.99490$$

$$D_i = 99,49 \%$$

IV.7.2. Disponibilité instantané D(t) :

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

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \rightarrow \lambda = \frac{1}{MTBF} = \frac{1}{2536.23} = 0,000394$$

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \rightarrow \mu = \frac{1}{MTTR} = \frac{1}{13} = 0,076923$$

$$\mu + \lambda = 0,076923 + 0,000394 = 0,077317$$

$$D(t) = \frac{0,076923}{0,077317} + \frac{0,000394}{0,077317} e^{-(0,077317)*TTR}$$

Piquons les valeurs TTR et par l'application de l'équation , on a calculé la disponibilité instantanée . Comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau IV.9: Résultats de la disponibilité

N°	TTR (Heures)	D(t)
01	03	0.99896
02	04	0.99864
03	06	0.99811
04	08	0.99765
05	08	0.99765
06	09	0.99744
07	10	0.99726
08	12	0.99692
09	12	0.99692
10	14	0.99663
11	14	0.99663
12	16	0.99638
13	22	0.99583
14	24	0.99570
15	30	0.99541

La courbe suivante représente la disponibilité en fonction de TBF :

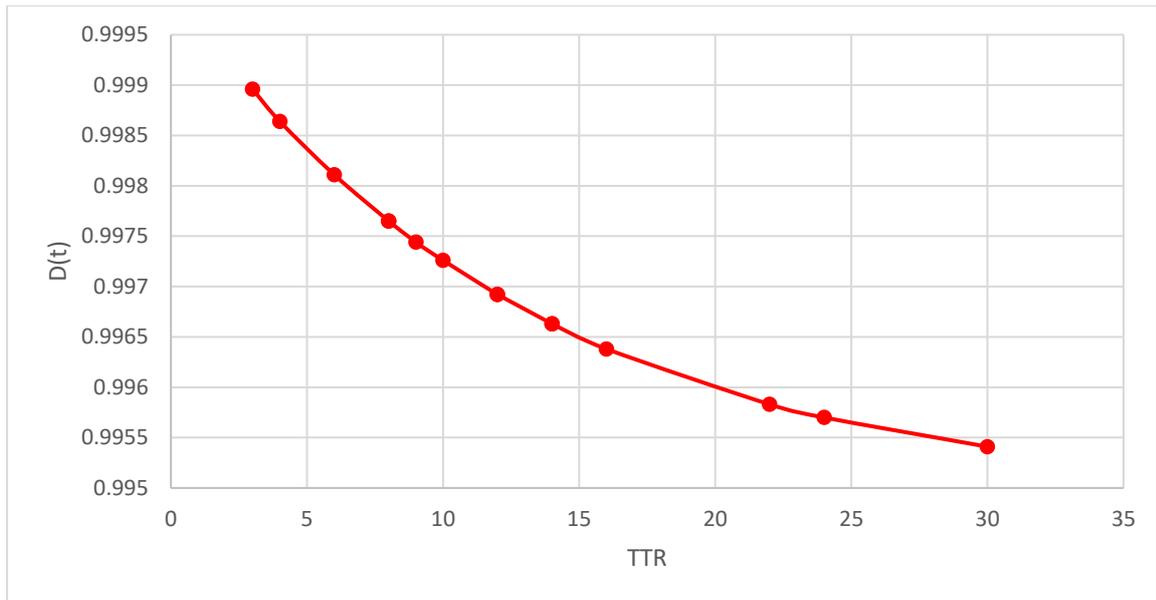


Figure IV.8: Courbe de la disponibilité

- La courbe est légèrement décroissante, ce qui est logique : plus le temps de réparation augmente, plus la disponibilité du système diminue.
- On observe que pour des $TTR \leq 6$ heures, la disponibilité est très élevée ($\geq 99.8\%$), ce qui indique une excellente réactivité.
- À mesure que le TTR dépasse 12 heures, la disponibilité chute progressivement vers 99.5% , ce qui peut devenir critique pour certains systèmes sensibles.
- Ce comportement reflète bien le lien entre maintenabilité et disponibilité : améliorer le temps de réparation augmente fortement la disponibilité opérationnelle.

IV.8 Analyse de L'AMDEC

IV.8.1 : Décomposition fonctionnellement le système

L'AMDEC est une méthode d'analyse préventive qui repose sur une réflexion structurée autour de la décomposition fonctionnelle du système. Elle consiste à diviser le système en sous-systèmes, puis à affiner cette décomposition jusqu'aux composants les plus fondamentaux. Dans ce cadre, le système étudié a été segmenté en trois sous-systèmes principaux, chacun étant détaillé jusqu'à ses organes élémentaires.

IV.8.2 Hiérarchisation (classement par criticité)

$$C = F \times D \times G$$

- Indice de fréquence F

Tableau IV.10. Indice de fréquence F

Fréquence	Description
01	pas plus d'une défaillance par an
02	jusqu'à une défaillance par trimestre
03	01 défaillance possible chaque mois
04	01 défaillance maxi par semaine

- Indice de gravité G

Tableau IV.11. Indice de gravité G

Gravité	Description
01	la défaillance pas d'arrêt de production
02	arrêt de production \leq 01 heure
03	interruption comprise \leq 01 jour
04	arrêt de production \geq 01 jour

- Indice de non détection D

Tableau IV.12. Indice de non détection D

Non Détection	Description
01	repérable immédiatement par l'opérateur
02	déTECTABLE par un agent de maintenance
03	nécessite une analyse approfondie
04	Indécelable(retardée)

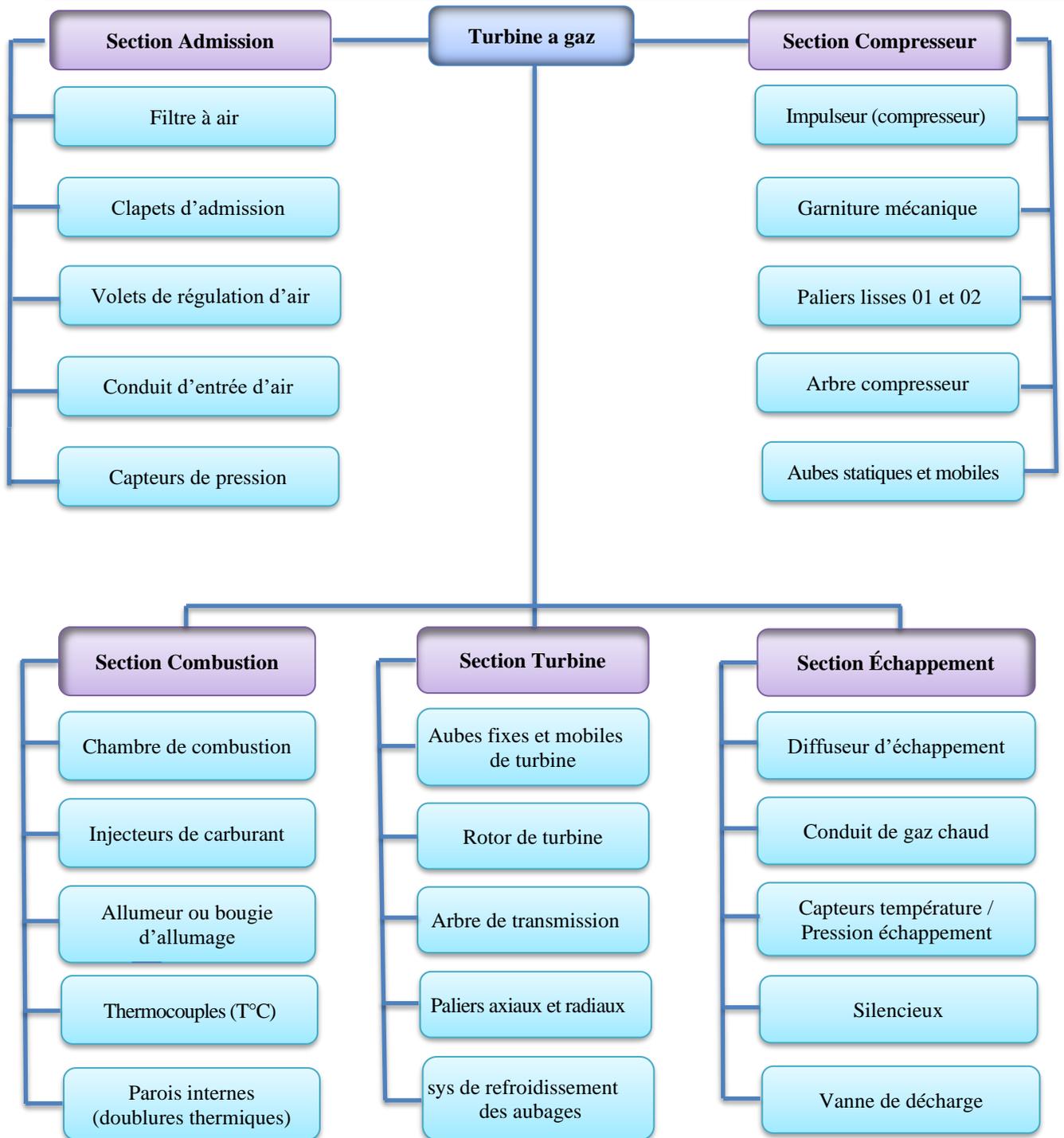


Figure IV.9: Schéma Fonctionnel d'une Turbine à Gaz et de ses Composants Principaux

Chapitre IV: Etude de maintenance FMD et AMDEC de la TAG MS5002C

Tableau IV.13 : Analyse AMDEC de la turbine à gaz

Ensemble : turbine à gaz										Page 01
Sous ensemble 01 : section compresseur .										
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Causes	effets	Détection	F	D	G	C	Actions Correctives
mpulseur (roue compresseur)	Comprimer l'air entrant pour le diriger vers la combustion	- Fissure - rupture	- Fatigue mécanique, - surchauffe	- Perte de compression - dommages en chaîne - déséquilibre	- Vibrations anormales . - capteurs de pression .	4	2	3	24	- Inspection non destructive . -quilibrage. - filtration renforcée .
Garniture mécanique	Assurer l'étanchéité entre parties mobiles et fixes	- Usure - fuite d'air	- Température élevée. - mauvais alignemen . - vieillissement	- Perte d'efficacité - risque de contamination	- Baisse de pression. - inspection visuelle.	3	2	2	12	- Changer périodique surveillance pression . - joint haute qualité .
Paliers lisses 01 et 02	Supporter et guider la rotation de l'arbre	- Usure . - échauffement. - grippage .	- Manque de lubrification . - désalignement. - contamination.	- Augmentation des vibrations. - endommagement de l'arbre .	- Analyse d'huile . - capteurs de vibration	4	3	2	24	- ubrification auto . - maintenance prédictive . - contrôle vibration .
Arbre compresseur	Transmettre le couple entre les éléments rotatifs	- Désalignement. - flambage. -rupture .	- Surcharge . - défaut d'équilibrage . - fatigue .	- Arrêt total du compresseur . - risque de casse générale .	- Analyse vibratoire. - bruit anormal	4	1	2	08	-Alignement laser. - limitation de couple.
Aubes statiques et mobiles	Diriger et accélérer le flux d'air comprimé	- Fissures . - déformation . - usure .	- Érosion. - fatigue thermique	- Perte de performance. - instabilités aérodynamiques	- Inspection endoscopique. - capteurs pression/température	3	2	3	18	- revêtement anti-érosion. - surveillance capteurs

Chapitre IV: Etude de maintenance FMD et AMDEC de la TAG MS5002C

Ensemble : turbine à gaz . Sous ensemble 02 : section Admission .										Page 02
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Causes	effets	Détection	F	D	G	C	Actions Correctives
Filtre à air	Empêcher l'entrée d'impuretés	- Colmatage . - déchirure .	- Environnement poussiéreux .	- Interruption \leq 1 jour (air contaminé, baisse débit) .	- inspection visuelle .	4	2	2	16	- Nettoyage ou remplacement périodique . - contrôle pression différentielle .
Clapets d'admission	Autoriser ou bloquer le passage d'air	- Grippage. - blocage.	-Corrosion. - débris. - commande défaillante .	- Interruption \leq 1 jour (flux air perturbé)	- Vérification mouvement. - alarme commande .	3	2	3	18	- Lubrification. - contrôle périodique
Volets de régulation d'air	Réguler le débit d'air vers le compresseur	- Dysfonctionnement mécanique/électrique	- Surchauffe. -usure. - problème d'actionneur .	- Arrêt \leq 1 heure (déséquilibre pression/débit)	- Signal de position. - analyse pression	2	2	2	08	- Test de fonctionnement périodique . - entretien actionneur .
Conduit d'entrée d'air	Acheminer l'air jusqu'au compresseur	- Obstruction. - fuite.	- Corps étrangers . - corrosion .	- Interruption \leq 1 jour (perte de charge) .	- Capteurs pression . - inspection visuelle .	3	1	2	06	- Nettoyage régulier . - pose de grilles . - surveillance pression .
Capteurs de pression admission	Mesurer la pression d'air entrant	- Défaut de mesure . - panne .	- Capteur défectueux. - connectique. - usure .	- Régulation perturbée, arrêt \leq 1 heure .	- Alarme automate. - tests diagnostics.	2	2	1	04	- Calibration régulière. - redondance de capteurs .
Ensemble : turbine à gaz . Sous ensemble 03 : Section Combustion .										Page 03

Chapitre IV: Etude de maintenance FMD et AMDEC de la TAG MS5002C

Élément	Fonction	Mode de défaillance	Causes	effets	Détection	F	D	G	C	Actions Correctives
Chambre de combustion	Mélanger et brûler le carburant	- Fissuration . - surchauffe .	- Fatigue thermique. - pression excessive .	- Arrêt ≥ 1 jour (perforation, perte de pression) .	- Thermocouples. - inspection endoscopique.	4	2	3	24	- Surveillance température . - inspection périodique. - utilisation d'alliages résistants .
Injecteurs de carburant	Pulvériser le carburant dans la chambre	- fuite. - bouchage .	- Carburant impur, usure. - mauvaise pression .	- Mauvaise combustion. - démarrage difficile .	- Analyse combustion. - vérification débit carburant .	3	3	2	18	- Filtration carburant. - nettoyage régulier., - tests de pulvérisation
bougie d'allumage	Initier l'allumage de la combustion	- Défaut d'allumage. - usure .	- Encrassement. - défaut électrique. - isolation	- Démarrage impossible .	- test fonctionnel.	3	2	1	06	- Remplacement périodique. -contrôle tension/allumage .
Thermocouples (T°C)	Mesurer la température des gaz	- Données erronées. - panne capteur .	- Vieillessement. - câble endommagé. - décalage .	- détection tardive de surchauffe .	- Surveillance automate. - autodiagnostic .	2	2	2	08	- redondance. - alarme de seuils.
Parois internes (doublures)	Protéger la structure de la chambre thermique	- Fissures. - détérioration.	- Chaleur excessive. - fatigue thermique .	- Perte d'isolation. - usure accélérée de la chambre .	- Inspection visuelle ou endoscopique .	3	2	3	18	- Choix de matériaux à haute tenue, remplacement périodique .
Ensemble : turbine à gaz . Sous ensemble 04 : Section Turbine .										Page 04

Chapitre IV: Etude de maintenance FMD et AMDEC de la TAG MS5002C

Élément	Fonction	Mode de défaillance	Causes	effets	Détection	F	D	G	C	Actions Correctives
Aubes fixes et mobiles de turbine	Extraire l'énergie des gaz en mouvement	- Érosion . - fissure. - rupture.	- Fatigue thermique. - vibration. - corrosion.	- Arrêt \geq 1 jour (déséquilibre, perte de rendement) .	Endoscopie, - capteurs vibration et température	4	2	3	24	- Revêtement anti-usure. - contrôle thermographique. - inspection périodique .
Rotor de turbine	Convertir l'énergie thermique en énergie mécanique	- Déséquilibre. - fissure .	- Désalignement. - fatigue. - surchauffe.	- Rupture critique. - arrêt \geq 1 jour.	- Analyse vibratoire. - contrôle dynamique.	4	1	3	12	- Équilibrage dynamique. - inspection ultrasons. - contrôle en charge
Arbre de transmission	Transmettre l'énergie mécanique	- Torsion - rupture	- choc mécanique. - défaut d'alignement .	- Perte de transmission, arrêt machine .	- Bruits. -vibrations. - analyse d'huile.	3	2	2	12	- Surveillance couple. - lubrification. - maintenance préventive.
Paliers axiaux et radiaux	Supporter et guider le rotor	- Grippage - usure	- Mauvaise lubrification. - désalignement	- Vibration . - détérioration rotor .	- Analyse huile. - capteurs vibratoires	3	3	2	18	- Graissage auto, capteurs. - suivi vibratoire et température .
Système de refroidissement aubages	Maintenir la température des aubages	- Obstruction - fuite	- Encrassement. - perte pression.	- Surchauffe turbine. - perte d'efficacité. - arrêt \geq 1 jour	- Capteurs température . - débit et pression	4	2	2	16	- Contrôle pression/débit. - nettoyage circuit .

Chapitre IV: Etude de maintenance FMD et AMDEC de la TAG MS5002C

Élément	Fonction	Mode de défaillance	Causes	effets	Détection	F	D	G	C	Actions Correctives
Diffuseur d'échappement	Réduire la vitesse des gaz en sortie	- Fissure. - déformation.	- Chaleur extrême. - fatigue thermique .	- Perte rendement. - vibrations. - bruit	- Inspection visuelle. - analyse flux .	2	2	3	12	- Contrôle périodique. - choix matériau résistant.
Conduit de gaz chaud	Acheminer les gaz brûlants à l'extérieur	- Fuite. - corrosion. - fissure.	- Température élevée. - matériaux inadaptés .	- Risque thermique. - perte confinement	- Caméra thermique. - analyse gaz .	3	2	2	12	- surveillance température. - maintenance régulière .
Capteurs T°C / pression échappement	Surveiller les conditions des gaz sortants	- Panne. - dérive de mesure .	- déconnexion. - mauvaise calibration.	- pas d'alarme sur anomalies.	- Test diagnostic. - redondance capteur .	2	2	1	04	-Vérification cyclique. - doublement des capteurs .
Silencieux	Réduire les nuisances sonores	- Détérioration. - Obstruction.	- Corrosion. - accumulation de suie .	-Contre pression.	- Inspection visuelle. - niveau sonore mesuré .	2	1	2	04	- Nettoyage régulier. - matériaux inox. - contrôle bruit .
Vanne de décharge	Réguler la pression des gaz	- Blocage. - fuite .	- corrosion. - pression anormale .	-Excès de pression, risque structurel.	- Capteurs pression. - test de réponse	4	2	2	16	- Test périodique . -lubrification. - contrôle commande .

IV.8.3 Interprétation des résultats de l'analyse AMDEC

L'étude menée sur la turbine à gaz démontre la pertinence et l'efficacité de l'application de la méthode AMDEC dans le cadre d'une analyse dysfonctionnelle ciblée. Cette approche permet non seulement une meilleure compréhension du comportement des sous-systèmes de la machine, mais elle s'impose également comme un outil stratégique pour l'amélioration de la sûreté de fonctionnement.

En appliquant cette démarche, nous avons pu :

- Identifier précisément les organes critiques dont les défaillances peuvent entraîner des interruptions majeures ou des pertes de performance.
- Qualifier les modes de défaillance dominants, leurs causes racines et les effets associés sur l'exploitation.
- Établir une hiérarchisation objective des priorités de maintenance, permettant d'optimiser les ressources et de réduire les temps d'arrêt imprévus .

IV.8.4 Analyse de la Criticité

• Criticité élevée (≥ 18)

Ces éléments présentent un risque important de défaillance avec des conséquences lourdes sur la disponibilité, la sécurité ou la production. Ils nécessitent une surveillance accrue, une maintenance préventive rigoureuse et parfois une redondance.

Exemples :

- ✓ Aubes de turbine (24).
- ✓ Chambre de combustion (24).
- ✓ Clapets d'admission (18).

• Criticité modérée (10 – 17)

Ces composants peuvent causer des interruptions temporaires ou perturber les performances. Ils doivent faire l'objet de contrôles réguliers et d'un plan de maintenance ciblé.

Exemples :

- ✓ Garniture mécanique (16) .
- ✓ Vanne de décharge (16) .
- ✓ Système de refroidissement des aubages (16) .

• Criticité faible (< 10)

Défaillances généralement détectables rapidement ou à impact limité. Un entretien de routine suffit, à moins qu'une tendance à la hausse de leur fréquence n'apparaisse.

Exemples :

- ✓ Capteurs T°C/pression échappement (4) .
- ✓ Allumeur (6) .
- ✓ Silencieux (4) .

- **Remarque**

Le système Centum VP, développé par Yokogawa, est un système de contrôle-commande distribué (DCS) largement utilisé dans les industries de process telles que la pétrochimie, l'énergie ou la chimie. Dans notre cas, il est spécifiquement appliqué à la gestion et au contrôle des turbines à gaz, permettant une automatisation précise et une surveillance en temps réel de l'ensemble du cycle de fonctionnement et il détecte les différents anomalies de la turbine à gaz comme (la chute de pression, manque de huile l lubrification, détecteur de fumer, défaut de sonde etc...) .

Son architecture distribuée repose sur des stations de contrôle de terrain (FCS), des postes opérateurs (HIS) et des stations d'ingénierie (ENG), interconnectés via un réseau redondant Vnet/IP, garantissant une communication fiable. Le Centum VP offre une haute disponibilité (jusqu'à 99,99999 %), une redondance des composants critiques (CPU, réseau, alimentation), ainsi qu'une interface opérateur ergonomique pour la visualisation des synoptiques, alarmes et courbes de tendance. Il s'intègre efficacement aux systèmes de sécurité (SIS) et de gestion de production, ce qui en fait une solution robuste pour assurer la continuité de fonctionnement et réduire les arrêts imprévus des turbines à gaz.

Tableau IV .14 : Actions de maintenance à engager

Catégorie	Elément	Criticité	Actions correctives à engager
01 : élevée (≥ 18)	mpulseur (roue compresseur)	24	Réévaluation intégrale de la conception
	Paliers lisses 01 et 02	24	
	Chambre de combustion	24	
	Aubes fixes et mobiles de turbine	24	
	Aubes statiques et mobiles	18	
	Clapets d'admission	18	
	Injecteurs de carburant	18	
	Parois internes (doublures)	18	
	Paliers axiaux et radiaux	18	
02 : modérée (10-17)	Système de refroidissement aubages	16	Maintenance Préventive Systématique
	Filtre à air	16	
	Garniture mécanique	12	
	Rotor de turbine	12	
	Arbre de transmission	12	
	Diffuseur d'échappement	12	
	Conduit de gaz chaud	12	
	Vanne de décharge	12	
03 : faible (< 10)	Arbre compresseur	08	Appliquer la maintenance corrective
	Volets de régulation d'air	08	
	Thermocouples (T°C)	08	
	Conduit d'entrée d'air	06	
	bougie d'allumage	06	
	Capteurs de pression admission	04	
	Capteurs T°C / pression échappement	04	
Silencieux	04		

IV.8.5 Actions d'amélioration

Pour optimiser la disponibilité de la turbine à gaz MS5002C, il est essentiel de cibler en priorité les éléments appartenant à la première catégorie, c'est-à-dire ceux dont la criticité est supérieure à 18. Ces composants doivent faire l'objet d'une maintenance préventive systématique (inspection, nettoyage, lubrification, etc.) ainsi que d'une maintenance conditionnelle, reposant sur le suivi de paramètres via capteurs et instruments de surveillance.

Pour les éléments de la deuxième catégorie, dont la criticité est comprise entre 10 et 17, une maintenance systématique s'impose, consistant à remplacer périodiquement les équipements selon les recommandations constructeurs ou l'historique des pannes.

Chapitre IV: Etude de maintenance FMD et AMDEC de la TAG MS5002C

Enfin, les composants présentant une criticité inférieure à 10 peuvent être pris en charge par une maintenance corrective, c'est-à-dire une intervention uniquement en cas de défaillance effective, sans impact majeur sur la disponibilité globale du système.

IV.9 Comparaison des méthodes FMD et AMDEC appliquées à la TAGMS5002c

Tableau IV .15 : Comparaison synthétique entre les méthodes FMD et AMDEC

Critère	Méthode FMD	Méthode AMDEC
Objectif principal	Identifier les modes de défaillance par fonction et composant	Évaluer l'impact des défaillances sur la sûreté de fonctionnement et hiérarchiser les risques
Démarche	Étude qualitative : Description des fonctions, défaillances, causes et effets	Étude quantitative et qualitative : Ajout d'indicateurs de fréquence, gravité, détection → criticité
Vision apportée	Vision globale des points faibles du système par fonction	Approche plus structurée pour la prise de décision en maintenance et sûreté
Niveau de détail	Moins approfondie : ne permet pas de prioriser les actions	Très détaillée : permet de prioriser les éléments critiques et planifier les interventions
Outils utilisés	Tableaux descriptifs (Fonction – Défaillance – Cause – Effet)	Tableau AMDEC (Fonction – Mode – Cause – Effet – Détection – Criticité $F \times G \times D$)
Exploitation des résultats	Propose une vision qualitative sans hiérarchie	Résultats chiffrés → actions correctives ciblées sur les éléments à criticité élevée
Utilité pour la maintenance	Base de réflexion pour organiser les plans de maintenance	Outil de décision stratégique, orienté vers la maintenance préventive et conditionnelle
Utilité dans le projet	Utile pour la première phase d'analyse et compréhension fonctionnelle de la turbine	Indispensable pour déterminer les priorités de maintenance et construire une politique fiable
Application à la turbine	A permis d'identifier les principales fonctions à risque (ex : injection , refroidissement , échappement)	A mis en évidence les composants les plus critiques (aubes, injecteurs, chambre de combustion, etc ..)

La méthode FMD constitue une base de départ efficace pour cerner les dysfonctionnements fonctionnels potentiels de la turbine à gaz. Elle aide à bien comprendre le rôle de chaque composant et les types de défaillances possibles.

En revanche, la méthode AMDEC offre une approche plus stratégique et exploitable, en intégrant des critères de gravité, de fréquence et de détection, ce qui permet de classer les défaillances selon leur criticité. Dans le cadre de la gestion de la maintenance de la MS5002C, l'AMDEC s'avère plus opérationnelle et pertinente pour la réduction des arrêts imprévus, l'optimisation des ressources et l'amélioration globale de la fiabilité du système.

Conclusion générale

L'évaluation de la performance des systèmes industriels constitue un levier fondamental pour assurer la compétitivité et la maîtrise des processus de production. Dans le cadre de cette étude, nous avons adopté une démarche progressive d'analyse afin d'identifier, de hiérarchiser et de traiter les principales défaillances affectant la turbine à gaz MS5002C.

Dans un premier temps, l'utilisation de la méthode ABC (Pareto) nous a permis de réaliser une première classification des composants en fonction de leur fréquence de panne et de leur impact sur la disponibilité de l'équipement. Cette étape a été cruciale pour cibler les éléments les plus critiques et guider les phases d'analyse suivantes.

Ensuite, l'analyse FMD (Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité) a permis d'évaluer l'état général de la turbine en mettant en évidence des signes de vieillissement progressif susceptibles d'altérer son rendement et sa stabilité opérationnelle.

Enfin, l'application de la méthode AMDEC s'est révélée particulièrement pertinente pour analyser en profondeur les modes de défaillance potentiels, en évaluant leur gravité, fréquence et détectabilité. Elle a conduit à une priorisation claire des risques et à la formulation de recommandations concrètes pour améliorer la stratégie de maintenance.

Un apport fondamental à ce travail réside dans notre stage pratique effectué au sein de la société SONATRACH, sur le site gazier de Hassi R'mel – zone de Oued Noumer, en collaboration directe avec les équipes techniques. Ce stage nous a permis d'assister activement à une opération complète de maintenance périodique sur une turbine MS5002C, en suivant de près les différentes étapes : arrêt de l'installation, démontage, inspection des pièces critiques, remplacement des composants endommagés et remise en service conforme aux procédures techniques.

Nous avons également été impliqués dans des interventions de maintenance corrective, portant sur des défaillances ponctuelles (capteurs, lubrification, chambre de combustion). Ces interventions ont enrichi notre compréhension des outils de diagnostic, des conditions de sécurité, et des pratiques opérationnelles en situation réelle.

Par ailleurs, l'accès aux archives techniques de maintenance (rapports, historiques de pannes, plannings d'intervention) nous a offert une vision documentaire précise et précieuse, permettant de valider nos analyses théoriques par des données concrètes issues du terrain.

Tout au long de cette expérience, nous avons bénéficié de l'encadrement des ingénieurs et techniciens du département mécanique, ainsi que du soutien professionnel des équipes de la société ALGESCO, partenaire de SONATRACH, dont la rigueur opérationnelle et le savoir-faire nous ont permis d'évoluer dans un environnement technique hautement structuré.

Conclusion générale

En somme, cette étude illustre l'importance de l'approche intégrée entre les outils analytiques et l'expérience de terrain dans la mise en œuvre d'une stratégie de maintenance optimisée. Elle met également en lumière la valeur ajoutée que représente la formation pratique dans le parcours d'un futur ingénieur.

À l'avenir, l'introduction de solutions de maintenance intelligente, basées sur la collecte de données en temps réel et l'intelligence artificielle, pourrait constituer un levier stratégique pour une gestion plus proactive, efficiente et durable des équipements industriels.

Références bibliographiques

- [01]. B.HACHMAOUI, «Etude d'impact de changement de dimensionnement des tamis moléculaires 4A° par 5A° sur le fonctionnement de l'unité de déshydratation de Oued Noumer», mémoire de fin de formation, encadré par : Mr. A.DJEMMANE, Direction régional Hassi R'mel Sonatrach (2018) .
- [02]. Document de l'entreprise, fichier électronique, centre de production d'Oued Noumer , (2016) .
- [03]. Yakoub. Allaoua. GOUFFI, "Exploitation, amélioration du rendement et correction de la perte de flamme aux fours de stabilisation", Mémoire de fin de formation de SONATRACH à Oued Noumer, Janvier 2018.
- [04]. Larbi. BELDJOUDI , " Optimisation des paramètres de service des sècheurs gaz (T, P, Q, t) pour une meilleure efficacité ", Mémoire de fin de formation de SONATRACH à Oued Noumer , Mai 2017.
- [05]. I.Maatoub, Etude et préparatifs pour le démarraar : Mr. N.HEBBIR, Université de biskra , (2014) .
- [06]. A. Menidjel , Déshydratation du GN régénération des amines , SEMINAIRE, H. R'mel (2010) .
- [07]. Document de l'entreprise , Manuel opératoire : Récupération des gaz associés , Centre de production d'Oued Noumer .
- [08]. Document de l'entreprise, Manuel opératoire : Récupération du GPL , Centre de production d'Oued Noumer .
- [09]. N.HADJ KOUIDER, « Etude d'un groupe électrogène et son démarrage », Rapport de stage , Centre de production d'Oued Noumer , (2017) .
- [10]. David J. Taylor Olivier Crabos 2003 , “ GE Power Systems Gas Turbine and Combined Cycle Products Technology - Experience – Innovation ” , Gas turbine and Combined Cycle -GE Power Systems 2003 .
- [11]. Mémoire : Radja Djamel et Sadoudi Hamid «Conception d'un approximateur flou de la température de combustion de laturbine à gaz MS5002C » .
- [12]. A.Beggat , A.Necera , «Etude thermodynamique, maintenance et fiabilité d'une turbine à gaz MS 5002 C » , PFE de master , Université KasdiMerbah – Ouargla (2010/2011) .
- [13]. Djafourlounes , « Etude des boucle de temperature de la turbine a gaz MS5002C » projet de fin d'études .
- [14]. Document de l'entreprise , General Electric Service « Installation & Service Engineering International Departement » SONATRACH .
- [15]. mémoire de fin de formation , encadré par : Mr. M.ABERBOUR , Direction régional Hassi R'mel Sonatrach « TAG MS5002 » .
- [16]. S.ZEMIRI , « Etude vérification et amélioration des paramètres de service de la turbine à gaz MS5002b » mémoire fin de formation, encadré par : Mr. A.DJEMMANE , Centre de production d'Oued Noumer (2018) .
- [17]. A.BELHADJ « Simulation numérique de la combustion dans une chambre de combustion d'une turbine à gaz MS 5002C » , Mémoire master , encadré p (08) Document de l'entreprise NUOVO PIGNONE :« Manuel d'instruction , opération et d'entretien (volume 1) » SONATRACH .
- [18]. mémoire de Kaki.MBelahcene E.A , « Etude de vanes de gaz de la turbine à gaz MS5002C » projet de fin d'études .

Références Bibliographiques

- [19]. mémoire de AkmoumChaouki, «Étude du système de commande de la Turbine à Gaz MS5002C par signal FSR » projet de fin d'études .
- [20]. Youssouf Bibi « Etude de la sequence de démarrage de la turbine MS5002C (startup) » projet de fin d'études .
- [21]. « Training Manuel d'instructions , de fonctionnement et d'entretien (MS5002C) » volume I Nuovo Pignone .
- [22]. A.HERZALLAH : « Etude thermodynamique, maintenance et fiabilité d'un turbine à gaz MS5002b » mémoire d'ingénieur d'Etat encadré par : Mr. ZOUGAB, université de Boumerdas (2007) .
- [23]. Enrique Castillo, Roberto Mínguez , Carmen Castillo , Sensitivity analysis in optimization and reliability problems . Reliability Engineering & System Safety 2008: 93 (12) : 1788-1800 .
- [24]. HALIMI Djamel , Contribution à l'amélioration de la maintenance préventive des machines dynamiques dans l'industrie des hydrocarbures, Génie Mécanique , Alger, Université , M'HAMED Bougara-Boumerdes , Faculté des hydrocarbures et de la chimie ,2014 , 115p .
- [25]. AFNOR. Recueil des normes françaises X 06, X 50, X 60, AFNOR, 1998.
- [26]. Norme AFNOR X 60-510 de décembre 1986 .
- [27]. NF X60-000, Maintenance industrielle - Fonction maintenance, AFNOR, 3ème Tirage,Mai 2002.
- [28]. AFNOR, "Comment Réussir votre Maintenance", La collection des Guides de l'Utilisateur, 1999 .
- [29]. B.BOUMAD , M.HALLAL : « Passage et comparaison entre l'ancienne et la nouvelle technologie apportée à la turbine à gaz MS5002b », mémoire d'ingénieur d'Etat, encadré par : Mr.HALIMI, université de Boumerdas , (2006).
- [30]. A.HATHAT,H.DEBLAOUI : «Etude analytique FMD d'une turbine DR990»,mémoire master , encadré par : Mr. R.KAREK , Université KasdiMerbah-Ouargla , (2015) .
- [31]. ASBAI Samir, Evaluation des caractéristiques de la sûreté de fonctionnement d'une turbine à gaz , Master en Génie Mécanique, Alger , Université de A.MIRA Bejaia, 2017, 73p
- [32]. BELLAOUAR Ahmed et BELEULMI Salima, Fiabilité Maintenabilité Disponibilité, Algèr , Univerité Constantine1 , Département Génie des Transports, 2014, 106p
- [33]. [AFNOR.1998] AFNOR. Recueil des normes françaises X 06, X 50, X 60, AFNOR,1998.
- [34]. [TAHAN, 1998] A. Tahan, C. Valderrama, H. Duran , " TPM – Total Productive Maintenance " .
1ère édition : 1 octobre 1998 .
- [35]. [KAFFEL, 2001] H. Kaffel , " La maintenance distribuée : concept, évaluation et mise en œuvre " . Thèse présentée à la faculté de l'étude supérieure de l'université Laval pour l'obtention du grade de philosophiaedocteur (ph.d) département de génie mécanique faculté des sciences et de génie université Laval Québec octobre 2001 .
- [36]. A.ABDICHE : « ETUDE THERMODYNAMIQUE, MAINTENANCE ET FIABILITE D'UNE TURBINE A GAZ MS 5002b », mémoire d'ingénieur d'Etat, encadré par : Mr. ZOUGAB, université de Boumerdas.
- [37]. [BOITTEL, 1987] D. BOTTEL, C. HAZARD, Guide de la maintenance . Edition NATHAN 1987 .

ANNEXE A

β	A	B	β	A	B	β	A	B
0,2	120	1 901	1,5	0,9027	0,613	4	0,9064	0,254
0,25	24	199	1,55	0,8994	0,593	4,1	0,9077	0,249
0,3	92,625	50,08	1,6	0,8966	0,574	4,2	0,9086	0,244
0,35	5,291	19,98	1,65	0,8942	0,556	4,3	0,9102	0,239
0,4	33,234	10,44	1,7	0,8922	0,54	4,4	0,9146	0,235
0,45	24,686	6,46	1,75	0,8906	0,525	4,5	0,9125	0,23
0,5	2	4,47	1,8	0,8893	0,511	4,6	0,9137	0,226
0,55	17,024	3,35	1,85	0,8882	0,498	4,7	0,9149	0,222
0,6	1,546	2,65	1,9	0,8874	0,486	4,8	0,916	0,218
0,65	13,663	2,18	1,95	0,8867	0,474	4,9	0,9171	0,214
0,7	12,638	1,85	2	0,8862	0,463	5	0,9162	0,21
0,75	11,906	1,61	2,1	0,8857	0,443	5,1	0,9192	0,207
0,8	1,133	1,43	2,2	0,8856	0,425	5,2	0,9202	0,203
0,85	1,088	1,29	2,3	0,8859	0,409	5,3	0,9213	0,2
0,9	10,522	1,17	2,4	0,8865	0,393	5,4	0,9222	0,197
0,95	1,0234	1,08	2,5	0,8873	0,38	5,5	0,9232	0,194
1	1	1	2,6	0,8882	0,367	5,6	0,9241	0,191
1,05	0,9803	0,934	2,7	0,8893	0,355	5,7	0,9251	0,186
1,1	0,9649	0,878	2,8	0,8905	0,344	5,8	0,926	0,165
1,15	0,9517	0,83	2,9	0,8919	0,334	5,9	0,9269	0,183
1,2	0,9407	0,787	3	0,893	0,316	6	0,9277	0,18
1,25	0,99314	0,75	3,1	0,8943	0,325	6,1	0,9266	0,177
1,3	0,9236	0,716	3,2	0,8957	0,307	6,2	0,9294	0,175
1,35	0,917	0,667	3,3	0,897	0,299	6,3	0,9302	0,172
1,4	0,9114	0,66	3,4	0,8984	0,292	6,4	0,931	0,17
1,45	0,9067	0,635	3,5	0,8997	0,285	6,5	0,9316	0,168
1,5	0,9027	0,613	3,6	0,9011	0,278	6,6	0,9325	0,166
1,55	0,8994	0,593	3,7	0,9025	0,272	6,7	0,9335	0,163
1,6	0,8966	0,574	3,8	0,9083	0,266	6,8	0,934	0,161
1,65	0,8942	0,556	3,9	0,9051	0,26	6,9	0,9347	0,15

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Université de Ghardaïa
Faculté des Sciences et de la Technologie



جامعة غرداية
كلية العلوم والتكنولوجيا

القسم : الآلية و الكهروميكانيك .

الشعبة : إلكتروميكانيك .

التخصص : 2 ماستر صيانة صناعية .

غرداية في : 2025 / 06 / 09

شهادة ترخيص بالتصحيح و الإيداع :

أنا الأستاذة (ة) : Boukkavithamel .

بصفتي المشرف المسؤول عن تصحيح مذكرة تخرج (ليسانس / ماستر / دكتوراه) المعنونة بـ :

« Optimisation De La Maintenance Par Différents Méthode D'une Turbine A Gaz MS5002C »

من إنجاز الطلبة :

رزمة محمد فاروق

عزیز عبد القادر

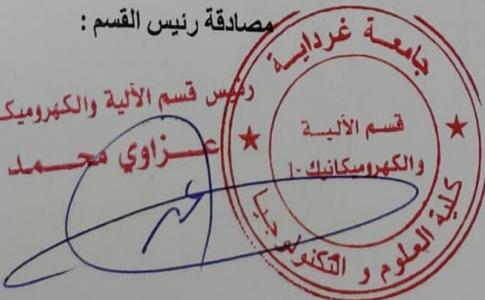
التي نوقشت بتاريخ : 2025 / 06 / 11 .

أشهد أن الطلبة قد قاموا بالتعديلات و التصحيحات المطلوبة من طرف لجنة المناقشة و قد تم التحقق من ذلك من طرفنا و قد استوفت جميع الشروط المطلوبة .

مصادقة رئيس القسم :

رئيس قسم الآلية والكهروميكانيك

عزواي محمد



إمضاء المسؤول عن التصحيح :

Boukkavithamel