

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

ÉCOLE SUPÉRIEURE DE
TECHNOLOGIES INDUSTRIELLES -
ANNABA -



المدرسة العليا للتكنولوجيا
- الصناعية - مخازن -

Année / 2019

DEPARTEMENT DU SECOND CYCLE

FILIÈRE
GENIE INDUSTRIEL

MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat

Analyse des modes de défaillances par la méthode AMDEC : Application
à une turbine au sein de SONATRACH sise Rhourde-Nouss

Spécialité

Maintenance et Fiabilité des Systèmes Industriels

Par

YAHIAOUI Imad Eddine

&

BENHAMADOUCHE Islem Maklouf.

Encadreur :

Mme. SMILI Karima

Maitre conférences B

Ecole supérieure de technologies industrielles

Président :

Mr. ALI-RACHDI Mahieddine

Professeur

Ecole supérieure de technologies industrielles

Examineurs :

Mr. BOUCLAGHEM Abdelaziz

Professeur

Ecole supérieure de technologies industrielles

Mr. BOUSSAID Ouzine

Professeur

Ecole supérieure de technologies industrielles

Remerciements

Nous remercions avant tout ALLAH le tout puissant de nous avoir donné la volonté, santé et surtout courage de mener à bien ce travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance et nos vifs remerciements à Mme Karima SMILI notre directrice de recherche qui nous a aidés énormément à faire ce travail et pour son effort fourni, ses conseils constructifs, sa patience et sa persévérance.

La réalisation de ce travail s'appuie également sur un environnement de travail agréable, donc Merci à toutes personne qui nous a soutenu

Résumé

L'évaluation de performances des systèmes industriels est un élément essentiel du pilotage des entreprises dans leur recherche récurrente d'une plus grande compétitivité. La sûreté de fonctionnement rend compte de l'aptitude des systèmes à remplir sa mission et à résister aux défaillances matérielles, ainsi qu'aux agressions issues de son environnement. Cette étude a pour principal objectif d'évaluer la sûreté de fonctionnement, mettre ainsi en place, une méthode d'analyse des modes de défaillances, de leurs effets et de leurs criticités (AMDEC) d'une turbine à gaz au sein de l'entreprise SONATRACH sise Rhourde-Nouss. Une étude FMD (Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité) s'impose pour évaluer l'état de cette turbine. Ce qui nous permettra d'établir un moyen de diagnostic et d'apporter par conséquent des améliorations quant à son fonctionnement. Cette opération peut se réaliser en maîtrisant les points faibles et critiques de la turbine, sur lesquels il faut agir.

Mots clés : Maintenance, AMDEC, FMD, turbine à gaz.

Abstract

The performance evaluation of industrial systems is an essential element in the management of companies in their recurrent quest for greater competitiveness. Operational reliability reflects the ability of systems to fulfil their mission and to withstand hardware failures and environmental stresses. The main objective of this study is to evaluate the operational safety, thus setting up a method for analysing the failure modes, their effects and criticalities (FMECA) of a gas turbine within the company SONATRACH located in Rhourde-Nouss. An FMD (Reliability, Maintainability, Availability) study is required to assess the condition of this turbine. This will allow us to establish a means of diagnosis and therefore make improvements in its functioning. This operation can be carried out by controlling the weak and critical points of the turbine, on which it is necessary to act.

Keywords: Maintenance, FMECA, FMD, gas turbine

ملخص

يعتبر تقييم أداء الأنظمة الصناعية عنصرا أساسيا في إدارة الشركات في بحثها المتكرر عن قدر أكبر من التنافسية. تعكس السلامة التشغيلية قدرة الأنظمة على أداء مهمتها ومقاومة الإخفاقات المادية وكذلك حمايتها من تأثير بيئتها عليها. الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو تقييم نجاعة الآلات و الأنظمة، وبالتالي وضع طريقة لتحليل أوضاع الفشل وتأثيراتها وحساسيتها لتوربينات الغاز داخل شركة سوناطراك غرد النص في دراسة (الموثوقية ، الصيانة ، التوفر) ضرورية لتقييم حالة هذا التوربينة. سيتيح لنا ذلك إنشاء وسيلة للتشخيص وإجراء تحسينات في تشغيله. يمكن تحقيق هذه العملية من خلال التحكم في النقاط الضعيفة والحرارة للتوربين ، والتي من الضروري العمل عليها.

الكلمات الرئيسية: الصيانة ، تحليل أوضاع الفشل وتأثيراتها وأهميتها ، نجاعة صيانة جاهزية ، العنفة الغازية.

Sommaire

REMERCIEMENTS.....	I
RESUME.....	II
ABSTRACT	III
ملخص	IV
SOMMAIRE.....	V
LISTE DES FIGURES.....	XI
LISTE DES TABLEAUX.....	XIII
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE	3
I.1 INTRODUCTION :	4
I.2 PRESENTATION DE L'ENTREPRISE :	4
I.3 DESCRIPTION DU SITE RHOURE-NOUSS :	5
I.3.1 <i>Situation géographique</i>	5
I.3.2 <i>Historique de la région</i> :	6
I.3.3 <i>Les principaux champs du site</i> :	6
I.4 DESCRIPTION DU COMPLEXE DE RHOURE-NOUSS :	8
I.4.1 <i>Charge de production</i> :	9
I.4.2 <i>Réseau collecteur</i>	9
I.4.3 <i>Activités</i> :	9
I.4.3.1 La Phase A : (traitement de gaz)	9
I.4.3.2 La Phase B :	10
I.4.3.3 Centre de compression et de séparation (CSC) :	10
I.4.3.4 Centre processing and facility (CPF):.....	10
I.4.4 <i>Organigramme du complexe de Rhourde-Nouss</i> :	11
I.4.5 <i>Division maintenance</i>	11
I.4.5.1 Les services de la division Maintenance :	12
Service turbomachine :	12
Service planification et méthodes :	12
Service instrumentation :	12
Service inspection corrosion :	12
Service mécanique industriel :	12

Service électricité :	13
I.4.5.2 But de la division maintenance :	13
I.5 SECURITE :	13
I.5.1 Moyens fixe :	13
I.5.1.1 Réseau d'eau de lutte d'incendie « U89 » :	13
I.5.2 Moyens mobiles :	14
I.6 CONCLUSION :	14
CHAPITRE II : GENERALITE SUR LA MAINTENANCE	15
II.1 INTRODUCTION	16
II.2 DEFINITION DE LA MAINTENANCE	16
II.3 OBJECTIF ET ROLE DE LA MAINTENANCE	17
II.4 LES CINQ NIVEAUX DE MAINTENANCE :	18
II.5 LES DIFFERENTES METHODES DE MAINTENANCE :	19
II.5.1 La maintenance préventive (PM) :	20
II.5.1.1 La maintenance préventive systématique :	20
II.5.1.2 La maintenance préventive conditionnelle :	20
II.5.1.3 La Maintenance prévisionnelle :	21
II.5.2 La maintenance corrective :	21
II.5.2.1 Maintenance corrective curative :	21
II.5.2.2 Maintenance corrective palliative :	21
II.5.3 Maintenance améliorative :	22
II.6 OBJECTIFS DES PROGRAMMES DE MAINTENANCE	22
FIABILITE, MAINTENABILITE ET DISPONIBILITE (FMD) DES SYSTEMES :	23
II.7 INTRODUCTION :	23
II.8 DEFINITION DE LA FIABILITÉ	23
II.8.1 Objectifs de la fiabilité	23
II.8.2 Les différents types de la fiabilité	23
Fiabilité prévisionnelle :	23
Fiabilité intrinsèque :	23
Fiabilité opérationnelle :	23
II.8.3 Les indicateurs de la fiabilité	24
II.8.4 Les principales lois de probabilité utilisées en fiabilité :	24
II.9 LA LOI DE WEIBULL	25
II.10 RELATION ENTRE LA MAINTENANCE ET LA FIABILITE	26
II.11 DEFINITION DE LA MAINTENABILITE	26
La maintenabilité intrinsèque :	27

La maintenabilité prévisionnelle :	27
La maintenabilité opérationnelle :	27
<i>II.11.1 Les indicateurs de la maintenabilité</i>	<i>27</i>
<i>II.11.2 Les lois mathématiques de la maintenabilité</i>	<i>27</i>
<i>II.11.3 Maintenabilité et maintenance :</i>	<i>27</i>
II.12 DEFINITION DE LA DISPONIBILITE	28
<i>II.12.1 Les types de disponibilité :</i>	<i>28</i>
<i>II.12.2 Maintenabilité et disponibilité :</i>	<i>28</i>
II.13 NIVEAUX D'ARBORESCENCE TOUCHES PAR FMD	29
II.14 INDICATEURS D'UN SYSTEME REPARABLE.....	29
II.15 DEFINITION DE LA SECURITE	30
ETUDE AMDEC.....	31
II.16 DEFINITION DE L'AMDEC	31
II.17 DIFFERENTS TYPES D'AMDEC.....	31
<i>II.17.1 L'AMDEC organisation</i>	<i>31</i>
<i>II.17.2 L'AMDEC-Produit</i>	<i>31</i>
<i>II.17.3 L'AMDEC-Processes.....</i>	<i>31</i>
<i>II.17.4 L'AMDEC moyen.....</i>	<i>31</i>
<i>II.17.5 L'AMDEC service</i>	<i>32</i>
<i>II.17.6 L'AMDEC sécurité.....</i>	<i>32</i>
II.18 DEFINITIONS ET TERMINOLOGIE :	32
<i>II.18.1 Défaillance</i>	<i>32</i>
<i>II.18.2 Mode de défaillance.....</i>	<i>32</i>
<i>II.18.3 Classification des défaillances.....</i>	<i>33</i>
II.18.3.1 Classification de la défaillance par cause :	33
II.18.3.1.1 Défaillances aléatoires :	33
II.18.3.1.2 Défaillance systématique :	33
II.18.3.2 Classification de la défaillance par impact sur la performance :	34
II.18.3.2.1 Défaillances intermittentes :	34
II.18.3.2.2 Défaillance étendue :	34
<i>II.18.4 Cause de défaillance</i>	<i>34</i>
<i>II.18.5 Effet de défaillance</i>	<i>35</i>
II.19 METHODOLOGIE DE L'AMDEC :	35
<i>II.19.1 Echèle de mesure des paramètres :</i>	<i>36</i>
II.19.1.1 Détermination de la gravité :	36
II.19.1.2 Détermination de la probabilité ou fréquence	37

II.19.1.3	Moyens de détection	37
II.19.2	Calcul de la criticité	38
II.19.3	Hiérarchisation.....	38
II.20	CONCLUSION	39
CHAPITRE III : GENERALITE SUR LA TURBINE A GAZ.		40
III.1	INTRODUCTION :	41
III.2	DEFINITION DES TURBINES A GAZ :	41
III.3	HISTORIQUE DE LA TURBINE A GAZ :	41
III.4	CLASSIFICATION DES TURBINES :	43
III.4.1	Mode de Travail (mode d'action du gaz) :	43
Turbine à action :		43
Turbine à réaction :		43
III.4.2	Mode d'injection du gaz :	43
Injection totale :		43
Injection partielle :		43
III.4.3	Mode de construction (disposition des arbres) :	43
Turbine mono-arbre :		43
Turbine bi-arbre :		43
III.4.4	Mode de fonctionnement (selon le cycle) :	44
La turbine à gaz à cycle fermé :		44
La turbine à gaz à cycle ouverte :		44
III.4.5	Mode de circulation du gaz :	44
Turbines axiales :		44
Turbines radiales :		44
III.4.6	Selon le travail fourni :	44
Générateur de gaz (Gazéificateur) :		44
Une turbine de puissance (travail) :		44
III.4.7	Selon la conception :	44
Turbines industrielles.....		44
Turbine dérivée :		44
III.5	CONSTITUTION LA TURBINE INDUSTRIELLE (OBJET D'ETUDE MS5002B) :	45
III.5.1	Section admission :	46
III.5.2	Section compression :	47
III.5.3	Section combustion :	48
III.5.4	Section turbine :	49
III.5.5	Système auxiliaire :	51
III.5.5.1	Système de démarrage :	51

III.5.5.2	Système de graissage :	51
III.5.5.3	Système de commande de combustible :	51
III.5.5.4	Système de refroidissement et d'étanchéité	51
III.5.5.5	Système de protection :	51
III.5.5.5.1	Protection de survitesse :	51
III.5.5.5.2	Protection de dépassement de la température :	52
III.5.5.5.3	Protection et détection des vibration :	52
III.5.5.5.4	Protection et détection de flamme	52
III.5.5.5.5	Dispositive anti-pompage :	52
III.6	PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA TURBINE A GAZ :	52
III.6.1	<i>Cycle théorique des installations à turbine à gaz :</i>	53
III.7	AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES TURBINES A GAZ :	55
III.7.1	<i>Avantages :</i>	55
III.7.2	<i>Inconvénients</i>	55
III.8	PRINCIPALE DEFAILLANCE DE LA TURBINE A GAZ MS5002 :	56
III.9	MAINTENANCE APPLIQUEE SUR LES TURBINES A GAZ 5002B :	56
III.9.1	<i>La maintenance systématique (les inspections à l'arrêt) :</i>	56
III.9.1.1	Une inspection du système combustion (CI) :	56
III.9.1.2	Inspections de la veine des gaz chauds (hot gas parth inspection HGPI)	56
III.9.1.3	Révision générale (major inspection MI) :	57
III.10	CONCLUSION	57
PROBLEMATIQUE		ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
DESCRIPTION DU PROBLEME		ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
MOTIVATION DE L'ETUDE		ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
PROBLEMATIQUE		ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
OBJECTIFS DU PROJET :		ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
CHAPITRE IV : ANALYSE DE LA SURETE DE FONCTIONNEMENT ET AMDEC DE LA TURBINE A GAZ.....		58
IV.1	INTRODUCTION	59
IV.2	FICHE HISTORIQUE DES PANNES :	60
IV.3	ÉTUDE DE LA FMD :	60
IV.3.1	<i>Détermination des paramètres de la loi de fiabilité :</i>	60
IV.3.2	<i>Exploitation des formules de la loi de Weibull :</i>	61
IV.3.2.1	Calcul de l'MTBF :	61
IV.3.2.2	Calcul de l'écart type :	61
IV.3.3	<i>Détermination des fonction $f(t)$ $F(t)$ $R(t)$ et $\lambda(t)$</i>	61
IV.3.3.1	La densité de probabilités $f(t)$	61

IV.3.3.2	La fonction de répartition $F(t)$	61
IV.3.3.3	La fonction de fiabilité $R(t)$:.....	61
IV.3.3.4	La fonction de taux de défaillance $\lambda(t)$:.....	62
IV.3.4	<i>Valeurs associées à l'MTBF</i> :	62
IV.3.4.1	La fonction de répartition $f(t)$	62
IV.3.4.2	La fonction de répartition $F(t)$	62
IV.3.4.3	La fonction de fiabilité $R(t)$:.....	62
IV.3.4.4	La fonction de taux de défaillance $\lambda(t)$:.....	62
IV.3.5	<i>Représentations des fonctions f, F, R, λ en fonction du TBF</i> :	64
IV.3.5.1	Représentation graphique de la densité de probabilités $f(t)$ en fonction de TBF.....	64
IV.3.5.2	Représentation graphique de la fonction de répartition $F(t)$ en fonction de TBF.....	65
IV.3.5.3	Représentation graphique de la fonction de fiabilité $R(t)$ en fonction de la TBF :.....	66
IV.3.5.4	Représentation graphique de la fonction du taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction de TBF :.....	67
IV.3.6	<i>Test d'adéquation Kolmogorov-Smirnov</i> :	68
IV.3.7	<i>Estimation de la maintenabilité</i>	70
IV.3.7.1	Calcul du MTTR :	71
IV.3.7.2	Taux de réparation μ :	71
IV.3.7.3	Fonction de la maintenabilité stricte $M(t)$:	71
IV.3.7.4	Représentation de la maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR :	72
IV.3.8	<i>Estimation de la disponibilité</i>	72
IV.3.8.1	La disponibilité instantanée $D(t)$	72
IV.3.8.2	Représentation de la disponibilité $D(t)$ en fonction de TTR.....	74
IV.3.9	<i>Discussion sur les résultats</i> :	74
IV.4	APPLICATION DE L'AMDEC SUR LA TURBINE A GAZ MS5002B	75
IV.4.1	<i>Introduction</i> :.....	75
IV.4.2	<i>Méthodologie d'application de l'AMDEC</i>	75
IV.4.3	<i>Analyse fonctionnelle du système</i>	76
IV.4.4	<i>Décomposition du système</i> :	77
IV.4.5	<i>Objectif à atteindre par l'AMDEC</i> :.....	77
IV.4.6	<i>Évaluation des effets des modes de défaillance</i>	77
IV.4.7	<i>Hiérarchisation des modes de défaillance selon leur criticité</i> :	83
IV.4.8	<i>Interprétation des résultats</i> :	84
IV.5	RECOMMANDATION :	84
IV.5.1	<i>Proposition d'un plan préventif de la turbine à gaz MS 5002 selon la période</i> :.....	85
IV.6	CONCLUSION	86
CONCLUSION GENERALE		87
BIBLIOGRAPHY.....		88

Liste des figures

Figure 1: Ligne de transport du gaz et du pétrole.	5
Figure 2: Les principaux champs du site.....	7
Figure 3: Schéma simplifié des quatre usines.	8
Figure 4: Organigramme du complexe de Rhourde-Nouss.....	11
Figure 5: Organigramme de la division maintenance.	12
Figure 6: Réseau d'eau de lutte d'incendie « U89 ».	14
Figure 7: Le contenu de la fonction maintenance.	16
Figure 8: Les méthodes de la maintenance.	19
Figure 9: Les actions de la maintenance corrective.	22
Figure 10: Objectifs de la maintenance.....	22
Figure 11. L'impact de la maintenance sur la fiabilité des équipements.	26
Figure 12: Relation entre la maintenabilité et la disponibilité	29
Figure 13: Indicateurs d'un système réparable.....	30
Figure 14: Classification des défaillances par cause.	33
Figure 15: Modèle 3D de la turbine à gaz GE MS5002.....	42
Figure 16: Modèle 3D de la turbine à gaz GE MS5002 (sans la carcasse).	45
Figure 17: Vue éclatée en 3D de la turbine à gaz GE MS5002.....	45
Figure 18: Section d'admission.	46
Figure 19: Modèle 3D de la section compression de la turbine à gaz GE MS5002.....	47
Figure 20: Schéma représentatif du compresseur.	47
Figure 21: Section combustion.....	48
Figure 22: Directrice 1er étage.....	49

Figure 23:Directrice à aubes du 2eme étage.	49
Figure 24: Roue de la turbine du 1er étage (turbine HP).	50
Figure 25:Roue du 2em étage (turbine BP).....	50
Figure 26: Principe de fonctionnement de la turbine à gaz.....	53
Figure 27: Diagramme comparatif des cycles : idéal 1, 2a,3, 4a,1 et réel 1, 2, 3, 4, 1.....	54
Figure 28: Représentation graphique de la densité de probabilités $f(t)$	64
<i>Figure 29: La répartition $F(t)$ en fonction de temps de bon fonctionnement.</i>	<i>65</i>
<i>Figure 30: Représentation graphique de la fiabilité en fonction du TBF.</i>	<i>66</i>
<i>Figure 31: La fonction de taux de défaillance $\lambda(t)$.</i>	<i>67</i>
Figure 32: Représentation graphique de la maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR.	72
<i>Figure 33: Représentation graphique de la disponibilité $D(t)$ en fonction de TTR.</i>	<i>74</i>
Figure 34: Schéma du système de la turbine à gaz GE MS5002.	76
Figure 35: Décomposition du système.	77

Liste des tableaux

Table 1: Les niveaux de la maintenance.	18
Table 2: niveaux d'arborescence de la FMD.....	29
Table 3: Echèle de mesure de la gravité.....	36
Table 4:Echèle de mesure de la fréquence.	37
Table 5: Echèle de mesure de la détection.	37
Table 6:Echèle d'hiérarchisation de la criticité.	38
Table 7: Fiche historique des pannes et des temps entre chaque défaillance.....	60
Table 8: Les paramètres de la loi de Weibull.....	60
Table 9: Calcul de la fiabilité.	63
Table 10: Calcul du teste de Kolmogorov-Smirnov.....	69
Table 11: Fiche historique des interventions.....	70
Table 12: Calcul de la fiabilité	73
Table 13: AMDEC du sous-système d'admission.	78
Table 14 : AMDEC du sous-système de combustion.	79
<i>Table 15: AMDEC du sous-système de compression.</i>	<i>80</i>
Table 16: AMDEC du sous-système turbine.....	81
Table 17 : Hiérarchisation des modes de défaillance.	83
Table 18 : Plan maintenance préventif.	85

Introduction Générale

Le monde de l'industrie actuel dispose de machines et d'installations de plus en plus performantes et complexes. Les exigences de sécurité la réduction des coûts d'exploitation et la maîtrise de la disponibilité des équipements font que la politique de maintenance des systèmes joue un rôle prépondérant. Cette dernière, doit permettre de maintenir le fonctionnement des machines au plus haut niveau de performance tout en prenant en considération le coût et la sécurité.

Bien que les machines présentes sur les champs d'extraction du gaz au complexe SONATRACH soient robustes et performantes, elles sont, comme toutes autres machines sensibles aux défaillances et à la dégradation, ce qui influe sur leur rendement et peut carrément engendrer l'arrêt de tout le processus du complexe. Pour faire face aux pannes, le complexe applique une politique de maintenance qui balance entre une maintenance corrective et une maintenance préventive.

Le complexe SONATRACH est constitué d'un nombre d'unités avec plusieurs équipements modernes, parmi lesquels la TURBINE, qui constitue un équipement indispensable pour le complexe. La turbine, comme tout autre système, peut éventuellement tomber en panne, sa défaillance induit une maintenance corrective donc une forme d'indisponibilité ce qui engendre des coûts importants.

Pour répondre à ces défis, un bon nombre de travaux a été réalisé, en vue de développer des méthodes de maintenance et repenser de façon efficace les opérations industrielles, à l'aide des différents outils. En effet, notre travail consiste Notre travail consiste essentiellement à évaluer la sûreté de fonctionnement définie par certains chercheurs [1] comme «la propriété d'un système qui permet de placer une confiance justifiée dans le service qu'il délivre ».

Par ailleurs, sachons qu'améliorer et maîtriser la sûreté de fonctionnement des systèmes nécessite la connaissance et la compréhension des certains éléments essentiels. C'est la raison pour laquelle, nous avons présenté les concepts et les outils de la sûreté de fonctionnement d'après les normes en vigueur. L'amélioration de la sûreté de fonctionnement ne peut se faire que si on connaît la classification des défaillances en fonction de diverses situations possibles ainsi que les défauts de pannes. La connaissance de ces notions est indispensable pour l'accomplissement de l'analyse des risques en vue de l'amélioration de la sûreté de fonctionnement des systèmes industriels. Dans

ce contexte, nous tentons de présenter, la méthode d'analyse et d'évaluation des risques la plus souvent utilisée dans différentes activités. L'AMDEC, la difficulté de l'implémentation est dans l'optimisation de l'effort entre le coût de l'analyse AMDEC (dépendant de la profondeur de l'analyse) et le coût de l'amélioration à apporter.

Notre mémoire se divise en quatre chapitres :

- Le premier chapitre est dédié à une présentation de l'entreprise
- Le deuxième est consacré aux généralités sur la Turbine à Gaz.
- Dans le troisième nous abordons des généralités sur la maintenance, l'FMD et l'AMDEC.
- Le quatrième chapitre concerne l'analyse des défaillances, l'évaluation des paramètres de l'FMD et la mise en œuvre de l'AMDEC

Enfin, nous clôturons ce mémoire par une conclusion dans laquelle nous résumons les résultats de notre recherche, en exposant des perspectives pour des futures explorations dans le domaine.

Chapitre I :

Présentation de

l'entreprise

I.1 Introduction :

Dans ce chapitre nous présentons l'entreprise SONATRACH qui nous a accueilli pour effectuer notre stage de fin d'étude. En premier, lieu nous décrivons l'entreprise et la situation géographique de son site Rhourde-Nouss tel que son histoire, les champs sous son contrôle et les déferentes usines présentes sur ce site.

En second lieu, nous présentons la structure administrative du complexe de Rhourde-Nouss en gros, et la structure de la division maintenance en détail, nous clôturons ce chapitre par les moyens déployés pour assurer la sécurité du complexe.

I.2 Présentation de L'entreprise :

La société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés est une compagnie nationale pétrolière et gazière parmi les plus performantes dans le monde. Elle a été créée par décret n°63-491 du 13-02-1963.

SONATRACH a pour mission de valoriser les importantes réserves en hydrocarbures de l'Algérie. Cet acteur majeur de l'industrie pétrolière, surnommé la major africaine, tire sa force de sa capacité à être un groupe entièrement intégré sur toute la chaine de valeur des hydrocarbures. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

Elle est classée régulièrement parmi les douze grandes compagnies pétrolières mondiales, grâce à :

- Un potentiel humain qualifié.
- Une législation très attractive et compétitive en matière d'hydrocarbures.
- D'impotentes réserves.
- Plus de 50 ans dans le domaine d'exploitation et du développement des champs.
- Une grande expérience dans l'industrie du GAZ et pétrole.
- Une situation géoéconomiques privilégiée, avoisinant l'important marché de l'union européenne et ouvert sur le reste.

I.3 Description du site Rhourde-Nouss :

I.3.1 Situation géographique

La région de Rhourde Nouss fait partie de la wilaya d'ILLIZI. Elle est située à 350 km au Sud-est de OUARGLA, à 1200 km au Sud-est d'ALGER et à 270 km au Sud-est de HASSI MESSAOUD et reliée à la route nationale N3 (Ouargla-Illizi).

L'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer et son climat est désertique (sec avec un très faible taux d'humidité) avec un écart important de température entre l'hiver et l'été (-5°C à 55°C). On observe aussi une fréquence importante des vents de sable.

La région de RHOURE NOUSS est composée de plusieurs gisements sur un rayon de 100 km par rapport au siège de la direction régionale qui est située dans le champ de Rhourde Nouss centre.

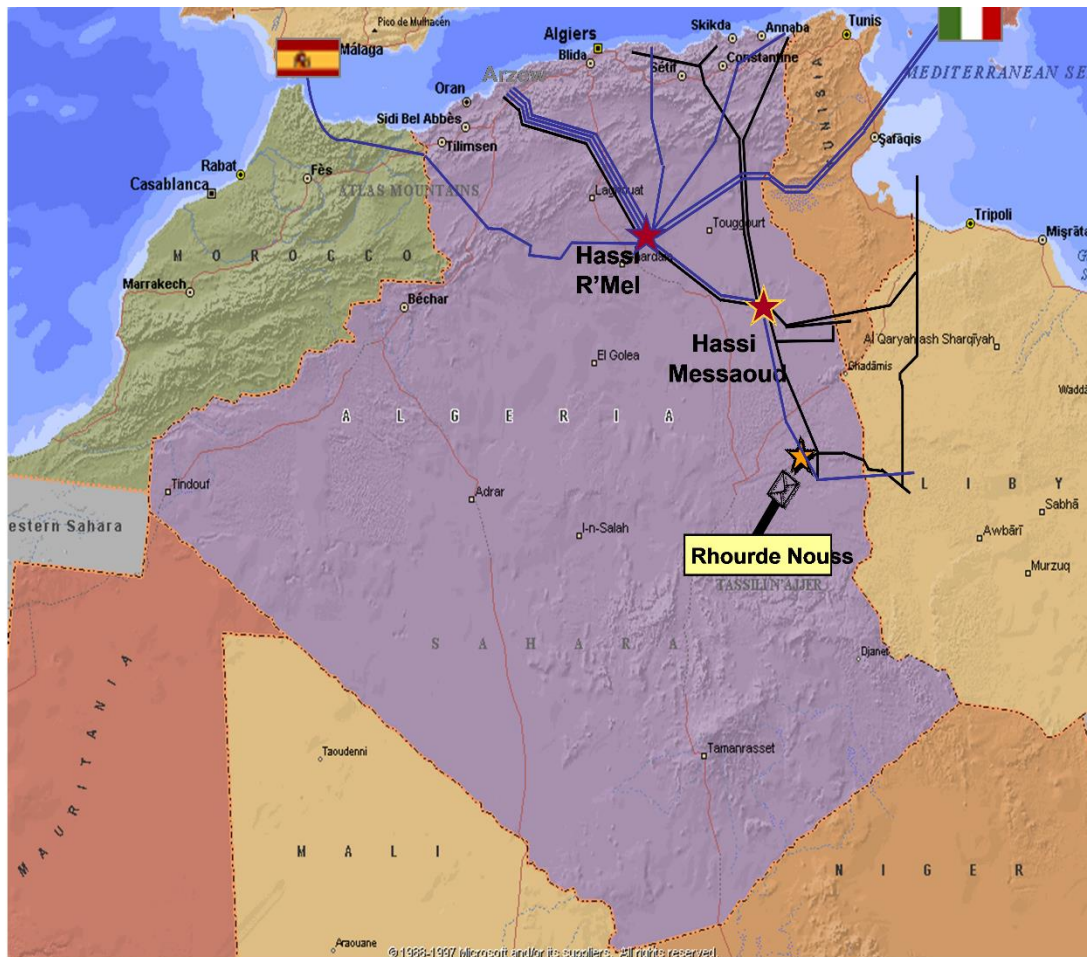


Figure 1: Ligne de transport du gaz et du pétrole.

I.3.2 Historique de la région :

La Première découverte de gaz à RHOURE NOUSS fut en 1956. Le premier puits RN1, foré en 1962, a mis en évidence la présence de gaz riche en condensât.

Après la découverte de l'huile sur le puits RN4 un centre de traitement d'huile a été construit et mis en exploitation en 1966.

Les grandes étapes qui ont ponctué le développement de la région RHOURE NOUSS :

- 10-Mai-1966 : Mise en service du Centre de traitement d'huile CTH.
- 28-Jan-1988 : Démarrage de l'usine phase A (phase A).
- 14-Juin-1989 : Mise en service de Rhourde Adra.
- 24-Avril-1992 : Mise en service de Rhourde Hamra.
- 29-Mai-1992 : Mise en service de Rhourde Chouf.
- 16-Juin-1995 : Démarrage de l'usine de HAMRA.
- 23-Mai-1996 : Première expédition de GPL (HAMRA).
- 13-Août-1999 : extension de la phase A par un cinquième train d'une capacité de 10.250 millions SM³/j de gaz.
- Fin Février-2000 : Démarrage de l'usine GPL (Phase B) d'une capacité de traitement de 48 millions de m³/j pour la production de 3800 t/j du GPL.
- 06-Mars-2000 : Première expédition de GPL (Rhourde Nouss).
- 1995 : La région de RHOURE NOUSS a été la première unité de SONATRACH à avoir installé un système DCS au niveau de HAMRA et la transmission de données en temps réel.
- 24 Février. 2012 : Démarrage du centre de séparation et de compression pour la production d'huile « CSC ». Ainsi qu'une centrale électrique de 21 MW d'énergie pour la région.

I.3.3 Les principaux champs du site :

Les principaux champs mis en exploitation sont :

- Champ de Rhourde Nouss (centre, sud-ouest et sud-est).
- Champ de Rhourde Adra et Rhourde Adra centre.
- Champ de Rhourde Chouf.
- Champ de Rhourde Hamra.
- Champ de Hamra.

D'autres champs, ont été découverts et seront développés dans le futur, il s'agit de :

- Champ de Rhourde Hamra Sud-Est.
- Champ de Rhourde Adra sud.
- Champ de Mouilah.
- Champ de Dra Allal.
- Champ de Ektaia.
- Champ de Merksem.

Les principaux champs sont décrits dans la figure 2 :

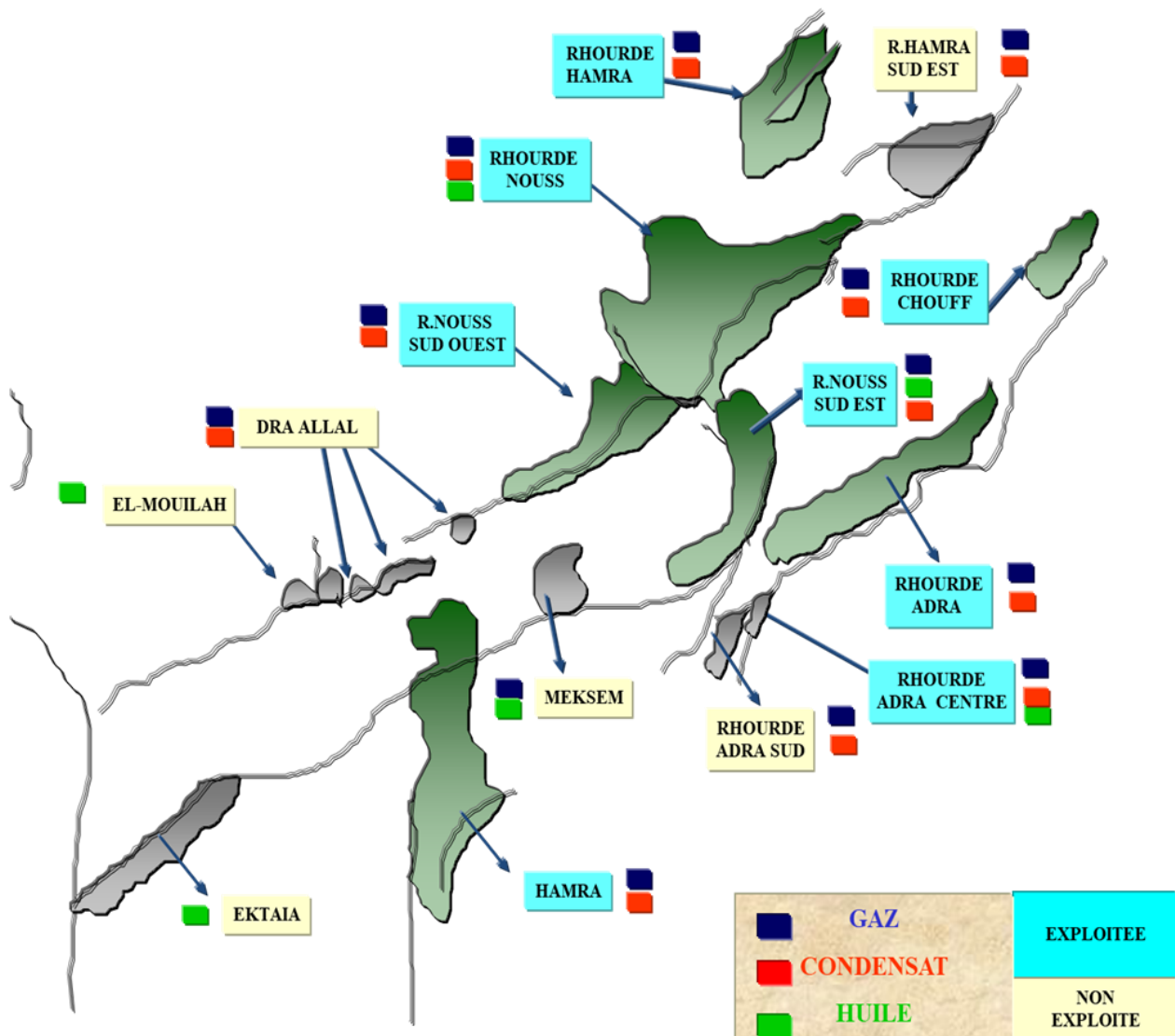


Figure 2: Les principaux champs du site.

I.4 Description du complexe de Rhourde-Nouss :

La région de Rhourde Nouss a une vocation principalement gazière. Elle est composée de quatre usines :

- La phase A : Traitement de 51 millions sm^3/j de gaz humide pour récupérer le condensât.
- La phase B : Traitement de 48.3 millions sm^3/j pour récupérer le GPL, et les traces du condensât.
- Un centre de compression et de séparation pour la production d'huile CSC.
- Une centrale électrique produit 21 MW de l'énergie propre pour la région.

La figure 3 montre le schéma simplifié du procédé des quatre usines.

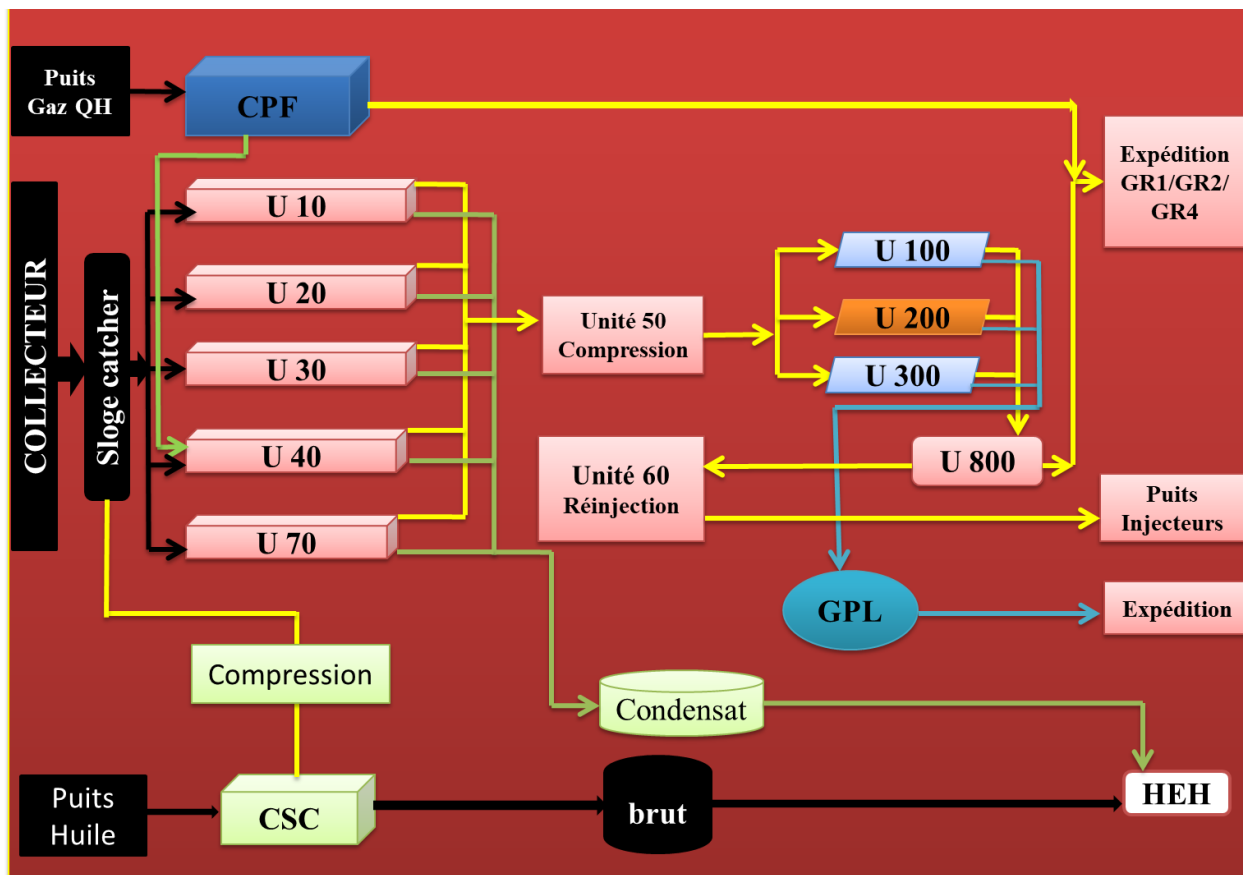


Figure 3: Schéma simplifié des quatre usines.

I.4.1 Charge de production :

La capacité de production globale de RHOURE NOUSS est de :

- Gaz brut : 51 millions Sm³/j.
 - Réinjection : 62% environ, soit 32 millions Sm³/j gaz sec
 - Commercialisation : 20 millions Sm³/j.
- GPL : 3986 T/j.
- Condensat : 5000 T/j.
- Pétrole brut : 500 T/j.

I.4.2 Réseau collecteur.

Cette production est assurée par un certain nombre de puits producteurs et injecteurs de gaz, un ensemble de collectes et manifolds.

- Puits producteurs de gaz : 76 Puits
- Puits injecteur de gaz : 36 Puits
- Puits d'huile : 33Puits
- Collectes : 780 km (diamètre 4'' à 20'').
- Manifolds : 37

I.4.3 Activités :

I.4.3.1 La Phase A : (traitement de gaz)

Cette usine traite le gaz brut au niveau des 4 trains identiques, chacun comporte un ensemble des équipements pour but de :

- Réaliser une bonne séparation afin de récupérer le maximum du condensât (c5+),
- Assurer la compression du gaz (partie HP) vers la phase B
- Recyclage du gaz sec traité (c1 et c2) vers la réinjection et l'expédition.

Le cinquième train (U-70) fait seulement le traitement de la partie haut pression « HP » du gaz brut.

L'usine existante traite actuellement une charge de 51 millions sm³/j du gaz brut avec une production de 2000 T/j du condensât.

I.4.3.2 La Phase B :

Les installations de cette usine sont conçues pour récupérer le GPL contenus dans le gaz de vente produit par l'usine (phase A). Le GPL produit est envoyé dans un pipeline vers HAOUDH ELHAMRA (HEH), le condensat résultant du fractionnement est renvoyé vers stockage dans la phase B, et le gaz résiduaire est aussi renvoyé aux installations de la phase A pour être dirigé vers la vente ou la réinjection.

I.4.3.3 Centre de compression et de séparation (CSC) :

Elle produit sa propre énergie électrique au moyen d'une centrale électrique de 21MW et un apport à partir de HAMRA (ligne de 60KM). Le Centre de Séparation et de Compression (CSC) a pour but de séparer l'huile, l'eau et le gaz provenant des 33 puits dans l'unité 500. Ils sont regroupés suivant leur niveau de pression et sont connectés à trois séparateurs pour séparer le gaz et le condensat. Les gaz provenant de la ligne de tête des trois séparateurs de différentes pressions (MP, BP, TBP) sont comprimés dans le système de compression pour obtenir la pression de batterie à l'usine de gaz Rhourde-Nouss, qui est de 83 bars. Les condensats récupérés au séparateur TBP sont expédiés au dessaleur de brut, et puis sont envoyé vers la colonne de stabilisation ; après le traitement, le brut dessalé et stabilisé provenant de la colonne est stocké dans le bac de stockage de brut dans le système 22 avant expédition. L'objectif prioritaire de cette installation est la production d'huile.

I.4.3.4 Centre processing and facility (CPF):

La nouvelle installation de traitement de Quartzite de Hamra (QH) est conçue pour traiter 10 millions Sm³/jour de gaz (base sèche) provenant de 33 puits de production dans quatre (04) champs, dans la région de Rhourde Nouss. L'usine a une production nominale de 10 millions Sm³/jour et produit du gaz sec ayant un pouvoir calorifique supérieur (PCS) entre 9 800 et 9 900 Kcal/Sm³ et un contenu de CO₂ inférieur à 2,0 % molaire. Le gaz d'exportation est envoyé vers le gazoduc GR4 du réseau de transport TRC.

I.4.4 Organigramme du complexe de Rhourde-Nouss :

La figure 4 ci-dessous schématise l'organisation des différentes divisions du complexe :

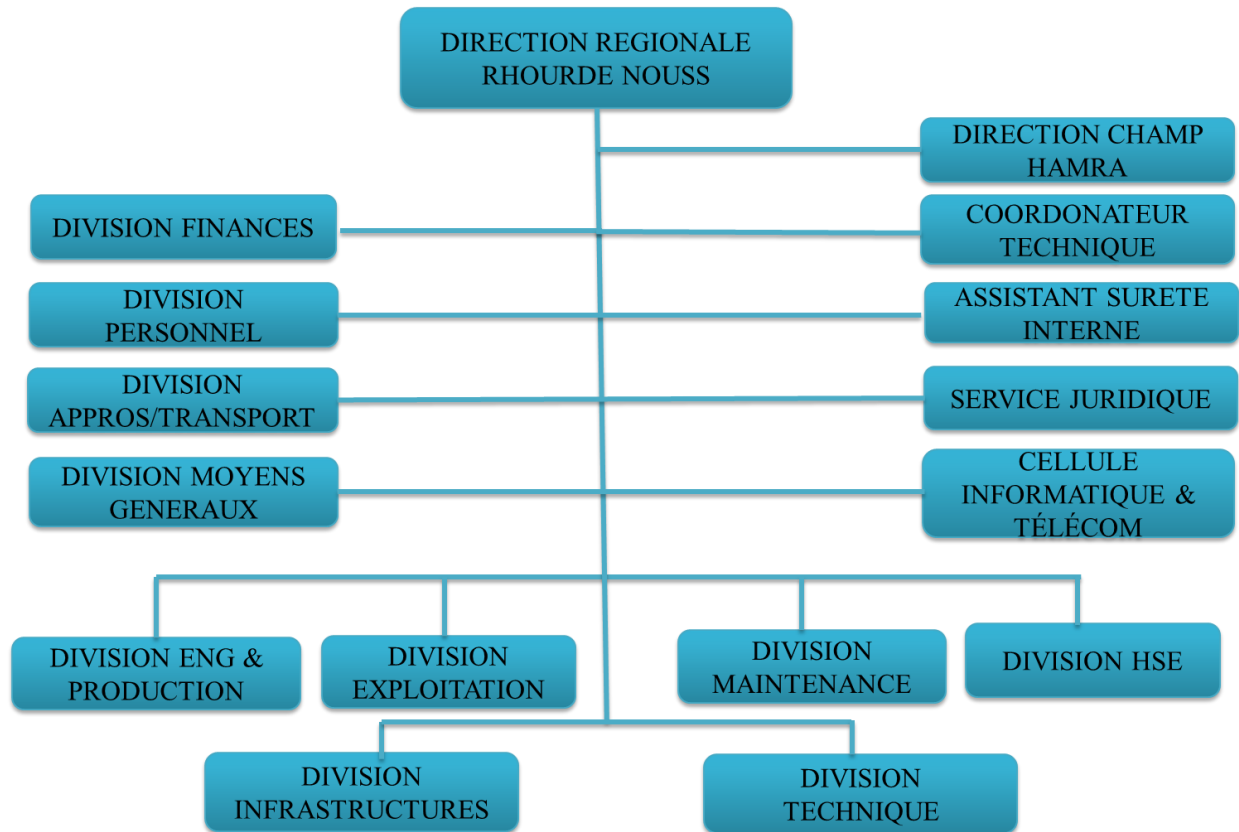


Figure 4: Organigramme du complexe de Rhourde-Nouss.

I.4.5 Division maintenance

La division maintenance a une mission très essentielle dans la région de Rhourde Nouss car elle veille sur :

- La planification, le développement, l'organisation et la mise en œuvre des services de maintenance pétrolière.
- L'exécution des services de maintenance nécessaires au bon fonctionnement des installations.
- L'assurance du bon déroulement des grandes révisions de ces installations.

Ci-dessous l'organigramme de la division maintenance (figure 5).

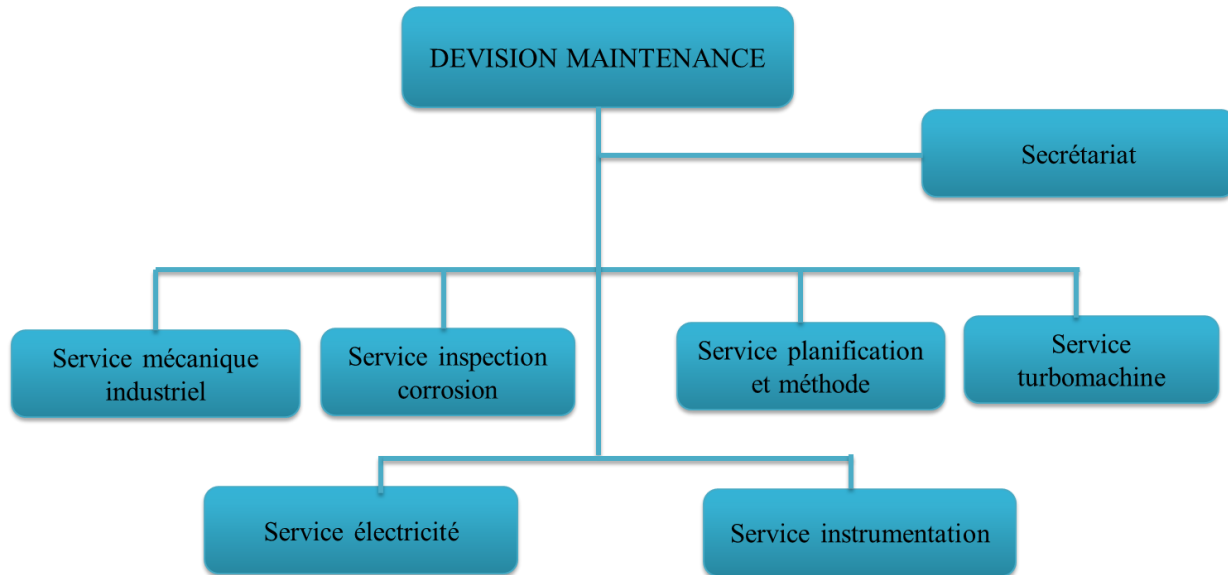


Figure 5: Organigramme de la division maintenance.

I.4.5.1 Les services de la division Maintenance :

La division maintenance se compose d'un secrétariat et de six services comme suite :

Service turbomachine : Veille sur la maintenance préventive et curative des machines tournantes (compresseur, turbine, aéros, ...).

Service planification et méthodes : S'occupe de la planification et l'optimisation des travaux de maintenances en préparant un planning des différents travaux (court, moyen et long terme) pour l'ensemble des services, en plus il assure l'approvisionnement des pièces de rechanges de tous les équipements.

Service instrumentation : Assure toutes les actions nécessaires pour le bon fonctionnement de l'instrumentation des installations industrielles du complexe et des puits ainsi l'entretien des équipements.

Service inspection corrosion : Il contient trois sections (inspection, corrosion et protection cathodique), il assure l'inspection et la protection des pipes et cela par des liquides contre la corrosion ou par la protection cathodique (injection du courant).

Service mécanique industriel : Il intervient sur des différentes installations (les pompes, les vannes, les fours, les échangeurs, ...).

Service électricité : il assure la maintenance des équipements électriques, la production et la distribution d'électricité aux autres services du champ.

I.4.5.2 But de la division maintenance :

- La maintenance des équipements, bien sûr : actions correctives et préventives (dépannages, réparations et révisions).
- L'amélioration du matériel, dans l'optique de la qualité, de la productivité ou de la sécurité.
- Les travaux neufs : participation au choix, à l'installation et au démarrage des équipements nouveaux.
- Les travaux concernant l'hygiène, la sécurité, l'environnement et la pollution, les conditions de travail, la gestion de l'énergie.
- L'exécution et la réparation des pièces de rechanges. L'approvisionnement et la gestion des outillages, des rechanges... Des prestations diverses, pour la production (réalisation de montages, par exemple) ou pour tout autre service.
- L'entretien général des bâtiments administratifs ou industriels

I.5 Sécurité :

I.5.1 Moyens fixe :

I.5.1.1 Réseau d'eau de lutte d'incendie « U89 » :

Cette unité doit être prête en cas d'incendie, et doit assurer une autonomie de pomper l'eau pendant 12 heures avec un débit maximum de 1000 m³/h. Elle est constituée de :

- Un Bac d'accumulation d'eau 89T01 d'une capacité de 12900 m³.
- Deux (2) pompes Jockey centrifuge 89 P02 A/B entraînées par moteurs électriques avec un débit de 500 m³/h. et $\Delta P = 7$ bars.
- Deux pompes centrifuge 89 P01 C/D entraînées par moteurs diesel avec un débit de 500 m³/h. et $\Delta P = 9,3$ bars.

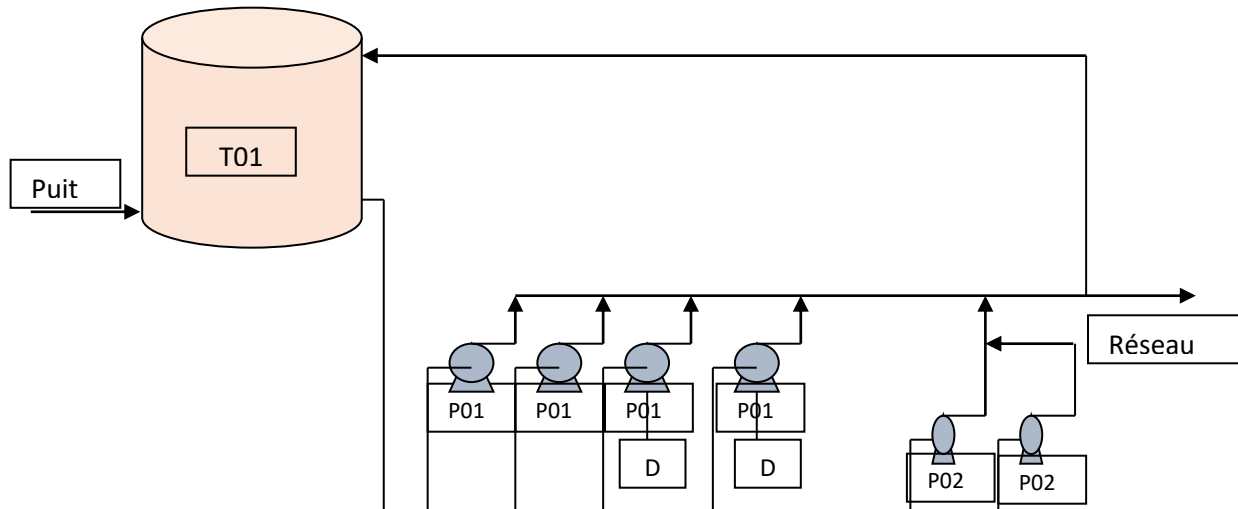


Figure 6: Réseau d'eau de lutte d'incendie « U89 ».

I.5.2 Moyens mobiles :

- Un (1) véhicule de mousse raffinerie MVR 115 Ep10, 9000 m³ d'eau et 2.5 m² de poudre.
- Un Camion FPGP polyvalent convient à tous les cas de feux, à puissance de 500 m³/h.
- VE 105 ravitailleur de 10.5 m³ émulseur.
- SILVANI VFL 1ère secoure 3000/300 (eau/émulseur).
- VMA 80 6 m³ eau et 2 m³ émulseur. Aéroportuaire.
- Chevrolet PS 540.
- Toyota ambulance tout terrain.
- 05 Toyota SW état neuf.
- 02 Mitsubishi état neuf.

I.6 Conclusion :

SONATRACH est une nationale d'un grand poids économique, et internationale par son domaine d'activité, industrie pétrolière et gazière. Parmi ses sites, Rhourde-Nouss, ce dernier assure la production de gaz, sa maintenance est assurée par la division maintenance.

Chapitre II : généralité sur la maintenance.

II.1 Introduction

Le maintien des équipements de production est un enjeu clé pour la productivité des usines aussi bien que pour la qualité des produits. C'est un défi industriel impliquant la remise en cause des structures figées actuelles et la promotion de méthodes adaptées à la nature nouvelle des matériels. La maintenance n'a plus pour seule vocation d'assurer le bon fonctionnement.

Dans ce chapitre nous allons commencer par des définitions et des généralités sur la maintenance, ensuite introduire le concept de l'FMD et la terminologie relative au concept, et vers la fin du chapitre nous détaillerons l'analyse AMDEC et sa méthodologie d'application.

II.2 Définition de la maintenance

D'après la norme l'AFNOR (NF X 60-010) : la maintenance est « l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé ».

La fonction maintenance comme un ensemble d'activités regroupées en deux sous-ensembles : les activités à dominante technique et les activités à dominante gestion (voir figure7).

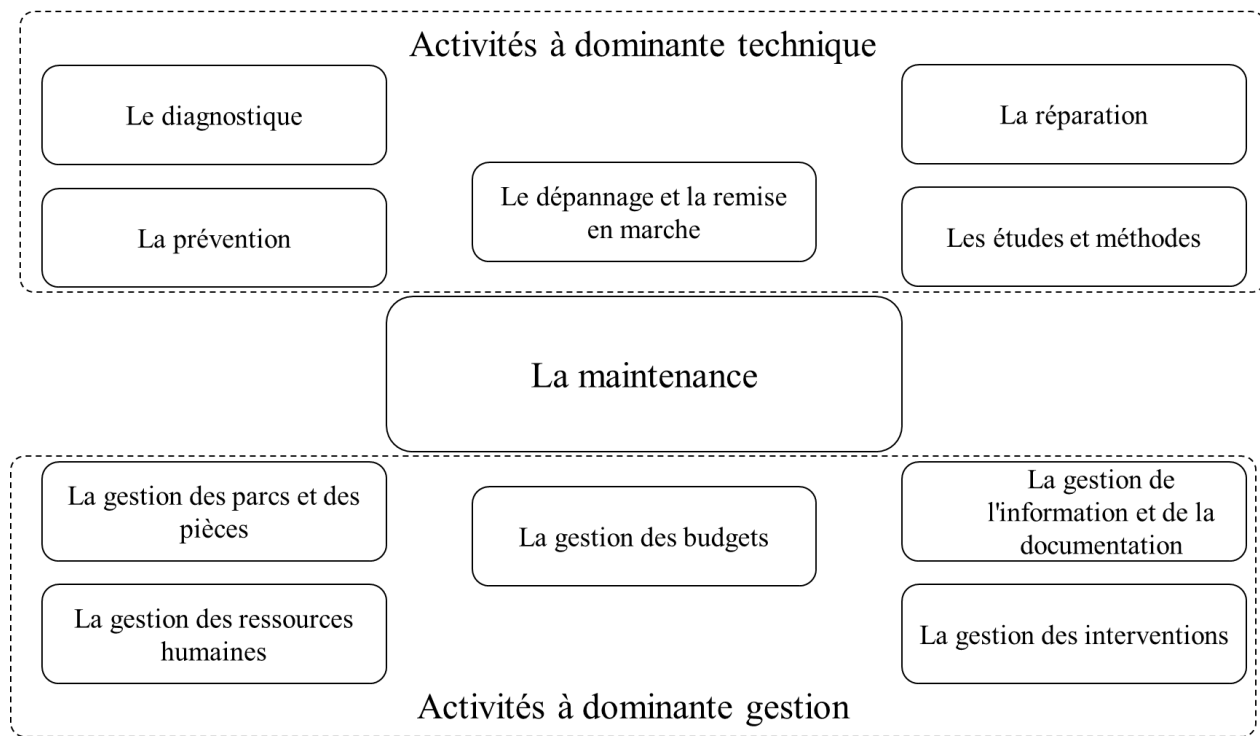


Figure 7: Le contenu de la fonction maintenance.

Autrement dit c'est un ensemble des actions techniques et administratives correspondantes, y compris les opérations de surveillance et de contrôle, destinée à maintenir (maintenance préventive) ou à rétablir (maintenance corrective) une entité dans un état spécifié ou dans des conditions données de sûreté de fonctionnement (disponibilité, fiabilité, maintenabilité et sécurité) lui permettant d'accomplir une fonction requise.

Maintenir: c'est donc effectuer des opérations qui permettent de conserver le potentiel du matériel pour assurer la continuité et la qualité de production. [2]

Entretien: c'est l'ensemble des travaux ayant pour but de maintenir dans leur état initial des ouvrages ou équipements existants sans changer leur usage ou leur fonction. L'entretien peut s'avérer nécessaire plusieurs fois pendant la durée de vie, il limite ainsi les risques de désordre ou de panne (composante préventive de la maintenance). [2]

II.3 Objectif et rôle de la maintenance

Les objectifs est la mise en œuvre d'une démarche d'amélioration de l'organisation de la fonction maintenance peut donc permettre d'atteindre plusieurs objectifs. Parmi ses objectifs :

- Réduire les coûts de défaillance ;
- Augmenter la fiabilité d'une machine ;
- Améliorer la disponibilité de l'atelier de production ;
- Augmenter la durée de vie efficace d'une machine ;
- Améliorer l'ordonnancement des travaux ;
- Faciliter la gestion des stocks ;
- Assurer la sécurité, etc.

Elle a principalement pour rôle :

- Prolonger la durée de vie du matériel par les actions d'entretien ;
- Mettre à la disposition (production) un équipement fiable ;
- Répondre à toute demande, émanant de l'exploitation, pour intervenir à tout moment
- Veiller à l'utilisation rationnelle du matériel.

II.4 Les cinq niveaux de maintenance :

Les actions de la maintenances sont repartie en plusieurs niveaux, ci-dessous la repartition selon deux normes, L'AFNOR et la TPM :

Table 1: Les niveaux de la maintenance.

Niveau (TPM)	Niveau (AFNOR)	Types de travaux	Personnel concerné	Moyens
Niveau I	1	Réglage simple d'équipement accessible sans démontage. Echange d'éléments.	Opérateur système sur place.	Outillage léger défini dans la notice d'utilisation.
	2	Réparation ou dépannage avec échange standard. Operation simple de prévention.	Technicien habilité sur place.	Outillage standard et pièces de rechanges situées à proximité.
Niveau II	3	Identification des origines de panne. Echange de composants fonctionnels.	Technicien spécialisé sur place ou en atelier de maintenance.	Outillage et appareil de mesure.
	4	Travaux important de maintenance préventive et corrective. Révision.	Equipe encadrée par un technicien spécialisé en atelier central	Outillage générales et spécialisées.
Niveau III	5	Travaux de rénovation, de reconstruction et de réparation importantes confie aux sous-traitants.	Equipe polyvalante et complète en atelier contral.	Moyens importants proches de ceux du censtructeur.

II.5 Les différentes méthodes de maintenance :

Le choix entre les méthodes de maintenance s'effectue dans un contexte de la politique de la maintenance et doit s'exécuter en accord avec la direction de l'entreprise.

Pour choisir la bonne méthode, il faut donc savoir :

- Les buts de la direction.
- La gestion de la politique de maintenance.
- Le fonctionnement et les particularités du matériel.
- La conduite du matériel en exploitation.
- Les conditions d'application de chaque méthode.
- Les coûts de maintenance.
- Les coûts de perte de production.

Dans la figure 8 nous présentons les différentes stratégies suivant le type de maintenance étudiées :

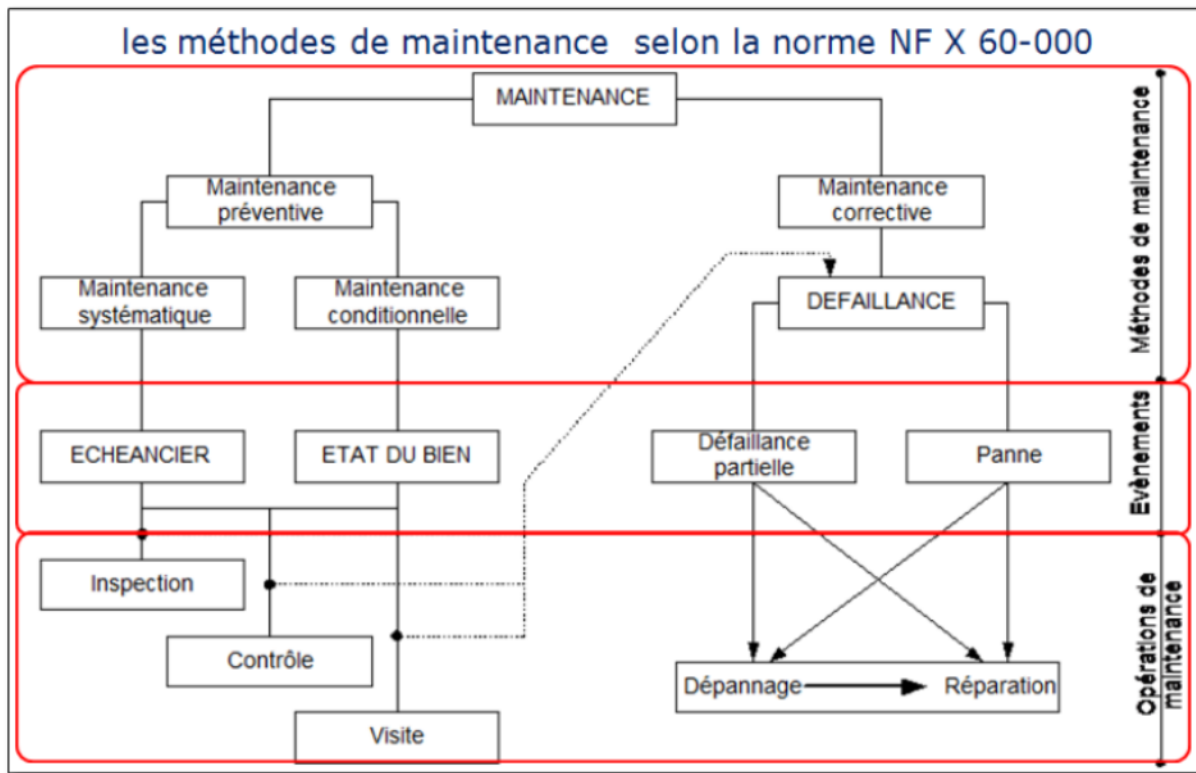


Figure 8: Les méthodes de la maintenance.

II.5.1 La maintenance préventive (PM) :

Opération de maintenance effectuée avant la détection d'une défaillance d'une entité, à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits (suite à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs) et destinée à réduire la probabilité de défaillance d'une entité ou la dégradation du fonctionnement d'un service rendu [3].

Elle a pour but de :

- Augmenter la durée de vie du matériel.
- Diminuer la probabilité des défaillances en service.
- Diminuer les temps d'arrêt en cas de révision ou de panne.
- Prévenir et aussi prévoir les interventions coûteuses de maintenance corrective.
- Permettre de décider la maintenance corrective dans de bonnes conditions.
- Eviter les consommations anormales d'énergie, de lubrifiant, etc....
- Améliorer les conditions du travail du personnel de production.
- Diminuer le budget de maintenance.
- Supprimer les causes d'accidents graves.

Cette maintenance est divisée en :

II.5.1.1 La maintenance préventive systématique :

Opération de maintenance préventive effectuée conformément à un échéancier établi selon le temps, le nombre de cycles de fonctionnement, le nombre de pièces produites ou un nombre prédéterminé d'usages pour certains équipements (révisions périodiques) ou organes sensibles (graissage, étalonnage, etc.). Aucune intervention n'a eu lieu avant l'échéance pré – déterminée [3].

Synonyme : "Entretien programmé ou systématique"

II.5.1.2 La maintenance préventive conditionnelle :

Opération de maintenance préventive subordonnée à un type d'événement prédéterminé (autodiagnostic, information d'un capteur, mesure, etc.) ou à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs de la dégradation et de la baisse de performance d'une entité [3].

Synonyme : "maintenance préventive prédictive"

Elle nécessite de savoir :

- Le comportement du matériel.
- Les modes de dégradation.
- Le temps moyen de bon fonctionnement entre 2 avaries.

II.5.1.3 La Maintenance prévisionnelle :

Maintenance préventive subordonnée à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs de la dégradation du bien, permettant de retarder et de planifier les interventions [3].

Diverses méthodes permettent d'améliorer la planification et l'ordonnancement des actions de maintenance :

- Réseau PERT
- Diagramme de Gantt
- Méthode MRIDE
- Analyse AMDEC

D'autre part, il existe plusieurs logiciels de la gestion assistée par ordinateur (GMAO), spécialement conçus pour assister les services de maintenance dans leurs activités.

II.5.2 La maintenance corrective :

Maintenance réalisée après défaillance, autrement dit : ensemble des activités réalisées après la défaillance d'un bien, ou la dégradation de sa fonction, pour lui permettre d'accomplir une fonction requise, au moins provisoirement [3]. Elle peut être :

II.5.2.1 Maintenance corrective curative :

Elle permet de rétablir un bien dans un état spécifié ou de lui permettre d'accomplir une fonction requise. Le résultat des activités réalisées doit présenter un caractère permanent. Elle ne prend en compte que les défaillances dites catalectiques [3].

II.5.2.2 Maintenance corrective palliative :

Elle permet à un bien d'accomplir provisoirement tout ou partie d'une fonction requise. Étant entendu que ces actions de dépannage seront suivies d'actions curatives, elle ne prend en compte que les défaillances dites catalectiques [3].

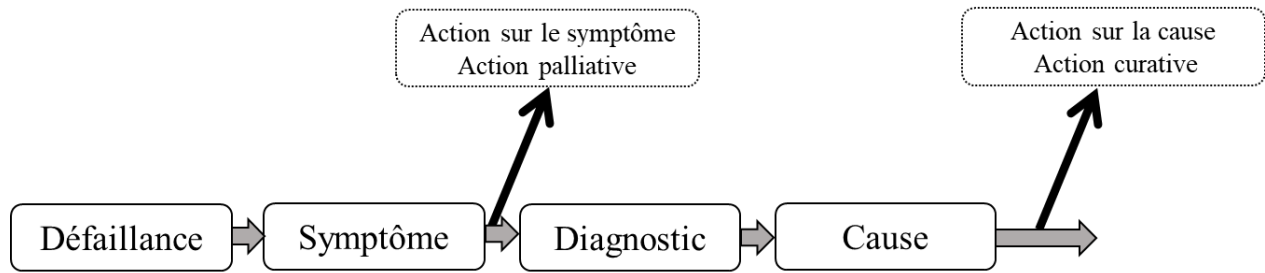


Figure 9: Les actions de la maintenance corrective.

II.5.3 Maintenance améliorative :

Il existe aussi un troisième concept qui consiste à se débarrasser définitivement

Des défaillances : c'est la maintenance améliorative. Elle nécessite une réflexion pour :

- Déterminer les causes réelles du problème
- Envisager les remèdes adaptés à leur suppression.

II.6 Objectifs des programmes de maintenance

Le programme de maintenance a pour but de

- Assurer la réalisation des niveaux de sécurité et de fiabilité inhérent aux équipements.
- Etablir la sécurité, et la fiabilité des équipements à leur état inhérent, lors d'une défaillance.
- Obtenir l'information nécessaire pour améliorer le design des composants.
- Accomplir ces objectifs au meilleur coût total possible, incluant les coûts d'entretien et les coûts des défaillances.

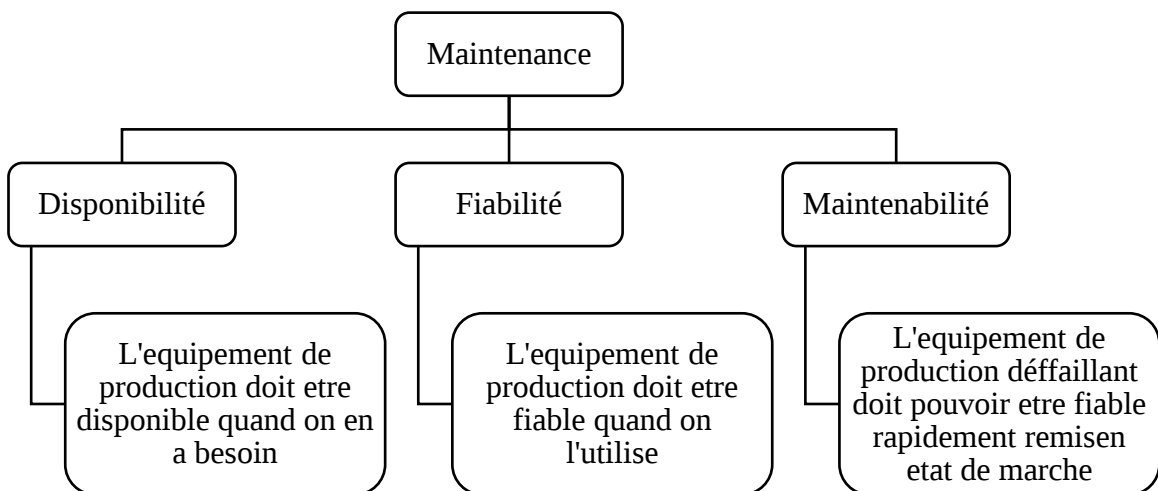


Figure 10: Objectifs de la maintenance.

Fiabilité, maintenabilité et disponibilité (FMD) des systèmes :

II.7 Introduction :

L'analyse de la fiabilité constitue une phase indispensable dans toute étude de sûreté de fonctionnement. C'est un outil très important pour caractériser le comportement du produit dans les différentes phases de vie, mesurer l'impact des modifications de conception sur l'intégrité du produit, qualifier un nouveau produit et améliorer ses performances tout au long de sa mission. La maintenabilité par analogie à la fiabilité, exprime un intérêt considérable au maintien des équipements en état de service et par conséquent assuré leur disponibilité.

II.8 Définition de la FIABILITÉ

Aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise ou à satisfaire les besoins des utilisateurs, dans des conditions données, pendant une durée donnée. [AFNOR, 77]

Ou caractéristique d'un bien exprimé par la probabilité qu'il accomplisse une fonction requise dans des conditions données pendant un temps donné (NFX 60-500).

II.8.1 Objectifs de la fiabilité

La fiabilité est un paramètre très important pour caractériser le comportement des machines durant leur vie active et de mesurer l'impact des modifications de conception sur l'intégrité du système.

II.8.2 Les différents types de la fiabilité

Fiabilité prévisionnelle : Obtenue à partir des modèles mathématiques, connaissant la fiabilité estimée des composantes du système [4].

Fiabilité intrinsèque : Fiabilité d'un dispositif mesurée au cours d'essais spécifiques dans le cadre d'un protocole d'essais entièrement définis (dans un laboratoire) [4].

Fiabilité opérationnelle : La fiabilité opérationnelle est Mesurée sur le dispositif en exploitation normale, elle dépend des conditions réelle [4].

II.8.3 Les indicateurs de la fiabilité

Les indicateurs de la fiabilité sont le taux de défaillance $\lambda_{(t)}$ et l'*MTBF*. Le taux de défaillance caractérise la vitesse de variation de la fiabilité au cours du temps. L'*MTBF* (Mean Time Between Failure) est souvent traduit comme étant la moyenne des temps de bon fonctionnement mais représente la moyenne des temps entre deux défaillances. En d'autres termes, Il correspond à l'espérance de la durée de vie « t ». Voir la figure 13.

II.8.4 Les principales lois de probabilité utilisées en fiabilité :

Les lois de probabilité sont utilisées comme modèle pour représenter « en mieux » la fiabilité d'une machine ou d'un système, car il est toujours possible d'associer à une variable aléatoire (la panne) une probabilité pour pouvoir étudier le phénomène.

On distingue deux types de lois de probabilité utilisées en fiabilité :

✓ Lois discrètes.

✓ Lois continues.

Une loi est dite discrète si elle prend ses valeurs dans $\mathbb{N}$ c'est à dire des valeurs entières, parmi les lois discrètes on peut citer :

Les lois discrètes

- Loi Uniforme
- Loi de Bernoulli
- Loi Binomiale
- Loi Binomiale négative
- Loi Géométrique
- Loi Hypergéométrique
- Loi de Poisson

Les lois continues

- La loi du Khi deux
- La loi de Birnbaum-Saunders
- La loi Gamma
- Loi Inverse Gamma
- La loi logistique
- La Loi de Cauchy
- La loi de Student
- La loi exponentielle
- La loi de Fisher
- La Loi normal
- La loi Log normale
- La loi de Weibull

II.9 La loi de Weibull

L'expression loi de Weibull recouvre en fait toute une famille de lois, certaines d'entre elles apparaissent en physique comme conséquence de certaines hypothèses. C'est en particulier, le cas de la loi exponentielle ($\beta = 1$) et de la loi normale ($\beta = 3$). Sa fonction de fiabilité est :

Ces lois constituent surtout des approximations particulièrement utiles dans des techniques diverses alors qu'il serait très difficile et sans grand intérêt de justifier une forme particulière de loi. Une distribution à valeurs positives (ou, plus généralement mais moins fréquemment, à valeurs supérieures à une valeur donnée) a presque toujours la même allure. Croît jusqu'à un maximum et décroît plus lentement. Il est alors possible de trouver dans la famille de Weibull une loi qui ne s'éloigne pas trop des données disponibles en calculant β et η à partir de la moyenne et la variance observées.

Avec les paramètres de signification :

γ, β, η définissent la distribution de Weibull.

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

II.10 Relation entre la maintenance et la fiabilité.

La figure 11 présente la contribution des différents types de maintenance en ce qui concerne la fonction de fiabilité ($R(t)$) et la durée de vie utile de l'équipement.

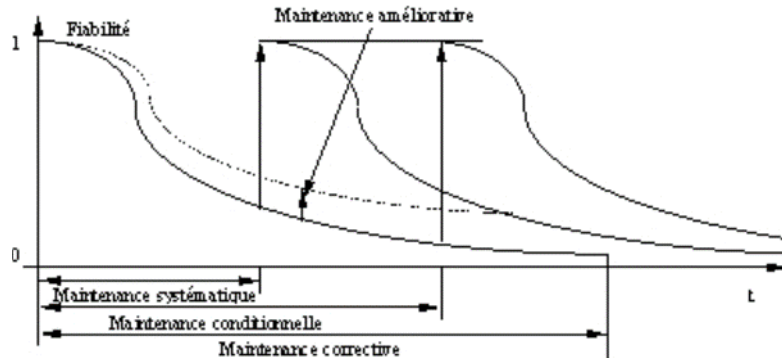


Figure 11. L'impact de la maintenance sur la fiabilité des équipements.

Il va sans dire qu'une réduction du taux de panne entraîne une amélioration de la fonction de fiabilité. C'est dans cette optique que la maintenance améliorative a été instaurée. La maintenance préventive, avec toutes ses variantes, va en revanche tenter de ramener le taux de panne à son niveau le plus bas en remplaçant la composante usée sans améliorer les caractéristiques intrinsèques de l'équipement.

II.11 Définition de la maintenabilité

Aptitude d'une entité à être maintenue ou rétablie dans un état dans lequel elle peut accomplir une fonction requise lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données avec des procédures et des moyens prescrits. [AFNOR, 77]

Maintenabilité = être rapidement dépanné

C'est aussi 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 données, en utilisant des procédures et des moyens prescrits.

A partir de ces définitions, on distingue :

La maintenabilité intrinsèque : elle est « construite » dès la phase de conception à partir d'un cahier des charges prenant en compte les critères de maintenabilité (modularité, accessibilité).

La maintenabilité prévisionnelle : elle est également « construite », mais à partir de l'objectif de disponibilité.

La maintenabilité opérationnelle : elle sera mesurée à partir des historiques d'interventions.

L'analyse de maintenabilité permettra d'estimer la MTTR ainsi que les lois probabilistes de maintenabilité (sur les mêmes modèles que la fiabilité).

II.11.1 Les indicateurs de la maintenabilité

La maintenabilité peut se caractériser par sa MTTR (Mean Time To Repair = Moyenne des Temps Techniques de Réparation) ainsi que le taux de réparation $\mu_{(t)}$, voir la figure 13.

II.11.2 Les lois mathématiques de la maintenabilité

L'analyse de maintenabilité peut porter sur l'ensemble de l'équipement ou sur l'un quelconque de ses modules. C'est ainsi que sont élaborés les barèmes de temps de réparation. Vu qu'il existe une analogie forte entre les notions de fiabilité et de maintenabilité. Les démarches d'analyse sont donc semblables et les mêmes lois peuvent être appliquées.

II.11.3 Maintenabilité et maintenance :

Pour un technicien de maintenance, la maintenabilité est la capacité d'un équipement à être rétabli lorsqu'un besoin de maintenance apparaît. L'idée de « facilité de maintenir » se matérialise par des mesures réalisées à partir des durées d'intervention.

Il est évident que la maintenabilité intrinsèque est le facteur primordial pour que la maintenance soit performante sur le terrain. En effet, une amélioration ultérieure de la maintenabilité initiale n'est jamais chose facile.

Il est donc indispensable que la maintenance sache définir ses besoins et les intégrer au cahier des charges d'un équipement nouveau afin que celui-ci puisse être facilement maintenable.

II.12 Définition de la disponibilité

Aptitude d'une entité à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données et à un instant donné, en supposant que la fourniture des moyens extérieurs nécessaires sont assurés. [AFNOR, 77]

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'affecte pas la disponibilité du bien (NF EN 13306).

II.12.1 Les types de disponibilité :

La disponibilité peut se mesurer :

- Sur un intervalle de temps donné (disponibilité moyenne),
- À un instant donné (disponibilité instantanée),
- À la limite, si elle existe, de la disponibilité instantanée lorsque $t \rightarrow \infty$ (disponibilité asymptotique)

II.12.2 Maintenabilité et disponibilité :

Le schéma ci-dessous rappelle les composantes de la disponibilité d'un équipement. Il met en évidence :

- Que la maintenabilité est un des leviers d'action pour améliorer la disponibilité et donc la productivité d'un équipement.
- Que la fiabilité et la maintenabilité sont 2 notions parallèles de même importance (et dont les démarches d'analyse sont semblables)

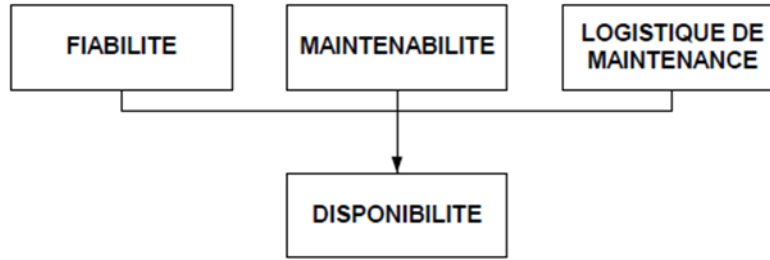


Figure 12: Relation entre la maintenabilité et la disponibilité

II.13 Niveaux d'arborescence touchés par FMD

Tout équipement énuméré est réputé réparable il est soumis à une maintenance selon trois niveaux d'arborescence de la FMD. Voir le tableau N°2c ci-dessous. [5].

Table 2: niveaux d'arborescence de la FMD

	Propriétés	Caractéristique FMD
Ensemble	Toujours réparable	Disponibilité
Modules	Réparables ou consommable	Maintenabilité et Fiabilité
Composant	Consommable, parfois réparable	Fiabilité

II.14 Indicateurs d'un système réparable

L'analyse de la FMD peut porter sur l'ensemble de l'équipement ou sur quelconque de ses modules (afin de déterminer sa disponibilité opérationnelle le plus souvent), Il existe une analogie forte entre les notions de fiabilité et de maintenabilité. Les démarches d'analyse sont donc semblables [5]. La figure ci-dessous schématise les états successifs que peut prendre un système réparable :

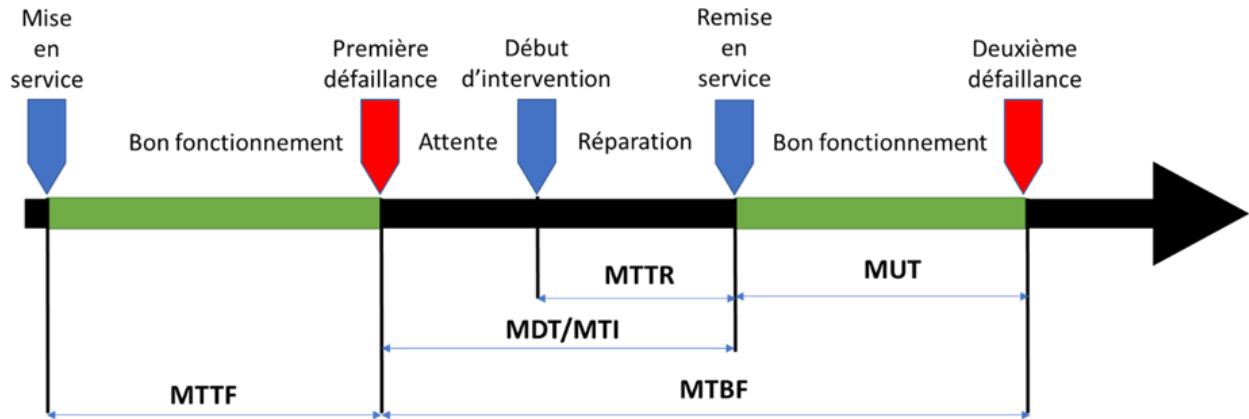


Figure 13: Indicateurs d'un système réparable

Les signes utilisés sont d'origine anglaise et correspondent aux notions suivantes :

- **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.

II.15 Définition de la sécurité

Aptitude d'une entité à éviter de faire apparaître, dans des conditions données, des événements critiques ou catastrophiques.

Absence de risque de dommage (y compris humain) inacceptable. État dans lequel le risque de dommages corporels ou matériels est limité à un niveau acceptable. [AFNOR, 77]

Etude AMDEC

II.16 Définition de l'AMDEC

L'AMDEC est une méthode qualitative et inductive qui définit une règle ou une loi à partir de l'expérience : un raisonnement inductif visant à identifier les risques de pannes potentielles contenues dans un avant-projet de produit ou du système, quelles que soient les technologies, de façon à les supprimer ou à les maîtriser (norme AFNOR X 60-510 de décembre 1986)

II.17 Différents types d'AMDEC

II.17.1 L'AMDEC organisation

S'applique aux différents niveaux du processus d'affaires : du premier niveau qui englobe le système de gestion, le système d'information, le système production, le système personnel, le système marketing et le système finance, jusqu'au dernier niveau comme l'organisation d'une tâche de travail.

II.17.2 L'AMDEC-Produit

Où l'AMDEC-projet est utilisée pour étudier en détail la phase de conception du produit ou d'un projet. Si le produit comprend plusieurs composants, on applique l'AMDEC-composants.

II.17.3 L'AMDEC-Processes

S'applique à des processus de fabrication. Elle est utilisée pour analyser et évaluer la criticité de toutes les défaillances potentielles d'un produit engendrées par son processus. Elle peut être aussi utilisée pour les postes de travail

II.17.4 L'AMDEC moyen

S'applique à des machines, des outils, des équipements et appareils de mesure, des logiciels et des systèmes de transport interne.

II.17.5 L'AMDEC service

S'applique pour vérifier que la valeur ajoutée réalisée dans le service corresponde aux attentes des clients et que le processus de réalisation de service n'engendre pas de défaillances.

II.17.6 L'AMDEC sécurité

S'applique pour assurer la sécurité des opérateurs dans les procédés où il existe des risques pour ceux-ci.

II.18 Définitions et Terminologie :

II.18.1 Défaillance

Altération ou cessation de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise. Après défaillance d'une entité, celle-ci est en état de panne.

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

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

II.18.2 Mode de défaillance

Le mode de défaillance est la façon dont un produit, un composant, un ensemble, un processus ou une organisation manifeste une défaillance ou s'écarte des spécifications. Voici quelques exemples pour illustrer cette définition :

- | | |
|-----------------|--------------------------|
| • Déformation ; | • Fuite ; |
| • Vibration ; | • Perte de performance ; |
| • Coincement ; | • Court-circuit ; |
| • Desserrage ; | • Flambage ; |
| • Corrosion ; | |

II.18.3 Classification des défaillances

Les défaillances ont plusieurs classifications, nous avons repris les classifications présentées dans le livre de M. Raussand et A. Hoyland dans le livre [6] leurs classifications portent sur les causes de défaillances et sur l'impact des défaillances sur la performance du système.

II.18.3.1 Classification de la défaillance par cause :

Dans la classification par cause, on distingue deux classes : aléatoire et systématique

II.18.3.1.1 Défaillances aléatoires :

Une défaillance aléatoire est une défaillance physique qui affecte le rendement de la machine. Elle est due soit à la dégradation et vieillissement de la machine, soit au stress excessif sur le système causé par l'environnement extérieure ou l'erreur humaine.

II.18.3.1.2 Défaillance systématique :

Les défaillances systématiques n'est pas physique. Les performances du système diminuent alors que ce dernier n'est physiquement pas dégradé. Ces défaillances peuvent être éliminées uniquement par une modification de sa conception ou du processus de fabrication, des procédures d'opération ou la documentation. On distingue :

- Les défaillances liées à la conception.
- Les défaillances liées aux interactions.

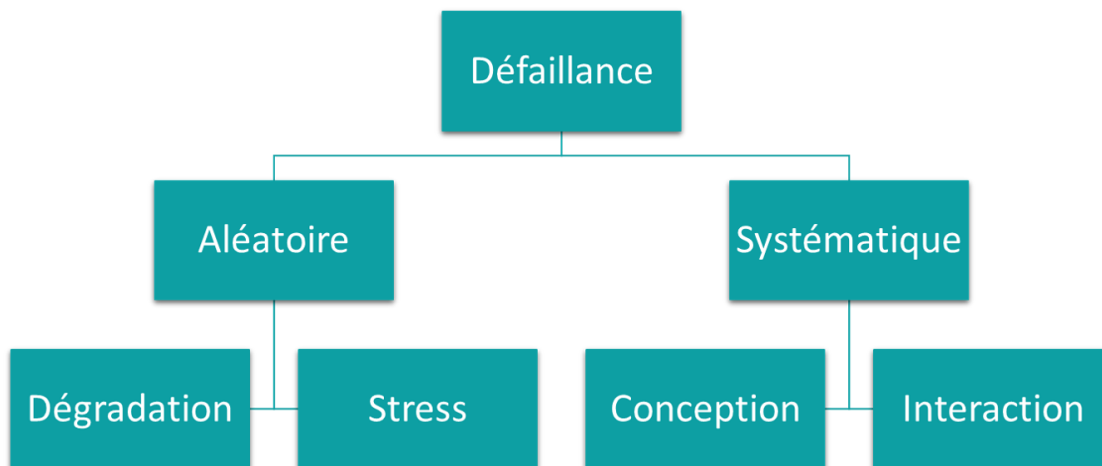


Figure 14: Classification des défaillances par cause.

II.18.3.2 Classification de la défaillance par impact sur la performance :

Les défaillances sont aussi classées en fonction de leurs impacts sur les performances du système :

II.18.3.2.1 Défaillances intermittentes :

C'est une défaillance qui touche certaines des fonctions pour une courte durée (quelque seconde à quelques minutes), le système retrouve ses performances tout de suite après.

II.18.3.2.2 Défaillance étendue :

C'est une défaillance qui touche des fonctions et nécessite la réparation ou le remplacement de la partie défaillante. On trouve les défaillances suivantes pour les défaillances étendues :

- **Défaillances complètes** : défaillances qui causent la perte totale de la fonction principale,
- **Défaillances partielles** : défaillances qui conduisent à la perte de certaines fonctions mais ne causent pas la perte complète de la fonction principale.

Ces deux défaillances (défaillances complètes et défaillances partielles) peuvent elles-mêmes être divisées en deux types :

Défaillances soudaines : ces défaillances ne peuvent pas être prédites par des tests.

Défaillances graduelles : ces défaillances peuvent être prédites par des tests ou des inspections. Une défaillance graduelle représente une perte graduelle des performances du système.

Enfin, les défaillances catastrophiques correspondent aux défaillances soudaines et complètes, alors que les défaillances dégradées correspondent aux défaillances partielles et graduelles.

II.18.4 Cause de défaillance

Une cause de défaillances est évidemment ce qui conduit à une défaillance. On définit et on décrit les causes de chaque mode de défaillance considérée comme possible pour pouvoir en estimer la probabilité, en déceler les effets secondaires et prévoir des actions correctives pour la corriger.

II.18.5 Effet de défaillance

Les effets d'une défaillance sont les effets locaux sur l'élément étudié du système et les effets de la défaillance sur l'utilisation final du produit ou du service.

II.19 Méthodologie de l'AMDEC :

La réalisation de l'analyse AMDEC suit des étapes décrites plus en détails dans la partie pratique :

1. Analyse fonctionnelle du système.
2. Déterminer les objectifs à atteindre par l'AMDEC.
3. Évaluer les effets des modes de défaillance
4. Hiérarchisés Les modes de défaillance par niveau de criticité.
5. Interprétation des résultats et de mise en place de recommandations

Cette typologie permet d'identifier les composants les plus critiques et de proposer alors les actions et les procédures " juste nécessaires " pour y remédier. Cette activité d'interprétation des résultats et de mise en place de recommandations constitue la dernière étape de l'AMDEC.

II.19.1 Echèle de mesure des paramètres :

II.19.1.1 Détermination de la gravité :

La gravité d'un mode est définie en fonction de l'importance et de la quantité de dommages qu'il entraîne. Souvent, un mode de défaillance ne génère des dommages que de façon indirecte par les phénomènes dangereux qui sont inclus dans ses effets globaux. On se base donc plutôt sur ceux-ci pour évaluer la gravité.

Table 3: Echèle de mesure de la gravité.

Valeurs de G	Critère
1	Défaillance mineure ne provoquant qu'un arrêt de production faible et aucune dégradation notable (arrêt de production inférieur à 24 heures)
2	Défaillance moyenne nécessitant une remise en état ou une petite réparation et provoquant (arrêt de production de 1 à 7 jours)
3	Défaillance critique nécessitant un changement du matériel défectueux et provoquant (arrêt de production de 7 à 15 jours)
4	Défaillance très critique nécessitant une grande intervention et provoquant (arrêt de production supérieur à 15 jours)

II.19.1.2 Détermination de la probabilité ou fréquence

La probabilité (ou fréquence) d'occurrence du mode de défaillance peut être déterminée soit directement, soit indirectement en examinant les causes du mode de défaillance. Si celles-ci sont disponibles, la probabilité d'un mode peut être calculée à partir de celles de ses causes et on cotera uniquement les probabilités des modes considérés comme primaires pour lesquels les causes ne sont pas identifiées.

Table 4: Echèle de mesure de la fréquence.

Valeurs de F	Probabilité d'apparition de la défaillance
1	Défaillance occasionnelle déjà apparue sur matériel similaire (1 arrêt max. tous les ans)
2	Défaillance occasionnelle posant plus souvent des problèmes (1 arrêt max. tous les 6 mois)
3	Défaillance certaine sur ce type de matériel (1 arrêt max. par mois)
4	Défaillance systématique sur ce type de matériel (1 arrêt max. par semaine)

II.19.1.3 Moyens de détection

Dans les moyens de détection, on indique s'il est possible de détecter la défaillance une fois qu'elle est survenue, et quel sera le moyen de détection. Dans certains cas, cette détection concerne les causes du mode de défaillance, et le mode lui-même.

Table 5: Echèle de mesure de la détection.

Valeurs de D	Critère
1	Signe avant-coureur de la défaillance que l'opérateur pourra éviter par une action préventive ou alerte automatique d'incident
2	Il existe un signe avant-coureur de la défaillance mais il y a un risque que ce signe ne soit pas perçu par l'opérateur
3	Le signe avant-coureur de la défaillance n'est pas facilement décelable
4	Il n'existe aucun signe avant-coureur de la défaillance

II.19.2 Calcul de la criticité

Un moyen simple pour mesurer la criticité d'un événement, est d'effectuer le calcul suivant

$$\text{Criticité: } C = F * D * G$$

II.19.3 Hiérarchisation

La difficulté essentielle d'une étude qui veut anticiper les problèmes et rechercher les solutions préventives provient de la très grande variété des problèmes potentiels à envisager, D'où le besoin d'une hiérarchisation, qui permet de classer les modes de défaillances et d'organiser leur traitement par ordre d'importance. La hiérarchisation suivant l'échelle de criticité permet de décider des actions prioritaires. En effet, c'est une liste d'articles ou de processus critiques. Le classement est fait par ordre décroissant en quatre catégories ($1 \leq C < 12$, $12 \leq C < 16$, $16 \leq C < 20$, $20 \leq C < 80$) ce classement permet de moduler les actions préventives, leur priorité varie en fonction de la catégorie.

Table 6: Echèle d'hiérarchisation de la criticité.

Criticité	Niveau de Critère	Action à engager
$1 \leq C < 9$	Négligeable	Aucune modification de conception maintenance corrective
$9 \leq C < 16$	Moyenne	Amélioration des performances de l'élément maintenance préventive systématique.
$16 \leq C < 24$	Elevée	Révision de la conception des sous-ensembles et choix des éléments pour surveillance particulière maintenance préventive conditionnelle.
$24 \leq C < 36$	Interdite	Remise en cause complète de la conception.

II.20 Conclusion

Le présent chapitre, nous a permis d'exprimer quelques notions de la maintenance industrielle telle que les types de maintenance, les différents types de conséquences sur le fonctionnement.

Nous avons rappelé aussi les concepts de la fiabilité ainsi que les relations qui existent entre elle et les différentes fonctions de densité de probabilité, La connaissance de l'une de ces fonctions permet en effet de déterminer les autres. Après, nous avons défini et classifié les défaillances d'un système ainsi que ses modes de défaillances et ses causes. La méthode permet de classer et d'hierarchiser les défaillances selon certains critères (occurrence, détection, gravité). La connaissance de ces notions est indispensable pour pouvoir implanter une stratégie de maintenance efficace et rentable.

Les résultats de cette analyse sont les actions prioritaires propres à diminuer significativement les risques de défaillances potentielles.

Chapitre III :

Généralité sur la

turbine à gaz.

III.1 Introduction :

Les turbines à gaz demeurent les moyens de production de puissance les plus révolutionnaires dans l'industrie des hydrocarbures, compte tenu des puissances unitaires développées élevées, à de faciles adaptations, à des régimes variables des processus d'exploitation et à de modes de démontage en blocs qui permettent des périodes de fonctionnement entre réparations de plus en plus élargies.

L'objectif de ce chapitre est de présenter une étude descriptive des différentes sections et systèmes de l'installation de la turbine à gaz "MS 5002B", avec les principales défaillances possibles pour une turbine à gaz et la maintenance appliquée sur celle-ci.

III.2 Définition des turbines à gaz :

Une turbine à gaz, appelée aussi turbine à combustion (TAC) ou parfois turbine à gaz de combustion, est une machine tournante thermodynamique appartenant à la famille des moteurs à combustion interne dont le rôle est de produire l'énergie mécanique sous forme de rotation d'un arbre de sortie, directement à partir de l'énergie cinétique des gaz produits par la combustion d'un hydrocarbure (fioul, gaz combustible...) qui subissent une détente dans une turbine. Le comburant le plus souvent de l'air ambiant, est généralement comprimé avant de pénétrer dans la chambre de combustion en utilisant un compresseur rotatif entraîné par le même arbre que la turbine. L'énergie mécanique qui en résulte de la combustion du mélange air-combustible est transmise par l'intermédiaire d'un accouplement en puissance utile à une machine réceptrice « alternateurs, pompes centrifuges, compresseurs de gaz...Etc.).

III.3 Historique de la turbine à Gaz :

Parmi les précurseurs de la turbine à gaz moderne, on doit mentionner les inventeurs des moteurs thermiques fonctionnant avec gaz permanent (plus précisément avec l'air chaud). Bien que ces moteurs aient été conçus d'après le principe des machines à vapeurs à piston. Ces inventions ont, en effet permis de déterminer les différentes transformations qui doivent être subies par un gaz permanent servant de fluide moteur, transformations dont le cycle thermodynamique de la turbine à gaz. D'ailleurs certains cycles de cette machine portent encore à présent les noms de leurs inventeurs : cycle de joule, cycle d'Ericsson.

- Première turbine à gaz employée industriellement : Allemagne, 1909-1910.
- 1791 Premier brevet de turbine à gaz de John Barber, Angleterre
- 1900/1904 Premiers essais avec la turbine à air chaud selon Stolze
- 1905 Conception de la turbine à explosion selon Holzwarth
- 1937 mises en service du premier groupe compresseur/turbine à gaz « Houdry » auprès de Marcus Hook Refinery, PA, Etats-Unis d'Amérique. Puissance du groupe 2000 KW
- 1939 mises en service de la première turbine à gaz de 4000 kW à la centrale de Neuchâtel.

Actuellement, la turbine à gaz fait partie de notre environnement courant : l'aviation commerciale et militaire utilise quasi exclusivement des machines de ce type pour propulser ses aéronefs. Pour les applications industrielles, la turbine à gaz est maintenant le concurrent direct des moteurs diesels.

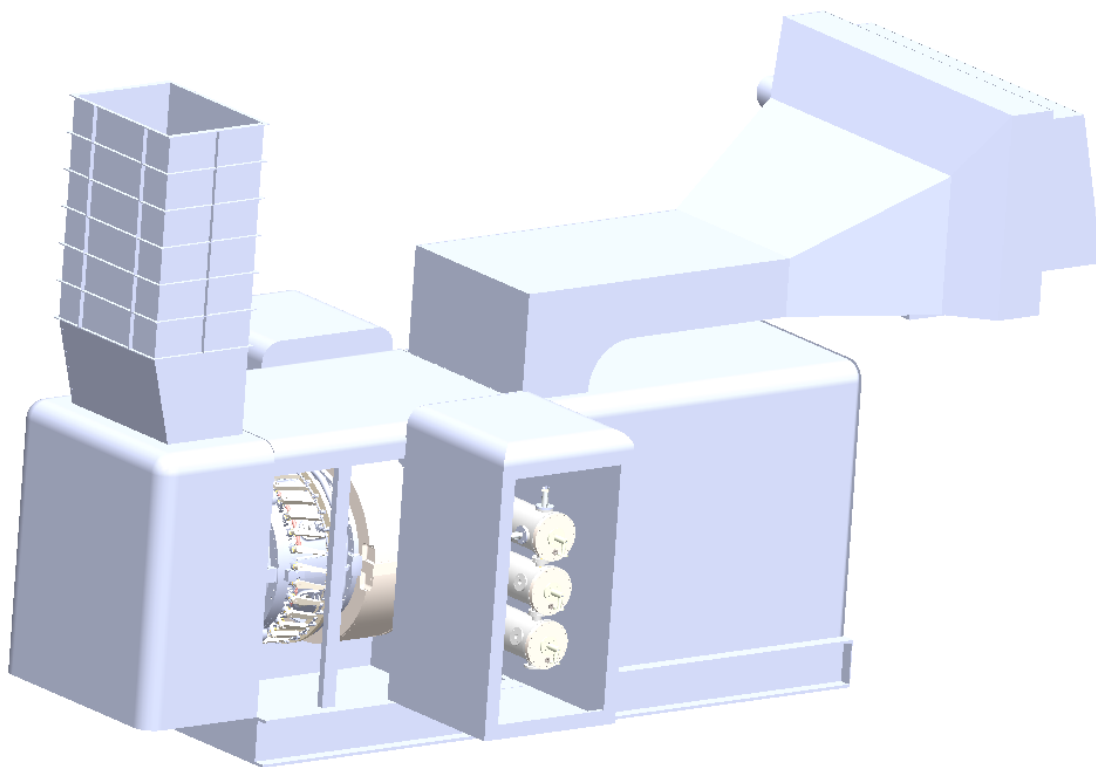


Figure 15: Modèle 3D de la turbine à gaz GE MS5002.

III.4 Classification des Turbines :

Les turbines à gaz peuvent être classées selon :

III.4.1 Mode de Travail (mode d'action du gaz) :

On distingue deux types de turbines :

Turbine à action : Où l'énergie thermique est transformée complètement en énergie cinétique dans la directrice. L'évolution des gaz dans les roues se fait sans variation de pression statique $P_1 > P_2 = P_3$.

Turbine à réaction : Une partie de l'énergie thermique est transformée dans la roue en énergie cinétique et mécanique. L'évolution des gaz dans la roue se fait avec variation de la pression statique $p_1 > p_2 > p_3$, le taux de réaction caractérisera l'énergie thermique totale.

III.4.2 Mode d'injection du gaz :

Injection totale : les tuyères sont réparties sur toute la circonférence

Injection partielle : les tuyères sont réparties sur une portion de circonférence.

III.4.3 Mode de construction (disposition des arbres) :

Turbine mono-arbre : Le compresseur et les sections de la turbine sont montés sur un même arbre, ce qui leur permet de tourner à la même vitesse, ce type est utilisé pour les applications qui n'ont pas besoin des variations de vitesse tel qu'entraînement des génératrices pour la production d'électricité.

Turbine bi-arbre : les deux sections de la turbine ne sont pas reliées mécaniquement ce qui leur permet de tourner à des vitesses différentes. Ce type est utilisé dans des applications qui demandent une large variation de vitesse telle que l'entraînement des compresseurs.

III.4.4 Mode de fonctionnement (selon le cycle) :

Il existe deux cycles thermodynamiques :

La turbine à gaz à cycle fermé : dans lesquelles l'élément actif passe successivement dans le compresseur, la chambre de combustion et la turbine sans qu'il ne puisse sortir à l'air libre.

La turbine à gaz à cycle ouverte : dans lesquelles l'élément actif entre dans la turbine à gaz à partir de l'air libre et retourne à l'air libre.

III.4.5 Mode de circulation du gaz :

Turbines axiales : les gaz se déplacent parallèlement à l'arbre de la turbine, (à disque et à tambour)

Turbines radiales : la direction des gaz est radiale.

III.4.6 Selon le travail fourni :

Générateur de gaz (Gazéificateur) : C'est une turbine à gaz qui possède un ou plusieurs arbres et qui produit des gaz d'échappement chauds, mais elle ne fournit pas de travail mécanique.

Une turbine de puissance (travail) : C'est une machine thermique ou une partie de l'énergie de l'élément actif est convertie en énergie mécanique et utilisée pour l'entraînement d'une charge qui lui est relié.

III.4.7 Selon la conception :

Turbines industrielles : dites HEAVY DUTY sa puissance varie de 10 à 300 MW

Turbine dérivée : dérivées des moteurs d'aviation avec une puissance entre 2 à 50 MW

III.5 Constitution la turbine industrielle (objet d'étude MS5002B) :

La turbine sujet de notre étude est la turbine à gaz modèle GE MS5002B, elle est utilisée pour entrainer les compresseurs centrifuges qui compresse le gaz avant l'envoi vers la station de Hassi R'mel.

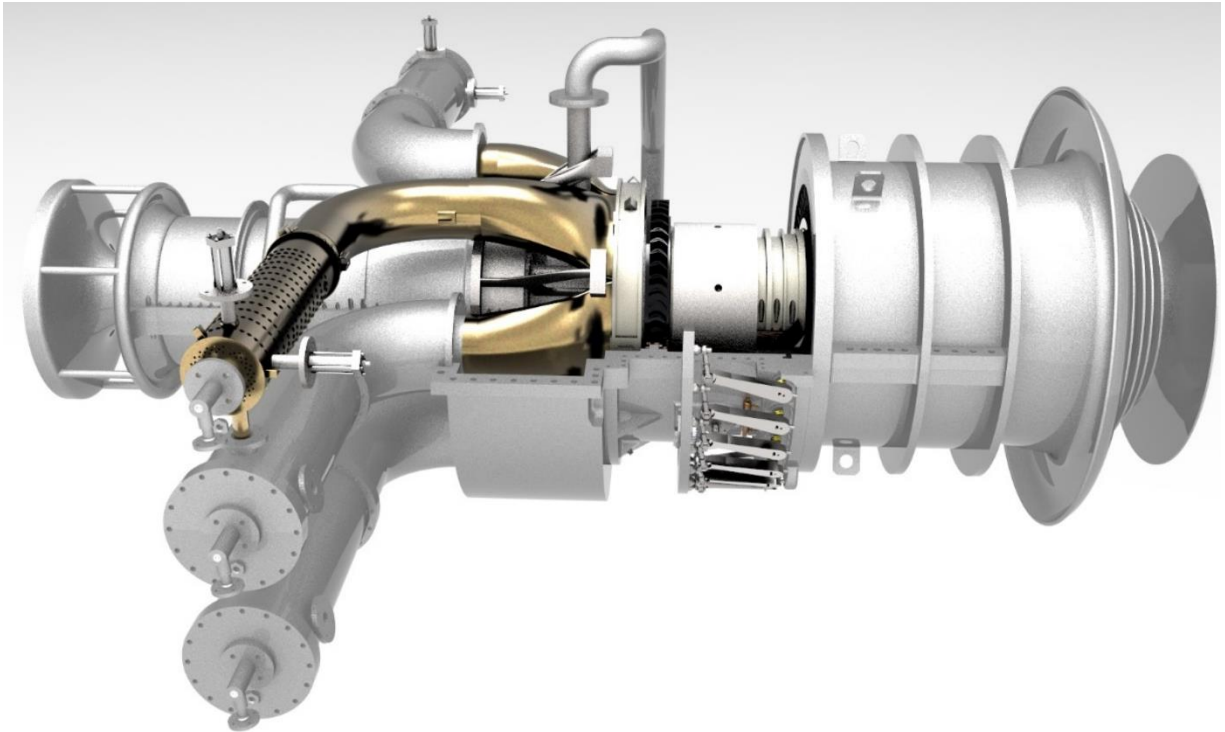


Figure 16: Modèle 3D de la turbine à gaz GE MS5002 (sans la carcasse).

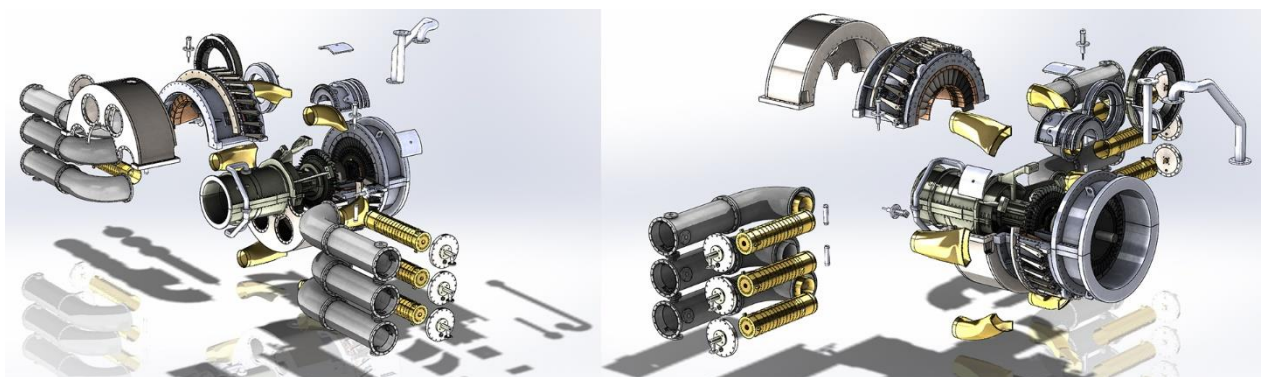


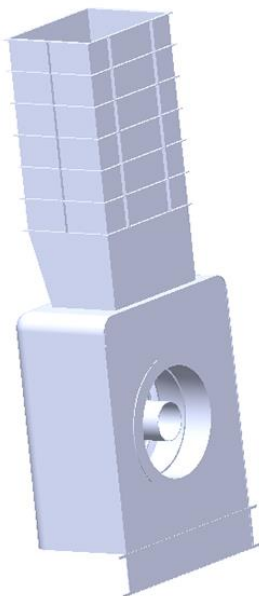
Figure 17: Vue éclatée en 3D de la turbine à gaz GE MS5002.

III.5.1 Section admission :

Cette section a pour but de diriger l'air ambiant dans l'admission du compresseur axial afin de garantir une bonne filtration de l'air pour le bon fonctionnement de la turbine. Cette section est composée d'éléments principaux suivant :

- Filtre d'admission
- Conduite
- Silencieux
- Coude
- Caisson d'admission

L'air entre dans le filtre passe par la conduite, le silencieux, le coude, et le caisson d'admission pour aller au compresseur.



Aero-Filtre



Caisson d'admission

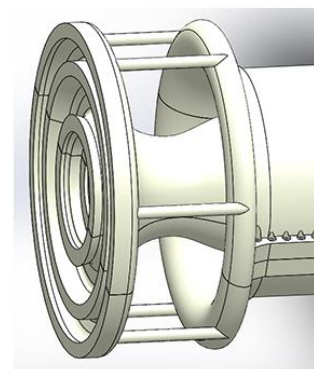


Figure 18: Section d'admission.

III.5.2 Section compression :

Lorsque la puissance utile de la turbine à gaz est suffisamment faible, la compression peut être réalisée à l'aide d'un compresseur centrifuge. La section compression axial comprend le rotor et le corps du compresseur de seize étages de compression, les aubes variables de la directrice et deux déflecteurs de sortie. L'air est comprimé à travers d'une série d'aubes du rotor et les aubes du stator guident l'air et l'orientent dans l'étage suivant du rotor. Le compresseur axial assure l'alimentation des chambres de combustion en air comprimé à une pression convenable pour assurer une puissance utile suffisante.

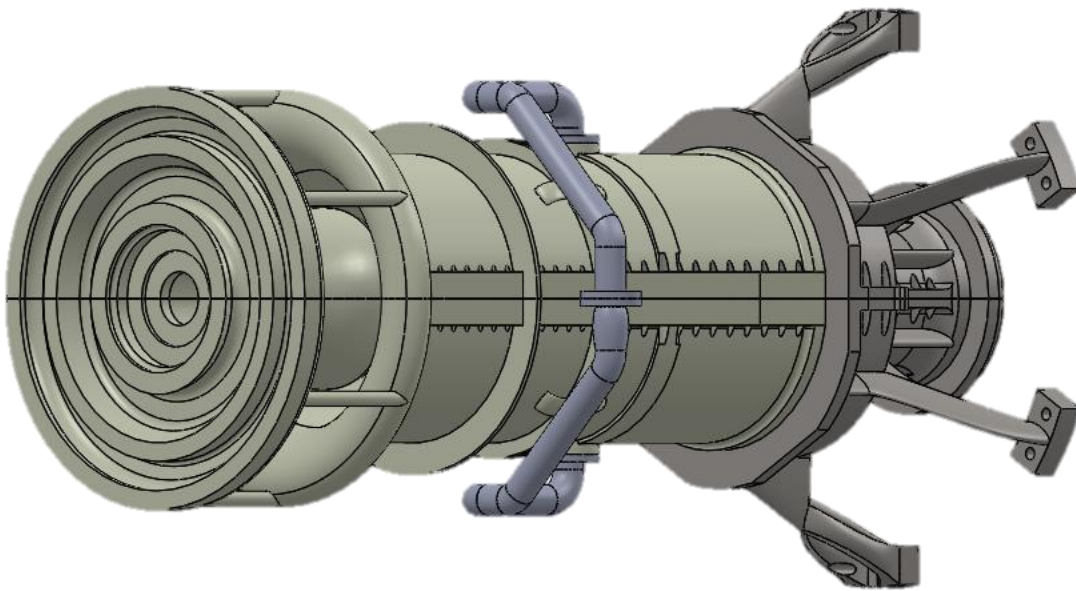


Figure 19: Modèle 3D de la section compression de la turbine à gaz GE MS5002.

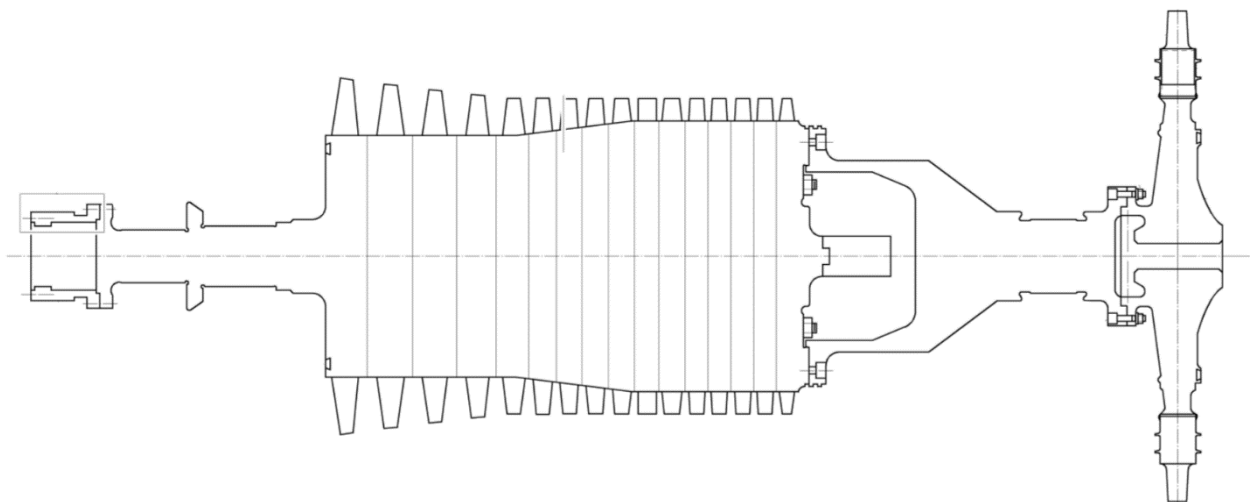


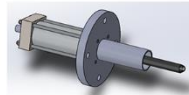
Figure 20: Schéma représentatif du compresseur.

III.5.3 Section combustion :

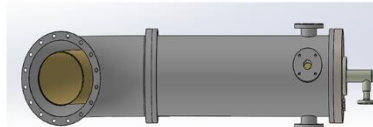
C'est une composante mécanique du système de combustion, dans lequel le combustible est brûlé pour élever la température de l'élément actif. Cette section comporte les chambres de combustion qui fournissent la quantité de chaleur nécessaire pour le cycle de la turbine à gaz.

- Les chambres de combustion se composent de :
- Corps de combustion.
- Bougie d'allumage.
- Détecteur de flamme ultra-violet.
- Injecteur de combustible.

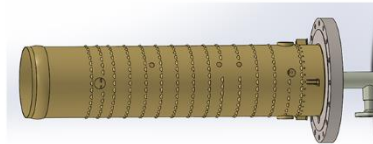
Bougie d'allumage



Les chambres de combustion



Corps de combustion.



Injecteur de combustible.

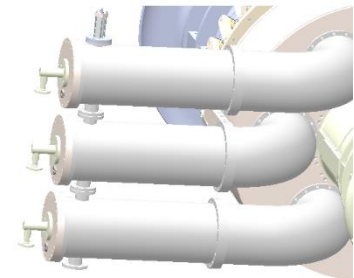
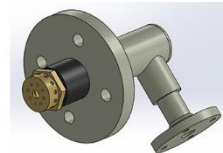


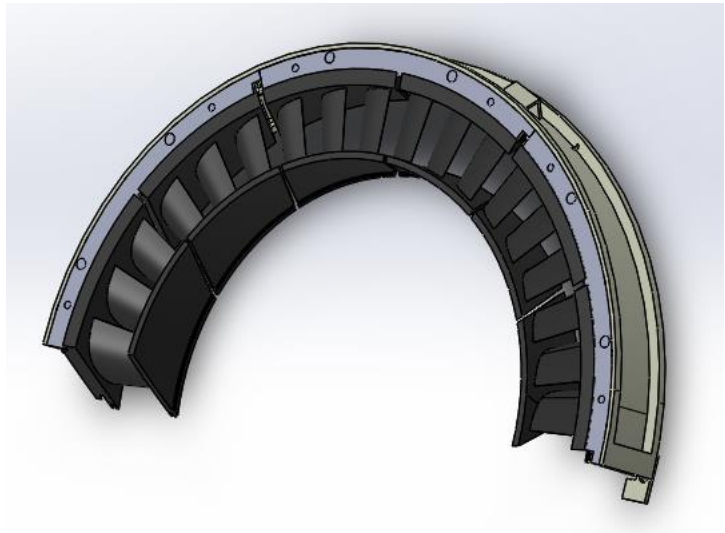
Figure 21: Section combustion.

III.5.4 Section turbine :

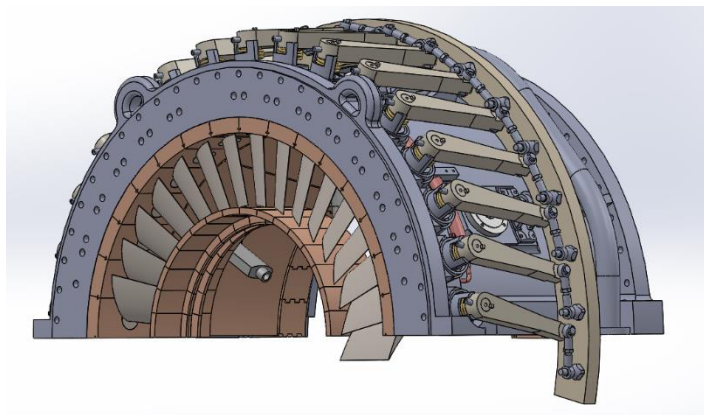
La turbine à gaz est un appareil à écoulement continu, pour un régime de fonctionnement donné, l'état des fluides, en un point quelconque de la turbine, est donc invariable. Comme l'écoulement du fluide à lieu avec vitesse élevée. La durée de séjours du fluide dans la turbine est très réduite de sorte que les échanges de chaleur entre fluide et la paroi sont pratiquement négligeable et l'écoulement peut être considéré adiabatique ou isentropique conformément à la relation $PV^n = \text{cte}$.

Cette section comporte les parties suivantes :

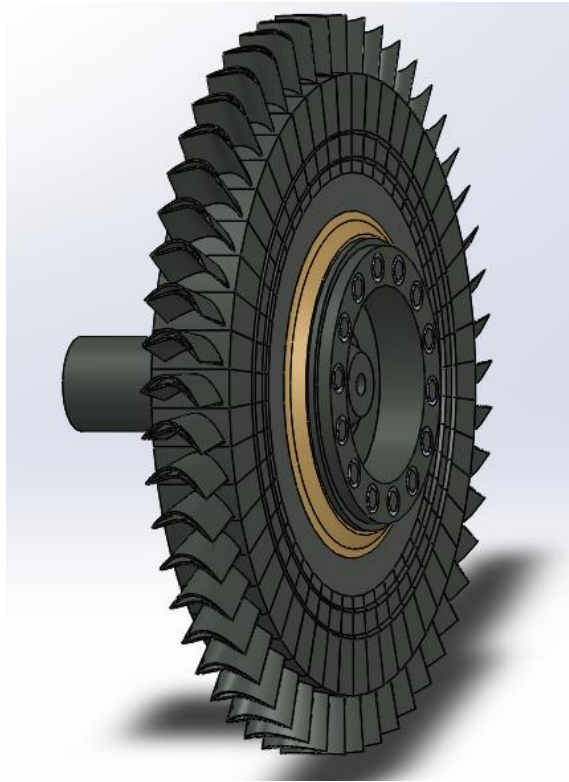
- La directrice de 1er étage.



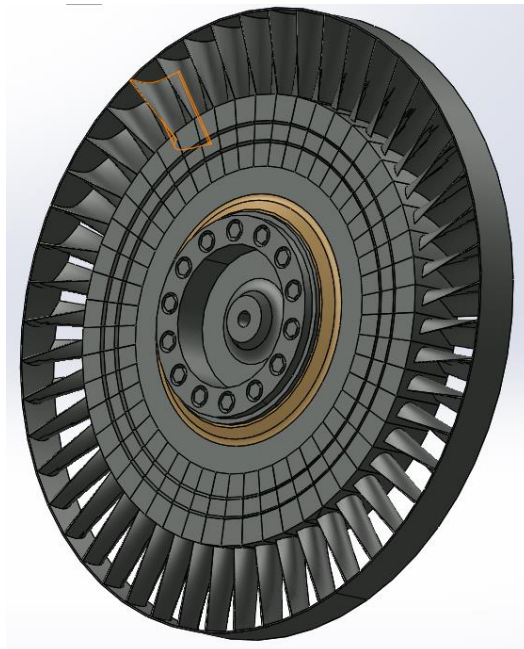
- La directrice à aubes du 2eme étage.



- La roue de la turbine du 1er étage (turbine HP).



- La roue du 2em étage (turbine BP).



III.5.5 Système auxiliaire :

III.5.5.1 Système de démarrage :

Le but de ce système est d'accélérer la turbine jusqu'à la vitesse minimale d'autonomie. Le lancement de la turbine est assuré par un moteur asynchrone qui fonctionne au travers d'un convertisseur de couple pour assurer le couple de démarrage.

III.5.5.2 Système de graissage :

Sa fonction est la lubrification des pièces en contact et en mouvement de la turbine se système comprend

- Un bac à huile.
- Des pompes.
- Des échangeurs de chaleur (réfrigèrent d'huile).
- Filtres.
- Dispositif qui protège le system.

III.5.5.3 Système de commande de combustible :

Son rôle est d'assurer l'alimentation des chambres de combustion par le combustible (le gaz naturel pour notre cas avec la pression et le débit appropriés.

III.5.5.4 Système de refroidissement et d'étanchéité :

Un système qui sert à refroidir les partis exposées à des contrainte thermique très élevée se système fonctionne grâce à l'aire frais qui provient du compresseur axial ainsi qu'une partie de l'aire aspiré de l'atmosphère.

III.5.5.5 Système de protection :

Ce système se compose de plusieurs parties :

III.5.5.5.1 Protection de survitesse :

Lors d'un problème, un signal est émis par le contrôleur électrique pour arrêter le carburant, au-delà d'une vitesse limite, un freinage mécanique est déclenche pour arrêter la machine.

III.5.5.5.2 Protection de dépassement de la température :

Le système déclenche une alarme dès que la température dépasse la limite fixée.

III.5.5.5.3 Protection et détection des vibration :

Ce système est constitué de plusieurs détecteurs de vibration, celles-ci sont répartie stratégiquement en différent points de la turbine pour alerter en cas d'anomalie

III.5.5.5.4 Protection et détection de flamme

Ce système est constitué de nombreux détecteurs de flammes, celles-ci sont répartie stratégiquement en différent points de la turbine pour alerter en cas d'anomalie, en particulier dans les chambres de combustion et tout le long des conduites du gaz ou sa température est élevé.

III.5.5.5.5 Dispositive anti-pompage :

Le pompage est marqué par la rupture complète de l'écoulement continu à travers le compresseur et résulte en large oscillation de débit avec le temps ce qui ferait des endommagements importants sur les organes mécaniques.

III.6 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz :

Quand le rotor de la turbine HP atteint les 20% de la vitesse de rotation nominale grâce à un dispositif de lancement (turbine à détente). L'air aspiré de l'atmosphère dans le compresseur est envoyé à l'aide de tuyaux à la chambre de combustion ou le combustible est divisé sous pression dans les chambres de combustion, un arc électrique de haute tension enflamme le mélange air combustible. Après l'allumage, le combustible continuera d'être injecté dans les chambres et crée une flamme (combustion continue). Les gaz chauds font monter la vitesse du rotor turbine HP/compresseur qui à son tour fait augmenter la pression de refoulement du compresseur.

Quand la pression commence à monter, elle déclenche la rotation du rotor de la turbine BP et elle augmente la vitesse des deux arbres de la turbine jusqu'à la vitesse de service. Les produits de la combustion se détendant d'abord à travers la roue haute pression en suite à travers la roue basse pression ; la rotation de l'arbre du compresseur entraîne les auxiliaires avec lui. A la détente BP, les gaz chauds font tourner l'arbre de puissance ce qui induit la rotation de la charge avant d'être évacuer à l'atmosphère.

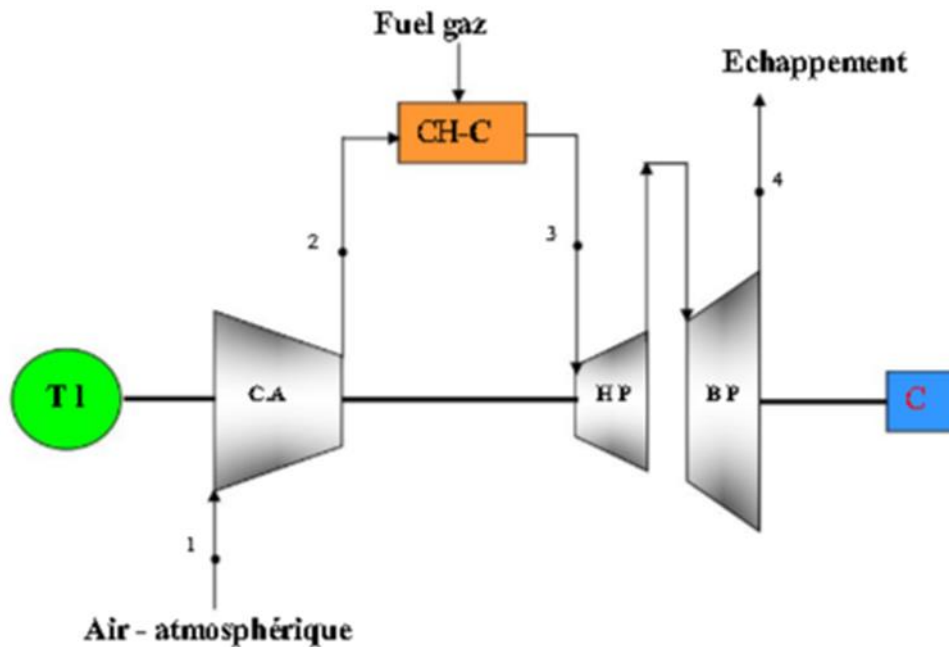


Figure 26: Principe de fonctionnement de la turbine à gaz

Désignation :

- **CA** : compresseur d'air.
- **CH-C** : chambre de combustion.
- **HP** : turbine à gaz haute pression.
- **BP** : turbine à gaz basse pression.
- **TL** : démarreur (turbine de lancement).
- **C** : récepteur (charge).

III.6.1 Cycle théorique des installations à turbine à gaz :

L'étude du cycle thermodynamique décrit réellement dans une turbine à gaz devrait tenir compte de toutes les imperfections des différentes parties de cette machine ; en effet l'intervention des rendements du compresseur et de la turbine. Le rendement ainsi défini, qui est le rendement isentropique, est désigné par s .

Le cycle thermodynamique sur lequel toutes les turbines à gaz fonctionnent s'appelle le cycle de Brayton. (La figure ...) montre le diagramme classique, Température - Entropie (T-s) pour ce cycle.

Chaque cycle de Brayton peut être caractérisé par deux paramètres significatifs :

Le rapport de pression et la température de combustion. Le rapport de pression du cycle est la pression au point 2a (pression à la sortie du compresseur) divisée par la pression au point 1 (pression d'admission du compresseur).

Dans un cycle idéal, ce rapport de pression est également égal à la pression au point 3 divisé par la pression au point 4a.

Cependant, dans un cycle réel il y a une certaine légère perte de pression dans le système de combustion et, par conséquent, la pression au point 3 est légèrement moins élevée qu'au point 2a.

L'autre paramètre significatif, la température de la combustion, est considérée comme étant la température la plus élevée du cycle.

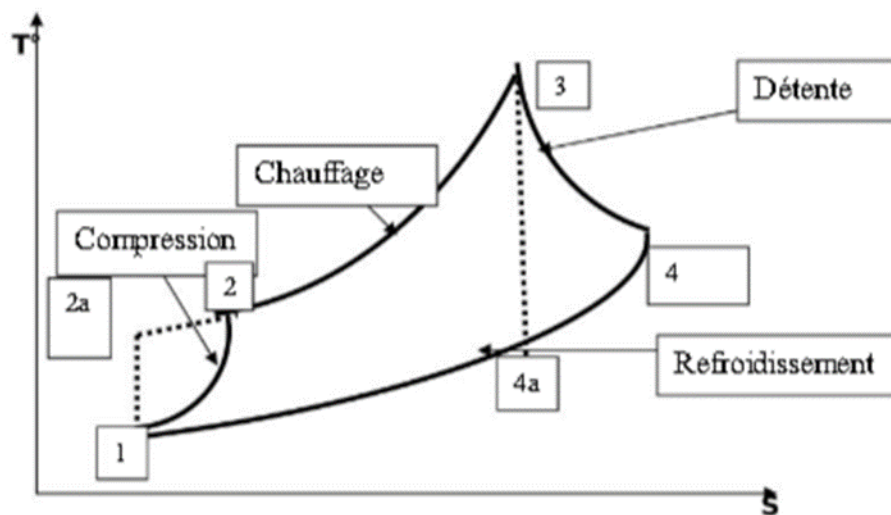


Figure 27: Diagramme comparatif des cycles : idéal 1, 2a, 3, 4a, 1 et réel 1, 2, 3, 4, 1

Les transformations thermodynamiques réelles sont :

- 1 à 2 : compression adiabatique
- 2 à 3 : combustion isobare
- 3 à 4 : détente adiabatique
- 4 à 1 : échappement isobare

III.7 Avantages et inconvénients des turbines à gaz :

Comme toutes machines industrielles, les turbines ont leurs avantages et inconvénients. Et pour faire le bon choix il faut les connaître et trouver un compromis qui maximise le profit de l'entreprise, en coût d'exploitation et en coût de maintenance.

III.7.1 Avantages :

- Une puissance élevée dans un espace restreint dans lequel un groupe diesel de même puissance ne pourrait pas être logé.
- A l'exception du démarrage et d'arrêt, la puissance est produite d'une façon continue.
- Démarrage facile même en grand froid.
- Diversité de combustible pour le fonctionnement.
- Possibilité de fonctionnement à faible charge.

III.7.2 Inconvénients

- Consommation spécifique en combustible plus élevée que les moteurs diesel.
- Sensible à la température ambiante.
- Volumes importants des conduites d'arrivée d'air et d'échappement des gaz.
- Prix d'installation supérieur à celui d'un groupe diesel.
- Temps de lancement beaucoup plus important que celui d'un groupe diesel (8 minutes contre 20 secondes).
- Rendement inférieur à celui d'un moteur diesel.
- Nécessité d'un compresseur
- Difficulté d'obtenir des matériaux résistants aux hautes températures (recherches actuelles sur des aubes en céramique)

III.8 Principale défaillance de la turbine à gaz MS5002 :

La turbine à gaz peut subir les défaillances suivantes :

- Les bougies d'allumage.
- Les détecteurs de flammes.
- Brûleur des pièces de transition.
- Les aubes de refoulement du compresseur axial.
- Usure des paliers
- Détérioration des joints
- Fissuration

III.9 Maintenance appliquée sur les turbines à gaz 5002b :

III.9.1 La maintenance systématique (les inspections à l'arrêt) :

Elle nécessite le démontage de la turbine à différents degrés ce qui la porte au niveau $\frac{3}{4}$ de maintenance :

III.9.1.1 Une inspection du système combustion (CI) :

Chaque 8000 h de fonctionnement, une inspection du système de combustion réclame un temps d'arrêt relativement court de la turbine à gaz afin de vérifier l'état des éléments suivants :

- Chambre de combustion.
- Tubes d'interconnexion.
- Bougies d'allumage.
- Détecteurs des flammes.

C'est une inspection qui s'inscrit au niveau 3 selon la classification de l'AFNOR.

III.9.1.2 Inspections de la veine des gaz chauds (hot gas path inspection HGPI)

Chaque 16000 h de fonctionnement. Le but de ce niveau d'inspection est d'examiner les pièces de la turbine les plus soumises aux contraintes générées par les températures élevées des gaz de combustion.

III.9.1.3 Révision générale (major inspection MI) :

C'est une révision générale qui est faite chaque 32000 h de fonctionnement. Le but de cette révision est d'examiner toutes les pièces intérieures du stator et du rotor, de l'admission, de la chambre des filtres allant jusqu'aux systèmes d'échappement y compris le réducteur de charge et la machine conduite.

III.10 Conclusion

Les turbines à gaz sont des machines largement utilisées dans plusieurs secteurs industriels et plus particulièrement dans le domaine d'hydrocarbure à cause de leur large gamme de puissance et leurs multiples avantages.

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu sur la Turbine à gaz MS-5002 qui est une machine stratégique dans le complexe Sonatrach.

.

Chapitre IV : Analyse de la sûreté de fonctionnement et AMDEC de la turbine à gaz

IV.1 INTRODUCTION

Dans l'analyse de la fiabilité des structures, les paramètres influents sont considérés comme des variables aléatoires et, à partir d'une équation physique de défaillance dont les variables sont probabilisées, on calcule la probabilité de défaillance. Les applications industrielles sont nombreuses : optimisation de la maintenance et des inspections, calcul de durée de vie résiduelle, etc.

Le retour d'expérience et la connaissance des cinétiques de dégradation sont deux des conditions essentielles d'application de l'analyse de fiabilité des structures.

Le dimensionnement des structures est fondé sur une démarche réglementaire et codifiée, essentiellement déterministe.

Ce dimensionnement ne permet pas d'évaluer le risque lié à la défaillance d'une structure, sa fiabilité. Il donne généralement une marge volontairement pessimiste vis-à-vis des différents modes de ruine possibles et conduit le plus souvent à des surdimensionnements, injustifiés, donc à des surcoûts. En outre, certains chargements peuvent être ignorés au moment de la conception et découverts seulement à l'exploitation. Les structures vieillissent, les propriétés des matériaux peuvent se trouver altérées, les modes d'exploitation ne sont plus les mêmes.

La démarche probabiliste, de fiabilité des structures, s'avère alors essentielle. Le risque est évalué sous la forme d'une probabilité et non plus sous la forme d'un jugement binaire (le dimensionnement est acceptable ou non, l'exploitation peut être poursuivie ou non).

Le calcul de cette probabilité permet de réduire le risque de défaillance par l'organisation des programmes de maintenance-inspection, de prolonger la durée d'exploitation en optimisant leur utilisation.

Dans ce chapitre nous allons commencer par présenter l'historique des temps de bon fonctionnement entre défaillances de la turbine sujet de notre étude (GE MS 5002) durant quatre (4) années (2008/2009/2010/2011). Cet historique nous permettra de calculer les paramètres de la loi de Weibull, et c'est par ce calcul que nous déterminerons la fiabilité de la turbine à gaz.

Par la suite nous enchaînerons par une analyse des modes de défaillances, leurs effets et leurs criticités, pour aboutir à un plan d'action pour améliorer la fiabilité de la machine, et par conséquent son rendement.

IV.2 Fiche historique des pannes :

Dans le tableau ci-dessous nous présentons la fiche historique des pannes de la turbine à gaz MS5002B

Table 7: Fiche historique des pannes et des temps entre chaque défaillance.

Année 2008		Année 2009		Année 2010		Année 2011	
N° panne	TBF(h)	N° panne	TBF(h)	N° panne	TBF(h)	N° panne	TBF(h)
1	380	9	1847	19	735	28	1233
2	573	10	283	20	1032	29	770
3	157	11	1348	21	791	30	341
4	2245	12	741	22	1595	31	1832
5	1039	13	309	23	473	32	270
6	892	14	594	24	976	33	2054
7	1764	15	672	25	2129	34	609
8	574	16	1320	26	287	35	432
		17	396	27	348		
		18	456				

IV.3 Étude de la FMD :

IV.3.1 Détermination des paramètres de la loi de fiabilité :

Le traitement de l'historique des pannes avec le Solveur d'Excel retourne des valeurs des paramètres de la loi de Weibull, et qui représentent la meilleure approximation de la fiabilité. Les paramètres estimés sont montrés dans le tableau suivant :

Table 8: Les paramètres de la loi de Weibull.

Paramètres	β (De forme)	A	B	η (D'échelle)
Résultat	1.5962	0.89657	0.57372	989.797

IV.3.2 Exploitation des formules de la loi de Weibull :

En utilisant les résultats obtenus nous allons calculer les différents indicateurs de l’FMD :

IV.3.2.1 Calcul de l’MTBF :

Selon la loi de Weibull :

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

γ : Étant le décalage, dans notre cas $\gamma = 0$,

A : constante tirée de la table de Weibull.

$$MTBF = 0 + 0.89657 * 989.797$$

$$MTBF = 887.422 \text{ heures}$$

IV.3.2.2 Calcul de l’écart type :

$$\sigma_{(t)} = B\eta$$

$$\sigma_{(t)} = 0.57372 * 989.797$$

$$\sigma_{(t)} = 567.866$$

B : Constante tirée de la table de Weibull

IV.3.3 Détermination des fonction $f_{(t)}$ $F_{(t)}$ $R_{(t)}$ et $\lambda_{(t)}$

IV.3.3.1 La densité de probabilités $f_{(t)}$

$$f_{(t)} = \frac{\beta}{\eta} * (t/\eta)^{\beta-1} * e^{-(t/\eta)^\beta}$$

IV.3.3.2 La fonction de répartition $F_{(t)}$

$$F_{(t)} = 1 - e^{-(t/\eta)^\beta}$$

IV.3.3.3 La fonction de fiabilité $R_{(t)}$:

$$R_{(t)} = e^{-(t/\eta)^\beta}$$

IV.3.3.4 La fonction de taux de défaillance $\lambda_{(t)}$:

$$\lambda_{(t)} = \frac{\beta}{\eta} * (t/\eta)^{\beta}$$

IV.3.4 Valeurs associées à l'MTBF :

Pour le calcul les valeurs associées à l'MTBF nous allons remplacer t par la valeur de l'MTBF : $MTBF = 887.422 \text{ heures}$.

IV.3.4.1 La fonction de répartition $f_{(t)}$

$$f_{(MTBF)} = 0.00065379$$

Cela traduit par : une probabilité de 0,065% pour que la turbine à gaz tombe en panne après exactement 887.422 heures de marche.

IV.3.4.2 La fonction de répartition $F_{(t)}$

$$F_{(MTBF)} = 0.56817$$

Dans ce cas, on a 56.817 % pour que la turbine tombe en panne entre 0 et MTBF.

IV.3.4.3 La fonction de fiabilité $R_{(t)}$:

$$R_{(MTBF)} = 0.43183$$

Nous avons un taux de 43.183% pour que la turbine ne tombe pas en panne entre 0 et MTBF

IV.3.4.4 La fonction de taux de défaillance $\lambda_{(t)}$:

$$\lambda_{(MTBF)} = 0.00151$$

La turbine enregistre 0.00151 de panne par heures, autrement dit il faut en moyenne $1/\lambda_{(t)} = 660.504 \text{ heures}$ pour enregistrer une panne.

Table 9: Calcul de la fiabilité.

n_i	TBF_i	$F_{(TBF_i)} = \frac{n_i}{N+1}$	$f_{(t)}$	$F_{(t)}$	$R_{(t)}$	$\lambda_{(t)}$
1	157	0,027777778	0,000508117	0,051192	0,948808	0,000536
2	270	0,055555556	0,000654226	0,117604	0,882396	0,000741
3	283	0,083333333	0,000666401	0,126189	0,873811	0,000763
4	287	0,111111111	0,000669981	0,128862	0,871138	0,000769
5	309	0,138888889	0,000688323	0,143807	0,856193	0,000804
6	341	0,166666667	0,00071114	0,166211	0,833789	0,000853
7	348	0,194444444	0,000715552	0,171204	0,828796	0,000863
8	380	0,222222222	0,000733227	0,194395	0,805605	0,00091
9	396	0,25	0,000740596	0,206187	0,793813	0,000933
10	432	0,277777778	0,000753832	0,2331	0,7669	0,000983
11	456	0,305555556	0,000760236	0,251273	0,748727	0,001015
12	473	0,333333333	0,000763671	0,264228	0,735772	0,001038
13	573	0,361111111	0,000767401	0,341003	0,658997	0,001164
14	574	0,388888889	0,00076731	0,34177	0,65823	0,001166
15	594	0,416666667	0,000765006	0,357095	0,642905	0,00119
16	609	0,444444444	0,000762699	0,368553	0,631447	0,001208
17	672	0,472222222	0,000748074	0,416182	0,583818	0,001281
18	735	0,5	0,000726546	0,462666	0,537334	0,001352
19	741	0,527777778	0,000724185	0,467018	0,532982	0,001359
20	770	0,555555556	0,000712099	0,487847	0,512153	0,00139
21	791	0,583333333	0,000702697	0,502703	0,497297	0,001413
22	892	0,611111111	0,000651275	0,571156	0,428844	0,001519
23	976	0,638888889	0,00060293	0,623859	0,376141	0,001603
24	1032	0,666666667	0,000569056	0,656679	0,343321	0,001658
25	1039	0,694444444	0,000564764	0,660647	0,339353	0,001664
26	1233	0,722222222	0,000445233	0,758585	0,241415	0,001844
27	1320	0,75	0,00039374	0,795064	0,204936	0,001921
28	1348	0,777777778	0,000377718	0,805863	0,194137	0,001946
29	1595	0,805555556	0,000251821	0,882999	0,117001	0,002152
30	1764	0,833333333	0,000183828	0,919598	0,080402	0,002286
31	1832	0,861111111	0,000160683	0,931298	0,068702	0,002339
32	1847	0,888888889	0,000155891	0,933672	0,066328	0,00235
33	2054	0,916666667	0,00010051	0,959876	0,040124	0,002505
34	2129	0,944444444	8,49322E-05	0,966817	0,033183	0,002559
35	2245	0,972222222	6,48429E-05	0,975459	0,024541	0,002642

IV.3.5 Représentations des fonctions f, F, R, λ en fonction du TBF :

IV.3.5.1 Représentation graphique de la densité de probabilités $f(t)$ en fonction de TBF.

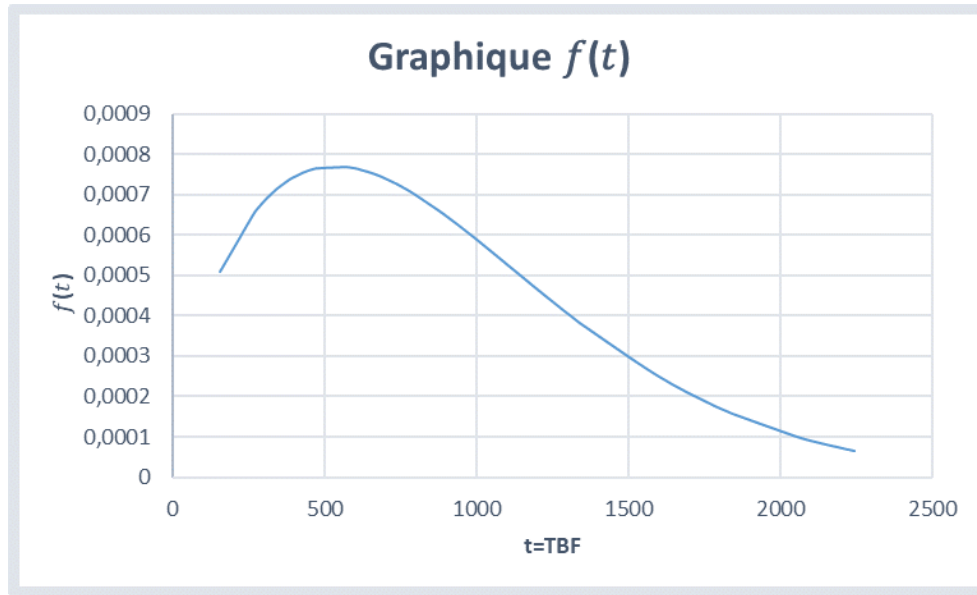


Figure 28: Représentation graphique de la densité de probabilités $f(t)$.

Le diagnostic graphique obtenu montre clairement, figure n°28 , que la fonction $f(t)$ (densité de probabilité) augmente avec la progression du temps jusqu'à le temps de 400h et 750h et après cette valeur la fonction $f(t)$ diminue avec le temps.

c.à.d. que la plupart des pannes de notre turbine d'étude apparaissent entre l'intervalle de 400h et 750h et au-delà de 750 h la fréquence de défaillance est plus faible.

IV.3.5.2 Représentation graphique de la fonction de répartition $F(t)$ en fonction de TBF

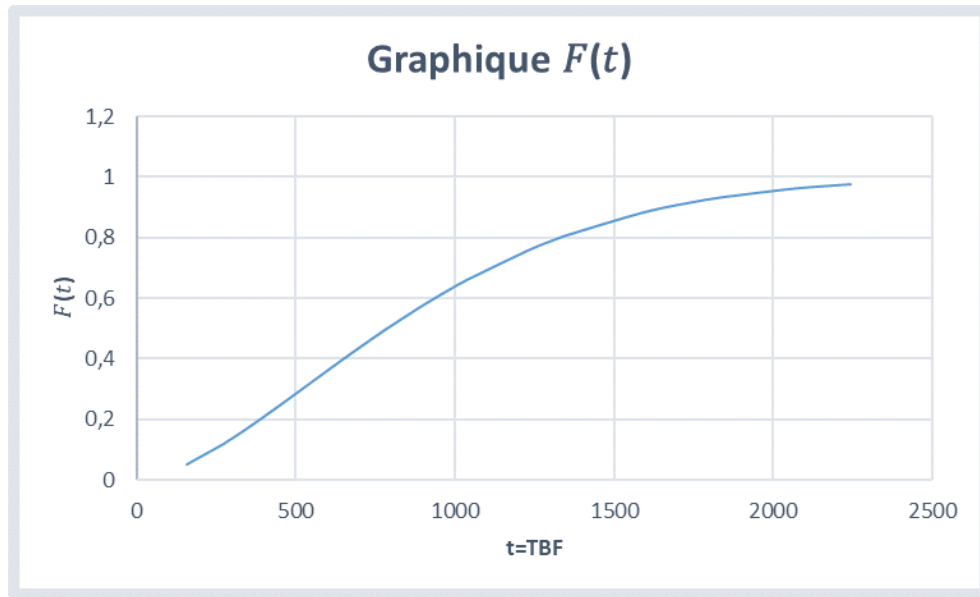


Figure 29: La répartition $F(t)$ en fonction de temps de bon fonctionnement.

La figure montre que la fonction de défaillance est croissante en fonction du temps avec un $F(MTBF) = 0,56817 = 56.81\%$. C.à.d. Que la turbine à gaz qui a fait l'objet de notre étude a subi de plus en plus des problèmes mécaniques. Ce qui signifie quand doit intervenir dans les temps pour réduire le risque d'arrêt.

IV.3.5.3 Représentation graphique de la fonction de fiabilité $R(t)$ en fonction de la TBF :

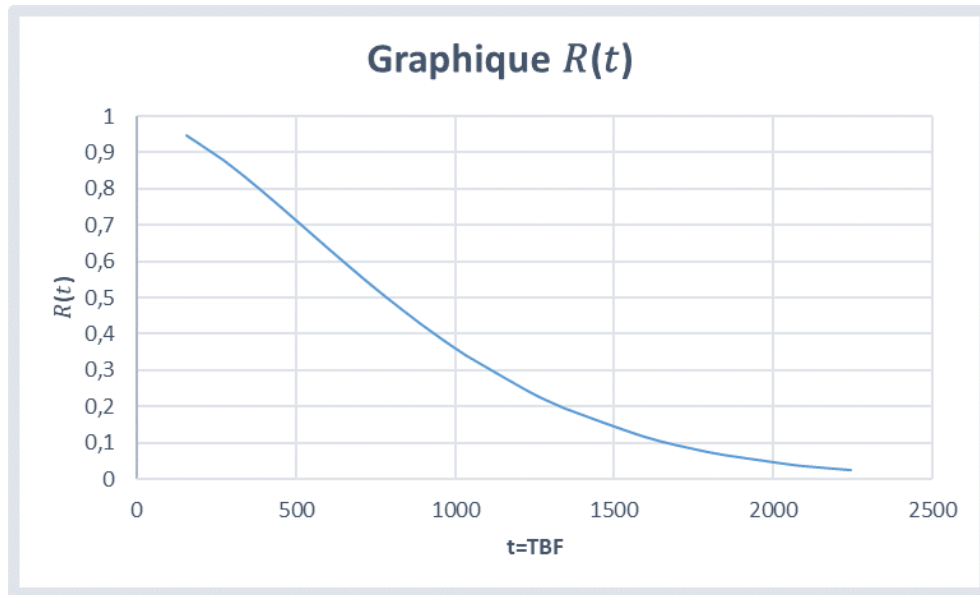


Figure 30: Représentation graphique de la fiabilité en fonction du TBF.

Nous remarquons que le graphe décroît en fonction du temps, ce qui explique que la fiabilité de notre turbine décroît rapidement en premier temps jusqu'à $t=MTBF= 887.422$ puis elle se stabilise. Cette décroissance montre que la turbine à gaz a subi des arrêts suite à un phénomène de dégradation (l'usure) ou un contrôle insuffisant de qualité et plus probablement une mauvaise maintenance.

IV.3.5.4 Représentation graphique de la fonction du taux de défaillance $\lambda(t)$ en fonction de TBF :

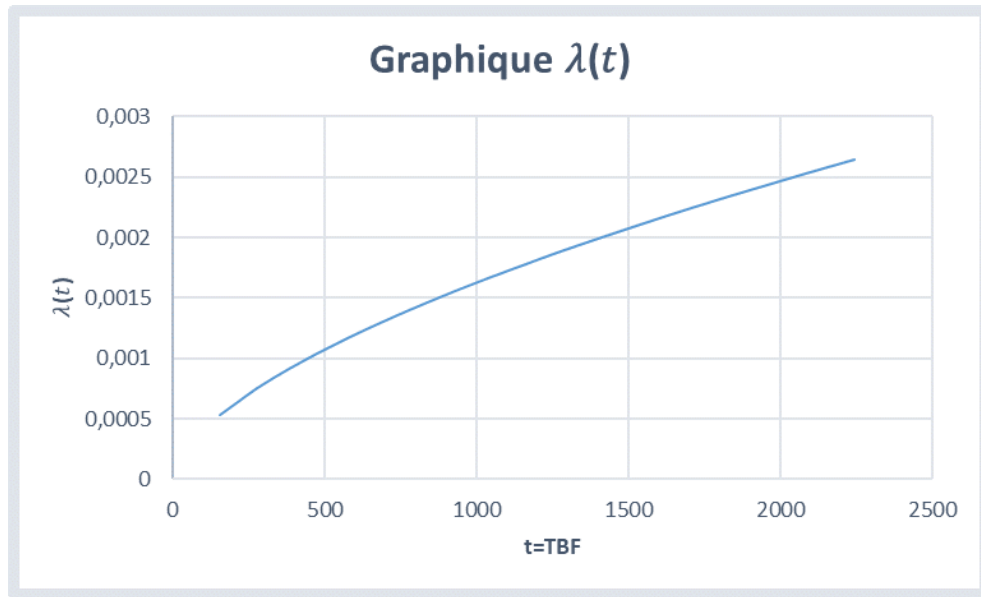


Figure 31: La fonction de taux de défaillance $\lambda(t)$.

Nous remarquons que le taux de défaillance est croissant en fonction de temps. C.à.d. dès la première mise en marche de notre turbine, le risque de défaillance est très petit puis il augmente au fil du temps. Le taux de défaillance croissant indique une période de vieillesse (courbe en baignoire)

IV.3.6 Test d'adéquation Kolmogorov-Smirnov :

Avant la validation de toutes les lois de fiabilité, il est nécessaire de tester l'hypothèse pour savoir si nous devons accepter ou rejeter le modèle proposé par le test de Kolmogorov-Smirnov avec un seuil de confiance de $\alpha=1\%$.

Ce test s'applique sur des modèles quel que soit le nombre d'observation et sans restriction. Il se base sur la comparaison entre la fonction de répartition réelle et théorique des défaillances. Il suffit de démontrer que la différence est inférieure à la différence tirée de la table qui correspond au nombre d'observation et au risque d'erreur admissible.

$$D_{n_i} = |F_{(TBF_i)} - F_{(t)}|$$

On démontre que :

$$D_n = \max(D_{n_i}) < D_{N,\alpha}$$

Avec :

N = nombre d'observation

α = risque d'erreur

$D_{N,\alpha}$ = valeur tirée de la table de Kolmogorov – Smirnov

La valeur du risque que nous allons prendre c'est

$$\alpha = 0.01,$$

$$N = 35 .$$

Donc, depuis la table : $D_{35,0.01} = 0.2690$

Table 10: Calcul du teste de Kolmogorov-Smirnov.

n_i	TBF_i	$F_{(TBF_i)} = \frac{n_i}{N+1}$	$F_{(t)}$	D_{n_i}
1	157	0,027777778	0,051192	0,023414519
2	270	0,055555556	0,117604	0,062048703
3	283	0,083333333	0,126189	0,0428559
4	287	0,111111111	0,128862	0,01775091
5	309	0,138888889	0,143807	0,004918598
6	341	0,166666667	0,166211	0,000455955
7	348	0,194444444	0,171204	0,023240194
8	380	0,222222222	0,194395	0,027826804
9	396	0,25	0,206187	0,04381274
10	432	0,277777778	0,2331	0,044677294
11	456	0,305555556	0,251273	0,054282525
12	473	0,333333333	0,264228	0,069105833
13	573	0,361111111	0,341003	0,020108341
14	574	0,388888889	0,34177	0,047118763
15	594	0,416666667	0,357095	0,059571875
16	609	0,444444444	0,368553	0,075891259
17	672	0,472222222	0,416182	0,056039725
18	735	0,5	0,462666	0,037334341
19	741	0,527777778	0,467018	0,060759901
20	770	0,555555556	0,487847	0,067708917
21	791	0,583333333	0,502703	0,08063043
22	892	0,611111111	0,571156	0,039955308
23	976	0,638888889	0,623859	0,015030161
24	1032	0,666666667	0,656679	0,009988017
25	1039	0,694444444	0,660647	0,03379742
26	1233	0,722222222	0,758585	0,036362983
27	1320	0,75	0,795064	0,045063517
28	1348	0,777777778	0,805863	0,028085454
29	1595	0,805555556	0,882999	0,077443412
30	1764	0,833333333	0,919598	0,086264606
31	1832	0,861111111	0,931298	0,070186894
32	1847	0,888888889	0,933672	0,044783286
33	2054	0,916666667	0,959876	0,043209448
34	2129	0,944444444	0,966817	0,022372172
35	2245	0,972222222	0,975459	0,003237118

De la table précédente $D_n = 0.086264606$

$$0.086264606 < 0.2690$$

Ce qui implique :

$$D_n < D_{35,0.01}$$

Le résultat du test indique que la loi de Weibull est adéquate pour l'analyse de notre historique. Autrement dit la loi de Weibull décrit le comportement de la turbine à gaz avec un niveau de confiance $1 - \alpha = 0.99$ ou 99% .

IV.3.7 Estimation de la maintenabilité

Pour mesurer l'aptitude de la turbine à gaz MS5002B nous avons relevé l'historique des interventions sur le tableau n°11. Puis nous avons déterminé les indicateurs de la maintenabilité

Table 11: Fiche historique des interventions.

Année 2008		Année 2009		Année 2010		Année 2011	
N° Intervention	TTR(h)	N° Intervention	TTR(h)	N° Intervention	TTR(h)	N° Intervention	TTR(h)
1	40	9	540	19	32	28	53
2	180	10	2	20	27	29	19
3	7	11	12	21	14	30	27
4	68	12	7	22	180	31	71
5	15	13	23	23	23	32	29
6	11	14	47	24	12	33	540
7	23	15	38	25	8	34	13
8	14	16	27	26	37		
		17	56	27	49		
		18	32				

IV.3.7.1 Calcul du *MTTR* :

$$MTTR = \frac{\text{temps cumulé d' intervention}}{\text{nombre d'intervention}}$$

$$MTTR = \frac{\sum TTR}{N} = \frac{2276}{34}$$

$$MTTR = 66.9411 \text{ heures}$$

IV.3.7.2 Taux de réparation μ :

$$\mu = \frac{1}{MTTR} = \frac{1}{66.9411}$$

$$\mu = 0.0149 \text{ intervention/ heure}$$

IV.3.7.3 Fonction de la maintenabilité stricte $M(t)$:

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

$$M_{(t)} = 1 - e^{-0.0149t}$$

Pour $t = MTTR$

$$M_{(t)} = 1 - e^{-0.0149 \cdot 66.9411}$$

$$M_{(t)} = 0.6321$$

La maintenabilité à $t = MTTR$ est $M_{(t)} = 63,21\%$

IV.3.7.4 Représentation de la maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR :

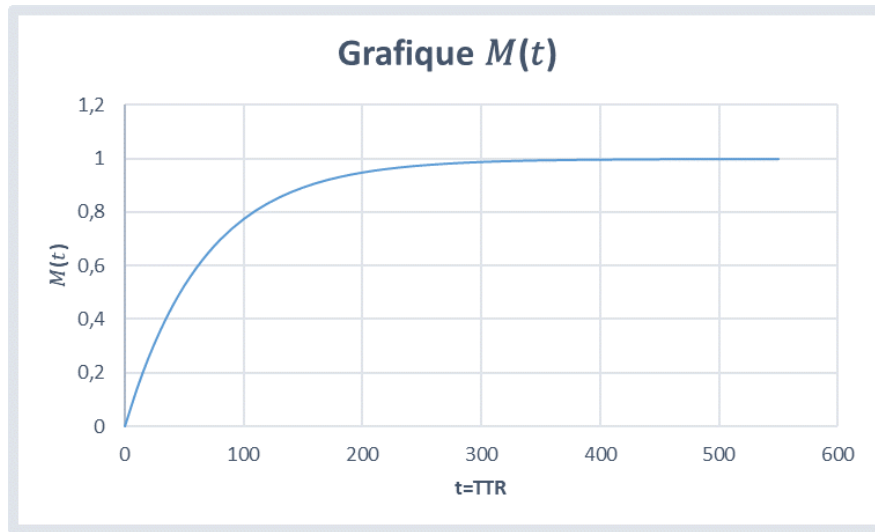


Figure 32: Représentation graphique de la maintenabilité $M(t)$ en fonction de TTR.

La maintenabilité est croissante en fonction du temps puis elle se stabilise à partir de l'instant $T=300$ heures, la maintenabilité est de 99%.

Ce qui justifier la bonne maintenabilité de la turbine à gaz et que le service de maintenance de l'entreprise SONATRACH peut faire la remise en état de fonctionnement de la turbine à gaz après chaque panne.

IV.3.8 Estimation de la disponibilité

La disponibilité de la turbine à gaz est impliquée dans le système de production. Alors nous avons déterminé :

IV.3.8.1 La disponibilité instantanée $D(t)$

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

$$D(t) = \frac{0.0149}{0.00171 + 0.0149} + \frac{0.00171}{0.00171 + 0.0149} e^{-(0.0149 + 0.00171)t}$$

$$D(t) = 0.89704 + 0.10295 e^{-0.0149t}$$

Pour $t = MTTR$

$$D_{(MTTR)} = 0.93091 \text{ Ou } D_{(MTTR)} = 93.091\%$$

On classe le TTR par ordre croissant

Table 12: Calcul de la fiabilité

n_i	TTR_i	$M_{(TTR_i)}$	$D_{(t)}$
1	2	0,02943507	0,99994968
2	7	0,09928773	0,99983036
3	7	0,09928773	0,99983036
4	8	0,11264301	0,99980756
5	11	0,1515324	0,99974121
6	12	0,16411302	0,99971975
7	12	0,16411302	0,99971975
8	13	0,1765071	0,99969861
9	14	0,18871741	0,9996778
10	14	0,18871741	0,9996778
11	15	0,20074667	0,99965729
12	19	0,24710634	0,99957831
13	23	0,29077697	0,99950397
14	23	0,29077697	0,99950397
15	23	0,29077697	0,99950397
16	27	0,33191455	0,99943399
17	27	0,33191455	0,99943399
18	27	0,33191455	0,99943399
19	29	0,35157969	0,99940055
20	32	0,37999742	0,99935225
21	32	0,37999742	0,99935225
22	37	0,42461971	0,99927645
23	38	0,43315114	0,99926197
24	40	0,44983637	0,99923365
25	47	0,50446087	0,99914098
26	49	0,5190471	0,99911624
27	53	0,54694416	0,99906896
28	56	0,56679983	0,99903532
29	68	0,63789361	0,99891496
30	71	0,65376332	0,99888811
31	180	0,93204625	0,99841847
32	180	0,93204625	0,99841847
33	540	0,99968621	0,99830465
34	540	0,99968621	0,99830465

IV.3.8.2 Représentation de la disponibilité $D(t)$ en fonction de TTR

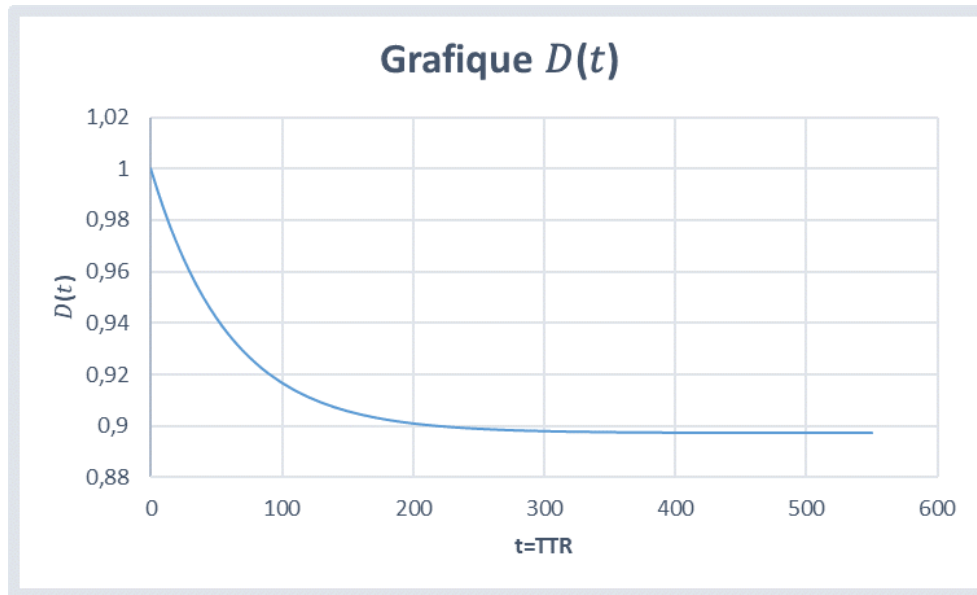


Figure 33: Représentation graphique de la disponibilité $D(t)$ en fonction de TTR.

La courbe représente la disponibilité en fonction du temps technique de réparation, elle suit une forme exponentielle décroissante. Pour que cette turbine présente une bonne disponibilité, elle doit :

- Avoir le moins possible d'arrêts de production (augmentée sa fiabilité)
- Être rapidement remis en bon état si elle tombe en panne (augmenté sa Maintenabilité)

IV.3.9 Discussion sur les résultats :

Le calcul de la fiabilité nous permet une meilleure compréhension de la machine et son comportement tout le long de son utilisation. Les données récoltées nous ont permis de calculer la fiabilité de la turbine à gaz objet d'étude ainsi que sa maintenabilité et sa disponibilité.

Le moyen des temps de bon fonctionnement (MTBF) qui est de 887.422 heures associer à une fiabilité de $F_{(MTBF)} = 56,817\%$ sert comme une bonne référence pour l'établissement du planning de la maintenance et maîtriser les défaillances de la machine par des interventions préventifs à des intervalles inférieur à l'MTBF pour toujours être dans une zone de fiabilité supérieur à 60%.

En cas de défaillance, le moyen des temps de réparation et la disponibilité (calculé précédemment) nous permettrons d'estimer le temps d'arrêt de la machine qui voisine le 65 heures, et par conséquent estimer le cout d'une défaillance.

Le teste de Kolmogorov-Smirnov nous indique que notre machine admet une modélisation par la loi de Weibull avec une probabilité d'erreur de 1%. Ce qui nous permet de dire que les résultats obtenus ont une confiance à la hauteur de 99%.

IV.4 Application de l'AMDEC sur la turbine à gaz MS5002B

IV.4.1 Introduction :

Parmi les outils et techniques de prévention des problèmes potentiels, la méthode AMDEC « Analyse des Modes de défaillance, de leurs effets et leur criticité » elle permet d'étudier, d'identifier, de prévenir ou au moins de réduire les risques de défaillance d'un système, d'un processus, d'un produit. Elle constitue un véritable outil d'optimisation de la fiabilité, la maintenabilité, la disponibilité ainsi que les coûts de la maintenance.

IV.4.2 Méthodologie d'application de l'AMDEC

Avant de se lancer dans la réalisation proprement dite de l'AMDEC, il faut connaître précisément le système et son environnement. Ces informations sont généralement le résultat de l'analyse fonctionnelle, de l'analyse des risques et éventuellement du retour d'expériences.

Il faut également déterminer comment et à quel fin l'AMDEC sera exploitée et définir les moyens nécessaires, l'organisation et les responsabilités associées.

Dans un second temps, il faut évaluer les effets des modes de défaillance. Les effets de mode de défaillance d'une entité donnée sont étudiés d'abord sur les composants directement interfacés avec celui-ci (effet local) et de proche en proche (effets de zone) vers le système et son environnement (effet global).

Il est important de noter que lorsqu'une entité donnée est considérée selon un mode de défaillance donné, toutes les autres entités sont supposées en état de fonctionnement nominal.

Dans un troisième temps, il convient de classer les effets des modes de défaillance par niveau de criticité, par rapport à certains critères de sûreté de fonctionnement préalablement définis au niveau du système en fonction des objectifs fixés (fiabilité, sécurité, etc.).

Les modes de défaillance d'un composant sont regroupés par niveau de criticité de leurs effets et sont par conséquent hiérarchisés.

Cette typologie permet d'identifier les composants les plus critiques et de proposer alors les actions et les procédures " juste nécessaires " pour y remédier. Cette activité d'interprétation des résultats et de mise en place de recommandations constitue la dernière étape de l'AMDEC.

IV.4.3 Analyse fonctionnelle du système

Une défaillance est la disparition ou la dégradation d'une fonction. Pour pouvoir trouver les défaillances, il faut savoir les fonctions. L'objectif de l'analyse fonctionnelle est de déterminer d'une manière assez complète les fonctions principales d'un système.

La figure ci-dessous schématise d'une façon simplifier la turbine à gaz :

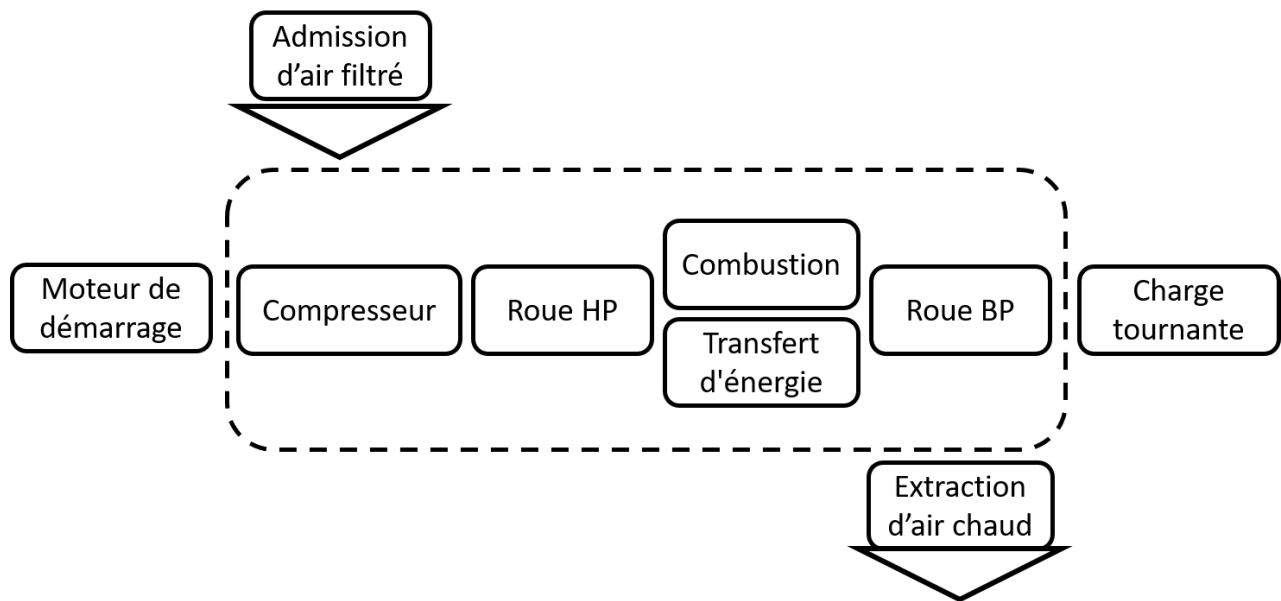


Figure 34: Schéma du système de la turbine à gaz GE MS5002.

IV.4.4 Décomposition du système :

L'AMDEC est une méthode de réflexion créative qui repose essentiellement sur la décomposition fonctionnelle de système en éléments simples jusqu'au niveau des composants les plus élémentaires.

On a décomposé le système en quatre sous-systèmes :

- (SS1) : section admission
- (SS2) Compresseur axial ;
- (SS3) Section combustion
- (SS4) Section turbine

Chaque sous-système est décomposé jusqu'aux organes les plus élémentaires. La décomposition du système est représentée ci-dessous.

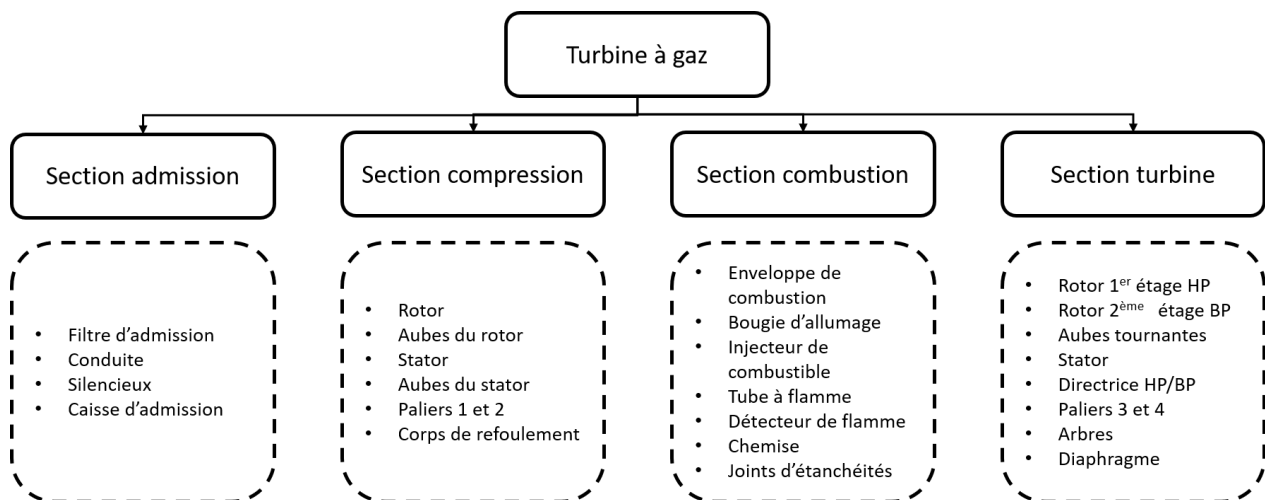


Figure 35: Décomposition du système.

IV.4.5 Objectif à atteindre par l'AMDEC :

Par la présente analyse nous visons à établir des recommandations liées à la maintenance préventive, qui serviront à éviter les pannes et augmenter la disponibilité de la machine.

IV.4.6 Évaluation des effets des modes de défaillance

L'évaluation des modes de défaillances repose sur le calcul de la criticité, qui est en fonction de la fréquence, la détection et la gravité, ceux qui ont été expliqués dans le chapitre « généralité sur la maintenance » qui comprend l'échelle qui nous a permis de déterminer les valeurs des paramètres mentionnés.

Table 13: AMDEC du sous-système d'admission.

Date : 30/05/2019	AMDEC Machine					Phase de fonctionnement : Normal				SONATRACH
										Etabli par : -Yahiaoui. I -Benhamadouche.I.M
	Système : Turbine à gaz		Sous-systèmes 1 : Section admission.				Pages :1/ 4			
Éléments	Fonction	Mode de défaillance	Cause de défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action corrective/préventive
						F	D	G	C	
Filtre d’admission	- Assurer la filtration d’air entrant dans le compresseur	- colmatage - mauvaise filtration	- haute pression - pompage du compresseur	- Mauvais filtration	- Mark VI - bruit	2	4	4	32	- Vérifier l’entrée d’air - changement des filtres
Conduite	- Assurer l’acheminement d’air vers le compresseur - Support les filtres	- corrosion - rupture - colmatage	- haute pression - pompage du compresseur	- Arrêt du compresseur	- Mark VI - bruit	1	4	3	12	- vérification
Silencieux	- réduire le niveau du bruit de la turbine	- rupture	- échauffement	- bruit excessif	- bruit -Mark VI	1	4	2	8	- changement du silencieux
Caisse d’admission	-Diriger le flux d’air dans le compresseur	- Usure - rupture - colmatage	- corrosion	- Mauvais filtration	-faible débit d’air	1	3	4	12	- changement des filtres - nettoyage des filtres - changer la caisse

Table 14 : AMDEC du sous-système de combustion.

Date : 30/05/2019	AMDEC Machine					Phase de fonctionnement : Normal				SONATRACH
	Système : Turbine à gaz		Sous-systèmes 2 : Section combustion.							Etabli par : -Yahiaoui.I -Benhamadouche.I.M
	Pages :1/ 2									
Éléments	Fonction	Mode de défaillance	Cause de défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action corrective/préventive
						F	D	G	C	
Enveloppe de combustion	Renfermer les chambres de combustion et pièces de transition (admission air/combustible)	- Usure - déformation	- échauffement - fatigue	- Mauvaise combustion	- Mark VI -thermocouple	1	4	2	8	- redressement - changement
Bougie d'allumage	-Déclencher la combustion du mélange	- grippage	- échauffement	- pas de combustion	-Mark VI	1	3	1	3	- nettoyage des bougies - changement des bougies
Injecteur de combustible	-injecter du combustible dans la chemise de combustion	- Usure - grippage	- Fatigue - échauffement	- Mauvaise combustion	- fuite de gaz	1	3	2	6	- changement de l'injecteur
Tube à flamme	-Relier les chambres de combustion et permette la propagation de la flamme	-usure - flambage	- Fatigue - échauffement - corrosion	- Mauvaise combustion	- Mark VI -thermocouple	2	4	4	32	- changement des tubes
Détecteur de flamme	-indic la présence ou absence de flamme au système de commande	-défectueux	-choc -vibration -échauffement	-Démarrage impossible	-mark VI	1	4	4	16	- changement du détecteur
Chemise	Renfermer la chambre de combustion	-Gonflage - Distorsion	- échauffement -air brulé	- Mauvaise combustion	-faible débit de refoulement	2	4	2	16	- changement de la chemise
Joints d'étanchéités	Forme la paroi d'étanchéité	-Usure	-Fatigue	- échauffement	-Mark VI - fuite de gaz	2	3	4	24	- Changement des joints

Table 15: AMDEC du sous-système de compression.

Date : 30/05/2019	AMDEC Machine					Phase de fonctionnement : Normal				SONATRACH	
	Système : Turbine à gaz		Sous-systèmes 3 : Section compression.							Etabli par : -Yahiaoui.I -Benhamadouche.I.M	
	Pages :1/ 3										
Éléments	Fonction	Mode de défaillance	Cause de défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action corrective/préventive	
						F	D	G	C		
Rotor	- Assurer le mouvement de rotation des aubes du rotor	- Usure - Rupture	- Fatigue - Mauvais graissage	- Arrêt du compresseur	- Mark VI	1	4	4	16	- Vérifier le système de graissage - Vérifier le rotor	
Aubes du rotor	- Produire la force nécessaire pour comprimer l'air	- Corrosion - érosion	- intrusion de corps étranger (mauvaise filtration d'air)	- vibration - détérioration des aubes	- Faible débit d'air -Mark VI	2	4	4	32	-redressement - nettoyage des filtres - changement des aubes	
Stator	-corps du compresseur - supporte le rotor par paliers 1 et 2	- Usure - Déformation	- Fatigue	- Arrêt du compresseur	-mark VI - Bruit	1	4	4	16	- redressement - vérification	
Aubes du stator	-Guider la pénétration de l'air dans les étages successifs	-déformation -érosion Corrosion	- intrusion de corps étranger (mauvaise filtration d'air)	- vibration - détérioration des aubes	-mark VI - Bruit	1	4	4	16	-redressement - nettoyage des filtres - changement des aubes	
Paliers 1 et 2	Soutien le rotor et assure le graissage	-usure - cassure	-fatigue -désalignement - Mauvais graissage - vibration	-vibration -échauffements - Blocage du rotor	-mark VI - Bruit	3	3	3	27	- Vérifier le système de graissage - changement des paliers	
Corps de refoulement	Forme la paroi entre compresseur et roue HP	-cassure -fissure	-Fatigue -Mauvais dimensionnement	-pompage du compresseur	-Mark VI	1	3	4	12	Changement Redimensionnement	

Table 16: AMDEC du sous-système turbine.

Date : 30/05/2019	AMDEC Machine					Phase de fonctionnement : Normal				SONATRACH	
										Etabli par : -Yahiaoui.I -Benhamadouche.I.M	
	Système : Turbine à gaz		Sous-systèmes 4 : Section turbine.							Pages :1/ 4	
Éléments	Fonction	Mode de défaillance	Cause de défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action corrective/préventive	
						F	D	G	C		
Rotor 1 ^{er} étage HP	- Assurer le mouvement de rotation du compresseur axial	- Usure - Rupture	- Fatigue - Mauvais graissage	- Arrêt du compresseur	- Mark VI	1	4	4	16	- Vérifier le système de graissage - Vérifier le rotor	
Rotor 2 ^{ème} étage BP	- Assurer le mouvement de rotation de la charge	- Usure - Rupture	- Fatigue - Mauvais graissage	- Arrêt du compresseur centrifuge	- Mark VI	1	4	4	16	- Vérifier le système de graissage - Vérifier le rotor	
Aubes tournantes	- commander la vitesse de la roue BP par variation d'angle	- Corrosion - rupture	- échauffement - mauvaise filtration du gaz de combustion	- Mauvais fonctionnement de la roue BP	-Mark VI	1	4	4	16	-changement des aubes - nettoyage des filtres - changement des filtres	
Stator	-corps de la turbine - supporte le rotor par paliers 3 et 4	- Usure - Déformation	- Fatigue - pompage du compresseur	- Mauvais fonctionnement	-mark VI - Bruit	1	4	2	8	- redressement - vérification	
Directrice HP	-Guider l'air chaud vers la roue HP	- Usure - Colmatage - Fissure	- Fatigue - Mauvais fonctionnement du filtre	- Basse vitesse de la roue HP	-mark VI	1	4	4	16	- nettoyage des filtres - changement de la directrice	
Directrice BP	-Guider l'air chaud vers la roue BP	- Usure - Colmatage - Fissure	- Fatigue - Mauvais fonctionnement de filtre	- Basse vitesse de la roue BP	-mark VI	1	4	4	16	- nettoyage des filtres - changement de la directrice	

Paliers 3 et 4	Soutien le rotor BP/charge et assure le graissage	-usure - cassure	-fatigue -désalignement - Mauvais graissage -vibration	-vibration -échauffements - Blocage du rotor BP	-mark VI - Bruit	1	4	4	16	- Vérifier le système de graissage - changement des paliers
Arbres	(Rotor HP, rotor BP/charge) et assurer l'accouplement	-cassure -fissure - Jeux du bout	- Mauvais graissage -Mauvais alignement	-pompage du compresseur -mauvais fonctionnement	-Mark VI -bruit	1	4	3	12	- Vérifier le système de graissage - Vérifier l'alignement
Diaphragme	Assure la séparation des deux étages Forme le couloir de passage de l'air de refroidissement les roues de la turbine	Déformation	- Fatigue - Mauvaise refroidissement	- Echauffement	-Mark VI -bruit	1	4	2	8	- Vérifier le système de graissage - Vérifier le système de refroidissement

IV.4.7 Hiérarchisation des modes de défaillance selon leur criticité :

Les modes de défaillances sont classées par ordre décroissant suivant leurs criticités, cette hiérarchisation nous a permis de déterminer les défaillances à traiter par ordre de priorité.

Table 17 : Hiérarchisation des modes de défaillance.

Groupe	Éléments	Criticité
1	Filtre d'admission	32
	Tube à flamme	32
	Aubes du rotor	32
	Paliers 1 et 2	27
	Joints d'étanchéités	24
2	Détecteur de flamme	16
	Chemise	16
	Rotor	16
	Stator	16
	Aubes du stator	16
	Rotor 1 ^{er} étage HP	16
	Rotor 2 ^{ème} étage BP	16
	Aubes tournantes	16
	Directrice HP	16
	Directrice BP	16
	Paliers 3 et 4	16
3	Conduite	12
	Caisse d'admission	12
	Corps de refoulement	12
	Arbres	12
4	Silencieux	8
	Enveloppe de combustion	8
	Stator	8
	Diaphragme	8
	Injecteur de combustible	6
	Bougie d'allumage	3

IV.4.8 Interprétation des résultats :

L'application de la méthode AMDEC, nous a permis de classer et d'hierarchiser les différents composants de la turbine à gaz MS5002B selon la criticité de leurs dysfonctionnements, nous avons pu classer les modes de défaillances en quatre 04 groupes.

Groupe 1 :

Cette classe regroupe les modes de défaillances qui présentent un niveau de criticité interdite (24,27,32) ce sont les problèmes qui impliquent une remise en cause de la conception.

Groupe 2 :

La deuxième classe regroupe les modes de défaillances avec un niveau de criticité inférieur à la classe d'avant (16), le remède pour réduire le niveau de criticité est la révision de la conception des éléments et choix des éléments pour surveillance particulière pour une maintenance préventive conditionnelle adaptée.

Groupe 3 :

Les modes de défaillances de cette classe nécessitent une maintenance préventive systématique pour l'amélioration des performances de l'élément et réduire leur impact sur le rendement de la Turbine.

Groupe 4 :

La prévention des modes de défaillance de cette classe par une politique de maintenance préventive coûterait chère pour l'entreprise c'est pour cela que nous proposons de subir ces défaillances et appliqué une politique curative.

IV.5 Recommandation :

Durant notre analyse nous avons constaté que la détection des défaillances n'est pas une tâche facile vue que la turbine génère des vibrations et un bruit excessif. Donc pour améliorer le processus de détection des pannes nous proposons quatre solutions :

Proposition 1 :

Améliorer le dispositif d'analyse vibratoire en installant des capteurs sur les éléments tournants et les paliers d'une façon à obtenir une lecture optimisée et fiable. Ce qui permettrait de réduire la criticité de plusieurs éléments (paliers, rotors, roues HP/BP)

Proposition 2 :

Ouvrir un laboratoire d'analyse des huiles afin de les analyser en interne pour suivre la santé de la machine. Ce qui va entraîner une diminution des temps et l'amélioration de la planification de la maintenance conditionnelle.

Proposition 3 :

Installer des capteurs et des cameras thermique pour suivre en temps réel la température de l'ensemble de la turbine et les éléments sensible au réchauffement.

IV.5.1 Proposition d'un plan préventif de la turbine à gaz MS 5002 selon la période :

En s'appuyant sur les résultats obtenus du calcul de l'FMD et en se utilisant la hiérarchisation résultats de l'analyse AMDEC, nous proposons un plan de maintenance préventif, tout en indiquant la périodicité et le niveau de l'intervention :

Table 18 : Plan maintenance préventif.

Equipement	Intervention préventive	Périodicité	Niveau de l'intervention
Filtre d'admission	Nettoyage	Mois	1
Filtre d'admission	Changement	6 Mois	1
Conduite	Vérification	15 jours	1
Silencieux	Changement	6 mois	1
Rotor	Graissage	4 mois	2
Paliers 1 et 2	Graissage	4 mois	2
Aubes du rotor/ du stator	Redressement	1 an	3
Bougie d'allumage	Nettoyage	2 mois	2
Injecteur de combustible	Purge	2 mois	2
Arbres	Graissage	4 mois	2

IV.6 Conclusion

La mise en place d'un plan de maintenance repose sur la bonne évaluation des performances, et d'autre part les points critiques de notre machine. La sûreté de fonctionnement met en évidence l'aptitude du système et sa fiabilité, l'analyse des modes de défaillance nous a permis de cerner les panne critiques et ainsi établir un plan de maintenance efficace.

L'étude FMD a mis en valeur l'état de la machine (turbine à gaz GE-MS5002), en effet, le résultat trouvé indique qu'elle est en état de vieillesse

L'analyse des modes de défaillances, de leurs effets et leur criticité AMDEC menée est basée sur six paramètres (fonction, mode, cause, effet de la défaillance, détection, criticité), ce qui nous a permis d'établir un bilan qui regroupe les informations relatives à chaque défaillance et son mode. Les résultats obtenus ont parmi de recenser les défaillances les plus critiques afin de proposer des solutions efficaces pour chaque défaut.

Conclusion générale

La présente étude nous a permis d'identifier d'un côté, les caractéristiques, la structure de la turbine à gaz, et de l'autre, de comprendre son fonctionnement, et son importance pour les complexes pétrolier. Ce qui a mené par la suite à l'étude de l'analyse des modes de défaillances possibles dans une turbine à gaz GE-MS5002, leurs effets et leur criticité.

Suite à cela, l'étude de l'FMD qui repose sur le calcul de la fiabilité de la machine, sa maintenabilité et sa disponibilité a mis en lumière l'estimation de son état de vieillissement qui impacte naturellement sur son taux de rendement et son aptitude à répondre aux besoins du complexe.

Par ailleurs, il est à souligner que la mise en place d'une méthodologie de l'AMDEC permet dans un premier temps de détecter les fonctions les plus critiques et de prendre dans un second temps les mesures préventives nécessaires.

Cette analyse nous a permis de :

- S'approprier une autre vision du système ;
- Hiérarchiser des défaillances de la plus critique à la moindre ;
- Acquérir des supports de réflexion pour pouvoir prendre des décisions d'amélioration, gérer des informations au niveau des études de sûreté de fonctionnement et entreprendre des actions.

A partir des résultats obtenus, nous avons proposé un tableau AMDEC qui regroupe toutes les informations nécessaires de chaque sous système de la turbine, puis nous avons proposé des solutions efficaces pour chaque défaillance. Après, nous avons proposé un plan de maintenance préventif qui assurera la disponibilité et le bon fonctionnement de la turbine.

En fin de cette étude, nous proposons comme extension de ce travail, des perspectives sous forme d'actions correctives et préventives qui se présentent ainsi :

- Analyse des arrêts critiques de la turbine à gaz par l'analyse vibratoire
- Détection des défaillances d'une turbine à gaz à base des techniques d'intelligence artificielle
- Etablissement d'un diagnostic des défaillances d'une turbine à gaz

Bibliography

- [1] C. W. Johnson et C. M. Holloway, A survey of logic formalisms to support mishap analysis, 2003.
- [2] F. TOMALA, «COURS DE MAINTENANCE,» 2005.
- [3] F. Monchy, Maintenance: Méthodes et organisations, Paris: Dunod, 2000.
- [4] H. KAFFEL, «La maintenance distribuée: concepte et évolution,» QUÉBEC, 2001.
- [5] C. V. H. D. A. Tahan, TPM : Total productive maintenance, 1ère éd., 1998.
- [6] A. Høyland et M. Rausand, System reliability theory, John Wiley & Sons, Inc, 1994.
- [7] B. L, Maintenance Industrielle : 5ème année d'Ingénieurs en Génie Mécanique., Alger : Office des Publications Universitaires. . , 2006.