

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de
la Recherche Scientifique Université
Mouloud MAMMERI, Tizi-Ouzou

Faculté de Génie de la Construction
Département De Génie
Mécanique



Mémoire de Fin
d'études

En vue d'obtention du diplôme de Master Professionnel
En Génie Mécanique
Option : Energétique
Spécialité : FCC

Thème:

Estimation de la fiabilité de la turbine à gaz
MS5002C et la gestion des opérations de MI

Proposé par: Mr BOURAS RACHID

Devant le jury d'examen composé de :

Mr BOUSAFEUR
Mr BOURAS
Mr HAMZAOU
Mr SAMAH

Président
Encadreur
Examineur
Examineur

Présenté par :

Mr KAIS ALI
Mr MEFTAH SEDDIK

2015/2016

Remerciements

Nous remercions le DIEU qui nous a donné la force pour mener à bien l'étude de ce modeste projet.

Toutes nos infinies gratitude à notre promoteur,
Monsieur BOURAS.R pour son encadrement et ses aides précieuses.

Nous tenons aussi nos remerciements à Monsieur FERROUK et
Monsieur HAMZAOUÏ qui nous ont aidé et conseillé.

Nous remercions aussi les membres de jury qui nous fait l'honneur
d'accepter le jugement de notre travail.

Nous remercions l'ensemble des ingénieurs et des techniciens de
maintenance de la SONATRACH (TFT) pour leurs encouragements et
leurs soutiens ainsi que pour leurs amabilités à notre égard.

Nous remercions sont également adressé à l'équipe d'exploitation,
l'équipe de sécurité et tous ceux qui nous ont aidé de près ou de loin
durant notre séjour à TFT.

Et finalement nous sommes très reconnaissants de l'aide et des
conseils de tous ceux qui ont contribué directement et indirectement,
de près et de loin à l'aboutissement de ce modeste projet.

Ali KAIS et Seddik MEFTAH

Dédicaces

Je dédie ce travail

À mon très cher Père

À ma douce et tendre Mère

À ma Sœur et mes Frères, fierté de tout ce qui existe sur terre

À ma Moitié, sans elle je n'aurais rien su faire

*À toute ma famille et tous mes proches, avec eux ma vie est
prospère*

À mes Amis, compagnons de ma joie et de ma misère.

Meftah Seddik



Je dédie ce modeste travail
A mon très cher Père
A ma douce et tendre Mère
Qui ont sacrifié leur modeste vie pour que je
puisse étudier.

A mes Sœur, a mes frères et mes grands
parents fierté de tout ce qui existe sur terre.

A yemma ADDIDI paix a son âme.

A tous les membres de ma famille
De près ou de loin.

A mes Amis, compagnons de ma joie et de
ma misère.

KAIS .A

Liste des symboles

Symboles	Désignations
TAG	Turbine à gaz
I	indication
E	enregistrement
S	signal d'alarme
P	protection
VA	Variable aléatoire
μ	Taux de réparation
MUT	Temps Moyen De Disponibilité
MTTR	Temps Moyen De Réparation
MTBF	Moyenne des Temps de Bon Fonctionnement
CI	Inspection de combustion
HGPI	Inspection de la veine des gaz
MI	Révision générale
β	Paramètre de forme
η	Paramètre d'échelle
γ	paramètre de position
PERT	Programme d'évaluation et recherches des taches

Taux de défaillance $\lambda(t) = \eta \left(\ln \frac{1}{R(t)} \right)^{\frac{1}{\beta}} + \gamma$

Densité de probabilité $f(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta}}$ avec $t \geq \gamma$

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

Loi de fiabilité : $R(t) = 1 - F(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta} \right)^{\beta}}$

Liste des tableaux

Tableaux	Titre	Page
I.2	Injecteur d'eau en m ³ /J de la station de production TAM et TENE.....	8
I.3	Injecteur d'eau en m ³ /J de la station d'injection CS2 et AMASSAK.....	8
IV.1	mode de contrôle des paramètres importants.....	58
V. 1	tableau représentant les relations entre F(t), R(t), f(t) et $\lambda(t)$	69
V. 2	Les caractéristiques des trois distributions de la courbe en baignoire.....	73
I.1(2)	Les contraintes d'antériorités de l'opération du désassemblage.....	96
I.2(2)	Les contraintes d'antériorités de l'opération d'inspection.....	97
I.3(2)	Les contraintes d'antériorités de l'opération du réassemblage	99
I.4(2)	Les contraintes d'antériorités de l'opération de la mise en service.....	100
II.1(1)	Historique des interventions de la turbine à Gaz MS5002C.....	103

Listes des figures

Figures	Titre	Page
I.1	Position géographique du champ TFT.....	2
I.2	Organigramme de la division de production de la DP-TFT.....	5
I.3	Organigramme de division maintenance de la DP-TFT.....	6
I.4	Centres de séparations et de stockage d'huile.....	7
I.5	Organigramme de la distribution d'électricité.....	8
I.6	les centres de séparation associés à l'UTGA.....	9
I.7	Section de compression de gaz BP.....	10
I.8	Section de compression, de boosting.....	12
I.9	Section de traitement.....	13
I.10	Section de déshydratation.....	15
I.11	Schéma Global de l'Unité de Traitement de Gaz Associés à UTGA.....	17
II .1	Les éléments d'une turbine à gaz.....	21
II. 2	Variation de la pression et de la température dans les différentes sections De la machine (condition ISO.....	24
II. 3	Classification des turbines à gaz.....	24
II. 4	Turbine à mono-arbre et turbine.....	25
II. 5	Turbine à action et turbine à réaction	26
II. 6	Représentation du cycle ouvert et cycle fermé.....	27
II. 7	Représentation du cycle de régénération.....	28
II. 8	Les composants principaux d'un turboréacteur.	29
II. 9	Avion nucléaire.....	30

II. 10	Production d'électricité par turbine à gaz- cycle simple.....	32
II. 11	Centrale nucléaire de turbine à gaz à circuit fermé.....	32
II. 12	Réinjection des gaz résiduels.....	33
III. 1	Présentation de la turbine 5002C.....	35
III. 2	Rotor du compresseur.....	38
III. 3	command des IGV.....	39
III. 4	corps avant compresseur.....	40
III.5	aubes de rotor de compresseur.....	41
III.6	chambre de combustion de la turbine à gaz MS 5002C.....	41
III. 7	L'enveloppe de combustion.....	42
III. 8	chambre de combustion.....	42
III. 9	bougie d'allumage.....	43
III.10	Détecteur de flamme ultraviolette.....	44
III. 11	Directrice 1 ^{ere} étage.....	45
III. 12	Directrice 2 ^{eme} étage.....	45
III. 13	roue de turbine HP.....	45
III. 14	roue de turbine BP.....	45
III. 15	Système d'admission, filtre à air.....	46
III. 16	Circuit d'air de refroidissement et d'étanchéité.....	49
IV.1	Les différent types de maintenance.....	54
V.1	l'évolution de $f(t)$ et $F(t)$ au fonction du temps (T).....	68
V.2	l'évolution de $F(t)$ et $R(t)$ en fonction du temps (T).....	68

V.3	Chronogramme de la relation entre MUT,MTBF et MTTR	
	Pour un matériel réparable.....	71
V.4	Chronogramme de MTTR pour un matériel non réparable.....	71
V. 5	Taux de défaillance en fonction de temps (Courbe en baignoir).....	73
V. 6	Méthodologie de recherche de la fiabilité.....	74
V. 7	Principales propriétés de la distribution de Weibull.....	78
V.8	Représentation graphique de papier de weibull (Graphique d'Allan Plait).79	
V.9	Redressement de la courbe par translation.....	81
V.10	Histogramme d'historique des interventions de la turbine à Gaz.....	84
V.11	Diagramme de Gantt : (avec Microsoft PROJECT) « GANTT au plus tôt ».95	
I.1(2)	le diagramme de Gantt de l'opération de désassemblage.....	97
I.2(2)	Diagramme de Gantt de l'opération d'Inspection.....	98
I.3(2)	Diagramme de Gantt pour le réassemblage.....	100
I.4(2)	Diagramme de Gantt pour l'opération de la mise en service.....	101
II.5(1)	la fonction de fiabilité $R(t)$	105
II.6(1)	Courbe de fonction de répartition $F(t)$	105
II.7(1)	Courbe de la densité de défaillance $f(t)$	106
II.8(2)	Courbe de taux de défaillance $\lambda(t)$	106

SOMMAIRE

Sommaire

PARTIE I: RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE

Introduction Générale.....	1
----------------------------	---

CHAPITRE I: UNITE DE TRAITEMENT DES GAZ ASSOCIES [UTGA]

I.1. Aperçu sur la région de TFT	2
I.1.1. Historique et situation géographique	2
I.1.2. Développement	3
I.1.3. Différents gisements de TFT	4
I.2. Direction régionale.....	5
I.3. Principales installations de surfaces.....	6
I.3.1. A pétrole brut	6
I.3.2. A Injection d'eau	7
I.3.3. Centrale électrique.....	8
I.3.4. A Injection de gaz	9
I.3.4.1. Présentation de l'Unité de Traitement des Gaz Associés	9
I .5. Différentes sections de l'unité de traitement des gaz associés (UTGA)	10
I.5.1. Section de compression de gaz à Basse Pression (BP).....	10
I.5.2. Section de compression de boosting et de ré-compression.....	11
I.5.3. Section de traitement de gaz	13
I.5.4. Section de déshydratation de gaz	14
I.5.5. Principe de déshydratation.....	16
I.6. Utilisation des turbines à gaz par SONATRACH dans la région TFT.....	16
I.7. Conclusion	16

CHAPITRE II: REVUE BIBLIOGRAPHIQUE SUR LES TAG

ET LEURS APPLICATIONS

II.1 . Introduction.....	18
II.2. Historique des turbines à gaz.....	18
II.3. Définition d'une turbine à gaz	20
II.4 OÙ utilise-t-on les turbines à gaz ?	20
II.5. Les éléments d'une turbine à gaz	21
II.5.1. Section compresseur	21
II.5.2. Section combustion	22
II.5.3. Section turbine.....	23
II.6. Principe de fonctionnement d'une turbine à gaz	23
II.7. Classification des turbines à gaz.....	24
II.7.1. Par le mode de construction	25
II.7.2. Par le mode de travail	26
II.7.3 Par le mode de fonctionnement thermodynamique	27
II.8. Domaines d'utilisations des turbines à gaz	28
II.8.1. Aéronautique	28
II.8.1.1. Turbocompresseur	28
II.8.1.2. Turbine à gaz d'avion	29
II.8.1.3. Moteur de turbopropulseur	29
II.8.1.4. Moteur de turbojet	30
II.8.1.5. Moteur d'avion nucléaire.....	30
II.8.2. Turbine à gaz pour des véhicules	31
II.8.2.1. Automobiles.....	31
II.8.2.2. Locomotives ferroviaires	31
II.8.2.3. Suralimentation par les gaz d'échappement	31
II.8.3. Turbine à gaz pour la production d'énergie électrique.....	31
II.8.4. Utilisation des turbines à gaz dans les stations de réinjection dans un gisement de pétrole et de gaz	33
II.9. Avantages et inconvénients des turbines à gaz.....	33
II.9.1. Avantages	33
II.9.2. Inconvénients.....	34

II.10. Conclusion	34
-------------------------	----

CHAPITRE III : DESCRIPTION DE LA TURBINE À GAZ MS5002C

III.1. Introduction	35
III.2. Présentation de la turbine a gaz MS 5002C	35
III.3. Caractéristiques de la turbine MS 5002C.....	36
III.4. Principe de fonctionnement.....	37
III.5. Sections principales de la turbine MS5002C.....	38
III.5.1 Section compresseur.....	38
III.5.2 Section combustion	41
III.5.3 Section turbine	44
III.6. Système auxiliaire de la turbine	46
III.6.1. Système d'admission.....	46
III.6.2. Système de lancement	47
III.6.3. Système d'échappement.....	47
III.7. Conclusion.....	49

CHAPITRE IV: ETUDE DE MAINTENANCE DE LA TURBINE

A GAZ MS5002C

IV.1. Introduction.....	50
IV.2. Définition de la maintenance	50
IV.3. Les phénomènes précurseurs des pannes	50
IV.4. Objectifs de la maintenance	51
IV.4.1. Objectifs financiers	51
IV.4.2. Objectifs opérationnels	51
IV.5. Formes des maintenance	51
IV.5.1. Maintenance préventive	51
IV.5.1.1. Maintenance systématique	52
IV.5.1.2. Maintenance conditionnelle	52
IV.5.1.3. Maintenance prévisionnelle	52
IV.5.2. Maintenance corrective	52

VI.5.2.1. Maintenance palliative	53
IV.5.2.2. Maintenance curative	53
IV.5.3. Maintenance prédictive	53
IV.6. Les fonctions d'un service maintenance	55
IV.6.1. Fonction méthode.....	55
IV.6.2. La fonction d'ordonnancement	55
IV.6.3. La fonction de la préparation	55
IV.6.4. La fonction de lancement.....	55
IV.6.5. La fonction d'exécution	56
IV.6.6. La fonction de gestion des coûts.....	56
IV.7. Les niveaux de la maintenance	56
IV.8. La maintenance appliquée sur les turbines à gaz MS5002C.....	57
IV.8.1. La maintenance conditionnelle (inspection en fonctionnement)	57
IV.8.2 : La maintenance systématique (les inspections à l'arrêt)	58
IV.9. Les types d'inspection.....	58
IV.9.1 Inspection de la machine à l'arrêt	59
IV.9.2 Inspection de la machine en marche	59
IV.9.3 Inspection de la machine démontée	59
IV.9.3.1 Inspection du système de combustion.....	60
IV.9.3.2. Inspections "de la veine des gaz chauds	61
VI.9.3.3 Révision générale	63
V.Exemples des pièces changées	66

CHAPITRE V: ETUDE THÉORIQUE DE LA FIABILITÉ ET L'ORDONNANCEMENT

V.1. Introduction	67
V.2. Définitions.....	67
V.2.1. Définition de la fiabilité	67
V.2.1.1- Application à la fiabilité.....	68
V.2.1.2- Densité de probabilité	69
V.2.1.3 - Taux de défaillance	69
V.2.2. Moyenne des temps de bon fonctionnement MUT	70
V.2.3 Temps moyen pour réparer MTTR	70

V.2.4. Taux de réparation μ	70
V.2.5. La moyenne des temps de fonctionnement ou moyenne de temps entre pannes ..	70
V.2.6- La relation entre MUT, MTBF et MTTR	71
V.2.6.1. Pour le matériel réparable.....	71
V.2.6.2. Pour le matériel non réparable.....	71
V.2.7. Disponibilité	72
V.2.8. Courbe en baignoire	72
V.2.9. Méthodologie de la recherche de la fiabilité	74
V.3. Principales lois utilisées	75
V.3.1. La loi exponentielle	75
V.3.2. La loi normale	75
V.3.3. La loi log-normale (ou loi de GALTON).....	75
V.3.4. Loi de poisson ou la loi de faibles probabilités	76
V.3.5. Loi de Weibull.....	76
V.3.5.1. Relations fondamentales.....	77
V.4. Présentation de la loi de Weibull.....	79
V.4.1. Papier Weibull ou graphique d'Allen Plait	79
V.4.2. Préparation des données	80
V.4.3. Méthode de l'actuariat.....	82
V.4.4. Test d'adéquation	82
V.5. Application de la loi de weibull sur la turbine à gaz MS5002C.....	83
V.5.1. Méthodologie de l'analyse de fiabilité par la méthode de weibull.....	83
V.5.2. Historique des interventions de la turbine à Gaz MS5002C	84
V.6. Ordonnancement	84
V.6.1. Définition de l'ordonnancement	84
V.6.2. Types d'ordonnanceurs	85
V.6.3. Les objectifs	85
V.6.4. Les méthodes.....	86
V.6.4.1. La méthode PERT	86
V.6.4.1.1. Principe de la méthode.....	86
V.6.4.1.2. Notions de base.....	86
V.6.4.1.3. Représentation graphique des étapes et des tâches dans un réseau	87
V.6.4.2. Normalisation du graphe	88
V.6.4.2.1. Problèmes de dépendances	89
V.6.4.2.2. Représentation des étapes	90

V.6.4.2.3. Quelques définitions à retenir	90
V.6.4.3. Méthodologie de construction d'un réseau PERT	91
V.6.4.4. Application	91
V.7. La méthode M.P.M.....	92
V.7.1. Principe de la méthode	92
V.7.2. Notions de base	92
V.7.3. Méthodologie de construction d'un réseau MPM.....	93
V.8. Le diagramme de GANTT	93
V.9. Conclusion.....	95

PARTIE II: PARTIE PRATIQUE

Partie I: La gestion des opérations de la maintenance industrielle.....	96
I.1. Désassemblage	96
I.2. Inspection et Réparation	97
I.3. Réassemblage.....	99
I.4. La mise en service.....	100
Partie II: Estimation de la fiabilité.....	101
II.1.La fonction de fiabilité $R(t)$	105
II.2.La fonction de répartition $F(t)$	105
II.3.La densité de défaillance $f(t)$	106
II.4.Le taux de défaillance λt	106
Conclusion Générale.....	107

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

L'industrie des hydrocarbures dans le monde actuel connaît une évolution effarante et prend de plus en plus d'ampleur et d'importance, cela est une conséquence inexorable de la hausse continue de la demande dans le marché, et les intérêts économiques mis en jeu.

La société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures (SONATRACH), joue un rôle important dans l'économie nationale, se voit dans l'obligation de faire face à cette situation, pour satisfaire ses contrats et consolider sa 14^{ème} place au plan international. Pour cela, elle suit une politique stricte, qui évite au maximum les arrêts de production et oblige le service maintenance à adapter sa stratégie afin d'assurer une plus grande disponibilité des équipements, tout particulièrement ceux de position critique par rapport au processus de production, tel que les turbines à gaz très répandues dans le secteur pétrolier.

La turbine à gaz fait partie des turbomachines qui comprennent aussi les pompes, les compresseurs ... et qui manipule des débits de fluide plus grands que les machines volumétriques. Sa singularité, par rapport aux autres types de turbines, se précise par la nature du fluide compressible qui est le gaz, un fluide incompressible (eau) dans une turbine hydraulique et une vapeur d'eau dans une turbine à vapeur. Elles jouent un rôle important dans les processus de conversion d'énergie.

Le choix de la turbine à gaz a été fondé en priorité sur leur souplesse d'emploi, leur fiabilité élevée et leur facilité de maintenance face à leurs concurrents traditionnels ; turbines à vapeur et moteurs alternatifs.

Le présent travail a pour objectif l'estimation de la fiabilité et la gestion des opérations de la maintenance industrielle de la turbine à gaz MS5002C.

Pour mener à bien ce travail, nous avons eu recours à l'historique de 1986 jusqu'à 2015 des différentes révisions de cette turbine, qui a été installée par une société japonaise en 1986 dans la région de TFT (Tin Fouy Tabenkourt) à environ 280 km de Ain Aminas dans la wilaya d'Illizi, et à une application **Gantt Project** pour la planification et l'analyse de ces différentes opérations de la révision.

CHAPITRE I

I.1. Aperçu sur la région de TFT

I.1.1. Historique et situation géographique [1]

La Direction Régionale de Tin FouyéTabankort connu sous le nom de TFT est une unité opérationnelle de la Société Nationale SONATRACH (Activité amont, division Production), elle est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d'ILLIZI, plus précisément à 260 km au Nord-Ouest de In Amenas et à 450 km de Hassi Messaoud sur la Route Nationale N°3.

Ayant le statut de Sous – District relevant du District de In- Aménas avant le découpage intervenu en 1976 qui a vu naître la Direction Régionale de TFT.

Cependant, la Région de TFT composée de 2 secteurs (nord et sud) occupe le 2ème rang en production d'huile après celui de Hassi- Messaoud. De même, le développement du gaz en partenariat entre (Sonatrach, TOTAL, et Repsol) fait de TFT une région gazière importante.

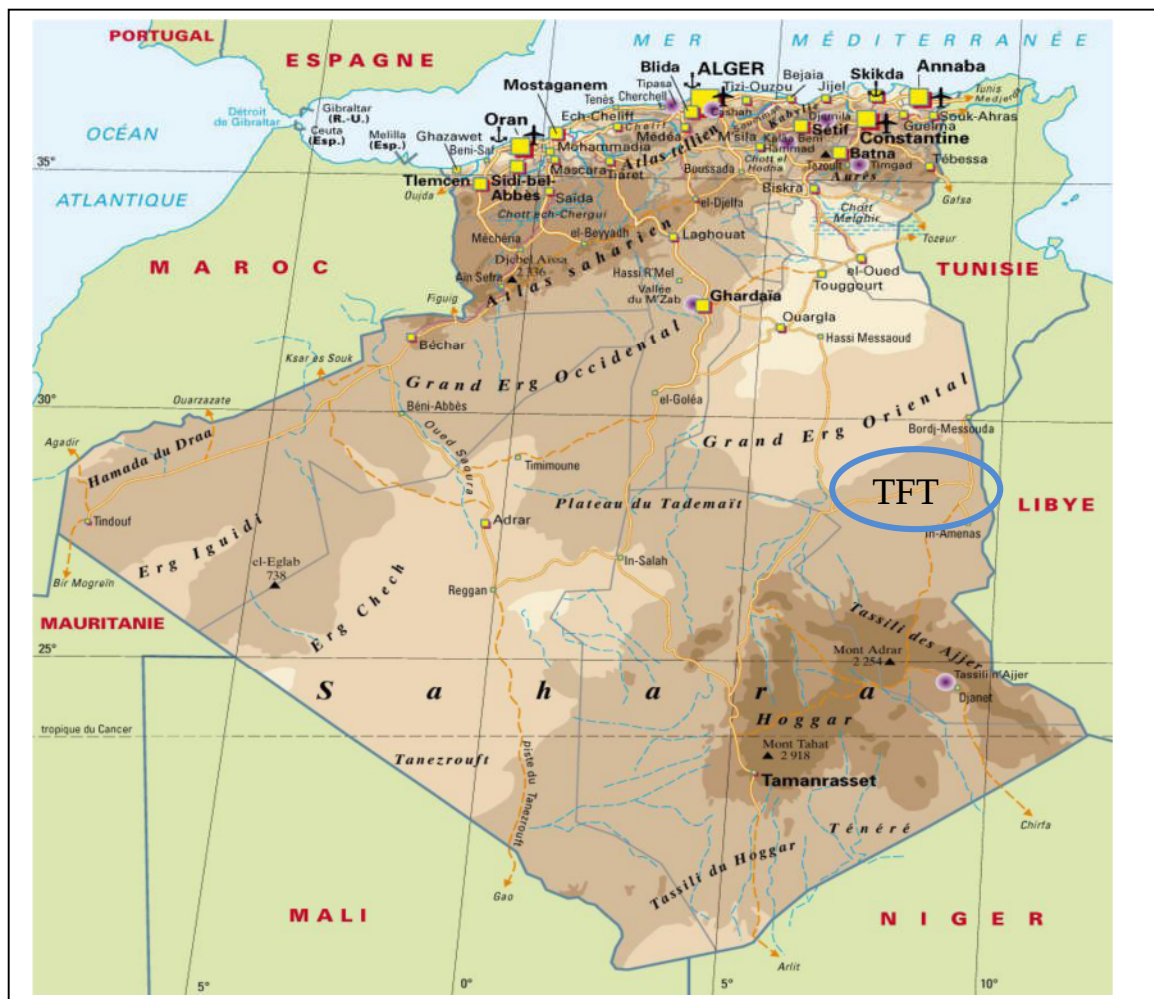


Figure I.1 : Position géographique du champ TFT

I.1.2. Développement [1]

Jusqu'en 1979, la Région de TFT ne comptait comme installation que des centres de séparation d'huile, des bacs de stockage et des pomperies d'expédition sur les deux secteurs (Nord et Sud) ainsi que des infrastructures sociales de taille moyenne.

Elle a connu un développement rapide entre 1980 et 1987 avec la réalisation et la mise en service des installations de maintien de pression à savoir :

- Deux unités de production d'eau et une station d'injection.

En 1995 le maintien de pression fut étendu au champ d'Amassak par la réalisation d'une station d'injection implantée au centre de production d'eau TAM/Eau.

- Stations FGL composées :

- De 2 réseaux (Nord et Sud) constitués chacun d'eux d'une station principale et d'un Booster.

- D'une unité de traitement et de compression des gaz associés constitués de 2 trains, chacun d'eux se constitue en 2 parties (BP et HP), d'une section de traitement et d'une section de déshydratation.

- D'une centrale électrique composée de 2 turbos générateurs de 18 MW chacun, (conditions site) la quelle a connu une extension par l'ajout d'un 3ème turbo générateur de 18 MW dans le cadre du projet Gaz TFT. Alors que les infrastructures sociales n'ont commencé à se développer qu'à partir de 1996, avec la réalisation d'une nouvelle base de vie composée de :

- 600 chambres toutes catégories confondues.
- D'un complexe VIP (2 villas, 16 studios, un restaurant et une cuisine).
- D'une complexe restauration, Sport et Loisirs.
- D'un réseau routier d'une longueur de 186,1 km.
- D'un aéroport d'une piste Bitumée, balisée, clôturée et gardée d'une Longueur de 1700 mètres.
- D'un réseau de télécommunication, composé d'une centrale numérique de 500Lignes, interconnecte à un réseau de fibre optique.

Toutes ces réalisations (industrielles, sociales et routières) se sont traduites par une nette amélioration des conditions de vie, de sécurité et de travail pour l'ensemble du collectif.

I.1.3. Différents gisements de TFT[1]

La Région de Tin Fouyé Tabankort recouvre une superficie de 4000 km², et comporte plusieurs gisements dont :

➤ **Gisement de TFT**

Le gisement de TFT découvert en 1967 et mis en service en 1968, se présente comme un anneau d'huile, coiffé d'un important gaz cap, il représente en effet 55% des réserves en place de la région de TFT

Le maintien de pression est assuré par l'injection d'eau depuis 1981. Ayant 117 puits actuellement exploités en éruptifs et partiellement en GL.

➤ **Gisement de TIN FOUYE**

Découvert en 1961, mis en service en 1963, il recouvre une aire de 306 km² et représente 22 % des réserves en place de la région. Le réservoir dévonien est exploité par Gaz-Lift, possède 37 puits en exploitation.

➤ **Gisement d'AMASSAK**

Situé à 25 km à l'nord- ouest du gisement de TFT, il est découvert en 1970, et fut mis en service en 1974. Constituant le gisement le plus récent, il représente 10% des réserves en place de la Région de TFT et produit en éruptif.

Son Maintien de Pression est assuré par l'injection d'eau depuis 1995. → Nombre de puits en exploitation : 37

➤ **Gisement de DJOUA**

Situé à 30 km au Sud Est de TFT ; Découvert en 1966 ; Mis en production 1968 ; Produit par pompage électrique (En totalité) → Nombre de puits en exploitation : 05

➤ **Gisement de TAMENDJLET**

Découvert en 1970 et mis en service en 1974, l'exploitation de son réservoir se fait par GL. → Nombre de puits en exploitation : 03

➤ **Gisement de HASSI MAZOULA NORD**

Découvert en 1958 ; Mis en service en 1965 ; Exploité par un pompage électrique →
Nombre de puits en exploitation : 02

➤ **Gisement de HASSI MAZOULA SUD**

Découvert en 1963 ; Mis en production en 1966 ; Exploité par pompage électrique →
Nombre de puits en exploitation : 04

➤ **Gisement de HASSI MAZOULA < B >**

Découvert en 1966 et mis en service en 1967, il recouvre une superficie de 4,4 km². Ce gisement a connu récemment un développement par forage de 2 puits et produit par pompage électrique. → Nombre de puits en exploitation: 04

I.2. Direction régionale[2]

La direction régionale de Tin FouyéTabankort (TFT), fait partie de la division production de l'entreprise SONATRACH. Elle est chargée de la production du pétrole du champ de TFT et de la gestion de toutes les divisions qui lui sont rattachées, l'organigramme suivant représente ces différentes divisions :

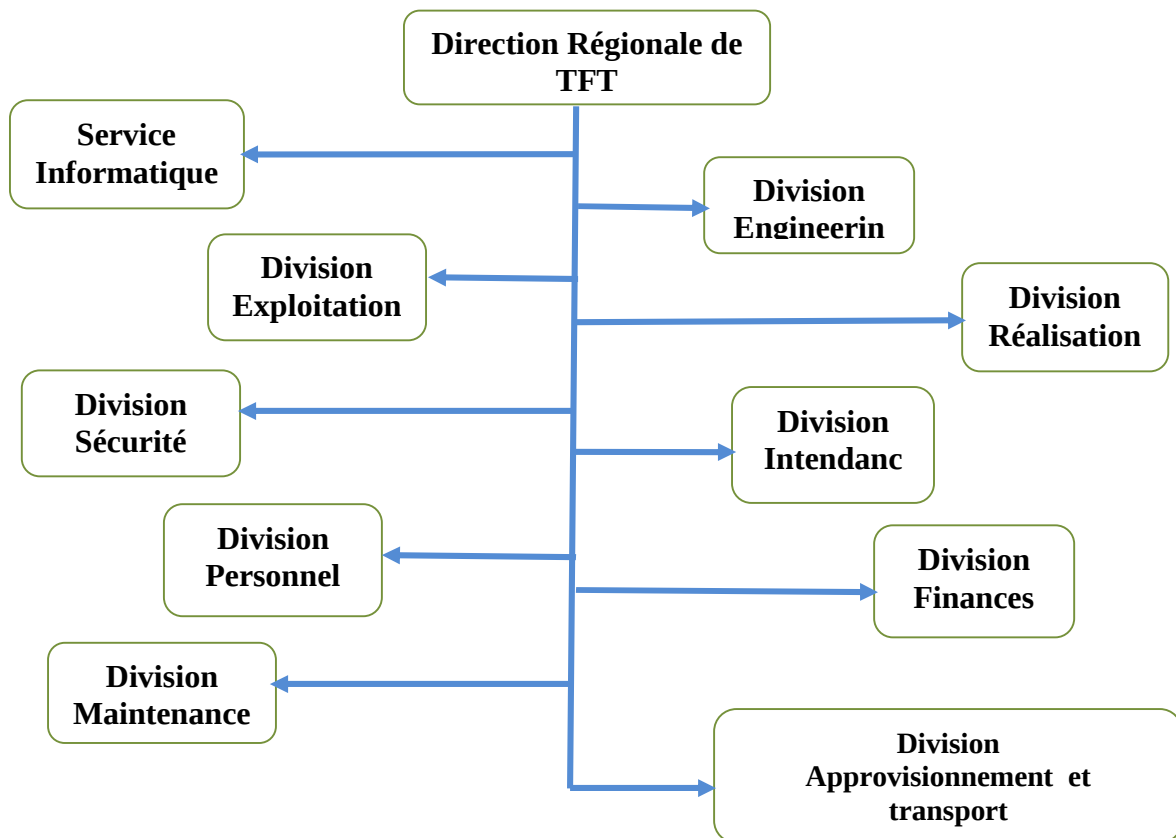


Figure I.2 : Organigramme de la division de production de la DP-TFT

Ayant effectué notre stage au sein de la division maintenance qui se charge essentiellement de la maintenance des différents équipements et diverses installations de TFT; divisé en plusieurs services :

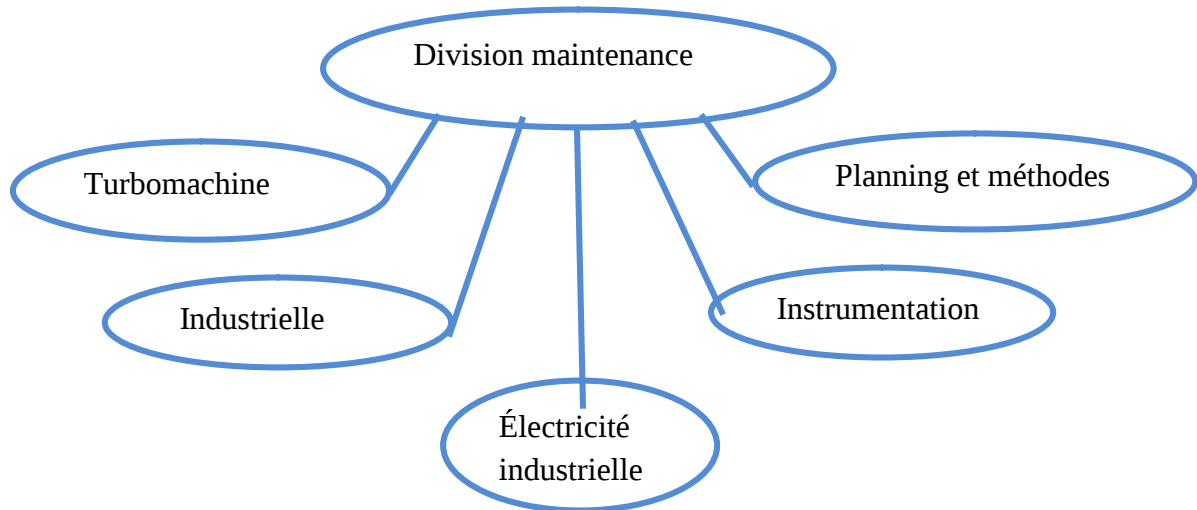


Figure I.3 : Organigramme de division maintenance de la DP-TFT

I.3. Principales installations de surfaces [1]

I.3.1. A pétrole brut

➤ Centres de séparation d'huile (nombre 18)

Un centre de séparation de pétrole brut est composé des équipements suivants :

- 01 Manifold arrivée puits
- 01 Batterie production HP / BP
- 01 Batterie sélective HP /BP pour (CS1-CS2-CS3-CS4-CS5 et d'AMASSAK)
- 01 Batteries test HP / BP
- 02 Bacs tampons.
- 01 Pomperie d'expédition

➤ Centres principaux de collectes (nombre 03)

Les centres principaux de collectes assurent le stockage et l'expédition d'huile vers les terminaux après comptabilisation.

Production d'eau en m³/J.

Champs	Unités	Capacité de traitement M ³ /J	Production traitée M ³ /J	Haute pression bar	Basse pression bar	Capacité de stockage M ³
TFT ORDO	CS1	5000	2420	10.5	2.5	62000
	CS2	5000	1730	10.5	2.5	
	CS3	5000	1765	10.5	2.5	
	CS4	2000	1086	10.5	2.5	
	CS5	2000	493	10.5	2.5	
	CPC	4000	1807	10.5	2.5	
AMASSAK	AMASSAK	2000	1348	10.5	2.5	
TAMENDJELT	TAMENDJELT	2700	152	10.5	2.5	
DJOUA	DJOUA	2000	263	-	2.5	
	MF1	4000	375	-	3.5	
	MF2	1100	350	-	3	
TFY	MF3	4000	203	-	2.5	
	MF4	4000	138	-	2	
	MF5	11000	115	-	1	8700
	CTFN	4000	270	-	6	
MAZOULA	HMZ SUD			-		
	HMZ NORD	1200	96		1	2000

Figure I.4 : Centres de séparations et de stockage d'huile.

I.3.2. A Injection d'eau[1]

➤ Station de production d'eau

Une station de production d'eau est composée de :

- 01 Manifold arrivée puits.
- 01 Batterie production HP BP.
- 02 Bacs de stockage d'eau.
- 01 Section de compression GL.
- 01 pompière d'expédition.

➤ Station d'injection d'eau

La station d'injection d'eau est composée de :

- 01 Pompe d'injection HP.
- 01 Batterie de filtration

UNIITES	CAPACITE DE TRAITEMENT	REVISION 1998	REALISATION 1998
Station de production d'eau TAM	10500	10300	10 430
Station de production d'eau TENE.	10500	10300	8660

Tableau I.2 : Injecteur d'eau en m³/J de la station de production TAM et TENE.

UNIITES	CAPACITE DE TRAITEMENT	REVISIONS 1998	REALISATION 1998	TAUX DE REALISATION
Station d'injection d'eau CS2	21 500	17 606	14 100	80%
Station d'injection d'eau d'AMASSAK	3 500	2992	1 966	60%

Tableau I.3 : Injecteur d'eau en m³/J de la station d'injection CS2 et AMASSAK.

I.3.3. Centrale électrique [1]

Sa capacité : 54MW après extension, dont le rôle est de produire l'électricité nécessaire et la distribuer pour le fonctionnement de certaines machines et installation.

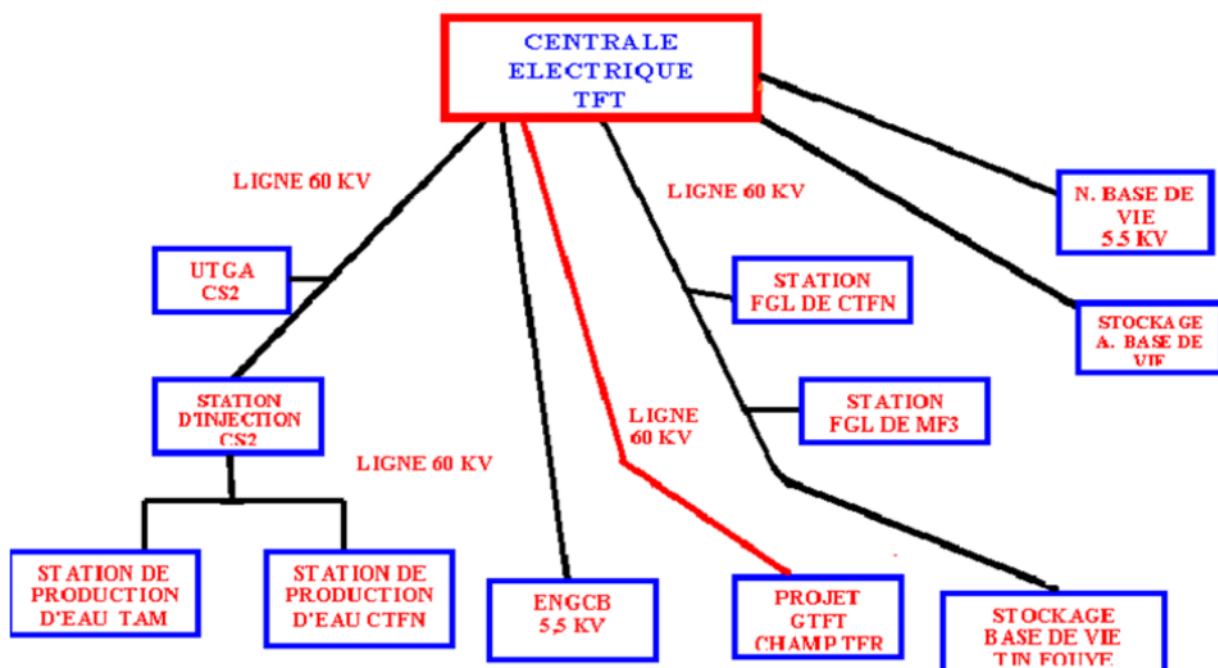


Figure I.5 : Organigramme de la distribution d'électricité.

- **Installations existantes**

- Trois TURBO-GENERATEURS de puissance 18 MW chacun.
- Un réseau de distribution 60 KV dont la longueur est de 81km.

I.3.4. A Injection de gaz [1]

I.3.4.1. Présentation de l'Unité de Traitement des Gaz Associés (UTGA)

L'unité de traitement des gaz associés(UTGA) a été conçue pour la récupération des gaz initialement torchés au niveau des centres de séparation CS1,CS2,CS3,CS4,CS5 et du centre de séparation AMASSAK, les traités par le processus de déshydratation et séparation des condensats. Une grande partie du gaz déshydraté est utilisée comme Gaz Lift (GL), alors que le reste est envoyé pour la commercialisation par pipeline, vers Hassi- R'mel. Quant aux condensats (gazoline) ils seront injectés dans l'huile pour être traité dans d'autres centres spécialisés dans le raffinage.

L'unité de traitement des gaz associés (UTGA) regroupe la production Haute Pression (HP) et Basse Pression (BP) des centres de séparation CS1,2,3,4,5 et le centre d'Amassak, dans un réseau de collecte , dont les pressions d'arrivées sont de 6 bars pour la production haute pression et 0.8 bar pour la production basse pression comme il est indiqué dans la Figure I-6.

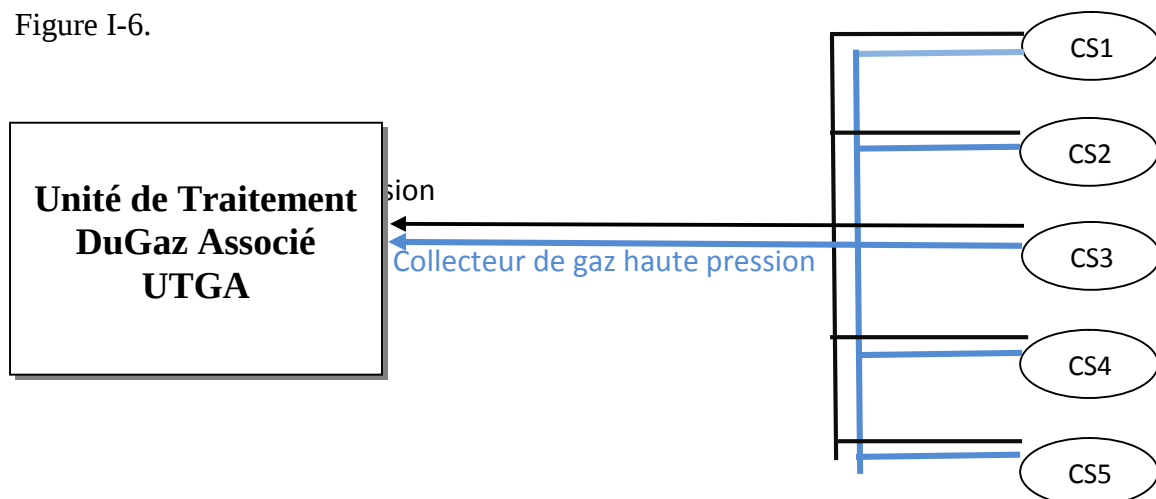


Figure I.6 : les centres de séparation associés à l'UTGA

➤ **Gaz à haute pression (HP)**

Les gaz à haute pression associés des centres de séparation CS1, CS2, CS3,CS 4,CS5 sont réunis dans un collecteur d'entrée haute pression de la station par un réseau de collecte HP. Ces gaz collectés sont acheminés au séparateur d'entrée HP se situant dans la section de compression et boosting (D-101) pour la séparation des condensats.

➤ Gaz à basse pression (BP)

Les gaz à basse pression associés des centres de séparation CS1, 2, 3, 4,5 sont réunis dans un collecteur d'entrée BP de la station par un réseau de collecte. Ces gaz collectés sont acheminés vers le séparateur d'entrée BP se situant dans la section de compression de gaz basse pression (D-201) pour une première séparation des condensats pour éviter que des liquides n'entrent dans le compresseur.

En cas d'arrêt de cette unité, tout le gaz en provenance des différents centres de séparation sera envoyé vers la torche pour y être brûlé.

I .5. Différentes sections de l'unité de traitement des gaz associés (UTGA) [2]

Cette unité se compose de quatre principales sections. Chaque section effectue une tâche complémentaire à la section suivante. Les différentes sections constituant l'unité sont les suivantes :

I.5.1. Section de compression de gaz à Basse Pression (BP)[2]

Le gaz associé à basse pression réceptionné des différents centres de séparation est, envoyé à la section de compression BP, représenté dans la Figure I-7

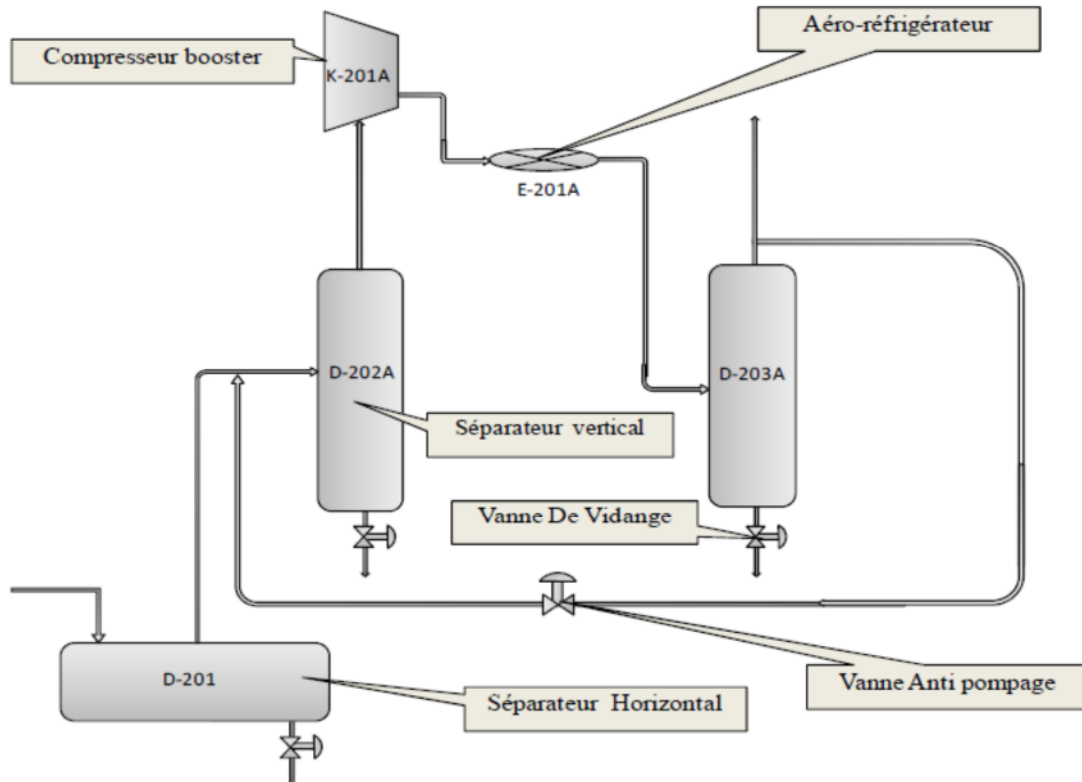


Figure I.7 : Section de compression de gaz BP

Dans le schéma donné figure I.7, la section de compression est constituée de :

- un compresseur de gaz BP (K-201A) entraîné par un moteur électrique avec ses Installations auxiliaires.
- un refroidisseur (E-201A).
- deux séparateurs verticaux (D-202A et D-203A).
- un séparateur horizontal (D-201).

Le gaz associé à basse pression provenant des centres de séparation CS1, 2, 3, 4, 5 est injecté dans le séparateur horizontal des condensats (D-201). Le gaz sortant du séparateur (D-201) est acheminé vers les deux unités de compression A et B dont chacune a une capacité de traitement correspondant à 50% de la quantité totale des gaz B.P. Le gaz à l'entrée de la section de compression basse pression, subit une deuxième séparation dans le ballon d'aspiration vertical (D202A).

Le compresseur booster (k-201 A) est alimenté par le gaz sortant du ballon d'aspiration (D-202A) pour le comprimer jusqu'à la pression équivalente à celle du gaz associé à haute pression qui est de l'ordre de 6 bars. Le gaz à la sortie du compresseur booster (K-201A) est refroidi par le refroidisseur complémentaire du compresseur booster (E-201 A) et décanté au niveau du ballon de refoulement du compresseur booster (D-203 A).

Après cette phase de décantation, le gaz à sa sortie est mélangé avec le gaz associé HP qui est réceptionné des centres de séparations et envoyé à la section de compression de boosting via le séparateur horizontal d'entrée haute pression (D-101).

I.5.2. Section de compression de boosting et de ré-compression [2]

Le gaz associé à haute pression réceptionné du séparateur d'entrée gaz HP (D-101) est envoyé à la section de compression, comme présenté en Figure I-8.

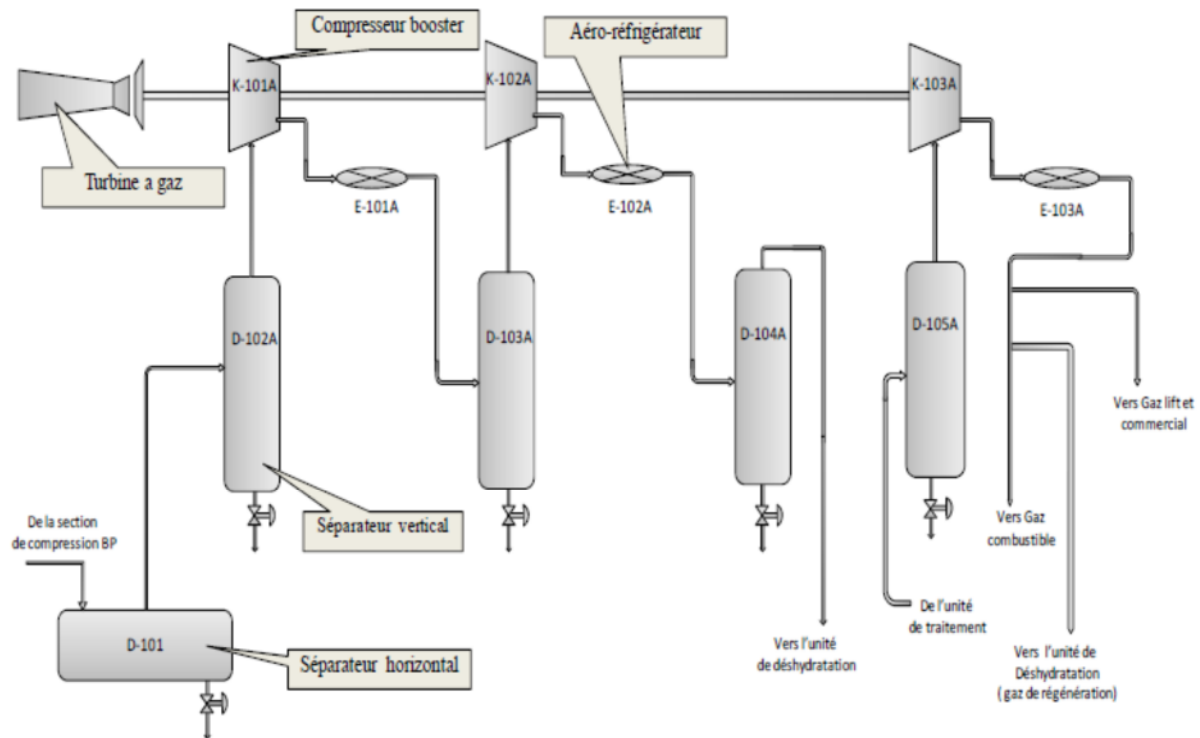


Figure I.8 : Section de compression, de boosting.

Cette section est constituée de deux unités de compression où chaque unité se compose de :

- Trois compresseurs (deux pour le boosting (K-101A et K-102A) et un pour la ré-compression (K-103A) qui sont entraînés par une turbine à gaz et ses installations Auxiliaires.
- Quatre ballons verticaux (D-102A, D-103A et D-104A).
- Trois refroidisseurs (E-101A, E-102A et E-103A).

Chaque train de compression comprime 50% de la quantité nominale de production du gaz de la station.

Le gaz haute pression émanant des centres CS1, 2, 3, 4,5 est associé au gaz provenant du compresseur de gaz à basse pression, dans le séparateur horizontal d'entrée de gaz haute pression (D-101) d'où le gaz est envoyé à deux trains de compression de boosting identiques.

Dans chacun des trains de compression, le gaz passe par le premier ballon d'aspiration du

premier compresseur booster (D-102A/B) pour y être décanté. A la fin de cette phase de décantation ce gaz sera comprimé dans le compresseur booster (K-101 A/B) de 6 à 30 bars. Le gaz sortant du compresseur (K-101A/B) est mélangé avec le gaz chaud de régénération en provenance de la section de déshydratation, et passe par le refroidisseur (E-101A/B).

Après être refroidi, le gaz entre dans le deuxième ballon d'aspiration du deuxième compresseur booster (D-103A/B), en sortant de ce dernier le gaz entre dans le compresseur booster (K-102A/B) pour y être comprimé de 30 à 80 bars. A sa sortie il passe par le refroidisseur (E-102A/B) puis entre dans le séparateur vertical (D104A/B), de là, il sera envoyé vers la section de déshydratation.

Le gaz traité sortant du séparateur (D-402) est envoyé au ballon d'aspiration du compresseur (D-105A/B) via l'échangeur gaz-gaz (E-402), puis entre dans le compresseur (K-103A/B) où il sera comprimé à une pression de 80 bars. En sortant du compresseur, le gaz passe par le refroidisseur (E-103A/B) puis sera envoyé au centre de séparation CS₂ comme gaz lift. Une fine partie de ce gaz est utilisée pour la régénération des déshydratants, et comme gaz de combustion. La quantité restante est canalisée vers le réseau commercial.

I.5.3. Section de traitement de gaz [2]

Cette section a pour fonction d'assurer le traitement et la purification du gaz séché en le débarrassant de ses condensats. La figure I-9 est le schéma représentatif de cette section.

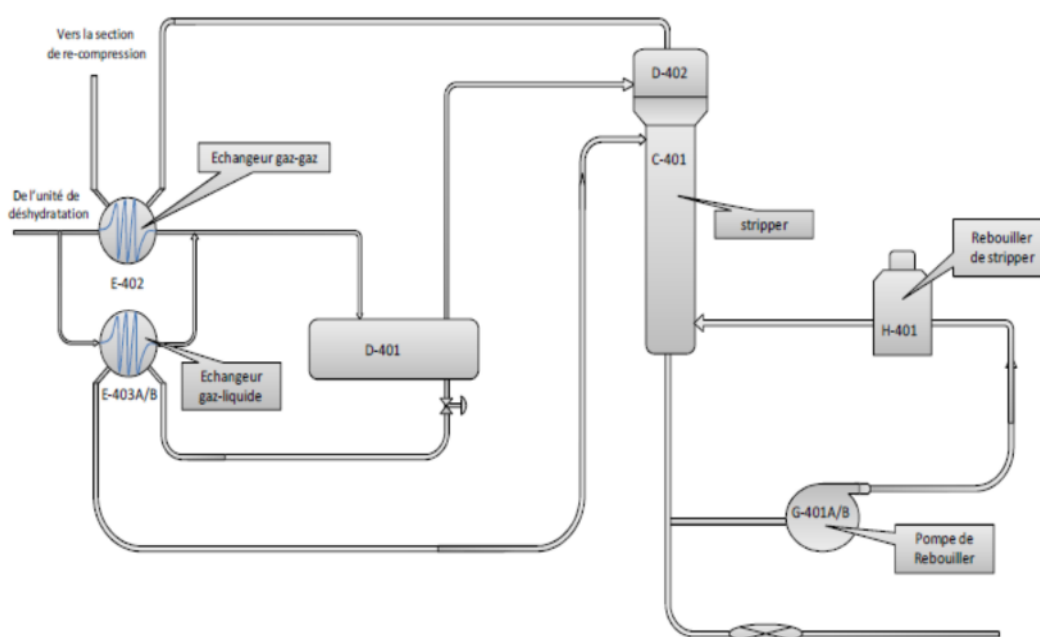


Figure I.9: Section de traitement.

L'unité de traitement est constituée de :

- Deux séparateurs (D-201 et D-202)
- Un échangeur gaz /gaz (E-402) et deux échangeur gaz/liquide(E-403 A/B)
- Un stripper (C-401)
- Un rebouilleur de stripper (H-401)
- Deux pompes de rebouilleur (G-401A/B)
- Installations d'évacuation des condensats avec un refroidisseur.

Le gaz sec en provenance de la section de déshydratation est devisé en deux écoulements; l'un subit un échange thermique avec le gaz provenant du séparateur à basse pression (D-402) dans l'échangeur gaz/gaz (E-402) et l'autre avec le liquide provenant du séparateur à haute pression (D-401) dans l'échangeur gaz/liquide (E-403A /B). Ces deux écoulement de gaz sont ensuite réunis à nouveau et entrent dans le séparateur à haute pression (D-401) dans lequel il sera décanté. Le gaz à la sortie du séparateur (D-401) est envoyé au séparateur (D-402) où il subit une détente adiabatique afin de réduire son point de rosé, et où le liquide condensé est expédié au stripper (C-401).

Dans le stripper (C-401), une légère fraction gazeuse est extraite des condensats. Le liquide de fond est pompé par la pompe du rebouilleur de stripper (G-401A/B) vers le rebouilleur (H-401), où il sera rebouilli puis réinjecté dans le stripper pour extraire le maximum de condensats.

Le condensat de fond est refroidi par le refroidisseur (E-401) puis envoyé au centre CS2 où il sera mélangé et expédié avec l'huile brute.

Le gaz sortant du séparateur à basse pression (D-402) est acheminé vers l'échangeur gaz/gaz (E-402) où il est réchauffé par échange thermique. Ce gaz à la sortie de l'échangeur (E-402) est canalisé vers le séparateur (D-105) du compresseur (K-103).

I.5.4. Section de déshydratation de gaz [2]

C'est la section qui sera gérée par l'automate, cette section a pour fonction de réduire la teneur en eau du gaz. Elle est constituée de trois sécheurs à tamis moléculaire (D-301A/B/C) et deux réchauffeurs à gaz de régénération (H-301A/B).

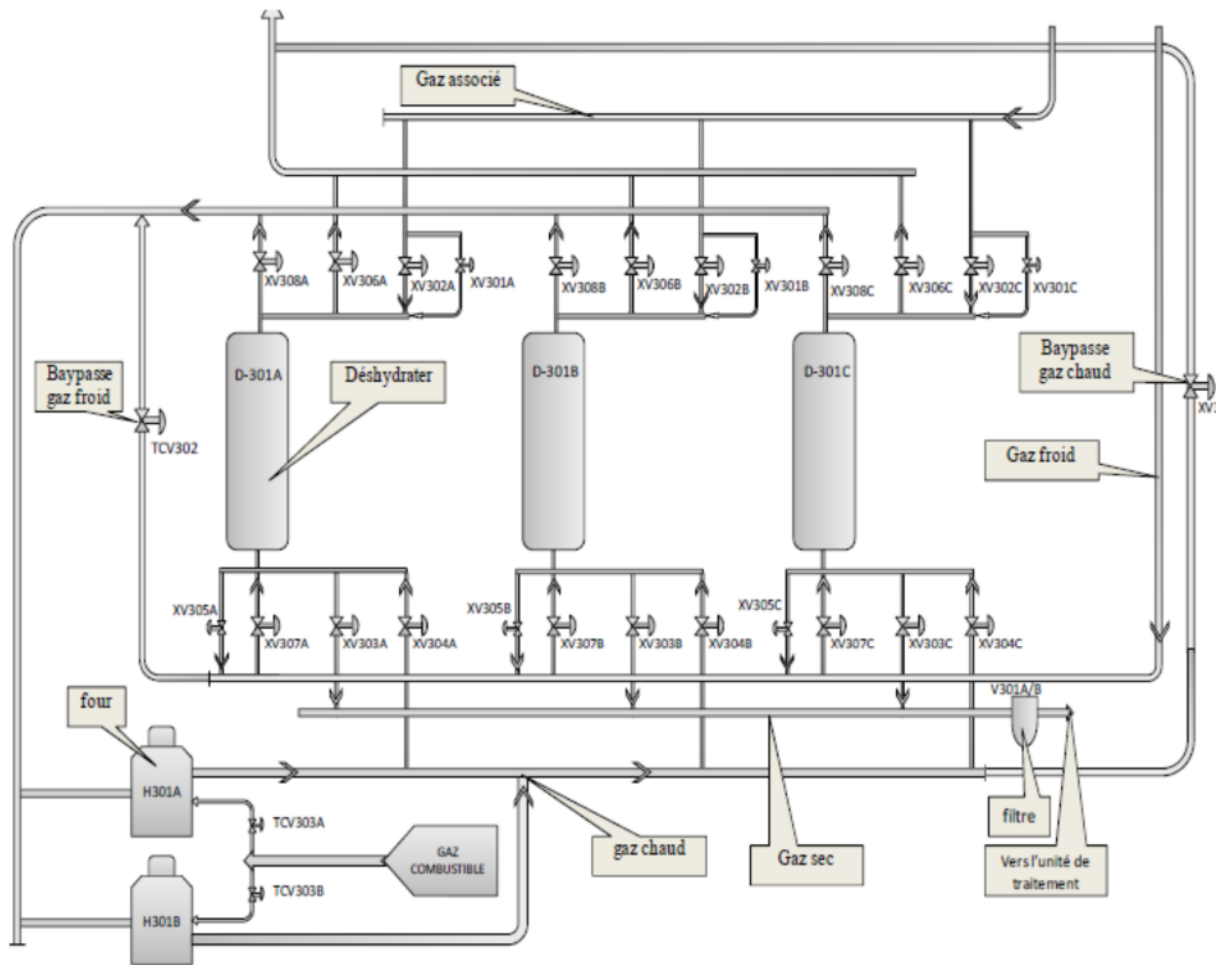


Figure I.10: Section de déshydratation.

Chaque réchauffeur a une capacité suffisante pour pouvoir régénérer la tour en état desaturation.

Les trois déshydratants sont installés en parallèle de manière à ce que l'un soit en absorption, l'autre en refroidissement et le dernier en régénération.

Le gaz de refroidissement émane de la sortie du refroidisseur complémentaire du compresseur (E-301A/B). Son rôle est de faire baisser progressivement la température des déshydratants après avoir été chauffé à une température dépassant les 300 °C. Après usage, ce gaz est chauffé au moyen de deux réchauffeurs de façon à ce qu'il puisse être réutilisé pour la régénération des tamis moléculaires, en les débarrassant de leur humidité, puis il est acheminé vers la sortie des compresseurs (K-101A/B) pour y être recyclé.

I.5.5. Principe de déshydratation [1]

Le phénomène de déshydratation par adsorption est relativement simple. L'adsorption, à ne pas confondre avec l'absorption, est un phénomène de surface par lequel des molécules de gaz ou de liquides se fixent sur les surfaces solides des adsorbants selon divers processus plus ou moins intenses. Dans notre cas, le processus d'adsorption est physique (physisorption) il met en jeu des liaisons faibles est c'est un processus totalement réversible par chauffage.

Durant ce processus il y a une évaporation continue et lorsque sa vitesse est égale à celle de l'adsorption, on aura une saturation de l'adsorbant ce qui fait que ce dernier n'est plus actif donc on aura plus une déshydratation efficace du gaz.

Afin de réaliser ce phénomène au niveau de l'UTGA on utilise des tamis moléculaire constitués de plusieurs couches disposé d'une manière adéquate à l'intérieur de trois grandes tours.

I.6.Utilisation des turbines à gaz par SONATRACH dans la région TFT [1]

La région de TFT possède des turbines à gaz de différents types implantées dans les unités de production de l'électricité, traitement, réinjection et récupération des gaz. Leur rôle est d'entraîner des compresseurs centrifuges et des alternateurs. Ces turbines à gaz sont installées dans des différents champs qui couvre une surface de plusieurs kilomètres.

I.7.Conclusion

Dans ce premier chapitre nous avons présenté le fonctionnement général des différentes sections de l'unité de traitement des gaz associés (UTGA) et nous avons donné un petit aperçu sur la section et le principe de déshydratation ainsi que sur, l'utilité et le rôle, les turbines à UTGA qui sera représentée dans le deuxième chapitre.

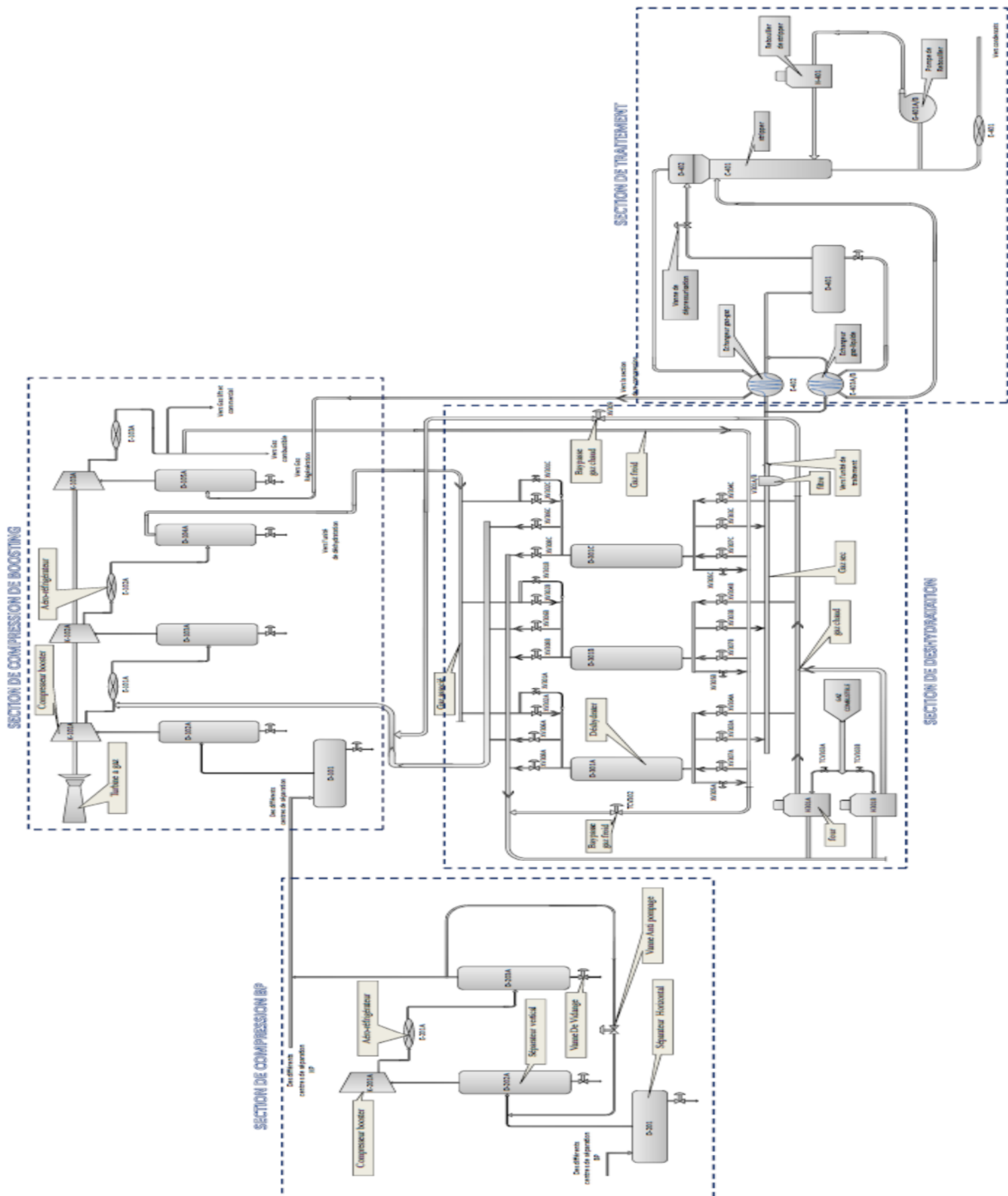


Figure I.11. Schéma Global de l'Unité de Traitement de Gaz Associés à UTGA

CHAPITRE II

II.1. Introduction

La grande puissance, le bon fonctionnement ainsi que les hautes performances des turbines à gaz font d'elles un des moyens les plus sollicités pour l'entraînement des charges mécaniques. Les turbines utilisées aux centres industriels, sont des turbines à deux arbres. Ces dernières possèdent deux roues mécaniquement indépendantes.

La turbine à gaz est un moteur à combustion interne de tous les points de vue, elle peut être considérée comme un système autosuffisant ; en effet, elle prend et comprime l'air atmosphérique dans son propre compresseur, augmente la puissance énergétique de l'air atmosphérique dans son propre chambre de combustion et convertit cette puissance en énergie mécanique qui en résulte est transmise par l'intermédiaire d'un accouplement à une machine réceptrice, qui produit la puissance utile pour le processus industriel.

Comparée aux autres moteurs thermiques, la turbine à gaz présente une double particularité ; de même que la turbine à vapeur, la turbine à gaz est une machine à écoulement continue, donc ne comporte de variations périodiques de l'état de fluide ; dans toutes sections données ; mais contrairement à la turbine à vapeur, le fluide ne subit qu'une seule transformation qui est la détente.

La turbine à gaz (au sens large du terme), est le siège de l'ensemble de transformations constituant le cycle thermodynamique décrit par le fluide ; donc, la turbine à gaz est assimilée aux moteurs à combustion interne mais les transformations s'effectuent dans des enceintes juxtaposées dans l'espace.

Le rendement thermique d'une T.A.G se situe entre 16 et 28 % pour une installation simple sans la récupération de ses calories d'échappements et entre 26 et 30 % pour une installation avec la récupération de ses calories, néanmoins il reste bien inférieur à celui des moteurs à gaz.

II.2. Historique des turbines à gaz

Les premières turbines à gaz sont apparues sur le marché à la fin des années 40 ; elles sont généralement employées dans les chemins de fer et avaient l'avantage de brûler du combustible liquide, même à faible qualité (à cause de la limitation des procédés de raffinage). La turbine MS3001 (Model Série 3001) constituée par GE (General Electric), ayant une puissance de 4500HP (horse power), a été spécifiquement employée pour le service locomoteur. [3]

Pour les précurseurs de la turbine à gaz moderne, on doit mentionner les inventeurs des moteurs thermiques fonctionnant avec un gaz permanent (plus précisément avec l'air chaud), bien que ces moteurs aient été conçus d'après le principe des machines à vapeur 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, à l'instar du cycle thermodynamique de la turbine à gaz dont certains cycles portent encore les noms de leurs inventeurs à savoir cycle de Joule, cycle d'Ericsson.[3]

Nous présentons dans ce qui suit une évolution chronologique de la turbine à gaz :

- 1791 : Premiers brevets 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 ;
- 1906/1908 : Construction de la première turbine à explosion par BBC pour Dr. Holzwarth ;
- 1909/1910 : Première turbine à gaz employée industriellement en Allemagne ;
- 1928 : BBC reprend la fabrication d'une turbine Holzwarth améliorée ;
- 1933 : mise en opération de la première turbine Holzwarth de BBC, alimentée en gaz de haut fourneau ;
- 1937 : mise 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 : Mise en service de la première turbine à gaz de 4000 Kw à la centrale de Neuchâtel ;
- 1944 : Turbine à gaz pour propulsion marine par Elliott ;
- 1966 : Général électrique lance la 5000, la plus récente des turbines à gaz industrielles ;
- 1975 : La turbine à gaz dépasse 100 Mw (Modèle 9001 Asthom-Atlantique) ;

Les progrès réalisés dans le côté métallurgique, en plus des résultats favorables des recherches approfondies sur la combustion, ont permis des améliorations rapides des performances de ces machines, en terme de puissance, rendement, longévité,...etc. On peut distinguer trois générations, basées sur les intervalles de température maximale (en C°) des gaz à l'entrée de la première roue de la turbine : [4]

- 1^e génération : $760 < T_{\max} < 950$;
- 2^e génération : $955 < T_{\max} < 1124$;
- 3^e génération : $1149 < T_{\max} < 1288$;

Evidement, l'augmentation de la température d'entrée à la première turbine a eu comme effet une augmentation du rendement thermodynamique, qui est passé des valeurs inférieures à 20% dans les premières machines, à des valeurs courantes supérieures à 40% (turbine LM6000).

II.3.Définition d'une turbine à gaz

La turbine à gaz est un moteur à combustion interne, dont le rôle est la reconversion de l'énergie thermique due à la combustion d'un hydrocarbure en énergie mécanique (couple mécanique sur l'arbre de la turbine). La turbine à gaz prend l'air atmosphérique et le comprime dans son propre compresseur, augmente la puissance énergétique de l'air dans sa chambre de combustion et convertie cette puissance en énergie mécanique utile pendant le processus de détente qui a lieu dans la section turbine. L'énergie mécanique qui en résulte est transmise par l'intermédiaire d'un accouplement en puissance utile à une machine réceptrice (Alternateur, pompes centrifuges, compresseur de gaz...etc.) [5].

II.4 Où utilise-t-on les turbines à gaz ?

Les turbines à gaz ont une très grande utilité dans l'industrie, du fait qu'elles sont des appareils pour la production de l'énergie mécanique. Elles peuvent être utilisées pour l'entraînement des :

❖ Appareils fixes :

- Générateur d'électricité ;
- Compresseurs ;
- Pompes.

❖ Appareils mobiles :

- Chemin de fer ;
- Propulsion maritime ;
- Aviation.

II.5. Les éléments d'une turbine à gaz

Dans sa forme la plus simple et la plus répandue, cette machine est composée de trois éléments principaux :

Une turbine à gaz se compose de trois sections principales :

- Un compresseur axial ;
- Une chambre de combustion ;
- Une turbine de puissance ;

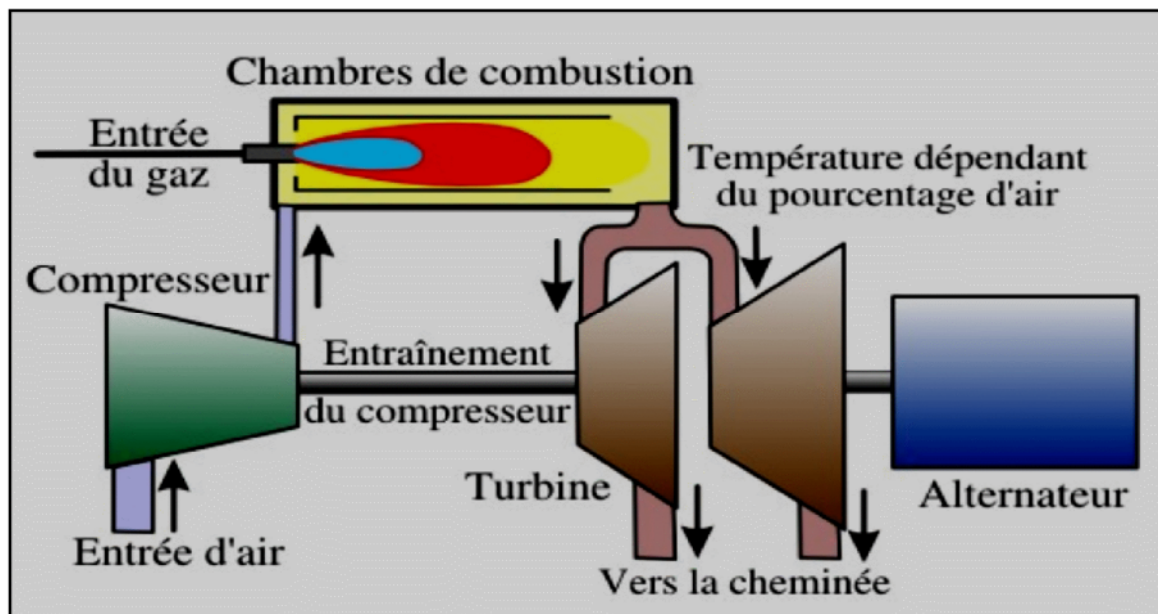


Schéma II .1 : Les éléments d'une turbine à gaz

II.5.1. Section compresseur [7]

Le compresseur est du type à flux axial, il produit des débits d'air importants, nécessaires pour obtenir des puissances utiles élevées avec des dimensions réduites.

Un compresseur se compose d'une série d'étages d'aubes orientables, qui augmentent la vitesse de l'air en termes d'énergie cinétique, suivie alternativement par des étages d'aubes fixes, qui convertissent cette énergie en une pression plus élevée.

Le nombre d'étages de compression, est lié à la structure de la turbine à gaz et aux taux de compression à obtenir.

Sur le côté aspiration du compresseur, il y a des aubes variables à l'admission (IGV), dont le but est de diriger l'air, vers le premier étage des aubes du rotor.

Ces aubes variables permettent aussi d'assurer le comportement fluide-dynamique correct sous différents régimes de fonctionnement, pendant le démarrage et l'arrêt du compresseur.

Sur le côté refoulement du compresseur, il y a quelques étages d'aubes variables à la sortie (EGV), pour obtenir la récupération de la pression maximale avant que l'air entre dans la chambre de combustion.

Le compresseur sert à fournir une source d'air pour refroidir les parois des directrices, les aubes, les disques de la turbine et l'huile d'étanchéité des joints à labyrinthe du palier.

II.5.2. Section combustion [7]

Elle se compose d'un système comprenant une ou plusieurs chambres de combustion annulaires, disposées systématiquement le long d'une circonférence.

Ces chambres de combustion reçoivent et brûlent du combustible, au moyen d'un nombre égal de brûleurs.

L'air entre dans chaque chambre dans une direction opposée à la veine des gaz chauds, pour cette raison, cette méthode de distribution de l'air s'appelle à débit inverse.

Au début de fonctionnement, le processus de combustion est déclenché par une ou plusieurs bougies d'allumage.

Une fois déclenchée, la combustion continue sans intervention, aussi longtemps que les conditions d'alimentation du combustible et d'air de combustion sont maintenues.

Dans le cas des turbines à gaz construite pour l'industrie aéronautique, la section de combustion se compose d'une chambre annulaire simple, à refroidissement direct et non pas à refroidissement à débit inverse.

En effet, cela aide à réduire les dimensions diamétrales extérieures, puisqu'une plus petite section frontale était nécessaire afin d'offrir une résistance aussi réduite que possible au mouvement de l'avion.

II.5.3. Section turbine [7]

Comprend un certain nombre d'étages, chacun d'entre eux se compose d'un étage stator et d'un étage rotor.

Dans le stator, les gaz à température et pression élevées, fournis par la pièce de transition, sont accélérés et acheminés vers un étage d'aubes du rotor montées sur un disque connecté à l'arbre de puissance.

La conversion de température et de pression, en énergie cinétique a eu lieu dans le stator.

Le rotor complète cette conversion, étant donné qu'ici l'énergie cinétique est transformée en énergie d'entraînement de l'arbre.

II.6. Principe de fonctionnement d'une turbine à gaz

Une turbine à gaz fonctionne de façon suivante

- ❖ Elle extrait de l'air du milieu environnant
- ❖ Elle le comprime à une pression plus élevée
- ❖ Elle augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion
- ❖ Elle achemine de l'air à pression et à température élevées vers la section de la turbine, qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique pour faire tourner l'arbre, d'un côté, à fournir l'énergie utile à la machine conduite, couplée avec la machine au moyen d'un accouplement et, de l'autre côté à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air, qui a lieu dans un compresseur relié directement à la section turbine ;
- ❖ Elle décharge à l'atmosphère les gaz à basse pression et température résulte de transformation mentionnée ci.

La figure II.2 montre les variations de pression et de température dans les différentes sections de la machine correspondant aux phases de fonctionnement mentionnées

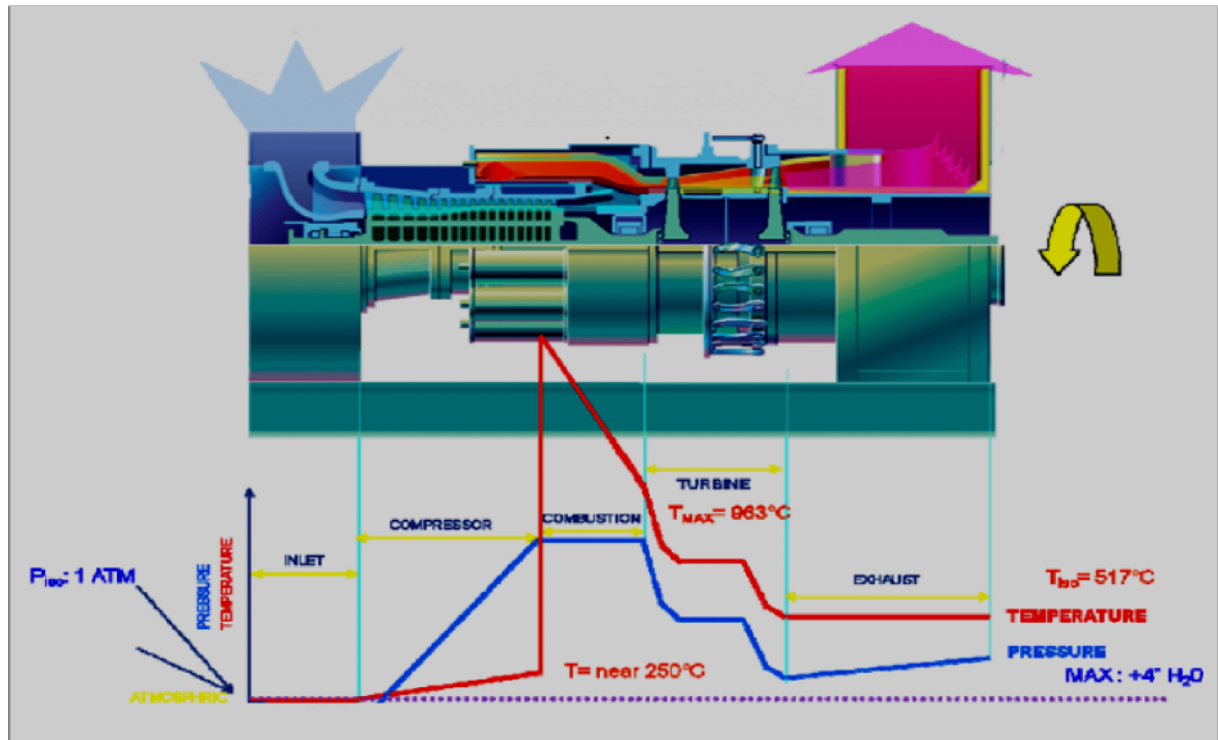


Figure II. 2 : Variation de la pression et de la température dans les différentes sections de la machine (Condition ISO).

II.7. Classification des turbines à gaz

On peut classer les turbines selon différents points comme le montre la figure (II.1)

- Par le mode de construction
- Par le mode de travail
- Par le mode de fonctionnement.

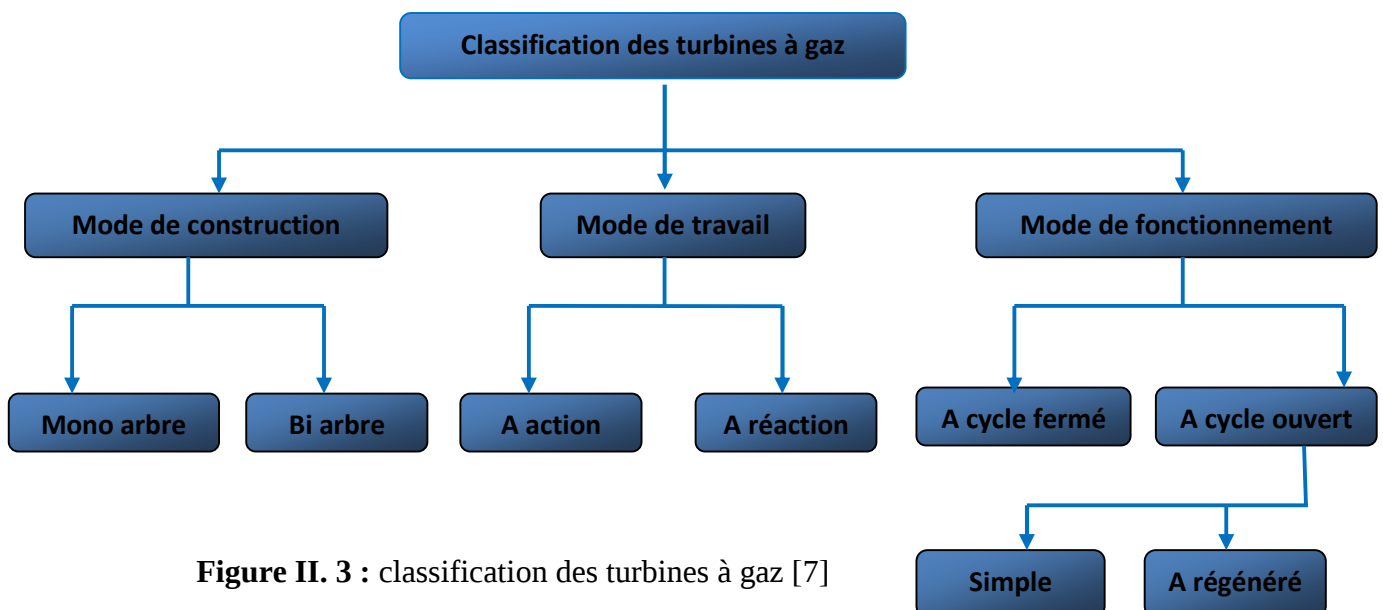


Figure II. 3 : classification des turbines à gaz [7]

II.7.1. Par le mode de construction

L'objectif pour lequel, on utilise la turbine à gaz définit le type qu'on doit choisir. Dans l'industrie, on trouve les turbines à un seul arbre, dites aussi mono arbre. Elles sont généralement utilisées dans le cas où on cherche un fonctionnement avec une charge constante (pour entraîner les générateurs d'électricité).

Un deuxième type, englobe les turbines à deux arbres (bi-arbres); elles sont utilisées pour entraînement des appareils à charge variables (pompes, compresseur,...).

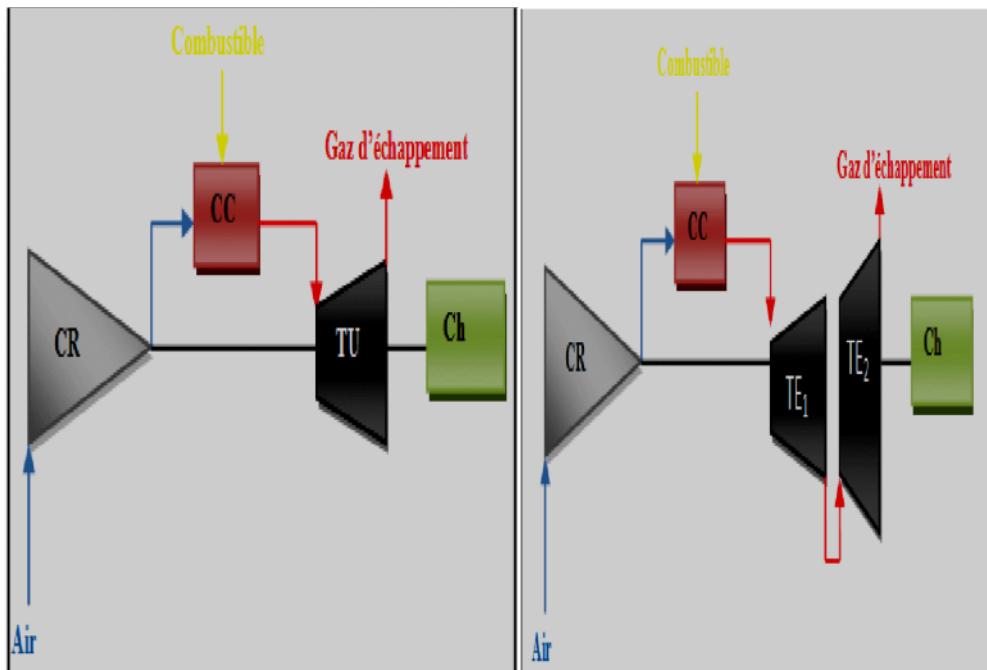


Figure II. 4 : Turbine à mono-arbre et turbine à bi-arbre

CR : Compresseur d'air

Ch : Charge

TE1 : Turbine d'entraînement du compresseur

CC : Chambre de combustion

TU : Turbine

TE2 : Turbine d'entraînement de la charge

II.7.2. Par le mode de travail

On distingue deux types de turbine :

- Turbine à action : Où l'énergie thermique est transformée complètement en énergie cinétique dans la directrice. L'évolution des gaz dans la roue 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 une variation de la pression statique $P_1 > P_2 > P_3$. Le taux de réaction ε caractérisera le pourcentage d'énergie thermique total.

Avec :

P_1 : Pression des gaz à l'entrée de la direction

P_2 : Pression des gaz à la sortie de la direction

P_3 : Pression des gaz à la sortie de la roue de la turbine

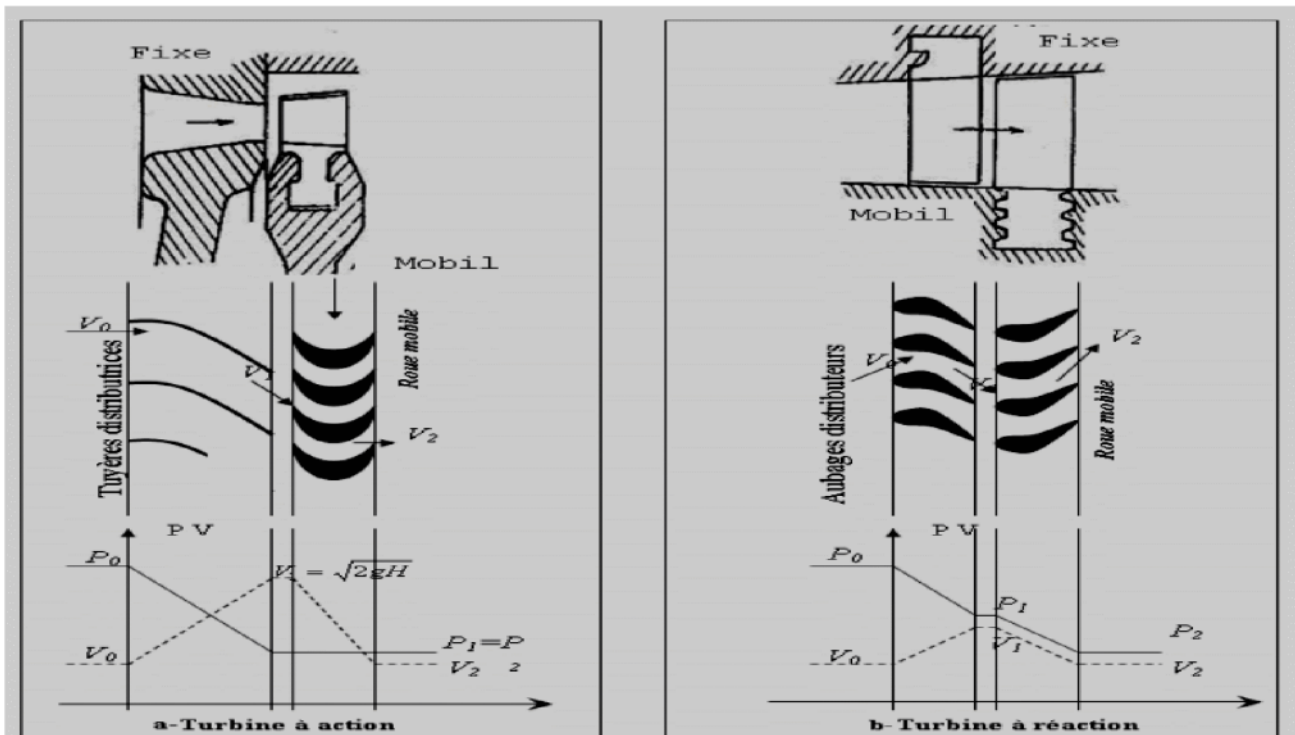


Figure II. 5 : Turbine à action et turbine à réaction

II.7.3 Par le mode de fonctionnement thermodynamique

Il existe deux cycles thermodynamiques :

- Turbine à gaz à cycle fermé :

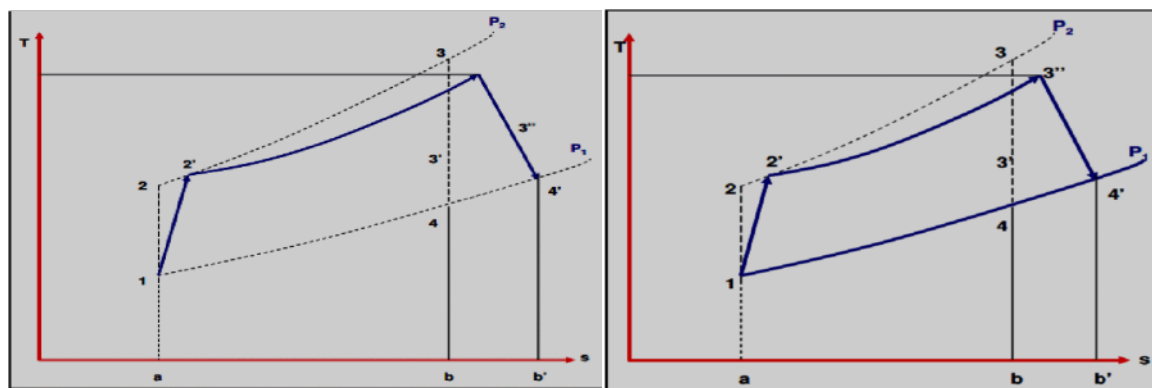
Dans laquelle le même fluide est repris après chaque cycle.

- Turbine à gaz à cycle ouvert :

C'est une turbine dont l'aspiration et l'échappement s'effectuent directement dans l'atmosphère.

..... Cycle idéal

————→ Cycle réel



a-Cycle à ouvert

b-Cycle fermé

Figure II. 6 : Représentation du cycle ouvert et cycle fermé

Ce type de turbine qui est le plus répandu se divise en deux classes :

- Turbine à cycle simple :

C'est une turbine utilisant un seul fluide pour la production d'énergie mécanique, après la détente les gaz possédant encore un potentiel énergétique sont perdus dans l'atmosphère à travers l'échappement.

➤ Turbine à cycle régénéré :

C'est une turbine dont le cycle thermodynamique fait intervenir plusieurs fluides moteurs dans le but d'augmenter le rendement de l'installation.

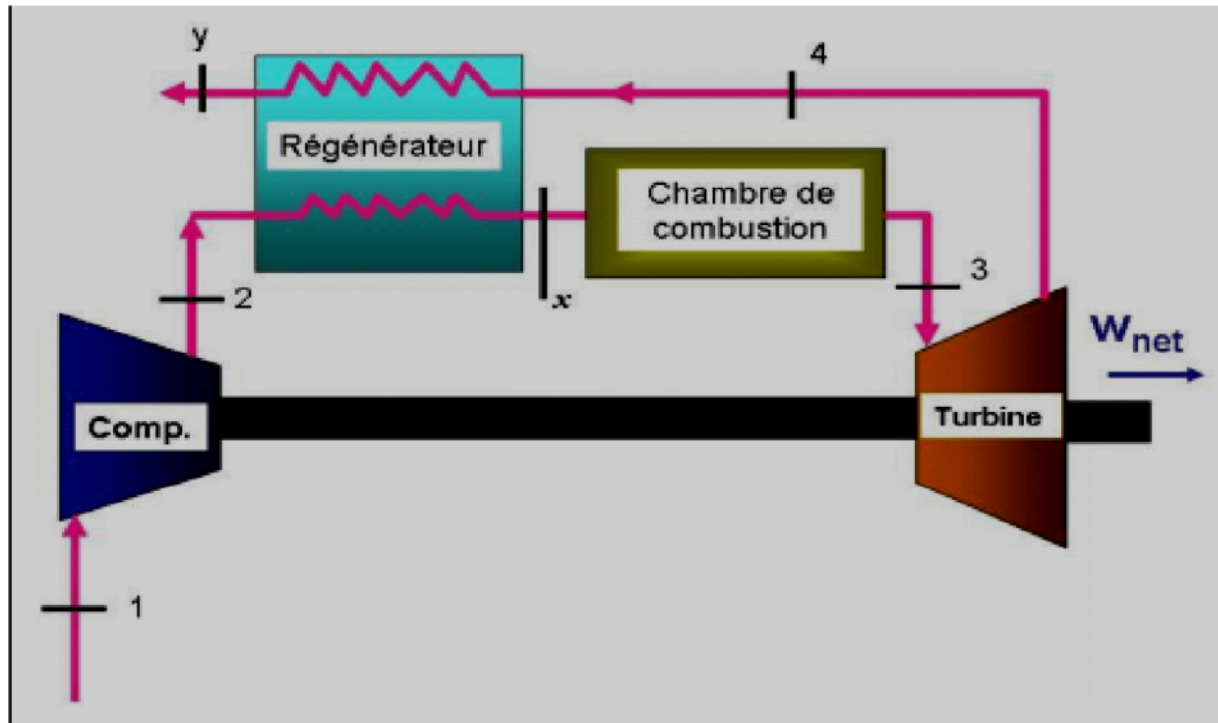


Figure II. 7 :Représentation du cycle de régénération

Les turbines à gaz sont des groupes de force dont l'utilisation est très répandue dans différents domaines d'applications, nous citerons : l'industrie des centrales électriques (nucléaires ou non nucléaires), transport des hydrocarbures et du transport par la propulsion. Parmi ces domaines d'application :

II.8.1. Aéronautique

II.8.1.1. Turbocompresseur

Ce terme désigne une turbine actionnée par les gaz d'échappement d'un moteur à piston et dont le travail sert à comprimer l'air admis dans le moteur. Ce dispositif représente une amélioration importante du moteur classique notamment sur les points suivants :

- Augmentation de la puissance massique et volumique par une puissance supérieure à cylindrée égale. Afin de maximiser cet effet, il est nécessaire de refroidir l'air comprimé par un échangeur (intercooler),

- Suppression de l'inconvénient de la détente écourtée des cycles Otto et Diesel d'où amélioration de rendement.

II.8.1.2. Turbine à gaz d'avion

Dans les moteurs d'avions, l'unité de turbine à gaz fonctionne entièrement comme générateur de gaz dans le turbo jet et les moteurs de turbo réacteur, tandis qu'elle fournit la puissance exigée d'axe au propulseur dans le moteur de turbopropulseur.

La centrale de turbine à gaz utilisée pour la propulsion d'avion travaille sur le cycle de circuit ouvert de pression constante.

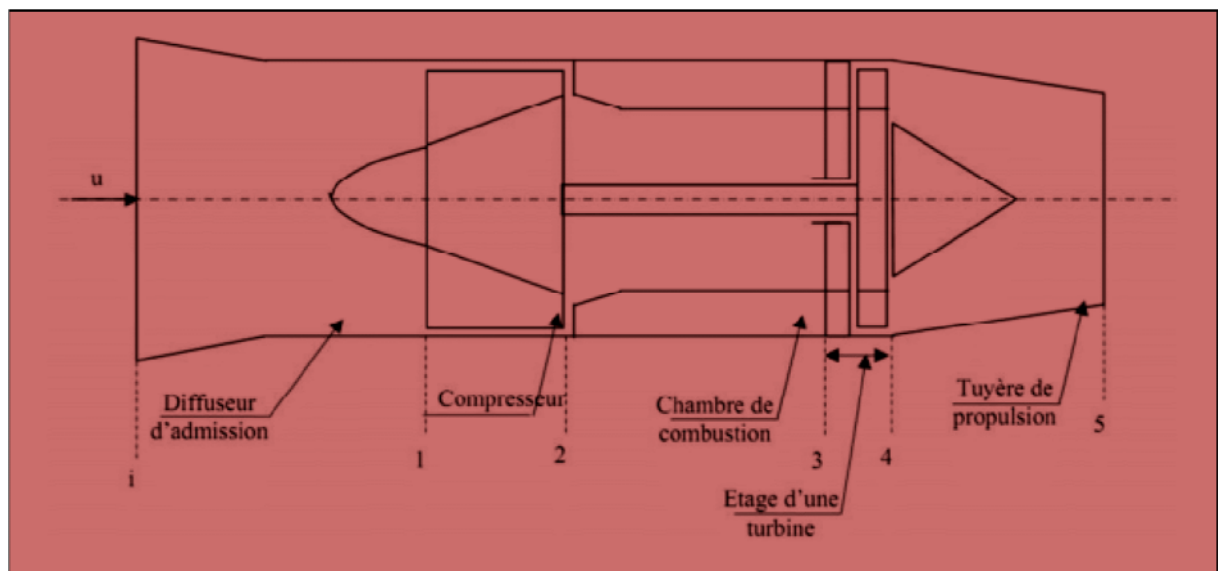


Figure II. 8 : Les composants principaux d'un turboréacteur. [8]

II.8.1.3. Moteur de turbopropulseur

Dans le système de turbopropulseur la centrale de turbine à gaz conduit un propulseur à une vitesse raisonnable relativement basse par une vitesse de réduction. La turbine extrait une grande propulsion de l'énergie à partir des gaz chauds en développant la puissance requise pour conduire le propulseur. Par conséquent l'énergie restant dans les gaz d'échappement est comparativement basse. Ainsi la poussée due à la détente des gaz dans la tuyère de propulsion ne représente que 10 % de toute la poussée.

Le grand diamètre du propulseur manipulable de très grandes quantités d'aire avec une petite différence de vitesse. La masse d'aire passant par le moteur est seulement une petite

fraction d'air manipulé par le propulseur. Ainsi le moteur du turbopropulseur peut être considéré comme une sorte de réacteur à double flux avec un rapport très élevé de déviation.

II.8.1.4. Moteur de turbojet

Le moteur turbojet diffère du moteur de turbopropulseur parce que la puissance de la turbine est complètement consommée par le compresseur ; dans ce cas aucune puissance de sortie d'axe. L'avion est complètement propulsé par la poussée de la tuyère. Par conséquent il y a une augmentation substantielle de la vitesse des gaz lorsqu'ils se détendent dans la tuyère de propulsion.

II.8.1.5. Moteur d'avion nucléaire

La figure 13 montre un moteur d'air chaud d'un turbojet à propulsion nucléaire. La chambre de combustion du moteur turbojet conventionnel est remplacée ici par un échangeur de chaleur où s'effectue des transferts appropriés de la quantité de chaleur d'un liquide réfrigérant requise du réacteur à l'air. Le compresseur d'air est entraîné par une turbine à air chaud qui fonctionne ici dans un environnement moins hostile comparé aux turbines à gaz.

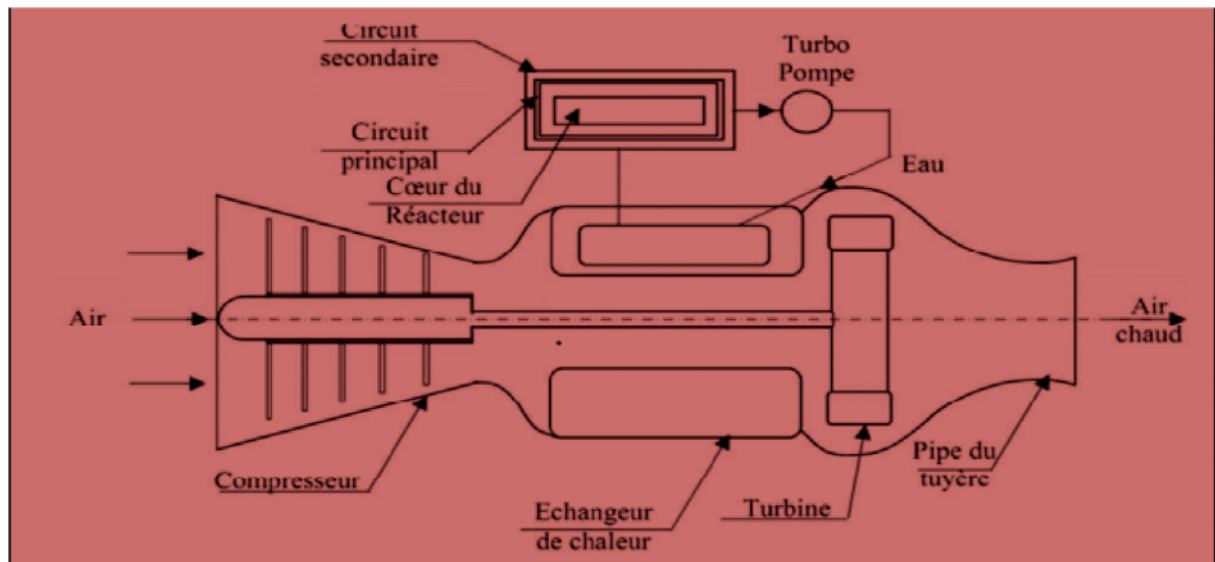


Figure II. 9 : Avion nucléaire [8]

II.8.2. Turbine à gaz pour des véhicules

Des turbines à gaz utilisées par les véhicules extérieurs sont considérablement différentes de ceux des turbines à gaz d'avion.

II.8.2.1. Automobiles

Des tentatives ont été par un certain nombre de compagnies de fabrication d'automobile dans plusieurs pays de perfectionner des turbomoteurs pour des voitures. Un échangeur de chaleur d'échappement a été employé pour une consommation optimale du carburant. Un certain degré de succès a été réalisé dans le domaine des véhicules avec des moteurs de plus de 200 kilowatts. Beaucoup de concepteurs ont utilisé la combinaison d'une turbine axiale et d'un compresseur centrifuge de basse pression avec un échangeur de chaleur rotatif.

II.8.2.2. Locomotives ferroviaires

Dans beaucoup de pays, les trains de voyageurs de longue distance utilisent des locomotives à turbine à gaz et celles avec transmission électrique peuvent être présentées dans les secteurs où la traction électrique est économique.

II.8.2.3. Suralimentation par les gaz d'échappement

De petites turbines à gaz sont également utilisées dans des automobiles pour la suralimentation. Tous les grands camions et locomotives à moteur diesel ferroviaire sont suralimentés.

Ils utilisent les turbines entraînées par les gaz d'échappement pour l'entraînement des compresseurs d'air.

II.8.3. Turbine à gaz pour la production d'énergie électrique

Les centrales électriques à cycle simple, Figure (10), utilisent les turbines à gaz pour entraînement des alternateurs pour la production de l'énergie électrique.

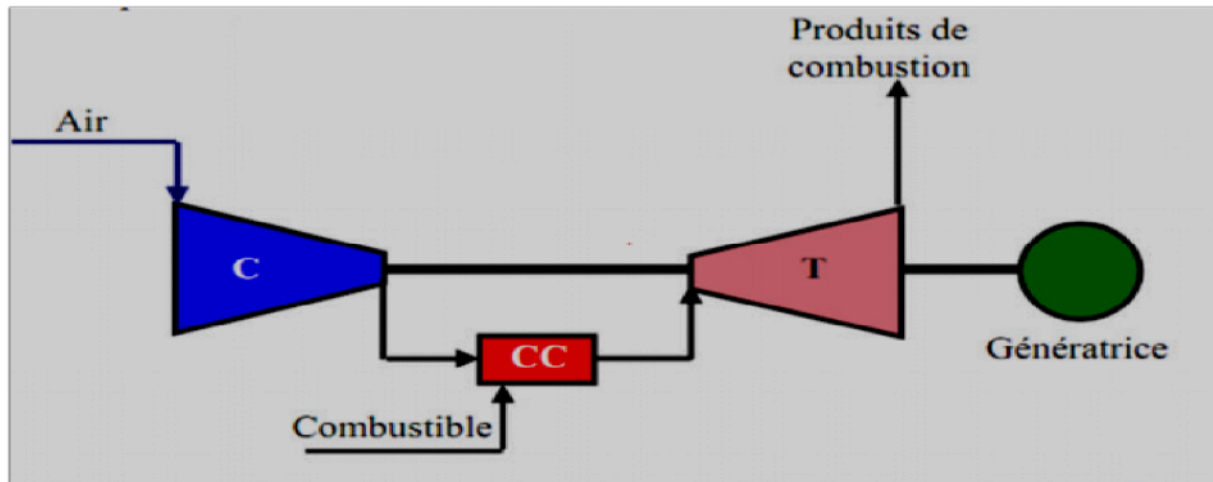


Figure II. 10 : Production d'électricité par turbine à gaz- cycle simple [7].

➤ Centrale nucléaire

Dans les centrales nucléaires on utilise l'hélium comme liquide réfrigérant dans le réacteur et fluide de fonctionnement de l'unité de turbine à gaz à circuit fermé figure (11).

Après la compression, l'hélium subit d'abord un chauffage dans l'échangeur de chaleur puis dans le réacteur puis une détente dans la turbine. Grace à la haute pression et la température des gaz, la turbine entraîne le compresseur et la charge (générateur électrique).

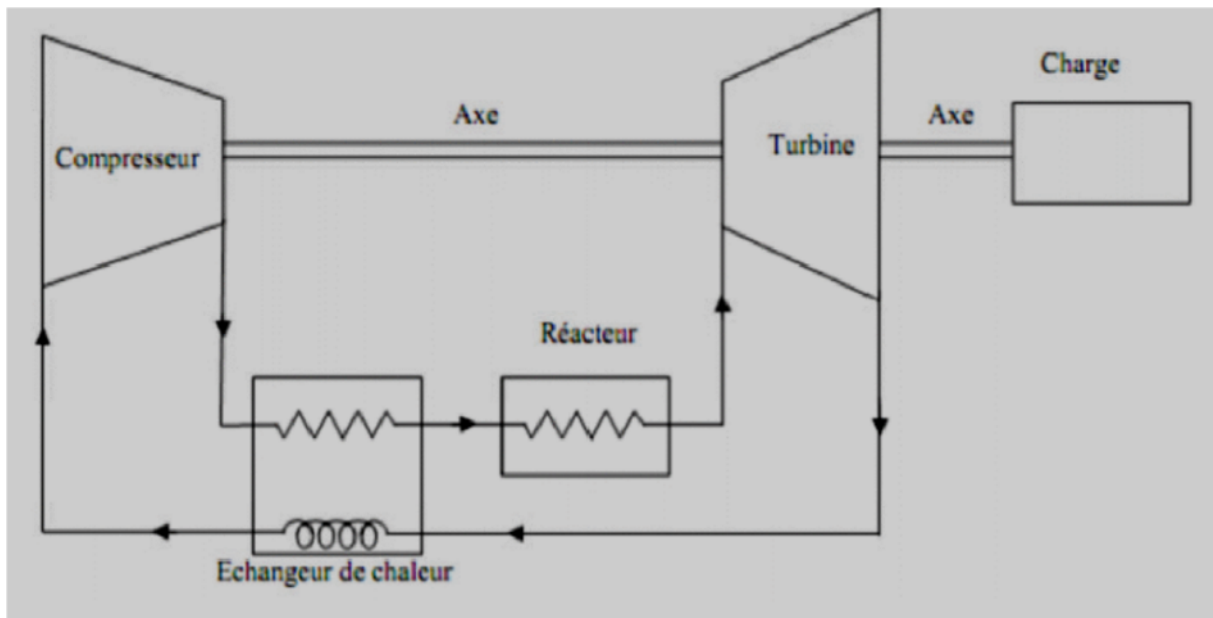


Figure II. 11 : Centrale nucléaire de turbine à gaz à circuit fermé [10]

II.8.4. Utilisation des turbines à gaz dans les stations de réinjection dans un gisement de pétrole et de gaz :

Pour améliorer la production des gisements de pétrole, on utilise les turbines à gaz pour augmenter la pression du réservoir en injectant du gaz naturel dans les puits, dans le but est de maintenir la pression dans ces puits entre 100 à 150 bars.

Le processus de réinjection est présenté sur la figure (12) :

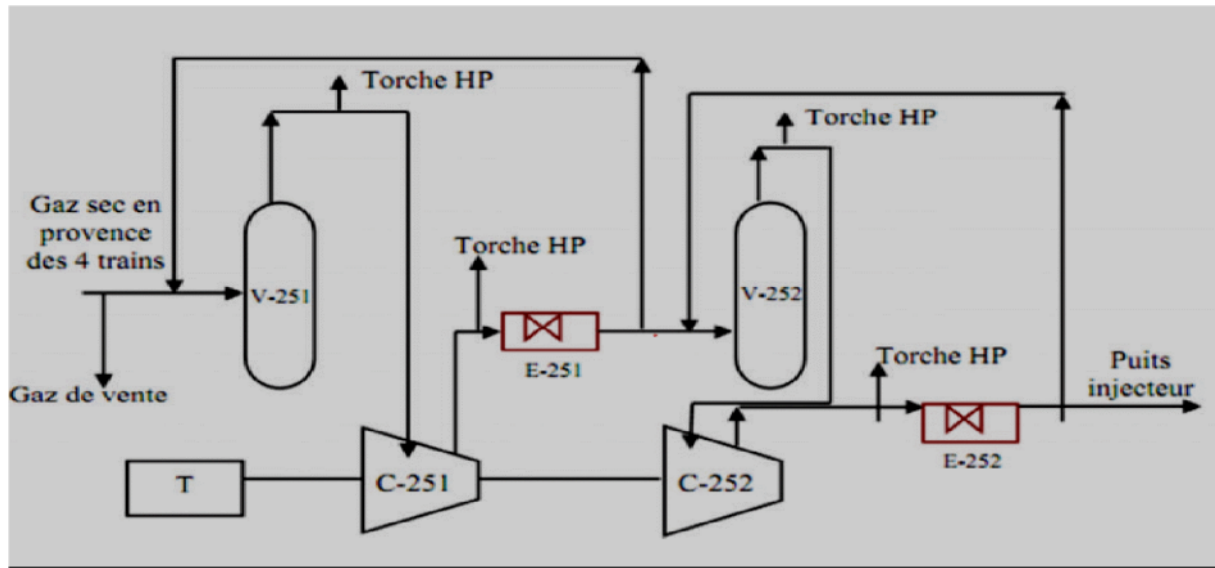


Figure II. 12 : Réinjection des gaz résiduels [10]

II.9. Avantages et inconvénients des turbines à gaz

II.9.1. Avantages

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

II.9.2. Inconvénients

- ❖ Au-dessous d'environ 3000 KW, le prix d'installation est supérieur de celui d'un groupe diesel
- ❖ Temps de lancement beaucoup plus long que celui d'un groupe diesel, à titre indicatif :
30 à 120 s pour une turbine, 8 à 20 s pour un groupe diesel.
- ❖ Rendement inférieur à celui d'un moteur diesel (cycle simple). A titre indicatif : 28 à 33 pour une turbine de 3000 KW, 32 à 38 % pour un groupe diesel.

II.10. Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les turbines à gaz d'une manière générale ; leurs principe de fonctionnement, une classification selon les divers critères utilisés, et les domaines d'application de ces turbines à gaz, et enfin une comparative entre avantages et inconvénients de ces installations a été dressé.

CHAPITRE III

III.1. Introduction

En général, les turbines à gaz MS5002C sont fabriquées pour travailler dans des conditions standard, qui ne peuvent être que théoriques. En réalité celles-ci travaillent dans des conditions différentes (régions aux conditions climatiques différentes).

- a- D'après les données standards du constructeur.
- b- D'après les conditions climatiques (particulièrement les températures ambiantes différentes selon le site).

L'objectif de ce chapitre est de présenter une étude descriptive des différentes sections et systèmes de l'installation de la turbine à gaz MS5002C, elles sont utilisées pour entraîner des compresseurs centrifuges multi étages dans les stations de traitement de gaz.

III.2. Présentation de la turbine a gaz MS 5002C

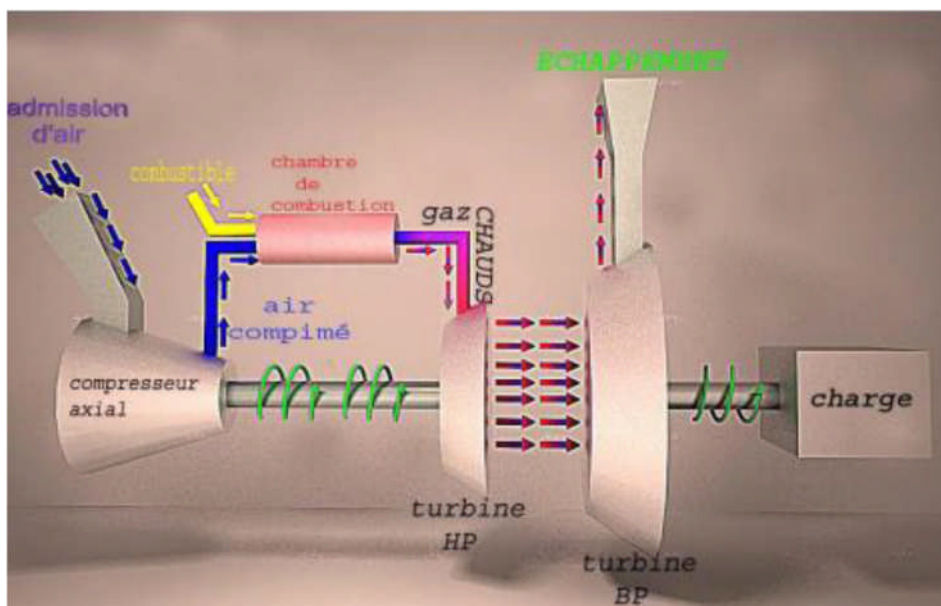


Figure III. 1 : Présentation de la turbine MS 5002C.

III.3. Caractéristiques de la turbine MS 5002C

- **Données générales de conception**

Série du modèle de la turbine à gaz.....MS5002C.
 Emploi de la turbine à gaz.....Entraînement mécanique.
 Cycle.....Simple.
 Rotation de l'arbre.....Sens antihoraire.
 Type de fonctionnement..... Continue.
 Vitesse d'arbre :
 VHP..... 5100 tr/min.
 VBP..... 4903 tr/min.
 Commande électronique..... Mark VI, SPEEDTRONIC.
 Protection..... Survitesses, Température excessive, Détection de vibration et flamme.
 Données nominales de la plaque
 Puissance de base..... 38000 HP ou 28337 KW.
 Température d'admission..... 59°C ou 15°C.
 Pression d'échappement..... 14,7 PSI ou 1,013 Bars.

- **Section Compresseur**

Nombre d'étages..... 16.
 Type de compresseur..... Flux axial, grande capacité.
 Type des aubes directrices..... Variable.

- **Section Turbine**

Nombre d'étage..... 2 «Deux arbres».
 Injecteurs premier étage..... Zone fixe.
 Injecteurs deuxième étage..... Variable.

- **Section combustion**

Type..... 12 brûleurs multiples.
 Disposition des chambres.... Positionnées concentriquement autour du compresseur.
 Injecteur combustible..... Type combustible gazeux, un par chambre.
 Bougies..... 2, type électrode.
 Détecteur de flamme..... 4, type ultraviolet.

- **Ensemble palier**

Nombre de palier.....4.

➤ **Système de démarrage**

Dispositif de démarrage..... Moteur électrique.

➤ **Système de combustible**

Type..... Gaz naturel.

Signal contrôle combustible..... Panneau de commande turbine.

Vanne arrêt gaz, rapport et commande..... Servocommande électro-hydraulique.

➤ **Système de lubrification**

Lubrifiant..... A base de pétrole.

Capacité totale..... 23530 litres.

Pression sur les appuis..... 25 PSI ou 1,72 Bars.

Pompes de graissage (Principale, Auxiliaire, Urgence)..... 3.

➤ **Système d'alimentation hydraulique**

Pompe hydraulique (Principale, Auxiliaire)..... 2.

Filtre hydraulique d'alimentation..... Double avec vanne de transfert.

III.4. Principe de fonctionnement

Le rotor de la turbine haute pression/compresseur atteint d'abord 20% de la vitesse grâce au dispositif de démarrage .l'air aspiré de l'atmosphère dans le compresseur est envoyé par des conduites (tuyaux) aux chambres de combustion ou le combustible est débité sous pression (voir fig. III.1).une étincelle haute tension allume le mélange combustible-air.(après l'allumage la combustion continuera dans la chambre).les gaz chauds font monter la vitesse du rotor turbine haute pression/compresseur. A son tour elle augmente la pression de refoulement du compresseur. Quand la pression commence à monter, Le rotor de la turbine basse pression commencera à tourner et les deux rotors de la turbine accélèrent jusqu'à la vitesse de service .les produits de la combustion (gaz HP et la température) se détendent d'abord à travers la turbine HP et en suite à travers la turbine BP et sont déchargés dans l'atmosphère (voir la fig III.2),.

L'emploi des deux roues de la turbine séparément permet aux deux arbres de tourner à des vitesses différentes pour répondre aux exigences de la charge variable du compresseur centrifuge tout en permettant au générateur de gaz HP de fonctionner à la vitesse normale du compresseur.

III.5. Sections principales de la turbine MS5002C

III.5.1 Section compresseur

La section compresseur axiale comprend le rotor et le corps du compresseur qui comportent seize (16) étages de compression, les aubes variables de la directrice et deux déflecteurs de sortie.

➤ Le rotor du compresseur

Dans le compresseur, l'air est comprimé par une série d'aubes du rotor qui donnent la force nécessaire, pour comprimer l'air à chaque étage de la compression, les staturs guident l'air.

Pour le faire pénétrer dans l'étage successif du rotor, Les aubes du rotor sont insérées dans des rainures et maintenues dans une position axiale par l'empilage et le bouclage au bout des rainures. Les disques et le demi-arbre sont assemblés pour maintenir la conicité, ils sont maintenus par des tirants.

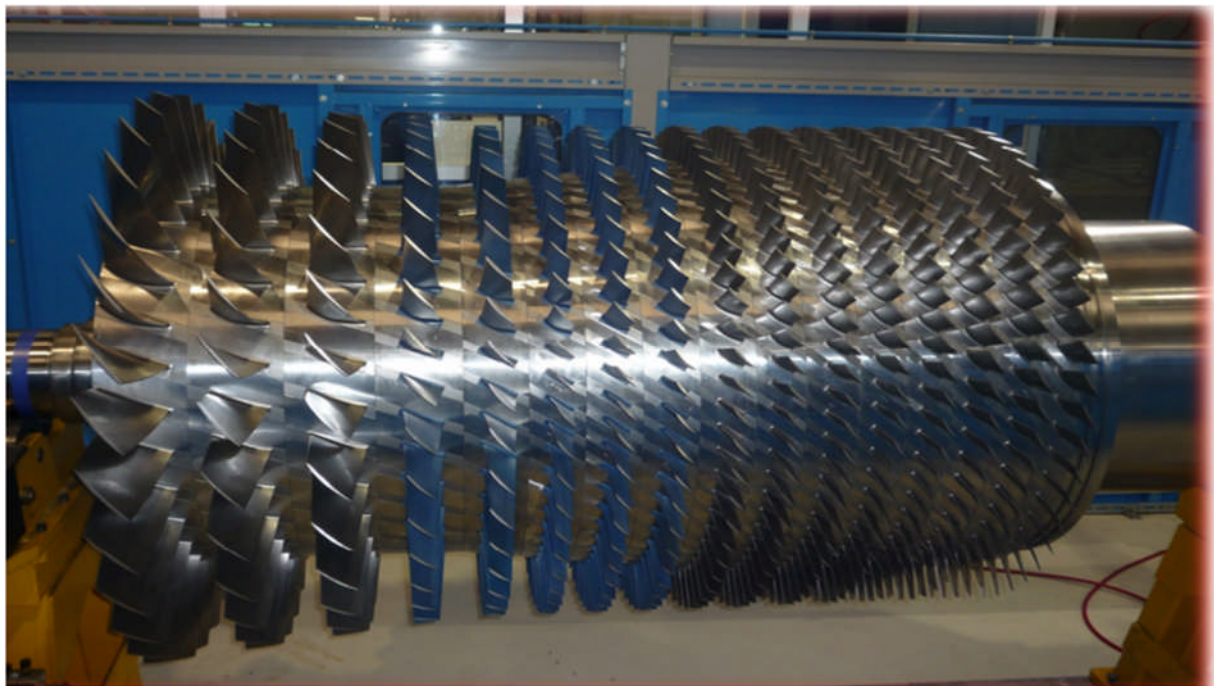


Figure III. 2 : Rotor du compresseur [11].

➤ Stator de compresseur

Le stator du compresseur comprend trois sections principales :

- Le Corps d'admission du compresseur.
- Le corps avant du compresseur.
- Le corps de refoulement du compresseur.

- Ces sections et la caisse de la turbine forment la structure externe principale de la turbine à gaz. Elles supportent le rotor à l'endroit des paliers et constituent la paroi externe de l'espace annulaire de la veine des gaz. L'alésage du corps est pour des raisons d'efficacité.

Corps aspiration du compresseur

Le corps d'admission a pour fonction de diriger l'air de manière uniforme dans le compresseur, Il abrite le palier No.1 (voir fig. III.4), l'aubage directeur d'admission (IGV: Inlet Guide Vanes) qui est actionné par le système d'huile hydraulique. En variant l'angle des IGV, le débit d'air peut être dirigé vers le premier rangée d'ailettes du compresseur et cela avec des débits d'air variables. Les IGV permettent à la turbine d'éviter les pulsations qui sont dues à l'anastrophe (l'inversion) du flux d'air à l'entrée du compresseur qui peuvent provoquer des détériorations de la turbine. Au démarrage les IGV sont complètement fermées, (44°) pour un apport minimal d'air de purge, quant au système de soutirage du 10ème étage il est ouvert. Ensuite elles commencent à s'ouvrir (voir fig. III.3) pour réguler le débit d'air selon les besoins de la turbine (à 95% de la vitesse du compresseur)

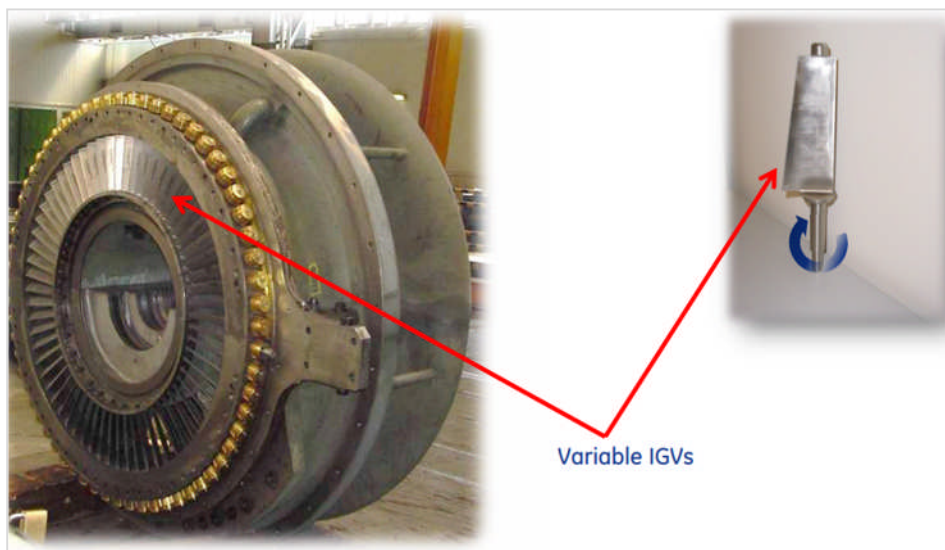


Figure III. 3 : commande des IGV [11].

➤ Corps avant du compresseur

Le corps avant du compresseur contient les dix premiers étages du stator du compresseur (numérotés de zéro à neuf) (voir fig. III.4) Le corps avant du compresseur est équipé de deux gros tourillons, fondus dans la masse, utilisés pour le levage de la turbine à gaz de son socle.

Les aubes du stator situées dans le corps avant du compresseur sont montées dans des segments demi-circulaires rainurés. L'ensemble aubes et segments du stator sont alors montés dans des rainures usinées dans la paroi du corps d'admission.

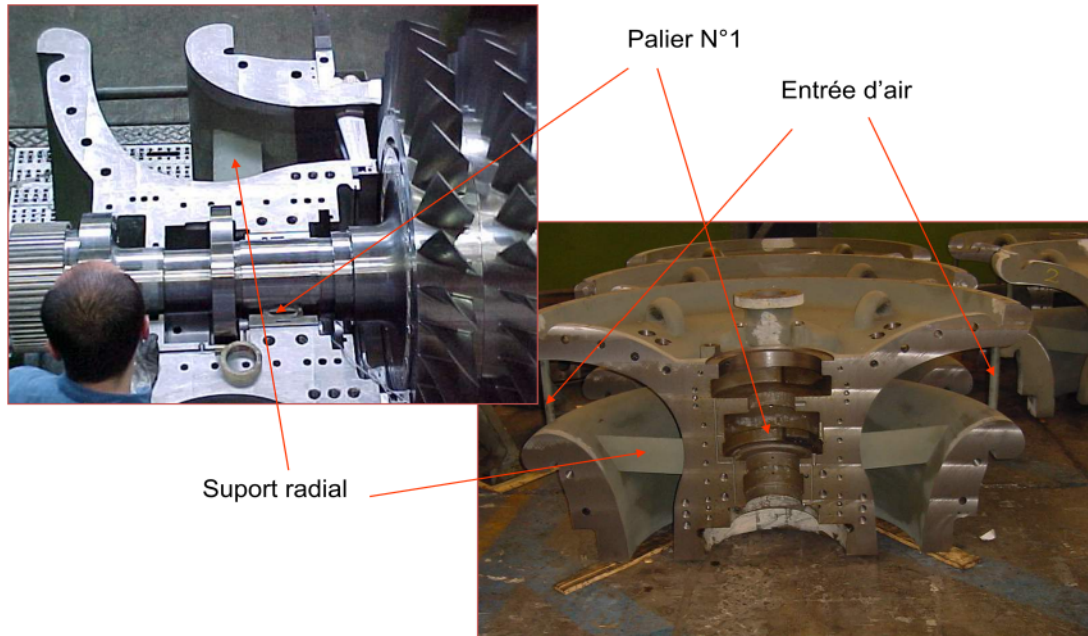


Figure III. 4 : corps avant compresseur [11].

➤ Corps de refoulement du compresseur

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

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

➤ Aubages

Les aubes du stator et rotor sont conçues suivant les théories de l'aérodynamisme (profils aérodynamiques) et disposées de sorte à avoir un taux de compression efficace (voir fig. III.5) La vitesse de l'air est constante à travers le compresseur (max. 332m/s). Le taux de compression est le même de l'étage à l'autre.

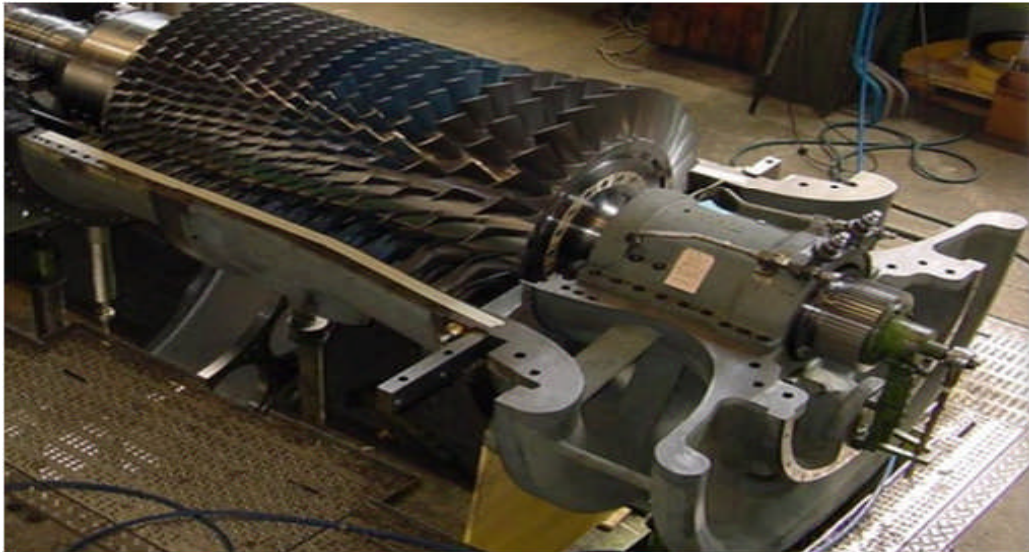


Figure III.5 : aubes du rotor de compresseur [11].

III.5.2 Section combustion

La section combustion de la turbine à gaz MS5002C comporte l'enveloppe de combustion qui est composée de 12 corps de combustion extérieure, 12 ensembles chapeau-chemise, 12 pièces de transition, 12 injecteurs de combustible, 12 bougies, 2 bougies d'allumage, 4 détecteurs de flamme, 12 tubes à foyer et de divers garnitures.

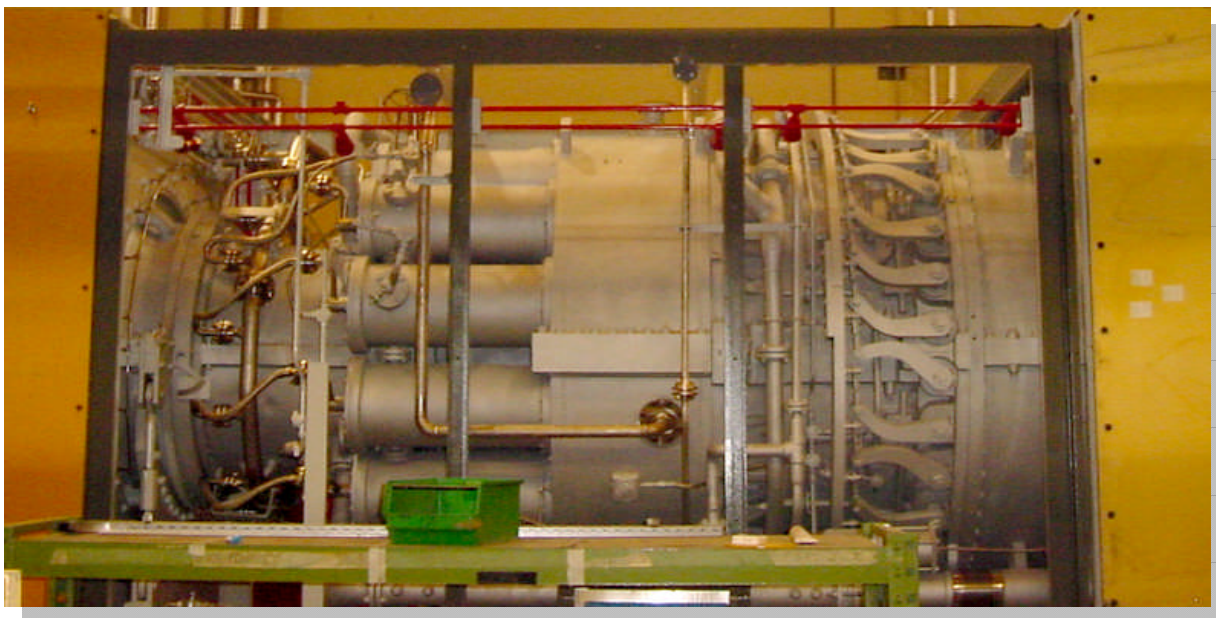


Figure III.6 : chambre de combustion de la turbine à gaz MS 5002C.

➤ **Enveloppe de combustion**

Soutient les 12 corps de combustion qui renferment les 12 pièces de transition. C'est une enceinte soudée, montée dans la partie arrière du refoulement du compresseur, elle reçoit l'air de refoulement à flux axial.

➤ **Chambre de combustion**

Les brides arrière des 12 chambres de combustion sont montées sur la surface verticale avant de l'enveloppe de combustion avec chaque chambre part les tubes de foyer.

Les ensembles chapeau-chemise se trouvent à l'extérieur de chaque chambre.

Les injecteurs de combustible sont montés dans les couvercles de la chambre de combustion, ils pénètrent dans les chambres et assurent l'alimentation en combustible.

Le rôle de la chambre de combustion c'est de fournir la quantité de chaleur nécessaire pour le cycle de la turbine à gaz. La forme de la chambre de combustion est étudiée pour remplir les conditions suivantes :

- Durée de vie la plus longue possible.
- Encombrement minimal.
- Garantir un bon allumage et une stabilité de la flamme.
- Assurer une combustion plus complète que possible.
- Réduire les pertes de charges.

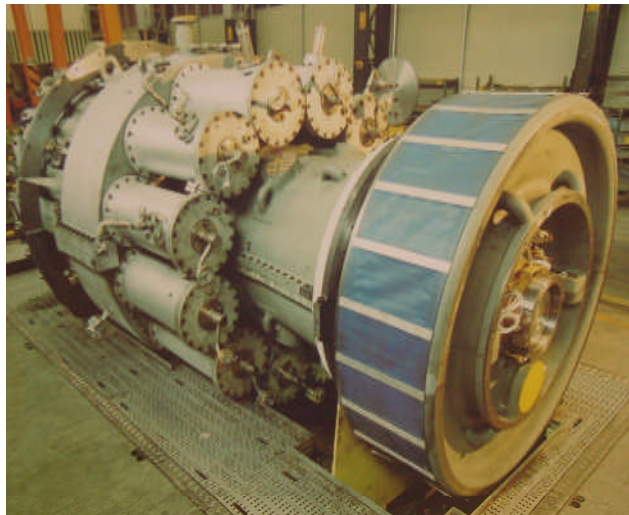


Figure III. 7 : L'enveloppe de combustion [11].

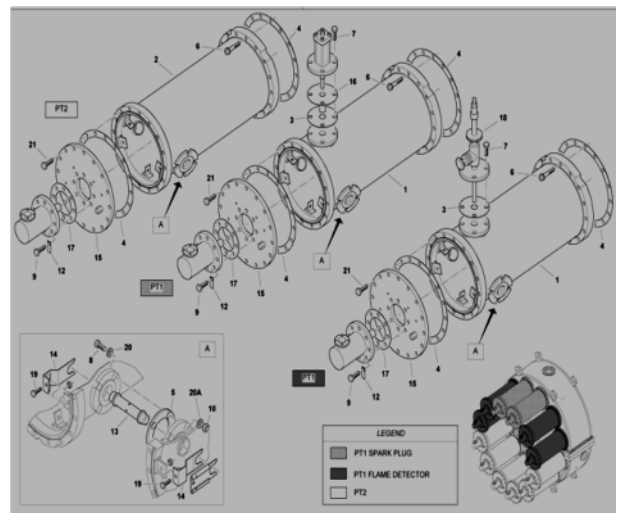


Figure III. 8 : chambre de combustion [9]

✓ Bougie d'allumage

Le déclenchement de la combustion du mélange combustible est assuré par des bougies d'allumage avec électrode. Deux bougies sont installées dans chacune des deux chambres de combustion 9 et 10, et reçoivent l'énergie du transformateur d'allumage.

Les autres chambres sont allumées à travers les tubes d'interconnexions.

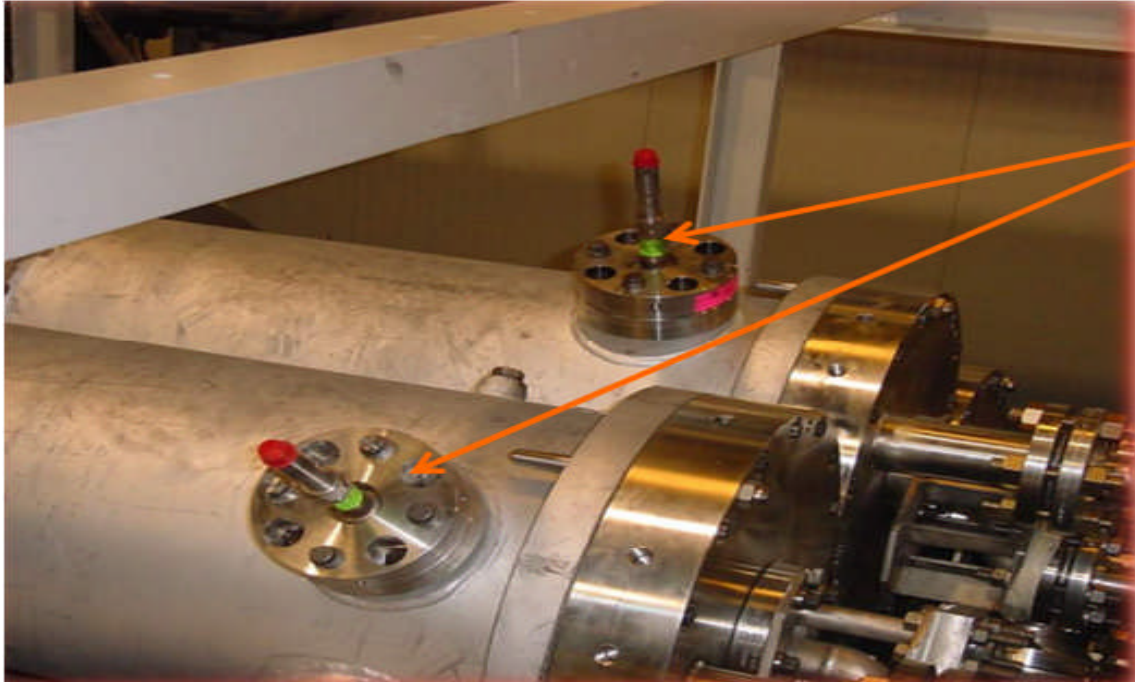


Figure III. 9 : bougie d'allumage [11].

✓ Détecteur de flamme ultraviolette

Pendant la séquence de lancement, on envoie une indication de présence ou d'absence de flammes dans le système de commande, géré par le système de contrôle de flammes.

Le capteur de flammes est sensible à la présence des radiations ultraviolettes émises par la flamme aux hydrocarbures.

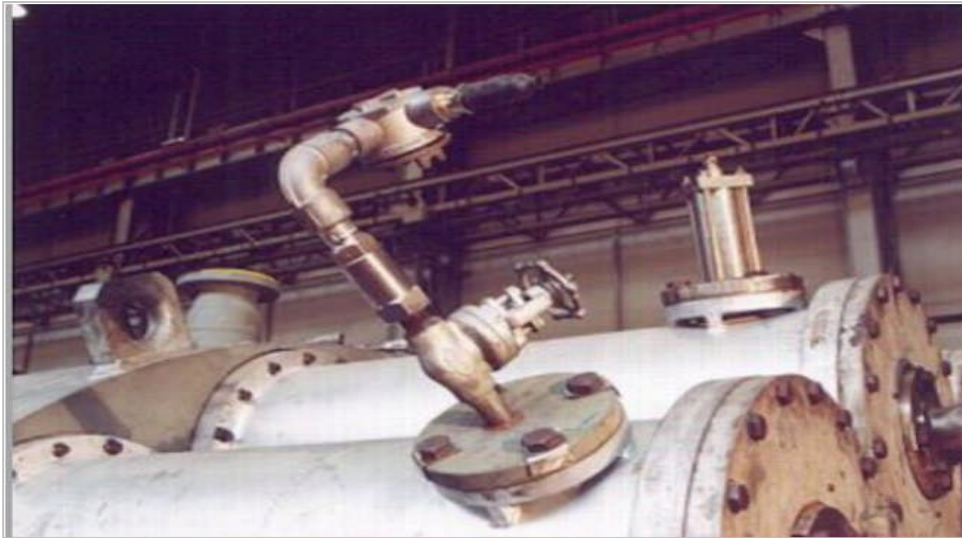


Figure III.10 : Détecteur de flamme ultraviolette.

III.5.3 Section turbine

Elle comprend le corps rotor de la turbine, l'aubage directrice du premier étage, la roue de la turbine premier étage HP, la roue de la turbine du second étage BP, l'ensemble du diaphragme, l'ensemble d'étanchéité et la conduite de gaz inter-étages. Le stator de cette section est en deux parties, séparé par un plan de joint médian horizontal afin de faciliter l'entretien.

➤ Directrice premier étage

Elle est fixée à proximité de la veine de gaz prévu dans le corps de la turbine. L'air refoulé par le compresseur à partir des enveloppes de combustion vient dans l'anneau support de retenu des aubes perforées pour s'échapper dans la veine de gaz vers l'échappement. Ce flux d'air permet le refroidissement des aubes de la directrice.

➤ Directrice deuxième étage

Composée d'aubes orientables, qui forment un angle variable avec la directrice d'écoulement des gaz dans la section annulaire juste avant le deuxième étage de la turbine BP. Une rotation est donnée grâce à des axes dans le corps de la turbine. Les leviers clavetés à l'extrémité de ces axes, sont reliés par des biellettes à des points de la couronne de contrôle qui est actionnée par un piston hydraulique.

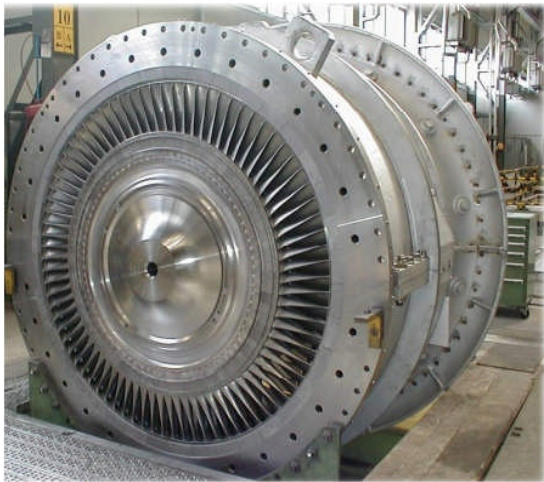


Figure III. 11 : Directrice 1^{ère} étage.

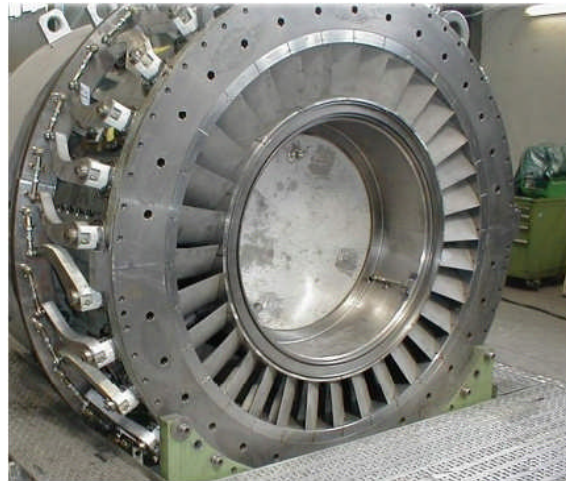


Figure III. 12 : Directrice 2^{ème} étage [11].

➤ Roues de turbine

La turbine comprend 2 roues :

- La roue de turbine HP qui entraîne le compresseur axial et qui est directement boulonnée sur le demi-arbre arrière du rotor du compresseur de manière à former un rotor haute pression. Ce rotor HP est soutenu par deux paliers N°1 et N°2 (voir fig. III.13)
- La roue de turbine BP qui entraîne la charge (compresseur centrifuge) et qui est directement boulonnée sur un arbre pour former le rotor de turbine basse pression. Ce rotor BP est soutenu par deux paliers N°3 et N°4 (voir fig. III.14).

Les 2 roues sont positionnées en ligne dans la turbine, mais sont mécaniquement indépendantes l'une de l'autre. Elles ont des aubes à queues longues coulées avec précision, et sont refroidies par l'air extrait du 10^{ème} étage et par l'air de fuite d'étanchéité HP. Le volume de gaz augmente quand sa pression diminue en traversant la roue de turbine HP. Pour cela les pâles ou ailettes de la roue BP sont plus grandes que celles de la roue HP.

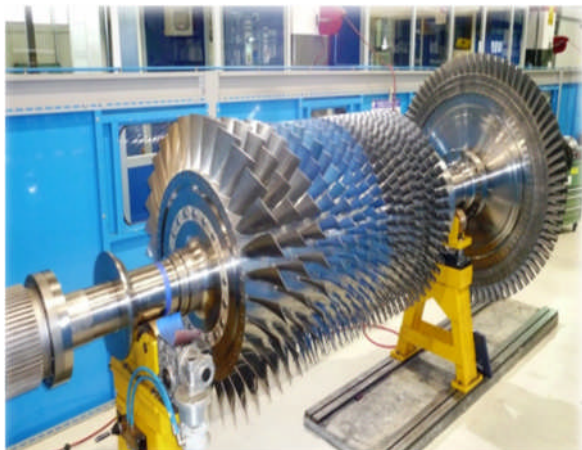


Figure III. 13 : roue de turbine HP.



Figure III. 14 : roue de turbine BP [11].

III.6. Système auxiliaire de la turbine

III.6.1. Système d'admission

Dirige l'air de combustion dans la section d'admission afin de garantir :

- Degré de filtration pour le fonctionnement correcte du compresseur et de la turbine dans les limites des conditions ambiantes existantes de l'installation.
- Débit d'air régulier vers la section d'admission, et un fonctionnement fluide-dynamique régulier de ce dernier.

Le système d'admission comprend le filtre d'admission, la conduite, le silencieux, le coude, le caisson d'admission et les autres accessoires.

L'air pénètre dans le filtre, traverse la conduite, le silencieux, le coude et le caisson d'admission et enfin le compresseur.

La configuration du filtre est choisie, le degré d'insonorisation obtenue dans le silencieux et la géométrie du coude sont les facteurs qui influencent la résistance rencontrée par l'air qui les traverse.

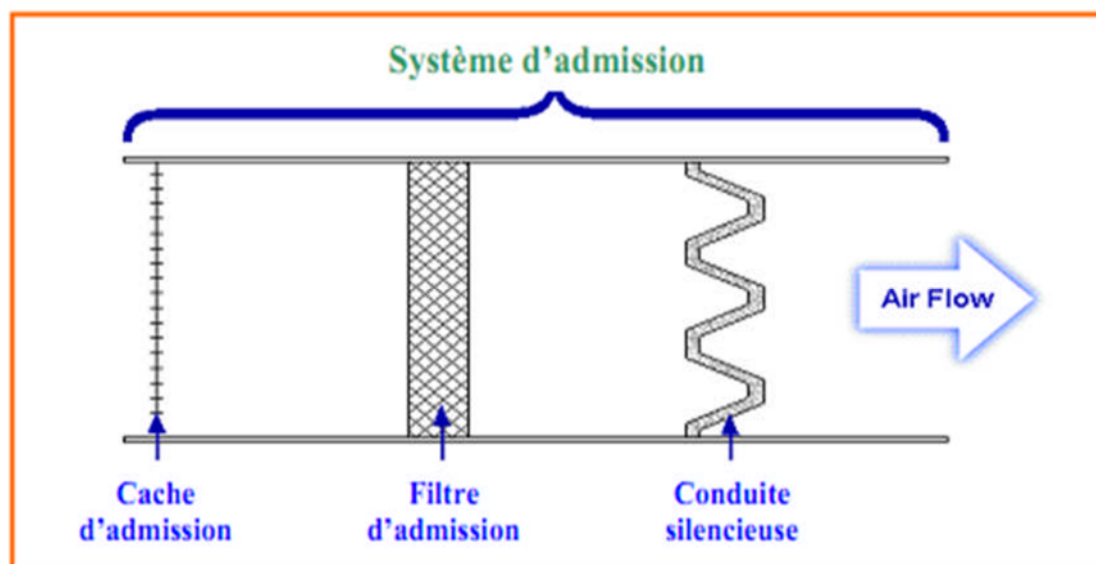


Figure III. 15 : Système d'admission, filtre à air.

III.6.2. Système de lancement

Le moteur électrique de démarrage fait lancer la machine jusqu'à 22 % de la vitesse nominale pendant une minute, elle se stabilise à 20 % pendant deux minutes.

Le balayage et l'alimentation du circuit de gaz dure 6 minutes, l'arbre BP étant à l'arrêt.

La température $T_{\max}$ à l'échappement est légèrement augmentée, pendant que les aubes de la directrice et le signal de démarrage de la turbine est annoncé.

A ce moment là, l'arbre BP se met en mouvement, les aubes de la directrice se mettent en position d'ouverture maximale, dans l'intervalle de 50 à 60 % de la vitesse nominale.

L'arbre HP se désaccouple du moteur de lancement, donc la turbine à gaz est auto maintenue.

III.6.3. Système d'échappement

Il comporte l'ensemble du cadre et la chambre d'échappement. Le cadre d'échappement est une structure principale faisant partie de la turbine à gaz, Il sert de support aux paliers 3 et 4, à l'ensemble de tuyauterie, des labyrinthes de paliers et des segments de la roue du deuxième étage de la turbine.

La chambre d'échappement est une structure rectiligne en forme de boîte dans laquelle les gaz d'échappement sont déchargés et diffusés. Elle est située à l'extrémité arrière du socle de la turbine, à partir de cette chambre, les gaz sont conduits vers l'atmosphère.

✓ Socle support et paliers de la turbine

Le socle supporte la turbine et sert de surface de montage pour l'accès et comme réservoir pour l'huile de graissage.

La turbine soutenue sur le socle par deux plaques de supports souple, l'une se trouve sous la caisse d'admission et l'autre sous la caisse d'échappement.

La turbine à gaz comporte quatre paliers principaux, qui supportent le compresseur et les rotors des deux turbines.

✓ Système d'embrayage de lancement

Il comprend l'embrayage à mâchoires, fin de course et cylindres. Les cylindres hydrauliques enclenchent l'embrayage par la vanne d'auto-commande séquentielle et les dispositifs de démarrage fournissent un couple à la turbine.

✓ Système de combustible gazeux

Destiné à envoyer le combustible gazeux aux chambres de combustion à pression et débit adéquat pour satisfaire toutes les exigences de lancement de la turbine.

L'ensemble vanne de commande est l'élément principal du système combustible gazeux.

Il y a aussi les servovannes, manomètre, la tuyauterie de distribution aux injecteurs de combustible.

✓ Système d'huile de graissage

Il comprend un bac d'huile, des pompes, des filtres, des vannes et des dispositifs de contrôle et de protection du système d'huile de graissage.

La turbine à gaz est graissée par un système sous pression en boucle fermée.

L'huile de graissage venant du système, circule jusqu'à atteindre les paliers principaux de la turbine, les accessoires et les équipements entraînés.

Une pompe principale de graissage est montée et entraînée par un réducteur auxiliaire. Deux autres pompes entraînées par un moteur à courant alternatif, sont utilisées en cas de secours.

✓ Système d'alimentation hydraulique

Il comporte deux pompes d'alimentation, une principale et l'autre auxiliaire.

Le fluide nécessaire pour le fonctionnement des composants de commande du système de combustible de la turbine à gaz est fourni par le système d'alimentation hydraulique.

Ce fluide fournit les moyens d'ouverture et de fermeture de la soupape d'arrêt du combustible.

Il gère aussi les aubes directrices variables, les dispositifs de déclenchement hydraulique et de protection de la turbine.

✓ Système d'air de refroidissement et d'étanchéité

L'air est utilisé pour refroidir les différentes parties de la section de la turbine, et pour pressuriser les joints d'huile des paliers dans la turbine à gaz.

Les parties principales de la section de la turbine refroidies par l'air sont :

- Roue de la turbine du premier et du deuxième étage.
- Directrice du premier étage.
- Carter du rotor de la turbine.

- Tube à flamme, les pièces de transition et les paliers.

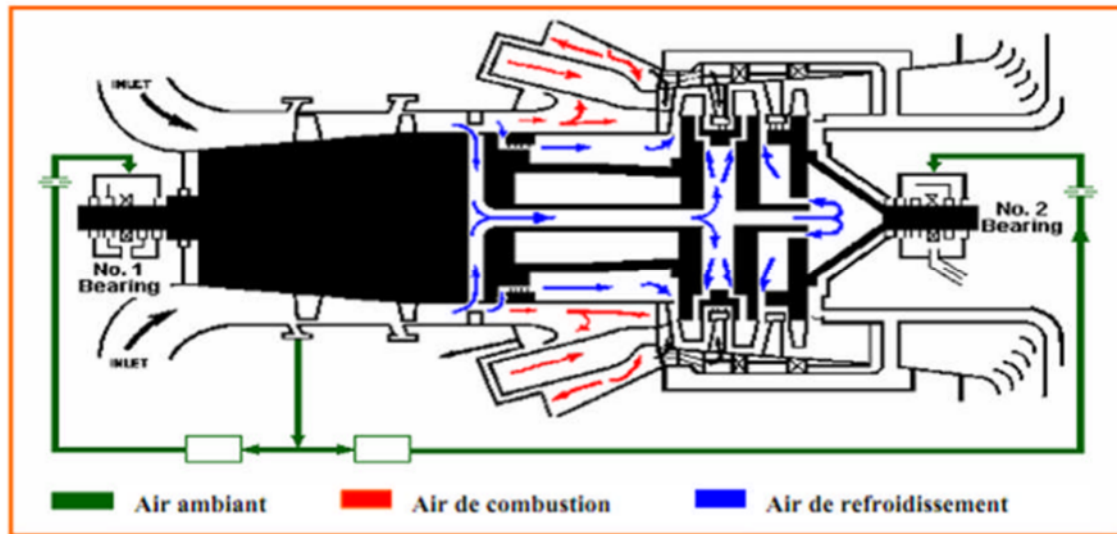


Figure III. 16 : Circuit d'air de refroidissement et d'étanchéité.

✓ Système de contrôle, de régulation et de protection

Il exécute des tâches pour assurer le meilleur fonctionnement de la turbine. Pour exécuter ces fonctions, le système gère une série de paramètres sous forme de signaux reçus de la turbine, et envoie par des éléments d'interface, tel le transducteur de pression, le transmetteur de position de la vanne de combustible, les thermocouples, les détecteurs de flamme, ...etc.

Le tableau de commande est divisé en deux parties :

- Système de mise en séquence et de contrôle.
- Système de protection.

III.7. Conclusion

La description faite dans ce chapitre concerne la turbine à gaz type MS 5002C. Il est évident qu'une description complète en "état de marche" doit comprendre aussi les auxiliaires groupes tel que le système de démarrage ainsi que les auxiliaires généraux.

CHAPITRE IV

IV.1. Introduction

Les installations et les équipements se détériorent sous l'action de multiples cause ; surcharge en cours de fonctionnement, mauvaise exploitation, action des agents corrosifs, chimique, atmosphérique,...etc. Ces détériorations peuvent être à l'origine des arrêts de fonctionnement (pannes), de la diminution de production, l'augmentation des coûts de façon générale.

IV.2. Définition de la maintenance

D'après la norme AFNOR X60-010, la maintenance est définie comme " l'ensemble des actions permettant de maintenir ou de rétablir un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé ".

Maintenir c'est donc effectuer des opérations (de nettoyage, graissage, visite, réparation, révision, amélioration...etc.) qui permettent de conserver le potentiel du matériel pour assurer la continuité et la qualité de production. Ainsi que choisir les moyens de prévenir, de corriger ou de rénover suivant l'utilisation du matériel. L'état d'esprit de la maintenance est de maîtriser les interventions. [12]

La maintenance à pour but :

- Le maintien du capital de la machine;
- La suppression des arrêts et des chutes de production
- L'amélioration de la sécurité et la protection du personnel et de l'environnement. [12]

IV.3. Les phénomènes précurseurs des pannes

La connaissance intime des machines et équipements permet à la longue de pouvoir prédire les pannes en observant, écoutant, sentant un certain nombre de signes, généralement précurseurs de panne. Il s'agit de :

- **Usure**, visible notamment par des limailles, débris, des poussières, du jeu...
- **Oxydation** d'organes, de pièces ou des traces d'oxydation
- **Connexions** électriques, mécaniques ou hydrauliques relâchées, défailtantes
- **Vibrations** anormales, inhabituelles
- **Fuites** de fluides, d'air comprimé...

- **Echauffements**, odeurs ou couleurs particulières et inhabituelles
- **Résultats dégradés**; dérivés des spécifications des pièces, besoins de réglages fréquents ... etc.

IV.4. Objectifs de la maintenance

Les objectifs de la maintenance peuvent être classés en deux types [12] :

IV.4.1. Objectifs financiers

- Optimisation du coût de la maintenance.
- Entretenir les installations avec le minimum d'économie et les remplacer à des périodes prédéterminées.

IV.4.2. Objectifs opérationnels

- Maintenir l'équipement dans les meilleures conditions possibles.
- Assurer la disponibilité maximale de l'équipement
- Augmenter la durée de vie des équipements.
- Assurer un fonctionnement sûr et efficace à tout moment.
- Augmenter le rendement des équipements

IV.5. Formes des maintenance [12]

On distingue en milieu industriel les types de maintenances suivantes :

- Maintenance préventive.
- Maintenance corrective.
- Maintenance prédictive.

IV.5.1. Maintenance préventive

La maintenance préventive est définie comme une maintenance effectuée selon des critères d'un bien .Le principe de la maintenance préventive est l'anticipation, elle se pratique sous trois formes.

IV.5.1.1. Maintenance systématique

C'est la maintenance préventive effectuée selon un échéancier établi à partir d'un nombre prédéterminé d'unités d'usage.

La mise en pratique de cette maintenance nécessite de décomposer les machines en éléments maintenables. Ces éléments doivent être visités ou changés périodiquement.

La périodicité de ces visites s'établit par l'étude des lois de durée de vie. On harmonisera ces périodicités de façon à les rendre multiple les unes des autres. Des gammes d'entretien seront élaborées de façon à préciser le travail à exécuter par l'équipe de maintenance. Un rapport sera rédigé mettant en relief les résultats des diverses mesures et les observations. L'intérêt de cette méthode est de diminuer les risques de défaillance.

IV.5.1.2. Maintenance conditionnelle

Maintenance préventive subordonnée au franchissement d'un seuil prédéterminé significatif de l'état de dégradation du bien.

NOTE : le franchissement du seuil peut être mis en évidence par l'information donnée par un capteur ou par tout autre moyen.

IV.5.1.3. Maintenance prévisionnelle

Maintenance préventive subordonnée à l'analyse de l'évolution surveillée des paramètres significatifs de la dégradation du bien, permettant de retarder et de planifier les intervention.

IV.5.2. Maintenance corrective

La maintenance corrective définit t comme une maintenance effectuée après défaillance.

Dans cette approche, les machines fonctionnent sans dépenses particulières pour l'entretien ni la surveillance jusqu'à l'incident.

Dans la maintenance corrective, tout incident sur la machine a une influence sur l'exploitation, et puisque les arrêts sont aléatoires, la planification dans la production est difficile [9]

VI.5.2.1. Maintenance palliative

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

NOTE : Appelée couramment "dépannage". La maintenance palliative est principalement constituée d'actions à caractère provisoire qui devront être suivies d'actions curatives.

IV.5.2.2. Maintenance curative

Les activités de maintenance corrective ayant pour objet de rétablir un bien dans un état spécifié ou de lui permettre d'accomplir une fonction requise. Ces activités peuvent être :

- Des réparations.
- Des modifications ou des améliorations ayant pour objet de supprimer la ou les défaillances.

IV.5.3. Maintenance prédictive

La maintenance prédictive qui prévoit une opération de maintenance dans le futur. L'intérêt de la maintenance prédictive est suffisamment sûr pour réaliser son établissement qui exige une cohérence, une homogénéité et des actions de la mécanique à l'informatique dans les formes propres aux systèmes experts.

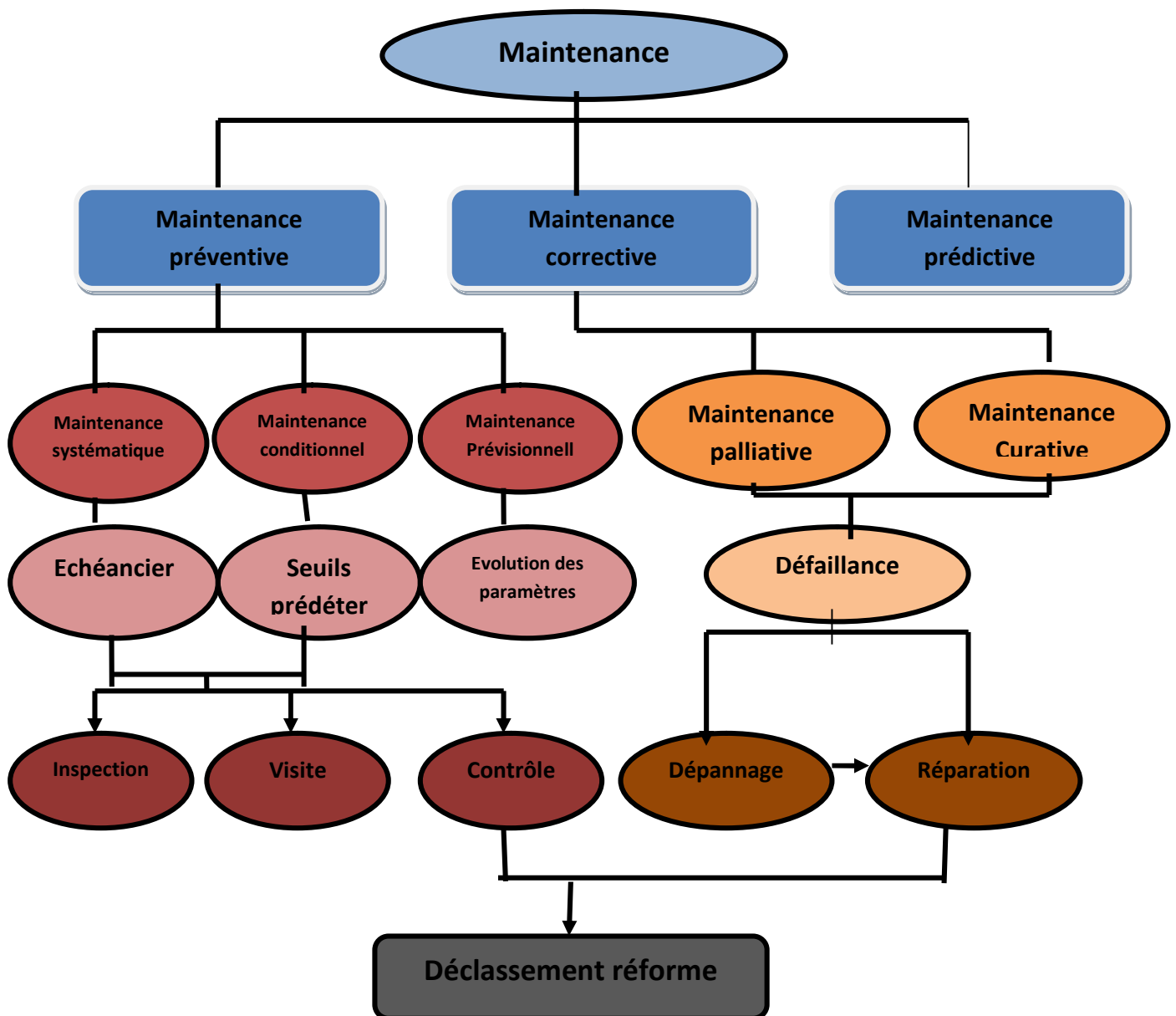


Figure. IV.1 Les diffèrent types de maintenance [12]

IV.6. Les fonctions d'un service maintenance

D'après [12], les fonctions d'un service maintenance est comme suit :

IV.6.1. Fonction méthode

Cette fonction est considérée comme le cerveau du service de maintenance, elle définit :

- Ce qu'il faut faire, Avec qui le faire et comment le faire,
- Les méthodes et les techniques d'intervention,
- Les moyens et les normes d'entretien,
- La création et l'exploitation de la documentation technique et historique,
- L'élaboration des méthodes d'entretien
- Respecter le budget attribué.

Elle détermine les moyens nécessaires (matériels et humains) et les fréquences d'intervention.

IV.6.2. La fonction d'ordonnancement

Cette fonction rassemble les moyens et matériels pour rendre exécutable les travaux à réaliser, elle établit la programmation des travaux, suit à leur avancement et veille au respect des délais, elle définit les besoin en main d'œuvre, contrôle et regroupe les informations relatives aux travaux.

IV.6.3. La fonction de la préparation

Bien que découlant de la fonction méthode, la préparation du travail détermine le processus des différentes phases, les moyens nécessaires, les durées opératoires, la préparation de la main d'œuvre et les pièces de rechange.

IV.6.4. La fonction de lancement

Assurer la distribution du travail selon un planning établi en fonction de la charge et assuré la gestion et la conduite des hommes pour la bonne exécution des travaux. Elle s'occupe de la surveillance et de l'orientation du personnel.

IV.6.5. La fonction d'exécution

C'est la fonction opérationnelle de la maintenance. Elle assure la remise en route des machines par l'exécution des interventions. Elle garantit le niveau de qualité requis dans les délais prévus, la date fixe et dans les meilleures conditions de sécurité.

IV.6.6. La fonction de gestion des coûts

Le service de la maintenance pourra, par la diminution des coûts, augmenter la rentabilité de l'entreprise. Pour la maîtriser, il sera nécessaire de connaître les coûts de la maintenance organes et immobilisation.

IV.7. Les niveaux de la maintenance

Il existe 5 niveaux de maintenance [12] :

- **Le 1^{er} niveau**

Réglage simple prévus par le constructeur au moyen d'éléments accessible sans aucun démontage ou ouverture de l'équipement, ou échanges d'éléments consommables accessibles en toute sécurité, par exemple.

- **Le 2^{ème} niveau**

Dépannages par échange standard des éléments prévus à cet effet cette opération mineures de maintenance préventive, telles que graissage ou contrôle de bon fonctionnement.

- **Le 3^{ème} niveau**

Identification et diagnostic des pannes, réparation par échange de composants ou d'éléments fonctionnels, réparations mécaniques mineures, et toutes opérations courantes de maintenance préventive telles qu'un réglage général ou réaligement des appareils de mesure.

NOTE : ce type d'intervention peut être effectué par un technicien spécialisé, sur place ou dans local de maintenance

- **Le 4^{ème} niveau**

Tous les travaux importants de maintenance corrective ou préventive à l'exception de la rénovation et de la reconstruction. Ce niveau comprend aussi le réglage des appareils de mesure utilisés pour la maintenance, et éventuellement la vérification des étalons de travail

par les organismes spécialisés (peut être effectué par une équipe comprenant un encadrement technique très spécialisé, dans un atelier spécialisé doté d'un outillage général).

- **Le 5^{ème} niveau**

Rénovation, reconstruction ou exécution des réparations importantes confiées à un atelier central ou à une unité extérieure (effectuée par le constructeur).

IV.8. La maintenance appliquée sur les turbines à gaz MS5002C

Les installations techniques représentent un important capital investis. Ce capital doit être préservé et géré avec efficacité. La division de maintenance doit réunir un vaste éventail de compétences dans des domaines différents, ce qui conduit à l'organisation de la maintenance autour de 4 services ; turbomachines, électricité, instrumentation et mécanique industrielle.

Et pour réduire les arrêts forcés de l'installation, nous pouvons classer les inspections de la turbine en deux types:

IV.8.1. La maintenance conditionnelle (inspection en fonctionnement)

Comprend la somme des observations faites durant le fonctionnement de l'unité. Des données en opération devront être enregistrées pour permettre l'évaluation des performances de l'équipement, les besoins d'entretien et d'intervention lorsque ces relevés indiquent des alarmes qui vont déclenchés la turbine par la suite.

Les plus importants sont:

- ❖ Les vibrations des rotors de la turbine HP et BP.
- ❖ La température à l'échappement.
- ❖ La température à la sortie du compresseur.
- ❖ La température autour des chambres de combustion
- ❖ La température d l'huile de graissage.
- ❖ La vitesse des roues HP et BP
- ❖ Le débit de combustible à injecter.
- ❖ La pression de refoulement du compresseur.

- ❖ Le tableau suivant montre les paramètres importants à contrôler ainsi que leurs modes de contrôle.

I: indication E: enregistrement S: signal d'alarme P: protection

Les paramètres	Mode de contrôle			
	I	E	S	P
-Vitesse de rotation de la turbine HP et BP	+			
- Température à l'échappement.	+		+	+
-Température à l'entrée de la turbine	+	+	+	+
- Vibration au niveau des paliers	+	+	+	+
- Risque de pompage	+		+	+
- ΔP filtre à air			+	
- Température sortie du compresseur	+		+	
- Contrôle présence de la flamme			+	+
- Haute température des paliers	+		+	+
- Température d'huile de graissage	+		+	+

Tableau IV.1 : mode de contrôle des paramètres importants [14]

IV.8.2 : La maintenance systématique (les inspections à l'arrêt)

Elle nécessite le démontage de la turbine à différents degrés:

- Inspection de combustion (combustion inspection CI): chaque 8000 h
- Inspection du parcours des gaz chauds (hot gas path inspection HPGI): chaque 16000 h de fonctionnement;
- Inspection majeur (major inspection MI) : c'est une révision générale chaque 32000 h

IV.9. Les types d'inspection

Trois types principaux d'inspection de base ont été distingués pour les pièces les plus sujettes à l'action des gaz de combustion sont:

- Inspection de machine à l'arrêt.
- Inspection de la machine en marche.
- Inspection nécessitant le démontage des enveloppes (inspection de la machine démontée).

IV.9.1 Inspection de la machine à l'arrêt

Ces inspections sont effectuées quand la machine est en « stand-by ». Pendant la période de stand-by, les auxiliaires doivent être vérifiés, ainsi que les instruments pour assurer le bon étalonnage et la charge des batteries, l'état de tous les types de filtres et les niveaux corrects des liquides (huiles, eau,...etc.).

Ce type d'inspection est important pour les machines en service d'urgence intermittente et/ou de fonctionnement de pointe et si les périodes hors service sont longues, il faudra programmer des démarrages périodiques.

IV.9.2 Inspection de la machine en marche :

Celle-ci consiste en la surveillance continue et générale de l'unité et de ses auxiliaires avec la turbine en marche.

Il est conseiller d'enregistrer les paramètres principaux pendant les premiers démarrages et la marche de la turbine ; en effet, cette opération sert à avoir des valeurs de référence sur la consommation, les performances, etc., quand la machine est neuve. Ceci permettra une meilleure évaluation de tout changement de fonctionnement de la turbine à gaz au cours de sa vie et aidera à découvrir les causes des défauts possibles et à choisir les solutions appropriées.

Les données de fonctionnement doivent être acquises dans la condition où le changement de température dans les espaces de roue est inférieur à 15 °C en 15 minutes.

IV.9.3 Inspection de la machine démontée

Les inspections peuvent être distinguées comme suit :

- Inspections du système de combustion. 12000/800 h
- Inspections de la veine des gaz chauds. 24000/1200 h
- Révision générale. 48000/2400 h

IV.9.3.1 Inspection du système de combustion :

Une inspection du système combustion réclame un temps d'arrêt relativement court de la turbine à gaz afin de vérifier l'état des éléments suivants :

- Brûleur.
- Chambre de combustion (chemise, chapeau, douille d'écoulement).
- Tubes d'interconnexion.
- Bougies d'allumage.
- Détecteurs de flammes.

Les pièces qui nécessitent la plus grande attention sont celles en contact avec les gaz chauds. En effet, une bonne inspection permet d'évaluer toutes actions à entreprendre et il est donc possible d'obtenir la durée maximum des pièces et des coûts de service plus bas.

Remarque : Avant, vérifier que la turbine à gaz est arrêtée, le système de HALON est désactivé, le système de combustible liquide est purgé, désactiver l'alimentation du gaz.

La procédure de démontage

1. Démontage des panneaux latéraux du compartiment turbine.
 2. Démontage des fixations du plafond.
 3. Levage du plafond du compartiment turbine.
 4. Démontage des lignes du gaz combustible.
 5. Démontage des détecteurs de flamme et des bougies d'allumage
 6. Démontage des buses d'injection.
 7. Démontage couvercles des chambres de combustion.
 8. Démontage des attaches des tubes de propagation des flammes, et des chemises de combustion.
 9. Démontage des chambres de combustion externes N°.3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, et 10 (groupes avec enveloppe courte).
 10. Démontage moitié supérieure enveloppe combustion (seulement groupes avec enveloppe courte) .
- Note :** les chambres de combustion externes N°.1, 2, et 12 sont laissées en place et peuvent être soulevées avec l'enveloppe de combustion.
11. Démontage des pièces de transition (groupes avec enveloppe courte)
 - 11a. Démontage des pièces de transition (groupes simple cycle avec enveloppe longue).

Une fois que les opérations de démontage mentionnées ci-dessus ont été accomplies, les éléments sont prêts à être inspectés.

Procédure de remontage

1. Installer les pièces de transition (groupe enveloppe courte).
2. Installer les pièces de transition (groupe enveloppe longue cycle simple).
3. Installer les pièces de transition (groupe enveloppe longue cycle à régénération).
4. Installer la moitié supérieure de l'enveloppe de combustion (groupes enveloppe courte).
5. Installer les chambres de combustion externes (groupes enveloppe courte).
6. Installer les blindages d'écoulement (groupes à enveloppe longue).
7. Installer les chemises de combustion et les tubes de propagation de flammes.
8. Installer les couvercles des chambres de combustion.
9. Installer les buses du combustible.
10. Installer le collecteur du gaz combustibles et lignes du gaz combustible.
11. Installer les détecteurs de flamme et les bougies d'allumage.
12. Installer le plafond, les fixations du plafond et les panneaux latéraux.
13. Nettoyage, contrôle visuel, contrôles de pré-démarrage/lancement.

IV.9.3.2. Inspections “de la veine des gaz chauds” :

Le but de ce niveau d'inspection est d'examiner les pièces de la turbine les plus soumises aux contraintes par les températures élevées du système des gaz de combustion ; cette visite comprend essentiellement :

- Directrices, tous les étages.
- Aubes du rotor, tous les étages.
- Anneaux de protection extérieurs, tous les étages.

Les intervalles d'inspection de la veine de gaz chauds sont des multiples des inspections de combustion, à cette occasion nous procédons également à l'inspection des pièces de combustion selon les procédures décrites au point précédent.

Pour effectuer une inspection de la veine des gaz chauds, il est nécessaire d'enlever l'enveloppe supérieure de la turbine. Avant de procéder au démontage, mettre les vérins sous les demi-enveloppes inférieures, afin de faciliter le glissement de la partie supérieure vers le haut, au moment de l'ouverture et éviter ainsi des efforts de flexion sur les parties restantes des enveloppes turbines.

Note: Avant de procéder à un contrôle du parcours des gaz chauds, vérifier que la turbine à gaz est arrêtée ; le système du CO₂ est désactivé, l'alimentation du gaz combustible est coupée et/ou le système du combustible liquide est purgé et désactivé.

La procédure de démontage :

1. Démontage des panneaux latéraux du compartiment turbine.
2. Démontage des fixations du plafond.
3. Levage du plafond du compartiment turbine.
4. Démontage conduit air étanchéité et refroidissement moitié supérieur.
5. Démontage câblages et conduites thermocouples espaces roue caisse turbine.
6. Effectuer les opérations de démontage 4 à 11 de l'inspection du système de combustion.
7. Établir des fondations solides et placer les vérins mécaniques sous les caisses du groupe.
8. Démontage de la moitié supérieure de l'enveloppe de la turbine.
9. Démontage de la moitié supérieure de la directrice de premier étage.
10. Démontage de la moitié inférieure de la directrice de premier étage.

L'inspection

Une fois la procédure de démontage est accomplie, les pièces peuvent être numérotées et inspectées

La procédure de remontage :

1. Installer la moitié inférieure de la directrice de premier étage et les thermocouples de l'espaces- roue.
2. Installer la goupille excentrique de la moitié inférieure de la directrice de premier étage.
3. Vérifier de nouveau les jeux de la turbine.
4. Installer la moitié supérieure de la directrice de premier étage
5. Mettre en place les pièces de transition.

6. Mettre en place la moitié supérieure de l'enveloppe de la turbine.
7. Installer la goupille excentrique de la moitié supérieure de directrice de premier étage.
8. Installer la moitié supérieure de l'enveloppe de combustion (seulement groupe à enveloppe courte).
9. Enlever les vérins de support mécanique et les supports des vérins de dessous les caisses du groupe.
10. Rebrancher le câblage et les conduites de l'espaces-roue.
11. Installer les composants du système de combustion.
12. Installer le plafond, les fixations du plafond et les panneaux latéraux.
13. Nettoyage, contrôle visuel, contrôles de pré-démarrage/lancement.

VI.9.3.3 Révision générale

Le but d'une révision générale est d'examiner toutes les pièces intérieure du rotor et du stator, de l'admission de la chambre des filtres jusqu'au système d'échappement, y compris le réducteur de charge et la machine conduite.

Une inspection générale doit être programmée et organisée selon les **recommandations du manuel de maintenance** fourni avec la turbine, et avec les résultats des inspections de la combustion et de la veine des gaz chauds, effectuées précédemment.

Afin d'effectuer une révision générale, tous les carters supérieurs doivent être enlevés, pour pouvoir enlever les rotors. Avant de procéder au démontage, les vérins doivent être placés sous les demi-carters inférieurs, afin de faciliter le glissement de la partie supérieure vers le haut et éviter ainsi des efforts de flexion sur les parties restantes des carters turbine.

Note : Avant de faire un contrôle général s'assurer que le courant électrique allant à la turbine à gaz à bien été coupé, que le système CO₂ à été désactivé que le système d'alimentation du gaz combustible à été obturé et/ou que le système de combustible liquide à bien été vidangé et désactivé.

La procédure de démontage comprend les séquences ci-dessous :

La procédure de démontage :

- 1 . effectuer le démontage du parcours des gaz chauds (les opérations de 1 à 6).
- 2 . Enlever le dispositif de protection auxiliaire.
- 3 . Enlever la protection d'accouplement de charge.
- 4 . Enlever l'accouplement de charge, examiner et contrôler l'alignement.
- 5 . Enlever l'accouplement auxiliaire, inspecter et contrôler l'alignement.
- 6 . Effectuer les contrôles de positionnement initial du rotor.
- 7 . Etablir des fondations solides et installer des vérins de soutien mécaniques sous les caisses du groupe.
- 8 . Enlever la moitié supérieure de l'enveloppe de la turbine.
- 9 . Enlever les plaques des joints flexibles avant et arrière de la moitié supérieure du plénum d'échappement.
- 10 . Enlever la partie supérieure du plénum d'entrée et le diffuseur d'échappement (aubes directrices variables).
- 11 . Enlever la moitié supérieure du châssis d'échappement.
- 12 . Enlever la moitié supérieure du diaphragme de deuxième étage.
- 13 . Enlever la moitié supérieure de l'enveloppe de combustion
- 14 . Enlever la moitié supérieure de l'anneau de support de la directrice de premier étage.
- 15 . Effectuer les contrôles des jeux de la turbine.
- 16 . Enlever la moitié inférieure de la directrice de premier étage.
- 17 . Enlever la caisse du compresseur avant et/ou avant et arrière combinée.
- 18 . Enlever la moitié supérieure de la caisse d'admission.
- 19 . Enlever les caisses du compresseur avant et d'échappement du compresseur.
- 20 . Enlever la moitié supérieure du logement du palier N°2.
- 21 . Enlever la moitié supérieure du logement du palier N°1.
- 22 . Ôter le rotor de la turbine HP et les garnitures des moitiés inférieures des paliers 1 et 2.
- 23 . Effectuer et enregistrer les jeux de déplacement axial du rotor BP.
- 24 . Enlever la moitié supérieure du logement du palier N°4.
- 25 . Enlever le rotor de turbine HP et les garnitures des moitiés inférieures des paliers 3 et 4.
- 26 . Enlever les aubes fixes de turbine de premier étage.
- 27 . Enlever les aubes fixes à extrémités renforcées de deuxième étage.

Une fois que les opérations de démontage accomplies, les éléments sont prêts à être inspectés. Les inspections du système de combustion et de la veine des gaz chauds doivent être également effectuées.

La procédure de remontage :

1. Installer les aubes fixes de turbine du rotor haute pression.
2. Assembler les moitiés inférieures des chemises des paliers N°3 et 4.
3. Assembler le rotor de turbine basse pression et les logements des paliers N°3 et 4.
4. Assembler les moitiés inférieures des chemises des paliers N°1 et 2.
5. Assembler le rotor de turbine haute pression et les logements des paliers N°1 et 2.
6. Installer le tambour interne de la caisse d'échappement du compresseur.
7. Relever les jeux du rotor de turbine de premier étage.
8. Installer la caisse d'échappement du compresseur, la caisse du compresseur d'admission.
9. Installer la goupille excentrique et la moitié inférieure de directrice première étage.
10. Installer la moitié inférieure de l'anneau de support de directrice de premier étage.
11. installer la moitié supérieure de la directrice de premier étage.
12. vérifier les nouveaux jeux de la turbine.
13. installer la moitié supérieure du diaphragme de deuxième étage.
14. mettre en place les pièces de transition.
15. installer la moitié supérieure de l'enveloppe de combustion.
16. installer la caisse du compresseur avant.
17. installer la moitié supérieure du diffuseur d'échappement et du plénum d'échappement.
18. installer la moitié supérieure de l'enveloppe de la turbine
19. installer la goupille excentrique de la moitié supérieure de directrice première étage.
20. reconnecter le câblage et conduits des espaces-roues.
21. installer la moitié supérieure du plénum d'admission.
22. enlever les vérins de support mécaniques et les supports des vérins de dessous l'enveloppe du groupe.

- 23. revérifier l'alignement de la transmission auxiliaire avec la turbine.
- 24. installer l'accouplement des auxiliaires.
- 25. installer l'accouplement charge.
- 26. installer la protection de l'accouplement de la charge.
- 27. installer la protection de l'accouplement des auxiliaires.
- 28. effectuer les opérations de remontage d'inspection de système de combustion de N° 5 à 11
- 29. effectuer les opérations de remontage d'inspection du parcours gaz chauds N°12 et 13.

IV.10. Exemples des pièces changées

- Les tubes à flamme;
- Les pièces de transition;
- Les directrices des gaz chauds;
- Les tubes d'interconnexion;
- Aubes de la roue premier étage.

IV.11.Conclusion

La révision générale (MI) comporte trois parties principales :

- ✓ La partie démontage.
- ✓ La partie inspection et réparation.
- ✓ La partie remontage

Ces opérations sont suivies par des tests de mise en marche pour valider la remise en état de la turbine.

CHAPITRE V

V.1. Introduction

La fiabilité est l'une des composantes essentielles de la qualité d'un produit et elle est retenue en tant que critère fondamental pour leur élaboration. Elle est prise en considération dès le stade de la conception. La fiabilité est la caractéristique d'un dispositif exprimée par la probabilité que ce dispositif accomplisse une fonction requise dans des conditions d'utilisation et pour une période de temps déterminés.

V.2. Définitions**V.2.1. Définition de la fiabilité**

Le terme fiabilité est un néologisme introduit dans les années 60 pour traduire le terme anglo-saxon « Reliability » et si l'on accepte de le considérer comme une science, la fiabilité est la science des défaillances.

La fiabilité d'un composant exprime la probabilité qu'il fonctionne correctement sans défaillance pendant un temps déterminé dans des conditions, que l'on appellera conditions de base, fixées de manière précise.

La fonction de fiabilité $R(t_i)$:

N_0 : nombre d'éléments bons à t_0 (instant initial)

N_i : nombre d'éléments bons à t_i

n_i : nombre d'éléments défaillants entre t_i et t_{i+1} , noté aussi ΔN_i .

$$R(t_i) = N_i / N_0$$

On appelle variable aléatoire (VA) T une variable telle qu'à chaque valeur x de la VA T on peut associer une probabilité $F(x)$. Une VA peut être :

- Continue : intervalle de temps entre 2 défaillances consécutives.
- Discrète : nombre de défaillance sur un intervalle de temps.

Soit une loi de probabilité relative à une VA continue T . Cette loi est caractérisée par sa fonction de distribution (appelée aussi densité de probabilité) $f(t)$ et par sa fonction de répartition $F(t)$ telles que :

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \lim_{dt \rightarrow 0} \left(\frac{P(t < T < t+dt)}{dt} \right) \quad (1)$$

La fonction de répartition $F(t)$ représente la probabilité qu'un évènement (défaillance) survenu à l'instant T dans l'intervalle $[0, t]$:

$$F(t) = P(T < t) = 1 - R(t) \quad (2)$$

Par définition, on a:

$F(t)=0$ pour $t < 0$.

Comme: $f(t).dt = (t < T < t + dt) \Rightarrow F(t) = \int_{-\infty}^{t_i} f(t)dt = P(T < t_i) \quad (3)$

Remarque: si la VA est discrète, l'expression devient :

$$F(t_n) = \sum_0^n f(t_i) = P(T < t_n) \quad (4)$$

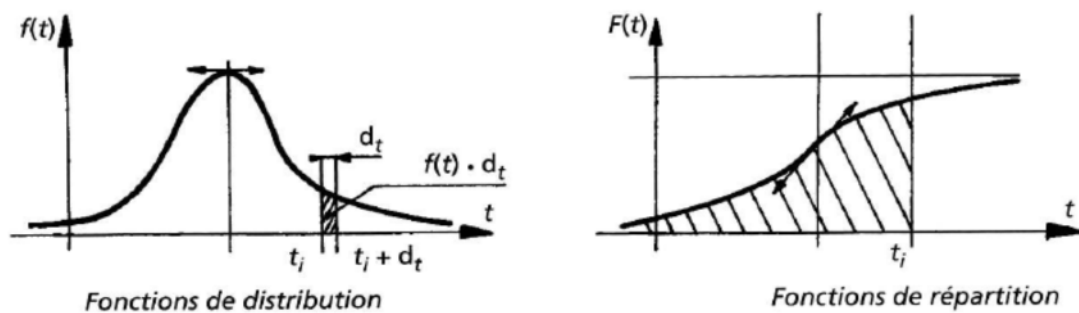


Figure V.1 : l'évolution de $f(t)$ et $F(t)$ au fonction du temps (T)

V.2.1.1- Application à la fiabilité

Un dispositif mis en marche la 1ère fois à $t=0$ tombe en panne à un instant T non connu à priori. T (date de la panne), est une VA de la fonction de répartition $F(t)$.

- $F(t)$: probabilité de défaillance avant un instant t_i .
- $R(t)$: probabilité de bon fonctionnement à t_i .
- $R(t) + (F(t) = 1$
- $\int_0^t f(t)dt + \int_t^\infty f(t)dt = 1$

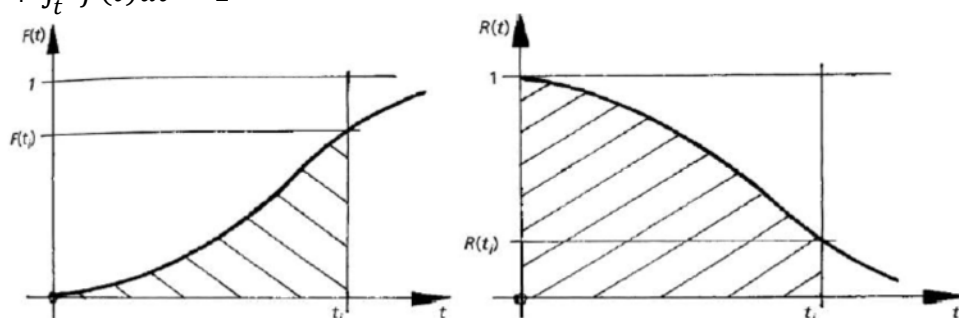


Figure V.2 : l'évolution de $F(t)$ et $R(t)$ en fonction du temps (T)

V.2.1.2- Densité de probabilité

La densité de probabilité est une fonction $f(t) \geq 0$ telle que pour tout $t \geq 0$

$$F(t) = \int_0^t f(u) du \quad (5)$$

Admettant que, la fonction de répartition admet une dérivée au point t , nous pouvons

écrire :

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(u) du = \int_t^\infty f(u) du \quad (6)$$

Il en résulte que :

$$f(t) = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (7)$$

V.2.1.3 - Taux de défaillance

Le taux de défaillance (λ) représente la probabilité de défaillance d'éléments ayant survécu à l'instant « t ». Par exemple, une pièce ayant servi pendant une durée (t) et elle est encore, La probabilité qu'elle tombe en panne entre t et $t + dt$ est représentée par:

$$\lambda(t) dt = \frac{F(t+dt) - F(t)}{R(t)} = \frac{dF(t)}{1 - F(t)} \quad (8)$$

qui est la probabilité conditionnelle qu'elle tombe en panne entre t et $t + dt$.

Avec :

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (9)$$

Relations entre $F(t)$, $f(t)$, $R(t)$ et $\lambda(t)$				
Fonction	$F(t)$	$R(t)$	$f(t)$	$\lambda(t)$
$F(t)$		$1 - R(t)$	$\int_0^t f(u) du$	$1 - \exp \int_0^t \lambda(u) du$
$R(t)$	$1 - F(t)$		$\int_0^\infty f(u) du$	$\exp \int_0^t \lambda(u) du$
$f(t)$	$\frac{dF(t)}{dt}$	$-\frac{dR(t)}{dt}$		$\lambda(t) \exp \int_0^t \lambda(u) du$
$\lambda(t)$	$\frac{\frac{dF(t)}{dt}}{1 - F(t)}$	$\frac{R(t)}{R(t)}$	$= \frac{f(t)}{\int_0^{+\infty} f(u) du}$	

Tableau V. 1: tableau représentant les relations entre $F(t)$, $R(t)$, $f(t)$ et $\lambda(t)$

V.2.2. Moyenne des temps de bon fonctionnement MUT (Mean Up Time)

C'est le temps moyen jusqu'à défaillance (ou moyenne des temps de bon fonctionnement) est

$$MUT = \frac{\sum \text{temps de bon fonctionnement}}{\text{nombre d'intervalles de temps de bon fonctionnement}} \quad (10)$$

$$MUT = \int_0^{+\infty} R(t) dt \quad (11)$$

V.2.3 Temps moyen pour réparer MTTR (Mean Time To Repair)

Exprime la moyenne des temps de tâches de réparation. Il est calculé en additionnant les temps actifs de maintenance et les temps annexes de maintenance, le tout divisé par le nombre d'interventions.

$$MTTR = \frac{\text{Temps d'arrêt total}}{\text{nombre d'arrêts}} \quad (12)$$

V.2.4. Taux de réparation μ

La probabilité de réparation d'un composant est en fonction du temps écoulé depuis l'instant de défaillance. Il existe un certain délai (t) avant que le composant puisse être réparé. Ce délai (t) comprend le temps de détection et le temps d'attente de l'équipe de réparation, il est exprimé comme suit:

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (13)$$

V.2.5. La moyenne des temps de fonctionnement ou moyenne de temps entre pannes**MTBF (Mean Time Between Failures)**

C'est le temps qui sépare deux défaillances consécutives. Le MTBF est la moyenne sur un ensemble d'entités « identiques » et sur leurs durées de vie considérées des TBF.

$$MTBF = \frac{\text{temps total de fonctionnement pour l'ensemble des produits}}{\text{Nombre total de défaillances}} \quad (15)$$

Et est l'espérance mathématique des défaillances.

$$MTBF = \int_0^{+\infty} t f(t) dt \quad (16)$$

V.2.6- La relation entre MUT, MTBF et MTTR

Il est nécessaire au préalable de donner quelques indications sur les temps employé en particulier, pour les MTBF,MUT,MTTR,MDT qui souvent sont confondus, suite à une mauvaise interprétation ou traduction du MTBF, qui se comprend aisément.

V.2.6.1. Pour le matériel réparable

On a le chronogramme suivant : $MTBF = MUT + MTTR$

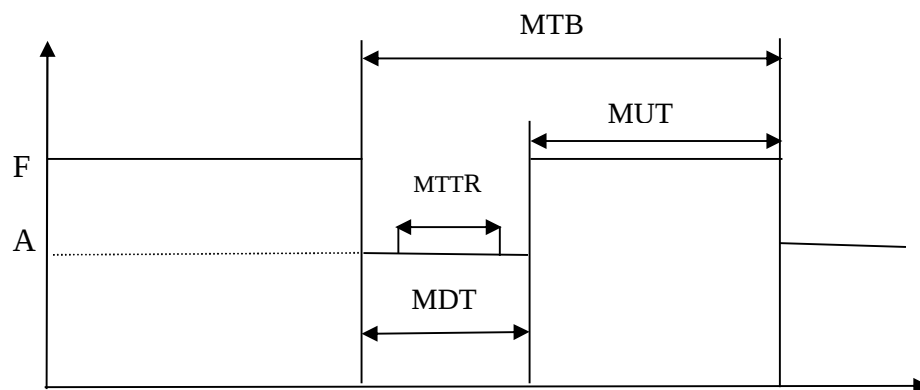


Figure V.3 : Chronogramme de la relation entre MUT,MTBF et MTTR pour un matériel réparable

F:Fonctionnement.

A : Arrêt.

MUT : Mean up time.MTTR: Mean time to repair.

MDT : Mean down time.MTTF: Mean time to failure.

MTBF: Mean time between failures. Si $MTTR \ll MTBF$ alors $MUT = MDT$.

MTTF: Mean time to failure.

V.2.6.2. Pour le matériel non réparable

On a le chronogramme suivant :

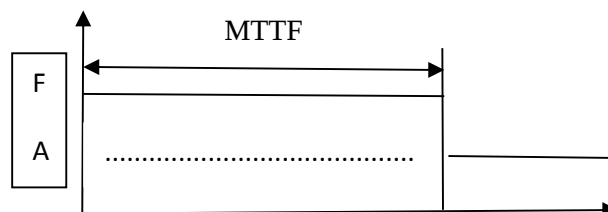


Figure V.4 : Chronogramme de MTTR pour un matériel non réparable

V.2.7. Disponibilité

La disponibilité est la probabilité de bon fonctionnement d'un dispositif à l'instant (t). Le mot disponibilité est la traduction du mot « **availability** » notée D(t):

$$D = \frac{\sum \text{temps de bon fonctionnement}}{\sum \text{temps entre défaillances}}$$
$$D = \frac{MUT}{MUT + MTTR} = \frac{MUT}{MTBF}$$

V.2.8. Courbe en baignoire

La courbe du taux de défaillance de (Figure V.1) en fonction de l'âge généralement semblable à celle de la (figure V.2) On distingue trois périodes [17].

— La première (I) correspond à la jeunesse du produit. Les défaillances sont dues à des défauts de fabrication ou à des phénomènes à évolution rapide. Le taux de défaillance décroît avec l'âge. Cette période a une durée variable suivant le produit. Elle s'échelonne entre quelques heures et quelques centaines d'heures.

— La deuxième (II) présente un taux de défaillance sensiblement constant. Elle correspond à l'apparition de défaillances provenant de causes très diverses. Cette période correspond à la vie utile. Sa durée s'étend de quelques milliers d'heures pour les pièces mécaniques à plusieurs centaines de milliers d'heures pour les composants électroniques.

— La dernière (III) est caractérisée par un taux de défaillance croissant. Elle correspond à l'apparition des défaillances dues à l'usure ou à la fatigue (fin de vie).

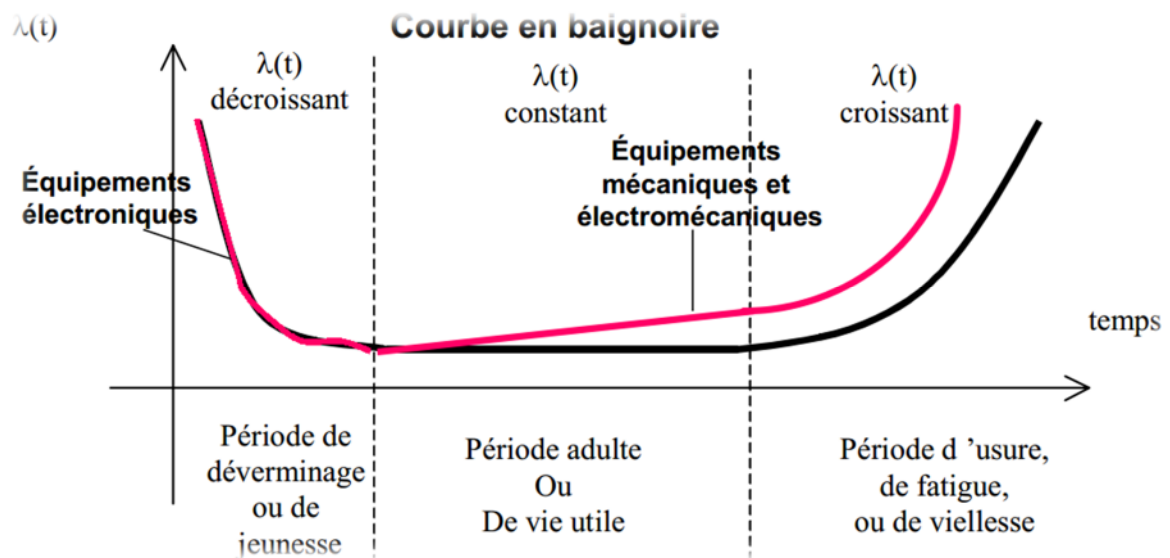


Figure V. 5 : Taux de défaillance en fonction de temps (Courbe en baignoire)

Le tableau suivant présente les caractéristiques respectives des trois distributions.

	Appellation	Les causes des défaillances
Taux de Défaillance décroissant	• Mortalité infantile • Rodage • Défaillance de jeunesse	Défaillance généralement liées à la fabrication et à l'assurance. Qualité (soudures, joints, connexions, emballages, saleté, impuretés, fissures, défauts isolation ou d'enrobage, mauvais ajustement ou mauvais positionnement). En d'autres termes : ensemble d'éléments non conformes pour cause de défauts microscopique.
Taux de défaillance constant	• Défaillance aléatoire • Vie utile • Défaillance liée aux contraintes	Défaillance généralement liées aux contraintes : niveau de contrainte dépassant de manière aléatoire et passagère la résistance des composants.
Taux de défaillance croissant	• Défaillance par usure	Défaillances dues à la corrosion, à l'oxydation, à la rupture d'isolation, à l'électro-migration, à l'usure abrasive, à la freinte, à la fatigue...etc.

Tableau V. 2 : Les caractéristiques des trois distributions de la courbe en baignoire

V.2.9. Méthodologie de la recherche de la fiabilité

La figure suivante montre la méthode de la recherche de la fiabilité

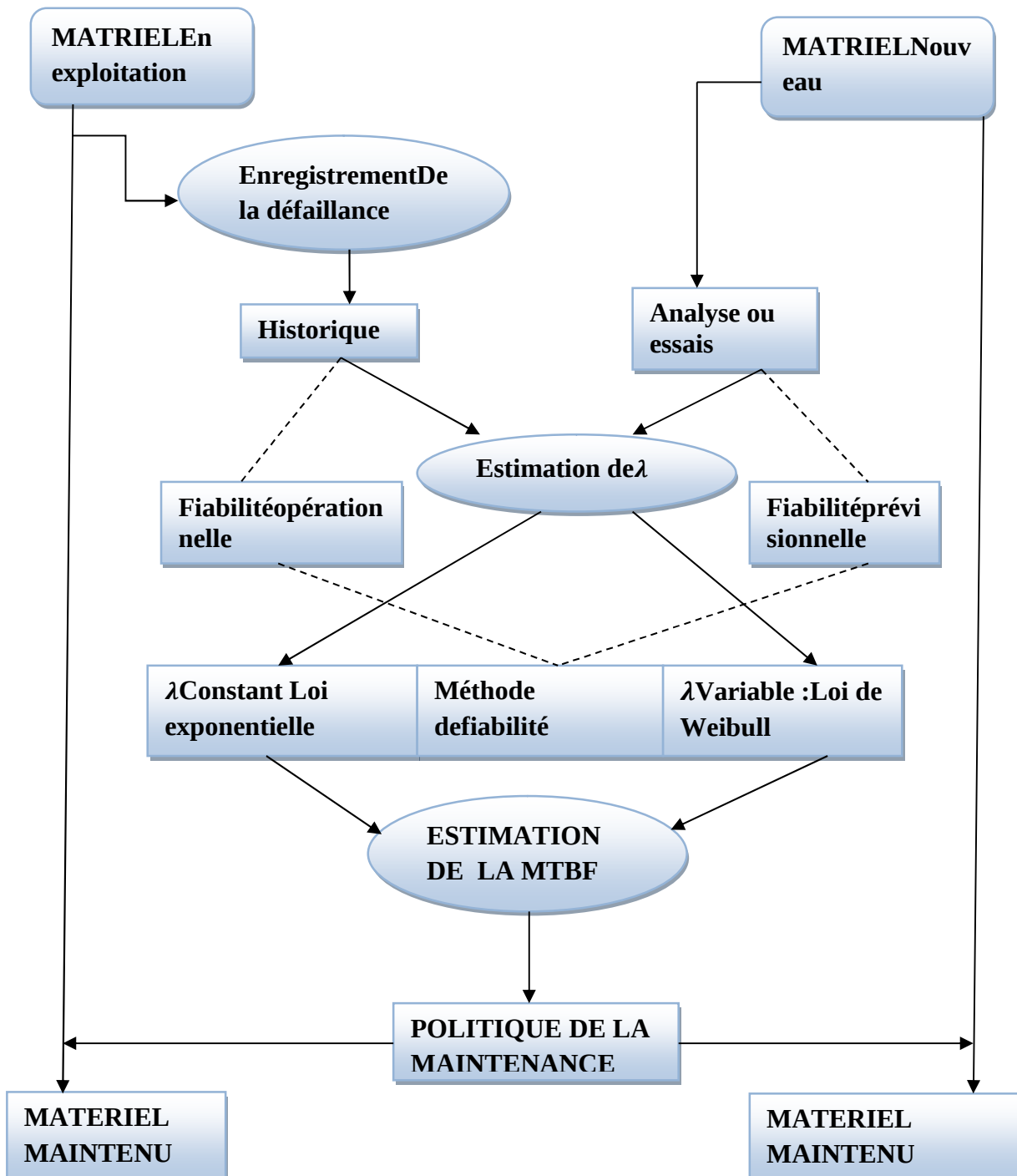


Figure V. 6 : Méthodologie de recherche de la fiabilité.

V.3. Principales lois utilisées

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

V.3.1. La loi exponentielle

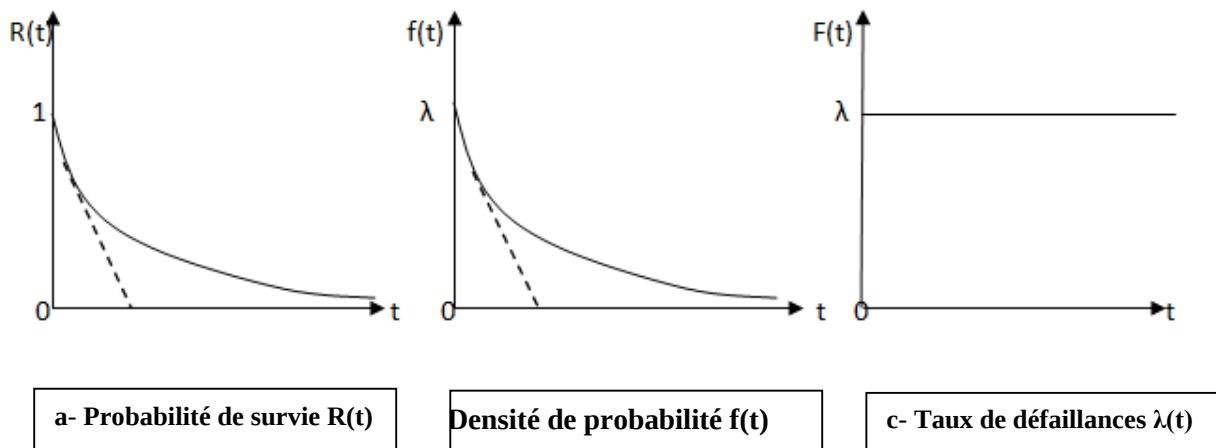
Elle est la plus couramment utilisée en fiabilité électronique pour décrire la période durant laquelle le taux de défaillance des équipements est considéré comme constant. Elle décrit le temps écoulé jusqu'à une défaillance, ou l'intervalle de temps entre deux défaillances successives.

Durant la vie utile, le taux de défaillance λ est constant.

La fiabilité est solution de : $R(t) = \exp(-\lambda t)$ (18)

Densité de probabilité : $f(t) = \lambda \exp(-\lambda t)$ (19)

Fonction de répartition : $F(t) = 1 - \exp(-\lambda t)$ (20)



V.3.2. La loi normale

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

V.3.3. La loi log-normale (ou loi de GALTON)

Soit une VA continue positive ; si la variable $y = \text{Log}x$ est distribuée selon une loi normale, la variable x suit une loi log-normale. De nombreux phénomènes de mortalité ou de durée de répartition sont distribués selon des lois log-normale.

V.3.4. Loi de poisson ou la loi de faibles probabilités

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

Ses paramètres sont, on posant :

- sa variance : $m = \gamma t$ (21)

-sa fréquence : $\text{Pr}[x=k] = \frac{m^k}{k!} e^{-m}$ (22)

-sa fonction de répartition : $F(x) = \sum_{k=0}^x \frac{m^k}{k!} e^{-m}$ (23)

V.3.5. Loi de Weibell

C'est une loi de fiabilité à 3 paramètres qui permet de prendre en compte les périodes où le taux de défaillance n'est pas constant (jeunesse et vieillesse). Cette loi permet :

- Une estimation de la MTBF
- Les calculs de $\lambda(t)$ et de $R(t)$ et leurs représentations graphiques
- Grâce au paramètre de forme β d'orienter un diagnostic, car β peut être caractéristique de certains modes de défaillance

Les 3 paramètres de la loi sont :

 $\beta \rightarrow$ Paramètre de forme >0 sans dimension

Le paramètre de forme β qui est associé à la cinétique du processus observé.

- Si $\beta > 1$, le taux de défaillance est croissant, caractéristique de la zone de vieillesse
- Si $\beta = 1$, le taux de défaillance est constant, caractéristique de la zone de maturité
- Si $\beta < 1$, le taux de défaillance est décroissant, caractéristique de la zone de jeunesse

$\eta \rightarrow$ Paramètre d'échelle >0 qui s'exprime dans l'unité de temps

Le paramètre d'échelle η qui, comme son nom l'indique, nous renseigne sur l'étendue de la distribution.

$\gamma \rightarrow$ paramètre de position, $-\infty < \gamma < +\infty$, qui s'exprime dans l'unité de temps

paramètre de position γ qui représente le décalage pouvant exister entre le début de l'observation (date à laquelle on commence à observer un échantillon) et le début du processus que l'on observe (date à laquelle s'est manifesté pour la première fois le processus observé).

- $\gamma > 0$: survie totale sur l'intervalle de temps $[0, \gamma]$
- $\gamma = 0$: les défaillances débutent à l'origine des temps
- $\gamma < 0$: les défaillances ont débuté avant l'origine des temps ; ce qui montre que la mise en service de l'équipement étudié a précédé la mise en historique des TBF.

V.3.5.1. Relations fondamentales

- **Densité de probabilité** : $f(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$ avec $t \geq \gamma$ (24)

- **Fonction de réparation** : $F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$ (25)

- **Loi de fiabilité** : $R(t) = 1 - F(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$ (26)

Remarque : pour $\gamma=0$ et $\beta=1$, on retrouve la distribution exponentielle, cas particulier de la loi de Weibull : $\lambda = \frac{1}{\eta} + \frac{1}{MTBF}$.

- **Taux de défaillance** :

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{f(t)}{1-F(t)} = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \cdot \frac{1}{e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}} \Rightarrow \lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad (27)$$

- MTBF et écart type :

$$E(t) = MTBF = A\eta + \gamma \quad (28)$$

Où A et B sont des paramètres issus de tables

$$\sigma = B\eta$$

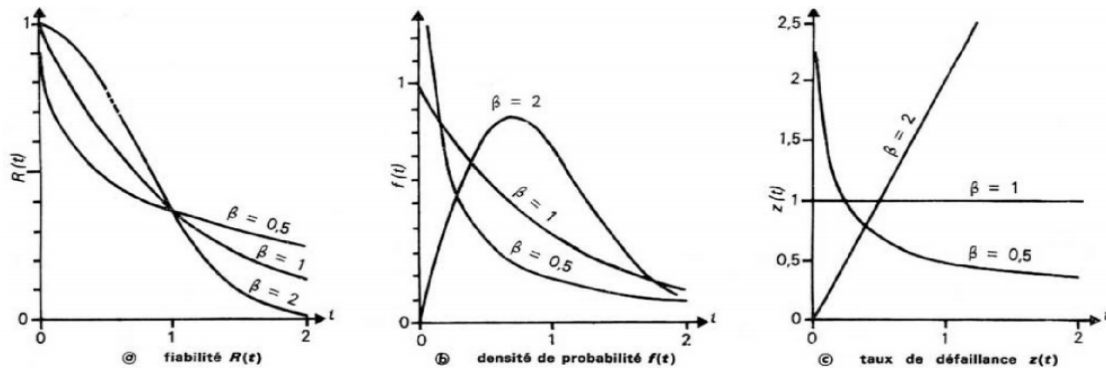


Figure V. 7 : Principales propriétés de la distribution de Weibull [15].

Donc $\gamma = 0$ ou, en faisant le changement de variable, $t_1 = t - \gamma$, on obtient la distribution de Weibull à 2 paramètres, définie pour t (ou t_1) positif ou nul, dont les caractéristiques sont illustrés sur la figure ci-après:

- Durée de vie associée à un seuil de fiabilité

Il est intéressant de savoir à quel instant la fiabilité atteindra un seuil déterminé, en particulier les roulements à billes.

$$\begin{aligned} R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} &\Rightarrow \ln R(t) = \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta \Rightarrow \ln \frac{1}{R(t)} = \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta \Rightarrow \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right) = \left(\ln \frac{1}{R(t)}\right)^{\frac{1}{\beta}} \Rightarrow \lambda(t) \\ &= \eta \left(\ln \frac{1}{R(t)}\right)^{\frac{1}{\beta}} + \gamma \end{aligned} \quad (29)$$

V.4. Présentation de la loi de Weibull

V.4.1. Papier Weibull ou graphique d'Allen Plait

C'est un papier log / log qui comporte 4 axes :

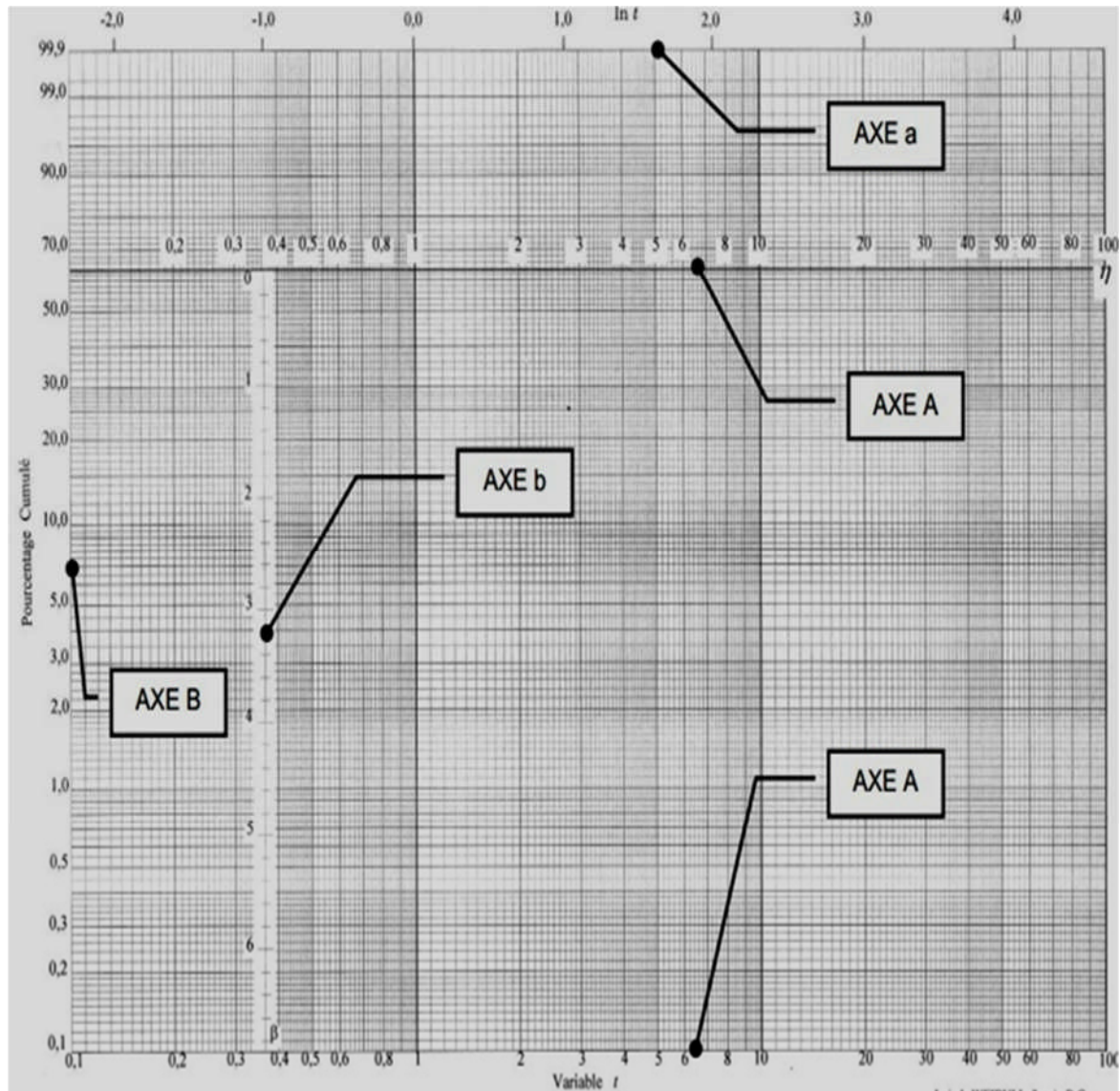


Figure V.8: Représentation graphique de papier de weibull
(Graphique d'Allen Plait) .

- Axe A : axe des temps sur lequel on porte les valeurs t_i des TBF.
- Axe B : valeurs des probabilités de défaillance F_i calculées par la méthode des rangs moyens ou des rangs médians. On estime $R(t)$ par $R(t) = 1 - F(t)$.
- Axe a : axe des temps en logarithmes népériens : $\ln(t)$.
- Axe b : axe qui permet l'évaluation de β .

V.4.2. Préparation des données

- 1) Calcul des Temps de bon fonctionnement
- 2) classement des temps de bon fonctionnement en ordre croissant
- 3) N = nombre de Temps de bon fonctionnement
- 4) Recherche des données F(i), F(i) représente la probabilité de panne au temps correspondant au Temps de bon fonctionnement de l'ième défaillant.

On a 3 cas différents :

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

$$F(i) = \frac{i}{N} = \frac{\sum Ri}{N} \approx F(t) \quad (30)$$

2. Si $20 < N < 50$, On affecte un rang "i" à chaque défaillance (approximation des rangs moyens):

$$F(i) = \frac{i}{N+1} \approx F(t) \quad (31)$$

3. Si $N < 20$, On affecte un rang (i) à chaque défaillance (approximation des rangs médians) :

$$F(t) = \frac{i-0.3}{N+0.4} \approx F(t) \quad (32)$$

Et on fait le Tracé du nuage des points M (F(i), t) :

Recherche de γ :

Si le nuage de points correspond à une droite, alors $\gamma = 0$. ($\gamma = 0$)

Si le nuage de points correspond à une courbe, on la redresse par une translation de tous les points en ajoutant ou en retranchant aux abscisses "t", une même valeur (γ) afin d'obtenir une droite comme le montre la figure suivante.

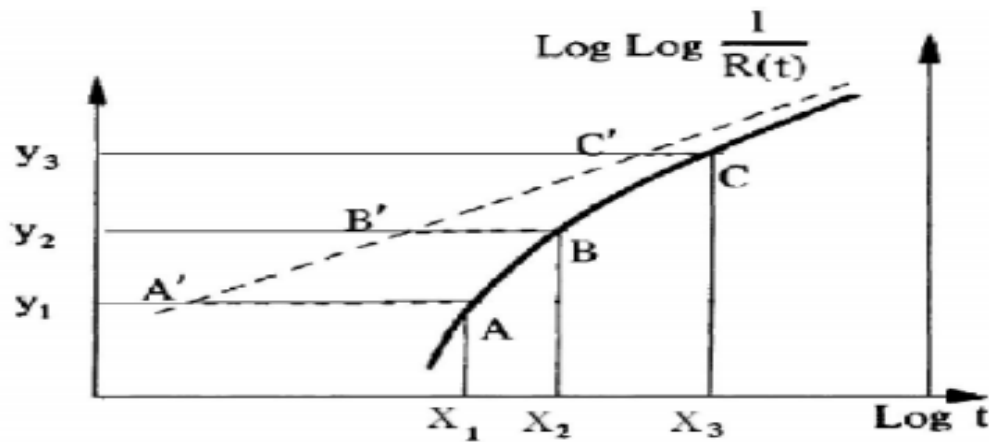


Figure V.9 : Redressement de la courbe par translation.

Ce redressement peut se faire par tâtonnement ou avec la relation :

$$\gamma = \frac{X_1 * X_1 - X_2^2}{X_3 + X_1 - 2X_2} \quad (33)$$

Considérons les points :

$$A(X_1, Y_1) ; B(X_2, Y_2) ; C(X_3, Y_3)$$

Et :

$$\begin{cases} Y_3 > Y_2 > Y_1 \\ 2Y_2 = Y_1 + Y_3 \end{cases}$$

En arrangeant on obtient

$$\gamma = X_2 - \frac{(X_3 - X_2) * (X_2 - X_1)}{(X_3 - X_2) - (X_2 - X_1)} \quad (34)$$

Recherche de η :

La droite de régression linéaire coupe l'axe A à l'abscisse $t = \eta$

Recherche de β :

- Béta est pente de la droite de corrélation
- On trace une droite parallèle à la droite de corrélation, et passant par $\eta = 1$ on lit ensuite béta sur l'axe B.

V.4.3. Méthode de l'actuariat

Il s'agit donc de déterminer de façon expérimentale le taux de défaillance $\lambda(t)$, il correspond à la probabilité d'avoir une défaillance dans les différents intervalles de temps constituant la vie du matériel étudié. Une estimation de $\lambda(t)$ par de temps est déterminée par le calcul suivant :

$$\lambda(t) = \frac{n_i}{N_i \Delta t_i} \quad (35)$$

Avec :

n_i : Nombre de défaillances

N_i : Nombre de survivants au début de la tranche de temps $t(i)$

$\Delta t_i = t_{i+1} - t_i$: intervalle de temps observé

La détermination du nombre de classe doit être telle que la courbe ne soit pas trop déformée, il dépend du nombre total de défaillance ; on peut déterminer le nombre de classe (k) tel que :

$$k = 1 + 3.3 (\log \sum_{i=1}^n (n_i)) \quad (36)$$

Ou bien :

$$k = \sqrt{\sum_{i=1}^n (n_i)} \quad (37)$$

V.4.4. Test d'adéquation

Les modèles que l'on établit en fiabilité sont issus d'un échantillon de population, puis on fait l'hypothèse qu'ils suivent une loi particulière (loi normale, loi exponentielle,.....) Ainsi, il reste à vérifier la validité de cette loi, cette vérification est obtenue par un test d'adéquation. Pour cela utilisations le test Kolmogorov-Smirnov.

L'idée est de comparer la fonction réelle de répartition des défaillances à la fonction de répartition théorique.

Nous avons la taille d'échantillon N , on mesure l'écart, point par point entre les deux fonctions de répartition.

$$\Delta D_i = \mathcal{F}(i) - F(t) \quad (38)$$

$\mathcal{F}(i)$: fonction de répartition réelle; $\mathcal{F}(i) = \frac{i}{n+1}$

$F(t)$: fonction de réparation théorique.

On montre que $D_n = \text{Max} | \mathcal{F}(i) - F(t) |$ suit une loi ne dépendant que de n et on écrit que

$$P [\text{Max} | \mathcal{F}(i) - F(t) | < D_{n,\alpha}] = 1 - \alpha \quad (39)$$

La valeur de $D_{n,\alpha}$ est donnée par la table de Kolmogorov-Smirnov . Si : $D_n < D_{n,\alpha}$

On refuse l'hypothèse du modèle théorique.

V.5. Application de la loi de weibull sur la turbine à gaz MS5002C

V.5.1. Méthodologie de l'analyse de fiabilité par la méthode de weibull

- 1- Préparation des données
- 2- Tracé du nuage de points (t_i, F_i) sur le papier de weibull.
- 3- Tracé de la droite de weibull D_1 .
- 4- Détermination des valeurs des trois paramètres β, η, γ .
- 5- Equation de la loi de weibull (et représentation graphique éventuelle).
- 6- Détermination de la MTBF.
- 7- Exploitation des résultats.

V.5.2. Historique des interventions de la turbine à Gaz MS5002C

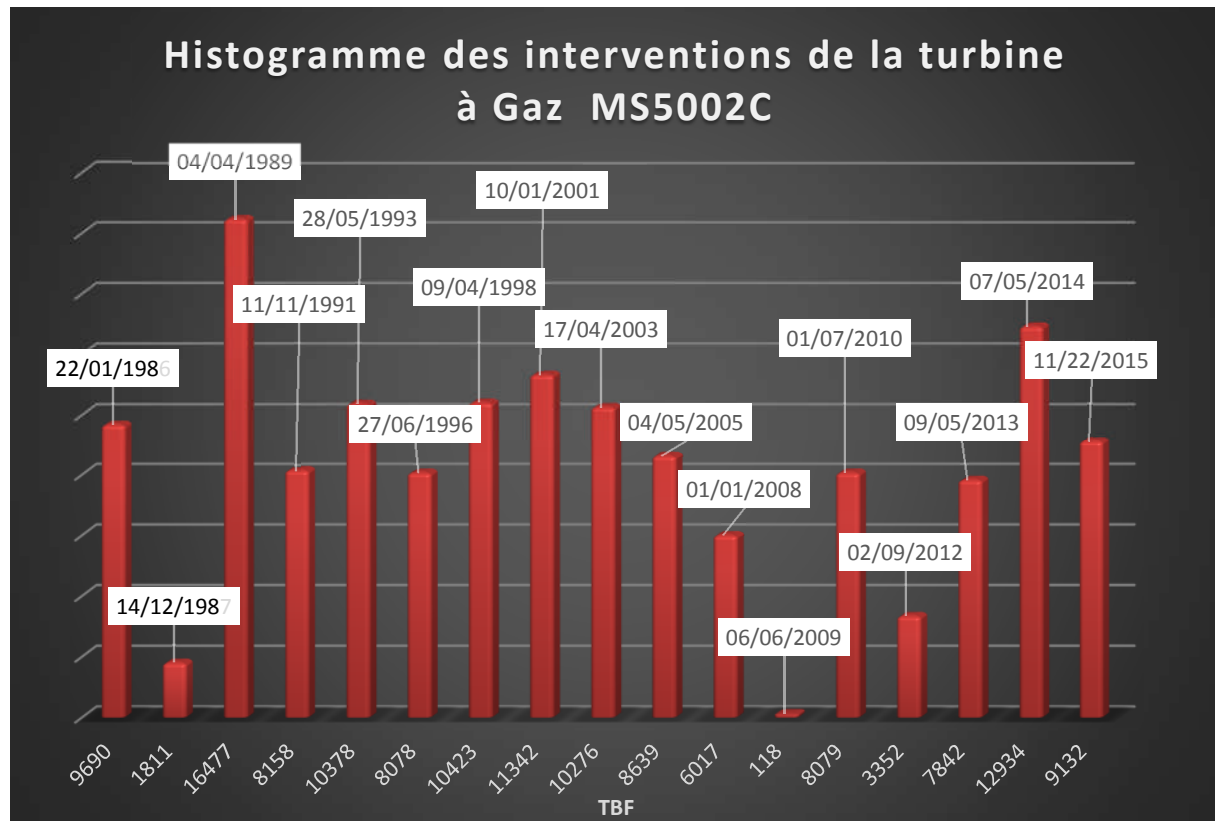


Figure V.10 : Histogramme d'historique des interventions de la turbine à Gaz

V.6. Ordonnancement

V.6.1. Définition de l'ordonnancement

Un problème d'ordonnancement consiste à organiser dans le temps la réalisation de tâches, compte tenu de contraintes temporelles (délais, contraintes d'enchaînement) et de contraintes portant sur la disponibilité des ressources requises. En production (manufacturière, de biens, de service), on peut le présenter comme un problème où il faut réaliser le déclenchement et le contrôle de l'avancement d'un ensemble de commandes à travers les différents centres composant le système.

Un ordonnancement constitue une solution au problème d'ordonnancement. Il est défini par le planning d'exécution des tâches (« ordre » et « calendrier ») et d'allocation des ressources et vise à satisfaire un ou plusieurs objectifs. Un ordonnancement est très souvent représenté par un diagramme de Gantt.

V.6.2. Types d'ordonnanceurs [18]

Il est possible de distinguer trois types d'ordonnanceurs : à long terme, à moyen terme et à court terme. Leurs principales fonctions sont les suivantes:

- **À long terme:** L'ordonnanceur fait la sélection de programmes à admettre dans le système pour leur exécution. Les programmes admis deviennent des processus à l'état prêt. L'admission dépend de la capacité du système (degré de multiprogrammation) et du niveau de performance requis.

- **À moyen terme :** Il fait la sélection de processus déjà admis à débarquer ou rembarquer sur la mémoire. Il effectue ses tâches de gestion en fonction du degré de multiprogrammation du système, et aussi des requêtes d'E/S des périphériques.

- **À court terme :** L'ordonnanceur à court terme a comme tâche la gestion de la le des processus prêts. Il sélectionne. En fonction d'une certaine politique. Le prochain processus à exécuter. Il effectue aussi le changement de contexte des processus. Il peut implanter un ordonnancement préemptif, non préemptif, ou coopératif. L'ordonnanceur est activé par un événement : interruption du temporisateur, interruption d'un périphérique, appel système ou signal.

V.6.3. Les objectifs

Dans la résolution d'un problème d'ordonnancement, on peut choisir entre deux grands types de stratégies, visant respectivement à l'optimalité des solutions, ou plus simplement à leur admissibilité.

L'approche par optimisation suppose que les solutions candidates à un problème puissent être ordonnées de manière rationnelle selon un ou plusieurs critères d'évaluation numérique, construits sur la base d'indicateurs de performances. On cherchera donc à minimiser ou maximiser de tels critères. On note par exemple ceux;

- liés au temps :
 - le temps total d'exécution ou le temps moyen d'achèvement d'un ensemble de tâches
 - le stock d'en-cours de traitement
 - différents retards (maximum, moyen, somme, nombre, etc.) ou avances par rapport aux dates limites fixées ;
- liés aux ressources :

- la quantité totale ou pondérée de ressources nécessaires pour réaliser un ensemble de tâches
- la charge de chaque ressource ;
- liés à une énergie ou un débit ;

liés aux coûts de lancement, de production, de transport, etc., mais aussi aux revenus, aux retours d'investissements.

V.6.4. Les méthodes

V.6.4.1. La méthode PERT [18]

V.6.4.1.1. Principe de la méthode

Réduire la durée totale d'un projet par une analyse détaillée des tâches ou activités élémentaires et de leur enchainement. On étudie les délais sans prendre en compte les charges.

V.6.4.1.2. Notions de base

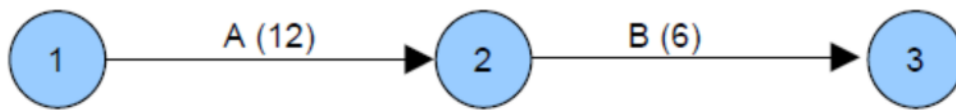
La méthode s'appuie en grande partie sur une représentation graphique qui permet de Bâtir un (réseau PERT). Un réseau PERT est constitué par des tâches et des étapes.

Étape : Le commencement ou fin d'une tâche. Une étape n'a pas de durée. On symbolise une étape (ou nœud) sur le réseau par un cercle.



- **Tâche** : Le déroulement dans le temps d'une opération. Contrairement à l'étape, la tâche est pénalisante car elle demande toujours une certaine durée, des moyens (ou ressources) et coûte de l'argent. Elle est symbolisée par un vecteur (arc orienté ou liaison orientée) sur lequel seront indiqués l'action à effectuer et le temps estimé de réalisation de cette tâche.

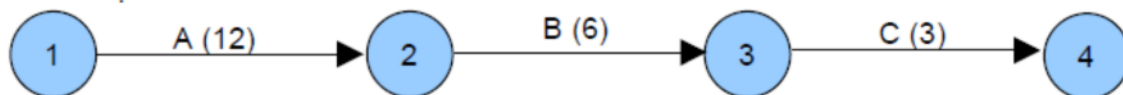
Exemple de réseau:



V.6.4.1.3. Représentation graphique des étapes et des tâches dans un réseau

- **Taches successives :**

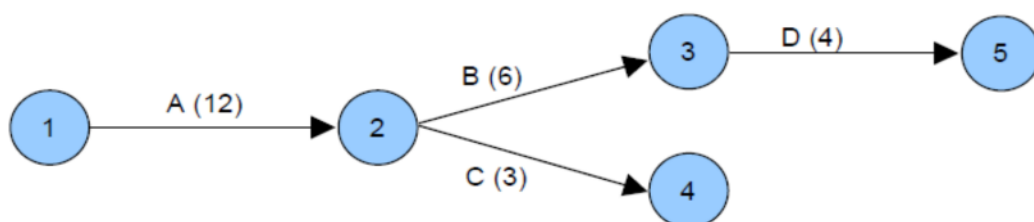
Exemple :



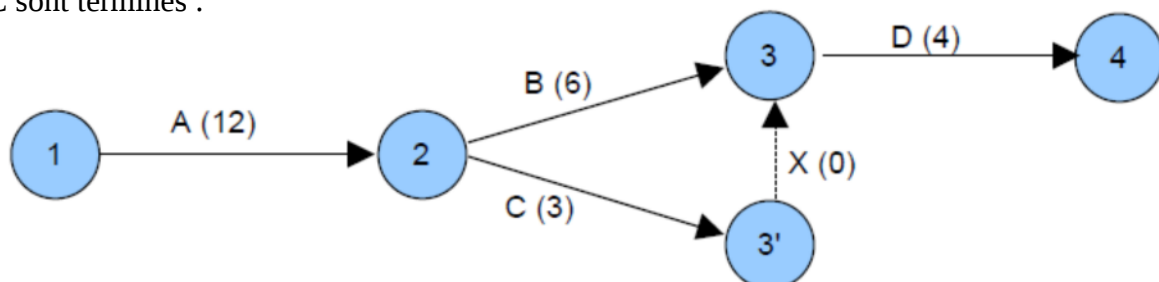
B ne peut commencer que si A est terminée (A précède B, ou A est antériorité de B).

C ne peut commencer que si A et B sont terminées (A et B précèdent C, ou A et B sont antériorités de C, ou A et B enclenchent C).

- **Taches simultanées :** Elles peuvent commencer en même temps en partant d'une même étape.



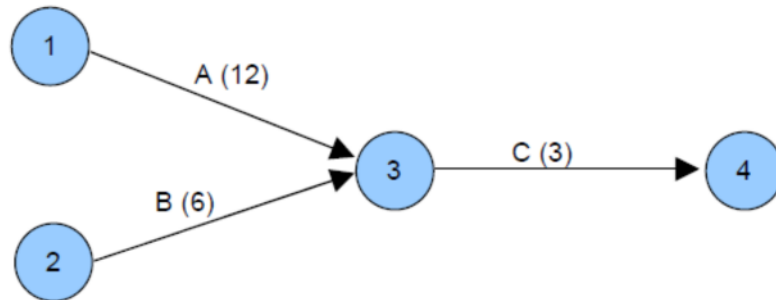
D ne peut commencer que si B est terminée. Si l'on souhaite que D ne commence que si B et C sont terminés :



Du fait de la règle de construction qui interdit de faire dérouler les deux tâches B et C simultanément, nous utilisons une tâche x (0) dite (tâche fictive) qui sert à représenter ce type de contraintes de liaison (contraintes d'antériorité). Il s'agit d'une tâche dont la durée et le coût sont nuls. On la représente en pointilles.

- **Tâches convergentes** : Plusieurs tâches peuvent se terminer sur une même étape.

Exemple :

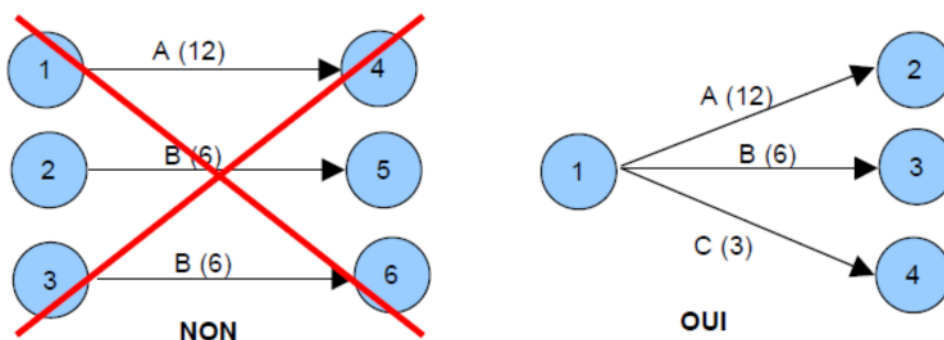


Ici, la tâche A (12) a une durée de 12 unités de temps, B(6) a une durée de 6 unités de temps. On constate que la tâche A dure plus longtemps que B. A est dite (Pénalisante). Nous pouvons calculer la durée du projet (ici : $12+3 = 15$ unités de temps) en prenant le chemin le plus long dit (**chemin critique**). Ce (chemin critique) peut être repéré en rouge. Les tâches de ce chemin seront à surveiller prioritairement.

V.6.4.2. Normalisation du graphe

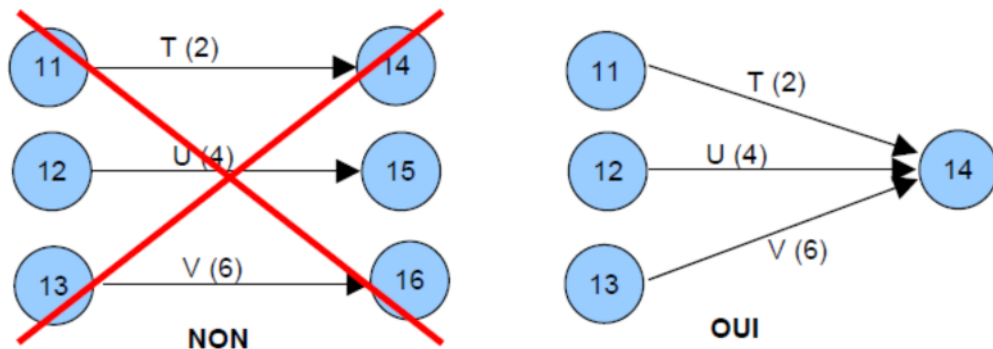
Si le graphe doit débiter par plusieurs tâches simultanées, il ne doit y avoir qu'une seule étape d'entrée (ou étape de début, ou étape de départ). Les étapes seront donc regroupées en une seule.

Exemple :



Si le graphe se termine par plusieurs taches (plusieurs étapes de sortie (ou de fin), il ne doit y avoir qu'une seule étape de sortie.

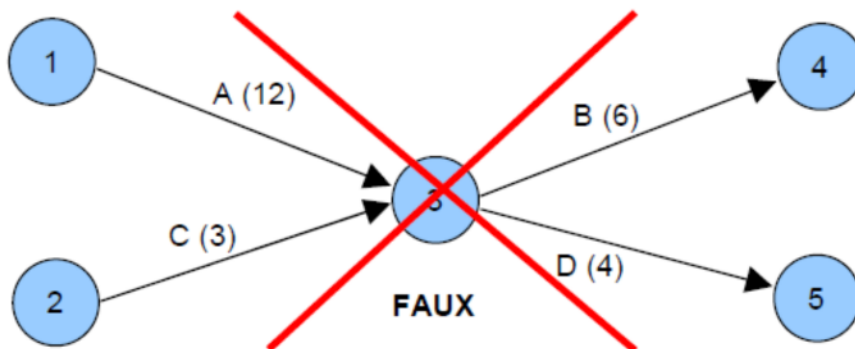
Exemple :



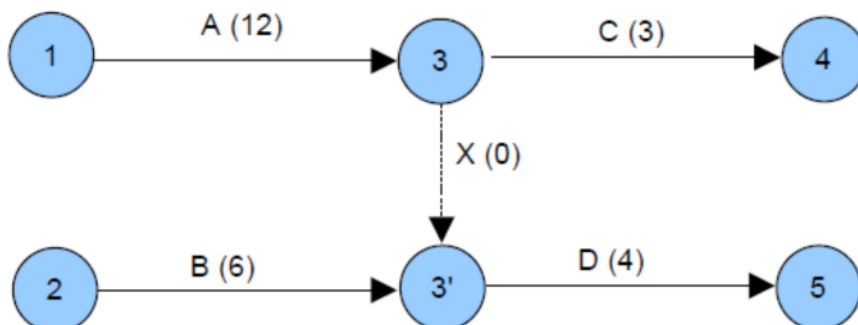
V.6.4.2.1. Problèmes de dépendances

A enclenche B, A enclenche D, C enclenche D.

Nous pouvons être tentés de dessiner le graphe suivant :

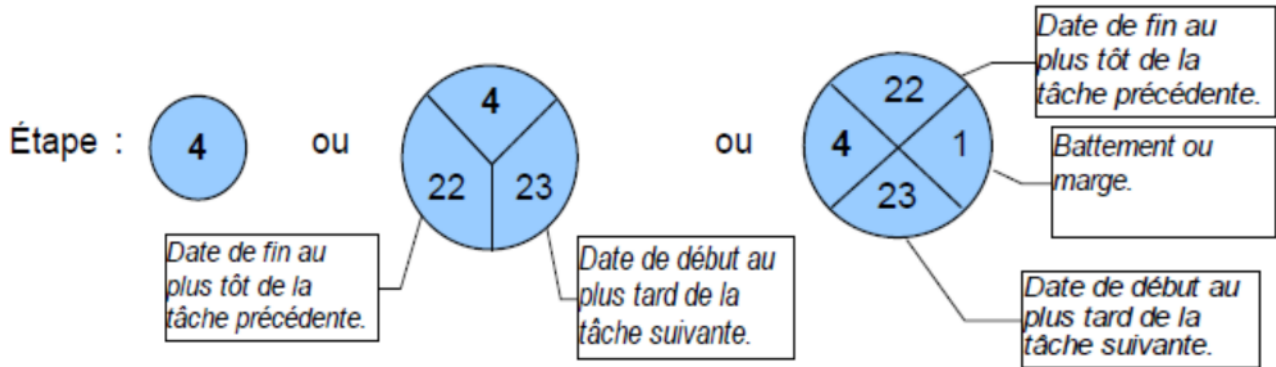


Le graphe précédent est faux car cette construction signifie : A enclenche B, A enclenche D, C enclenche B, et C enclenche D. Pour respecter les contraintes d'antériorités du projet, on introduit une tache fictive Comme suit :



V.6.4.2.2. Représentation des étapes

Les étapes ou (nœuds) peuvent être représentés de différentes façons selon les Informations que l'on souhaite mettre en évidence.



V.6.4.2.3. Quelques définitions à retenir

- Début au plus tôt d'exécution d'une tâche : C'est le maximum des fins au plus tôt des tâches qui la déclenche (Il peut exceptionnellement y avoir un retard ou chevauchement si le cahier des charges du projet le précise et que la faisabilité est vérifiée).
- Début au plus tard d'une tâche : C'est la date de fin au plus tard de la tâche moins la durée de la tâche.
- Fin au plus tôt : C'est la date de début au plus tôt plus la durée de la tâche.
- Fin au plus tard : C'est le minimum des dates de début au plus tard des tâches qu'elle enclenche.
- Marge totale : C'est le retard admissible du début d'une tâche qui n'entraîne aucun recul de la date de fin du projet, mais qui consomme les marges libres des opérations suivantes. C'est la date de début au plus tard moins la date de début au plus tôt.
- **Marge libre** : C'est le retard admissible sur une tâche qui n'entraîne pas de modification des calendriers des tâches suivantes. C'est la date de début au plus tôt de la tâche suivante moins la durée de la tâche moins la date de début au plus tôt de la tâche.
- **Chemin critique**: C'est l'ensemble des tâches dont la marge totale et la marge libre est nulle. C'est le chemin dont la succession des tâches donne la durée d'exécution la plus longue du projet et fournit le délai d'achèvement le plus court. Si l'on prend du retard sur la réalisation de ces tâches, la durée globale du projet est allongée.

V.6.4.3. Méthodologie de construction d'un réseau PERT

- Établir la liste des tâches (faire le partitionnement des tâches en fonction des ressources).
- Déterminer des antériorités : tâches immédiatement antérieures, et tâches antérieures.
- Déterminer les niveaux d'exécution ou rang des tâches (optionnel).
- Construire le réseau PERT.
- Calculer la durée du projet, les dates de début et de fin des tâches.

Déterminer le chemin critique et mettre en évidence les marges.

V.6.4.4. Application

Soit les tâches suivantes qui constituent un projet : A (3), B (4), C (2), D (3), E (4).

Les antériorités sont les suivantes : A enclenche C,

A enclenche D,

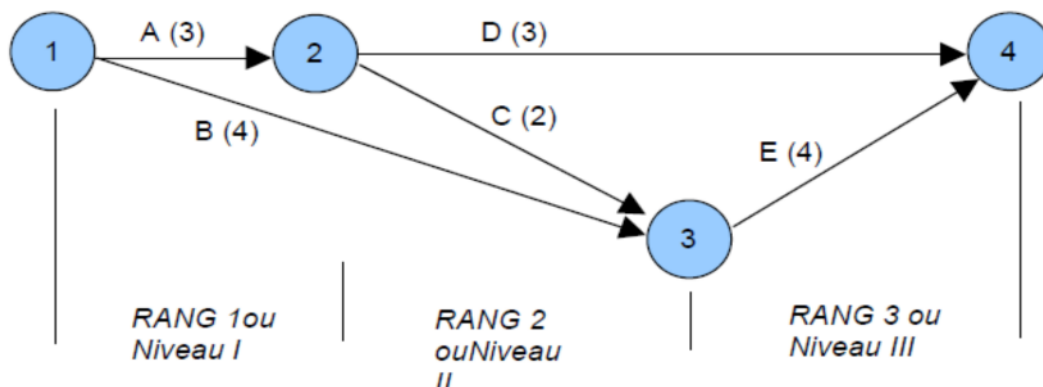
B enclenche E,

C enclenche E.

Afin de construire le réseau, nous allons déterminer le rang (ou niveau) d'exécution de chaque tâche, c'est à dire la position chronologique qu'elle occupe au début de son exécution dans le projet. Nous pouvons utiliser une matrice (ou grille) de dépouillement des données (dite : matrice de dépouillement par les sommets). On met une croix lorsqu'il y a une antériorité entre une tâche et une autre. On cherche s'il existe des croix dans l'une des colonnes. Si nous ne trouvons pas de croix dans certaines, cela signifie que les tâches repérées en haut des colonnes n'ont pas d'antériorité. Elles sont alors de rang 1. On note ces tâches, puis on barre les lignes horizontales correspondant à ces tâches et on réitère l'opération précédente. On détermine les tâches de rang 2 et ainsi de suite. Les rangs (ou niveaux) déterminés permettent de positionner le début des différentes tâches lors de la construction du graphe. Matrice (ou grille) de dépouillement :

Avant	→	A	B	C	D	E	Après
	A			X	X		
	B					X	
	C					X	
	D						
	E						

Nous en déduisons le réseau PERT correspondant à l'application proposée



V.7. La méthode M.P.M.

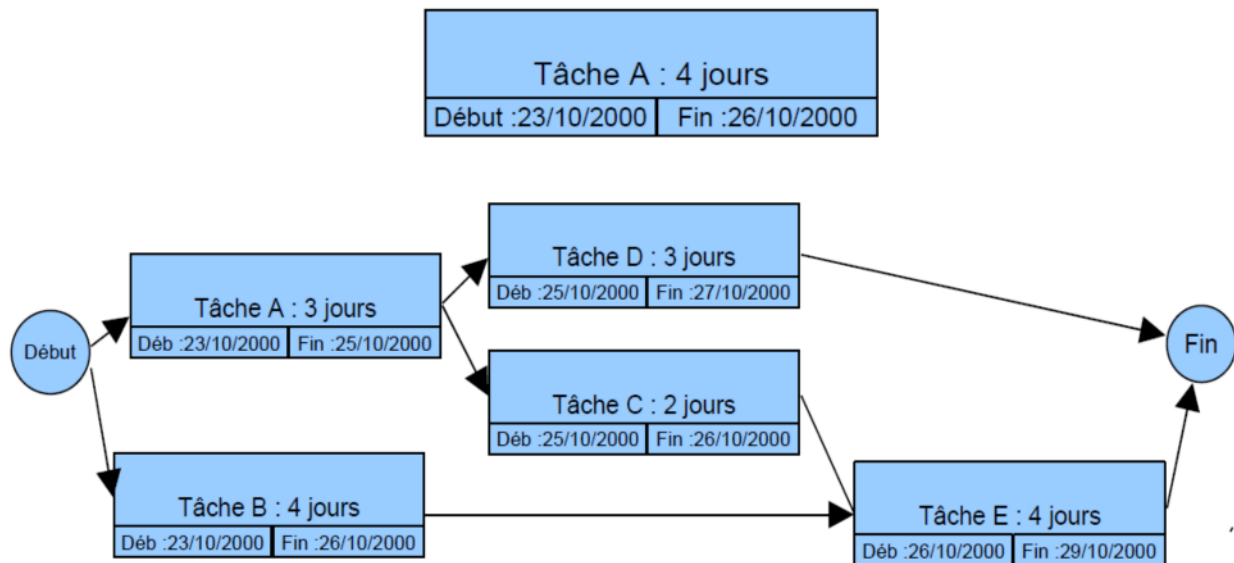
V.7.1. Principe de la méthode

A l'identique de la méthode PERT cette méthode permet de réduire la durée totale d'un projet. On étudie les délais sans prendre en compte les charges et les moyens disponibles.

V.7.2. Notions de base

La méthode est une représentation graphique qui permet de bâtir un «réseau». Ce réseau est constitué par des tâches (ou étapes).

Tâche : Déroulement dans le temps d'une opération. La tâche est pénalisante car elle demande toujours une certaine durée, des moyens (ou ressources) et coûte de l'argent. Contrairement au réseau PERT, ici elle est symbolisée par un rectangle dans lequel seront indiqués l'action à effectuer et le temps estimé de réalisation de cette tâche, la date de début et de fin.



La méthode MPM comme la Méthode PERT a pour but de planifier avec Microsoft Project la durée d'un projet, aussi nous devons mener des calculs sur le graphe modélisé avec le même logiciel afin d'en déduire des renseignements sur son exécutabilité.

V.7.3. Méthodologie de construction d'un réseau MPM

(Identique à celle du réseau PERT)

- Établir la liste des tâches (faire le partitionnement des tâches en fonction des ressources).
- Déterminer des antériorités : tâches immédiatement antérieures, et tâches antérieures.
- Déterminer les niveaux d'exécution ou rang des tâches (très facile avec cette méthode).
- Construire le réseau MPM.
- Calculer la durée du projet, les dates début et de fin des tâches. Déterminer le chemin critique. Impossible ici de mettre en évidence les marges : voir diagramme de Gantt.

V.8. Le diagramme de GANTT

Le diagramme de GANTT est un graphique (chrono gramme) qui consiste à placer les tâches chronologiquement en fonction des contraintes techniques de succession (Contraintes d'antériorités). L'axe horizontal des abscisses représente le temps et l'axe vertical des ordonnées les tâches. On représente chaque tâche par un segment de droite dont la longueur est proportionnelle à sa durée. L'origine du segment est calée sur la date de début au

plus tôt de l'opération (jalonnement au plus tôt) et l'extrémité du segment représente la fin de la tâche. Ce type de graphe présente l'avantage d'être très facile à lire, mais présente l'inconvénient de ne pas représenter l'enchaînement des tâches. Cette méthode est généralement utilisée en complément du réseau PERT ou MPM. On trace le plus souvent le GANTT au plus tôt ou (jalonnement au plus tôt) et éventuellement au plus tard (Jalonnement au plus tard).

Exemple:

Taches	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
durée	1	2	1	3	2	5	2	5	2	1	4	5	4
antériorité	-	-	A	-	B	E	C.D	-	H	-	I.J	F.G	K.L

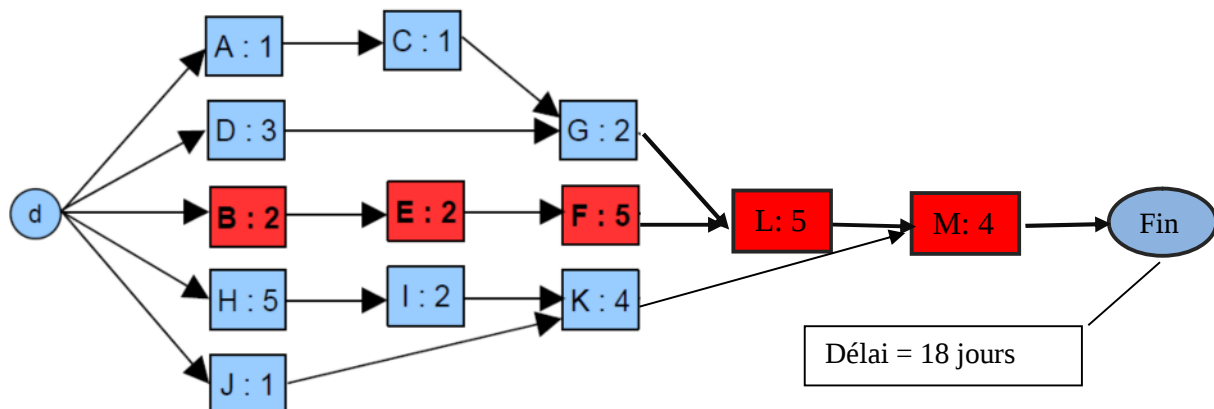


Diagramme de Gantt : (sur tableur) « GANTT au plus tôt »

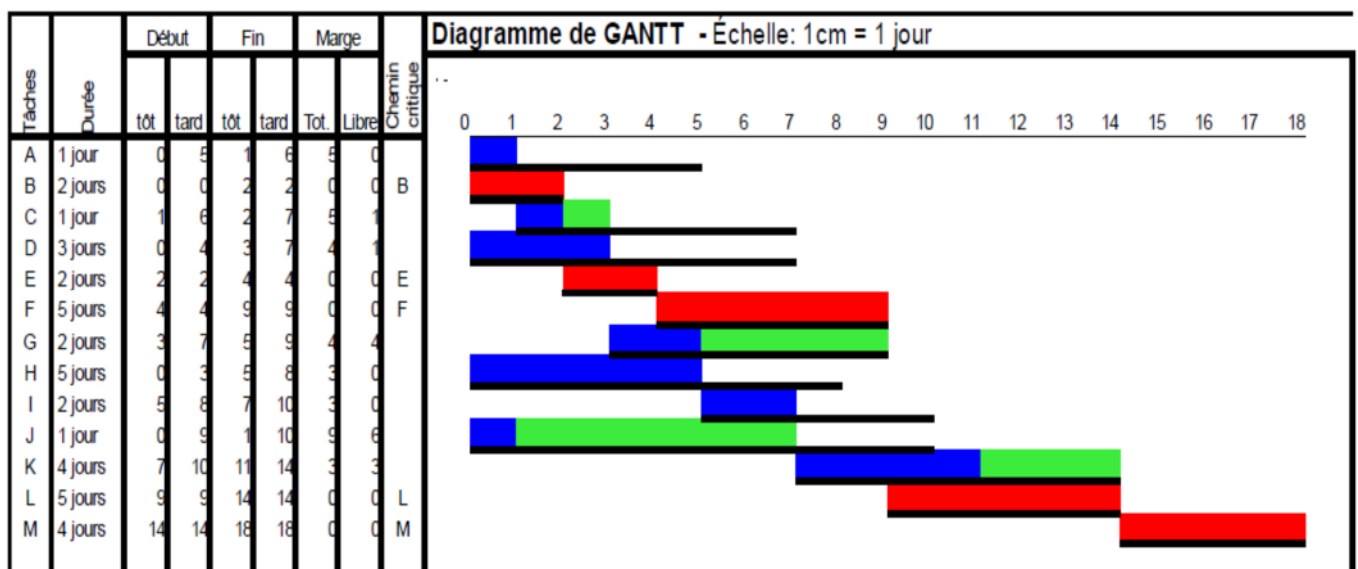
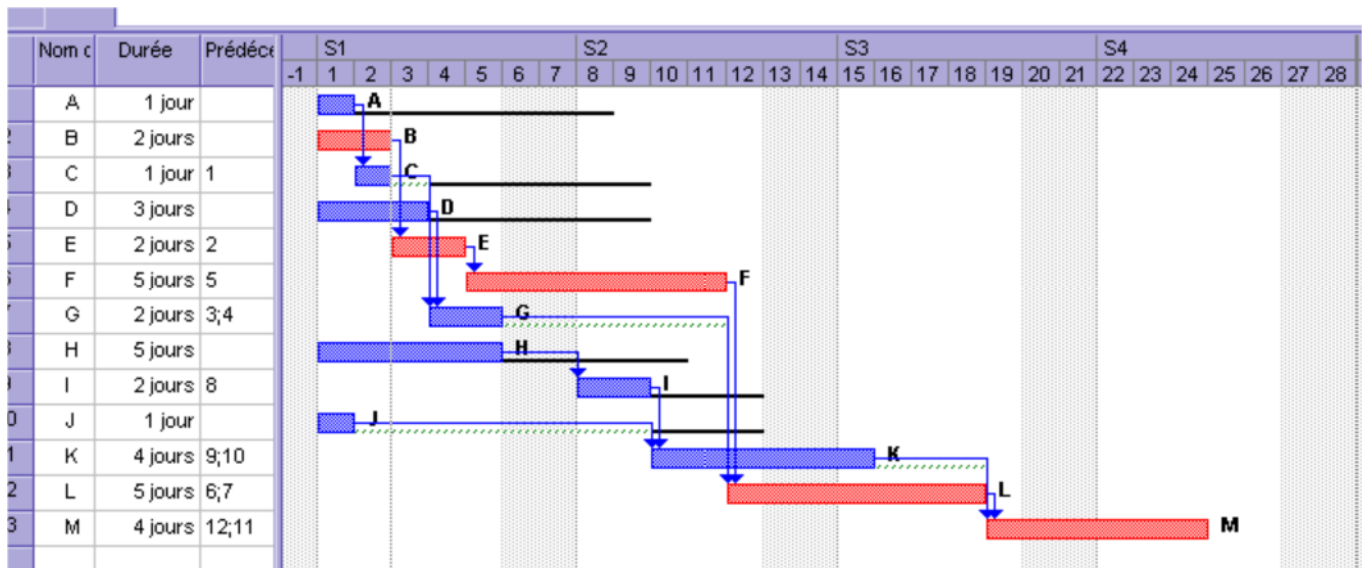


Figure V.11 : Diagramme de Gantt : (avec Microsoft PROJECT) « GANTT au plus tôt »



V.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons réalisé l'analyse de la fiabilité prévisionnelle de la turbine à partir du modèle de Weibull pour déchiffrer le MTBF, tel que cette étude permet d'assurer la politique de la maintenance, pour obtenir un matériel maintenu, elle nous montre que la vie d'un équipement forme un tout du fabricant à l'utilisateur.

PARTIE PRATIQUE

The text 'PARTIE PRATIQUE' is rendered in a bold, italicized, sans-serif font. It features a vertical color gradient, starting with a bright yellow at the bottom and transitioning to a dark brown at the top. Below the text, there is a shadow effect composed of multiple, slightly offset, horizontal lines in a brownish-gold color, giving the impression of a 3D object casting a shadow.

Partie I: La gestion des opérations de la maintenance industrielle

Une révision générale est un ensemble d'opérations qui consiste à remettre la machine dans son état initial de précision. La révision peut s'accompagner d'une rénovation par modification de certains organes ou adjonction de pièces de conception plus moderne.

Elle concerne tous les organes de la turbine, elle comprend quatre phases :

I.1. Désassemblage

Le désassemblage est une opération de dissociation de deux ou plusieurs pièces liées par un moyen d'association comme des vis, les boulons ...etc.

Opération de désassemblage		
Tache	Durée (Jour)	Contrainte d'antériorité
Arrête total	46,6	
1	1,4	4
2	1,4	6
3	1,4	6
4	2,2	
5	1,4	14 15
6	2,5	5
7	1,5	2 3
8	7	13
9	1,2	4
10	1	17
11	1,2	1 9
12	1,2	11
13	1,2	12
14	1,3	8
15	1,5	13
16	2	10
17	1,3	7
18	1	19
19	1	16
20	3	18
21	2,5	20
22	1	21
23	0,75	22
24	0,75	22
25	2	23 24
26	1,3	25
27	1,3	26
28	1,3	27

Tableau I.1(2) : les contraintes d'antériorités de l'opération du désassemblage .

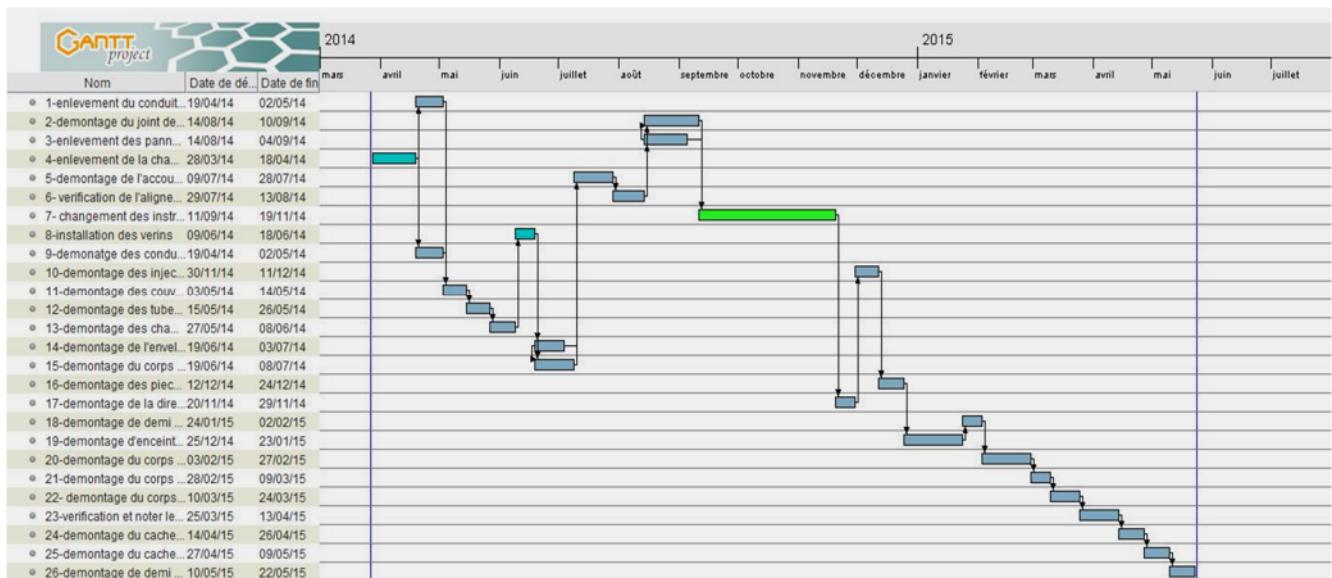


Figure I.1(2) : le diagramme de Gantt de l'opération de désassemblage

La durée totale de l'opération de démontage sur le diagramme PERT est de:

$$13 \text{ mois} + 25 \text{ jours} = 420 \text{ j}/10 = \mathbf{42 \text{ jours}}$$

I.2. Inspection et Réparation

L'inspection est de contrôler, de vérifier plusieurs pièces s'elles sont en bon état ou elles contiennent des usures.

Operation d'Inspection et Nettoyage		
Tache	Durée(Jour)	Contrainte d'antériorité
Arrête total	30	
1	6	
2	3	1
3	6	1
4	3	2
5	2	3
6	1	1
7	2	4
8	7	5 6 7

Tableau I.2(2) : les contraintes d'antériorités de l'opération d'Inspection.

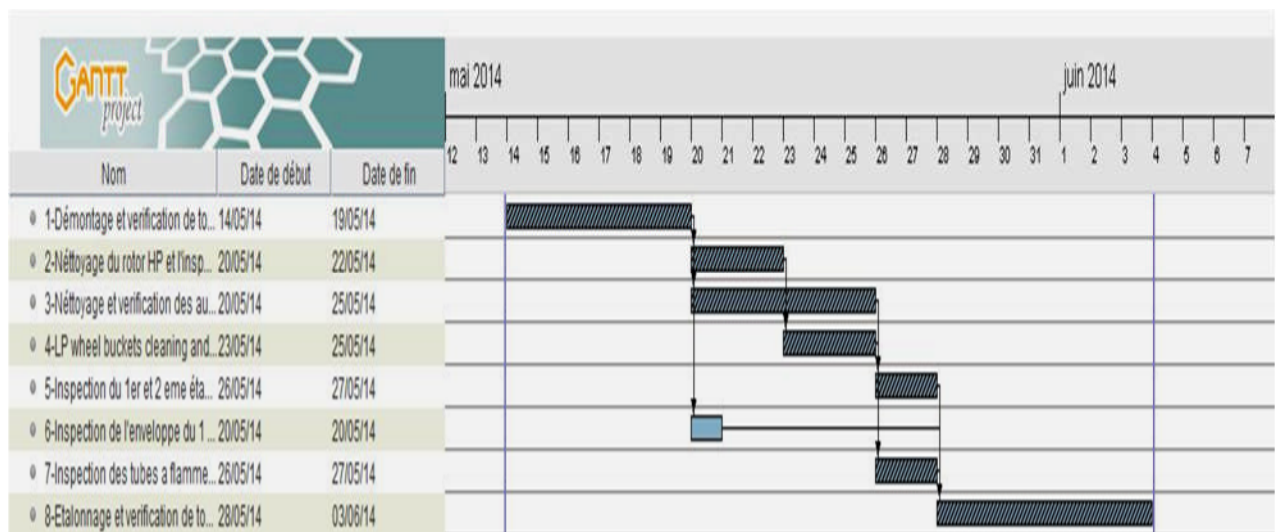


Figure I.2(2) : Diagramme de Gantt de l'opération d'Inspection.

La durée totale de l'opération de l'inspection sur le diagramme PERT est de: **21 jours.**

I.3. Réassemblage

L'assemblage est une opération qui consiste à l'association des pièces par un moyen liaison

Operation de Réassemblage		
Tache	Durée (Jour)	Contrainte d'antériorité
Arrête total	47,8	
1	1,3	
2	1,4	1
3	0,5	1
4	1,4	2 3
5	2	2 3
6	0,5	4 5
7	0,5	4 5
8	1	6 7
9	2	8
10	3	9
11	1	1 2
12	1	10
13	1,3	14
14	2,5	19
15	1,4	23
16	1,3	23
17	1	15 16
18	1	17
19	0,4	11
20	1	18
21	1,3	13
22	1,6	26 25
23	1,6	22
24	2	27
25	1,6	21
26	1,6	21
27	1,6	20
28	7	24
29	4	28

Tableau I.3(2) : Contraintes d'antériorités de l'opération du Réassemblage .

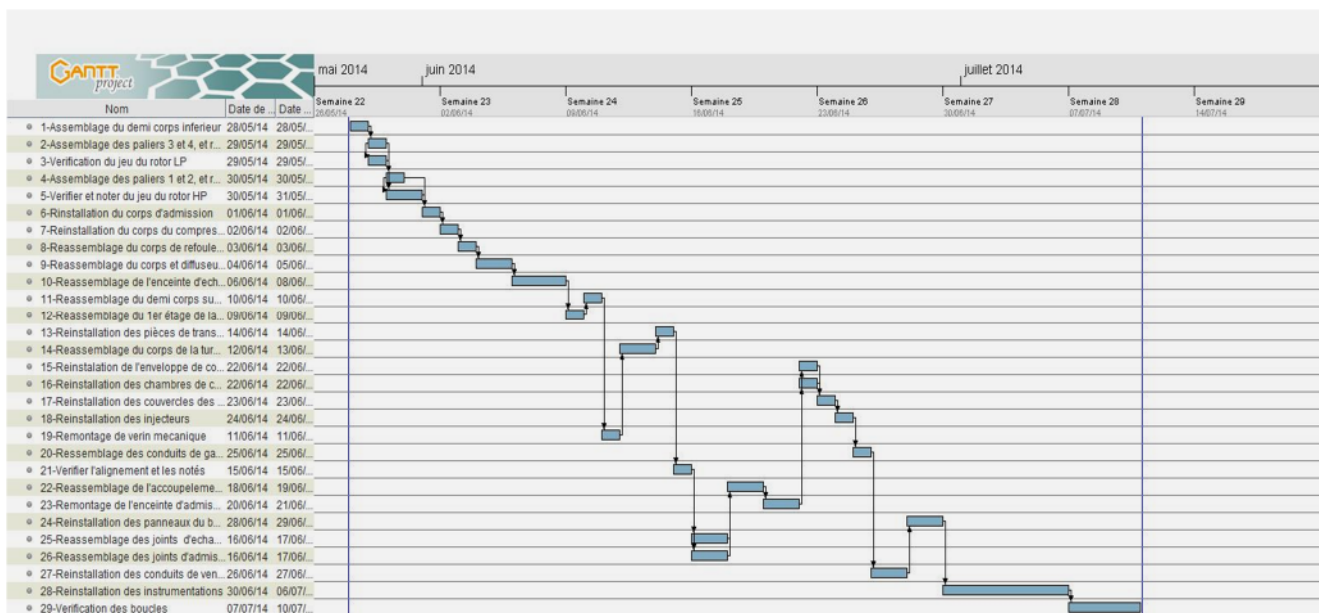


Figure I.3(2) : Diagramme de Gantt pour le réassemblage

La durée totale de l'opération de montage sur le diagramme PERT est de:

$$12 \text{ mois} + 65 \text{ jours} = 430 \text{ j} / 10 = \mathbf{43 \text{ jours}}$$

I.4. La mise en service

La mise en service de la machine est une opération qui vient après l'accomplissement total des opérations présidentes.

Opération des activités de la mise en service		
Tache	Durée(Jour)	Contrainte d'antériorité
Arrête total	9	
1	3	
2	1	1
3	2	2
4	3	3

Tableau I.4 (2) : Contraintes d'antériorités de l'opération de la mise en service.

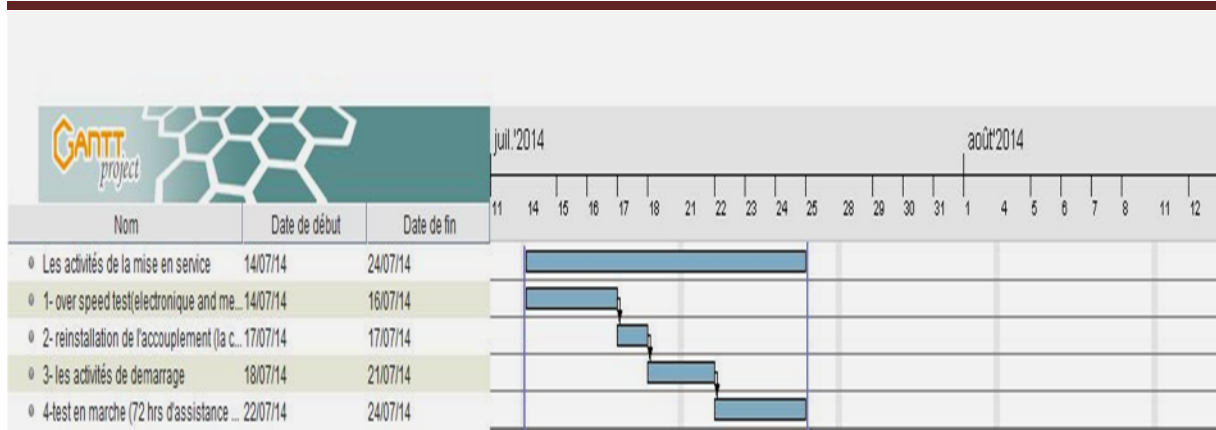


Figure I.4(2) : Diagramme de Gantt pour l'opération de la mise en service.

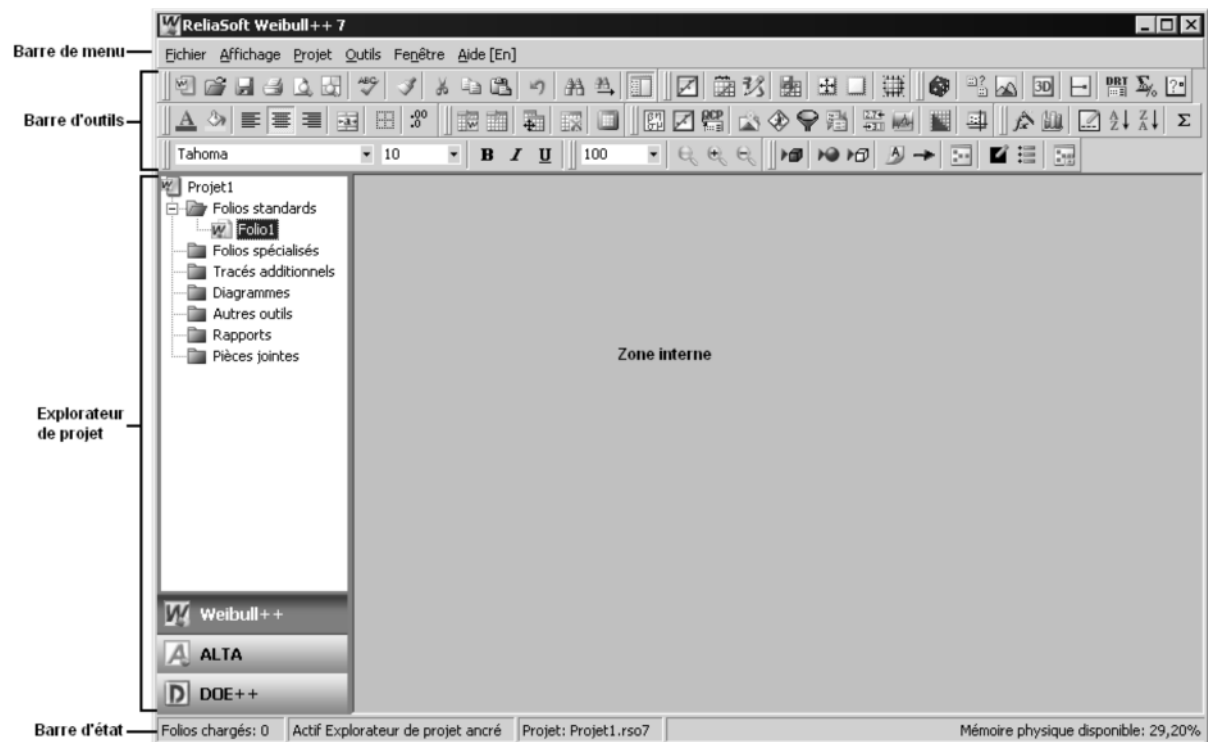
La durée totale de l'opération de la mise en service sur le diagramme PERT est de: **9 jours**

Partie II: Estimation de la fiabilité

La loi de weibull est une loi de fiabilité à 3 paramètres qui permet de prendre en compte les périodes où le taux de défaillance n'est pas constant, Cette loi permet une estimation de la MTBF, les calculs de $\lambda(t)$ et de $R(t)$ et leurs représentations graphiques. Les 3 paramètres de la loi sont η , β , γ .

- η le paramètre d'échelle, appelé parfois caractéristique de vie, qui nous renseigne sur l'étendue de la distribution.
- β le paramètre de forme qui est associé à la cinétique du processus observé.
- γ le paramètre de position qui caractérise la probabilité de défaillance d'un dispositif (cas $\gamma > 0$ correspond à des dispositifs dont la probabilité de défaillance est infime jusqu'à un certain âge γ)

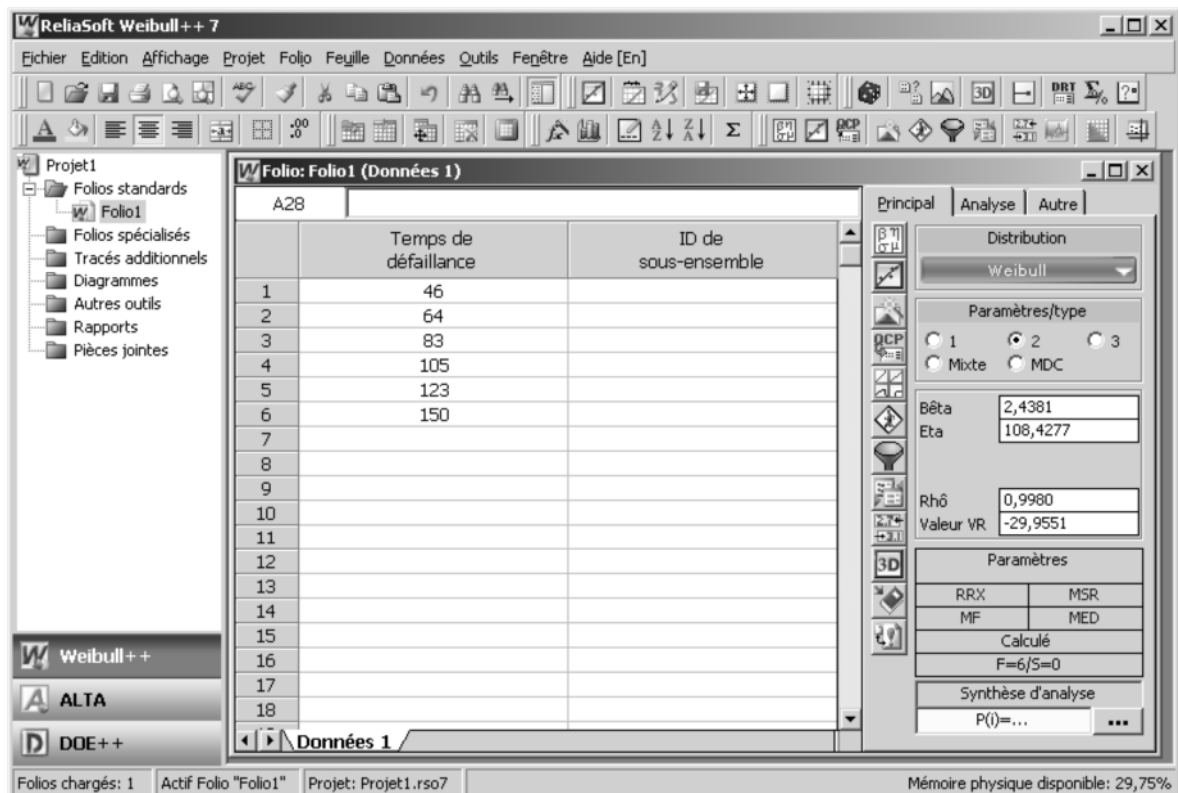
Et pour cela, un logiciel est bien conçu pour réaliser cette estimation en laps du temps, par l'insertion des TBF qui après leur validation, on aura la valeur de η et β avec $\gamma = 0$ (On travaille avec 2 paramètres), la droite du papier weibull ainsi les courbes de $R(t)$ et $\lambda(t)$, La première page qui va nous apparaître en ouvrant le logiciel.



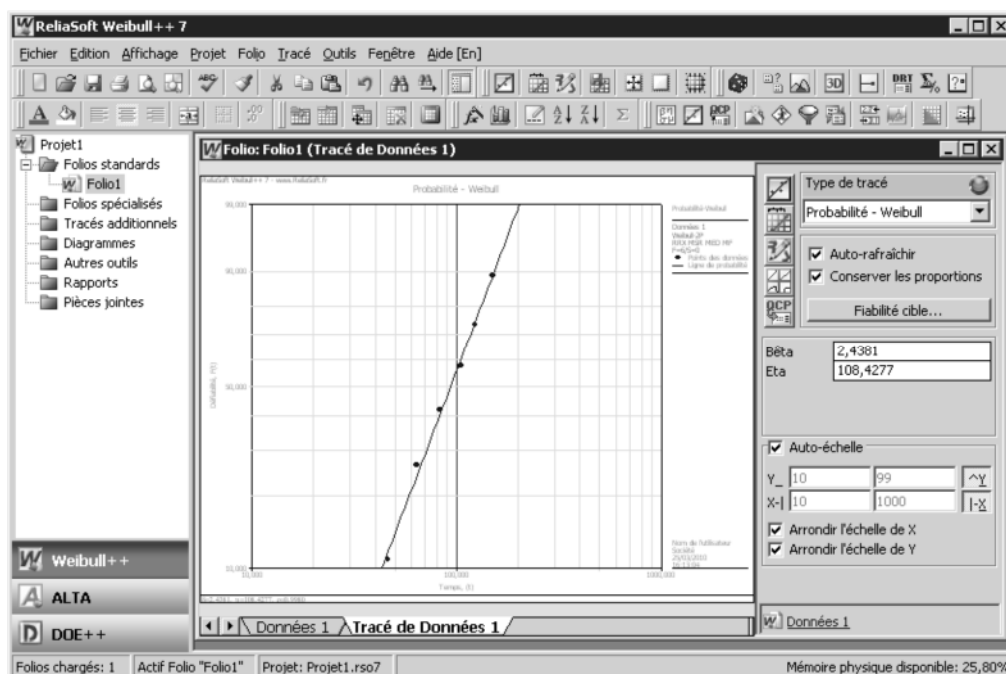
Sélectionnez **Nouveau** à partir du menu Fichier ou en cliquant sur l'icône **Nouveau**



Une page comme la suivante nous apparaît;



Après l'insertion des TBF, il nous reste juste de **Valider** les valeurs puis cliquer sur les icones disposées verticalement à droite du tableau pour avoir les valeurs η , β tout en cochant la case numéro 2 de l'icone des paramètres pour avoir $\gamma = 0$ (le travail se fait en 2 dimensions) et la droite sur la papier appelé papier Weibull.

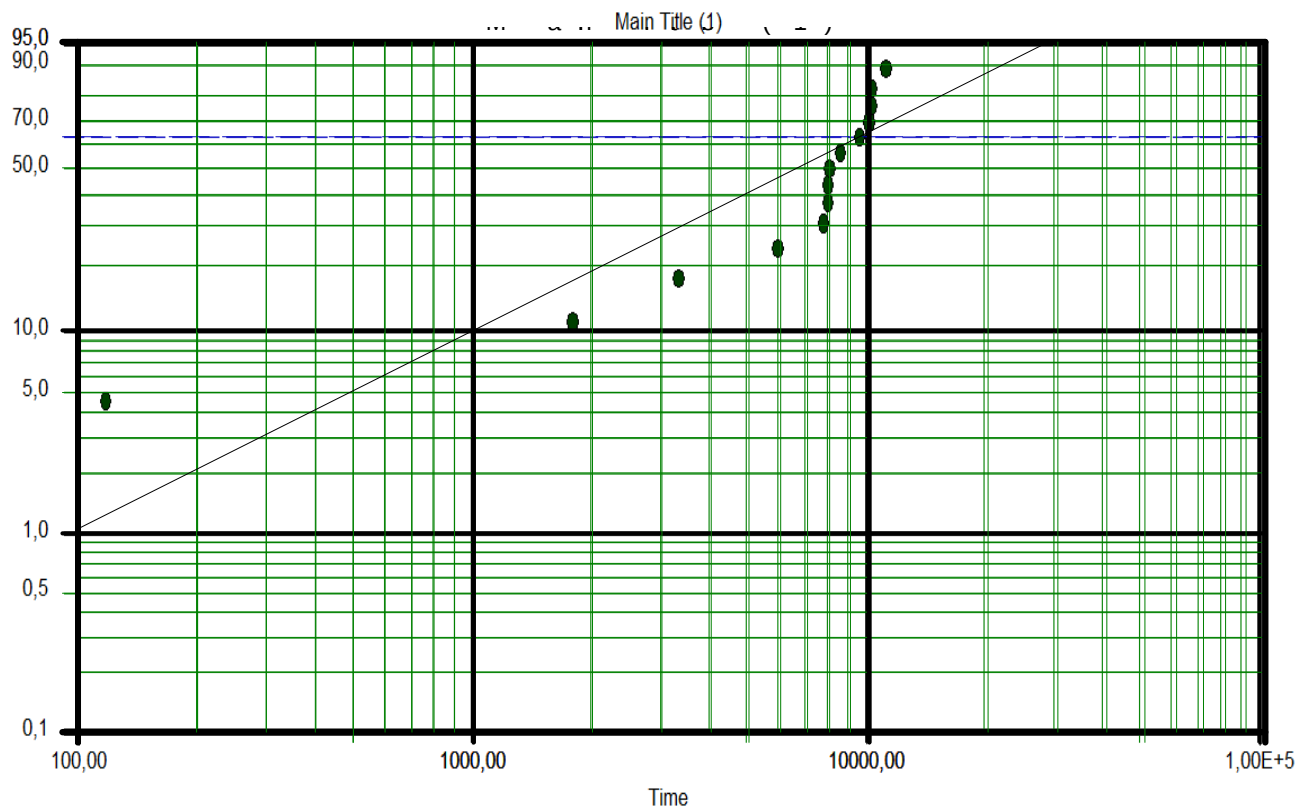


Dans le cas pratique nous avons le tableau des TBF suivant;

Date	Interventions	Cumule	TBF
22/01/1986	C.I Inspection du Combustion	9684	9690
14/12/1987	C.I	19374	1811
04/04/1989	HGPI Hot Gaz Parth Inspection	21185	16477
11/11/1991	MI	37662	8158
28/05/1993	CI	45820	10378
27/06/1996	HGPI	56198	8078
09/04/1998	CI	64276	10423
10/01/2001	MI	74699	11342
17/04/2003	CI	86041	10276
04/05/2005	HGPI Inspection de la veine des gaz	96317	8639
01/01/2008	MI	104956	6017
06/06/2009	CI	110973	118
01/07/2010	HGPI	111091	8079
02/09/2012	CI	119170	3352
09/05/2013	CI	122522	7842
07/05/2014	CI	130364	12934
12/11/2015	MI Révision générale	143298	9132
		152430	

Tableau II.1(1) : Historique des interventions de la turbine à Gaz MS5002C

Après insertions des TBF dans le logiciel Weibull ++, nous avons pu avoir les points suivant sur le papier Weibull.



avec :

$$\begin{cases} \beta = 1,1080 \\ \eta = 9482,4905 \\ \gamma = 0 \text{ (On travaille avec 2 paramètres)} \end{cases}$$

A partir des données précédentes, nous pouvons procéder au calcul des fonctions $R(t)$, $\lambda(t)$, $f(t)$, $F(t)$ (voir chapitre fiabilité) et représenter leur évolution sur un graphe en fonction du temps.

II.1. La fonction de fiabilité $R(t)$

On remarque que la fonction de fiabilité $R(t)$ diminue et ce qui corrobore avec l'utilisation des dispositifs mécaniques, tant que en utilise ce matériel tant qu'on voit la courbe de la fonction de la fiabilité en décroissance à cause de l'usure, fissuration,...

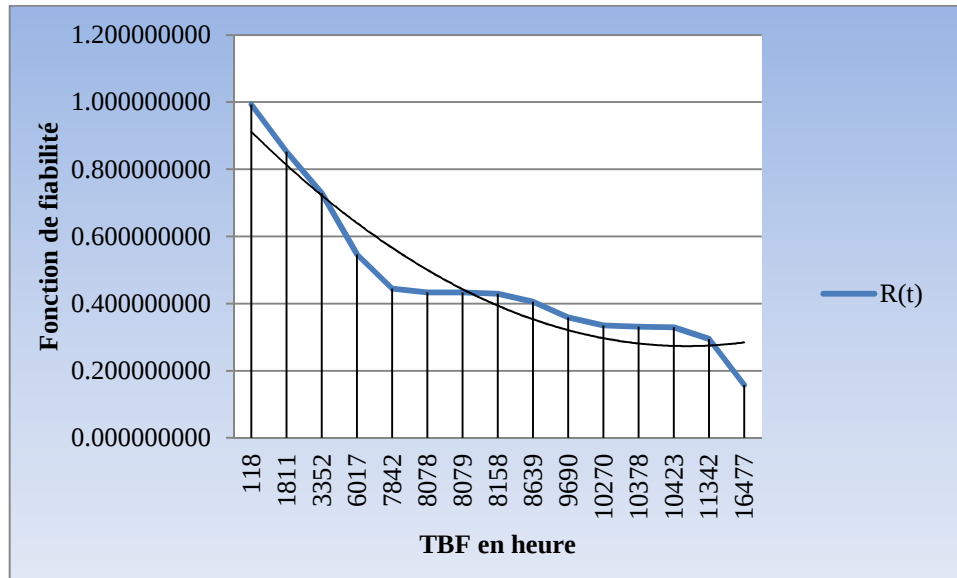


Figure II.5(1) : la fonction de fiabilité $R(t)$.

II.2. La fonction de répartition $F(t)$

On constate que la fonction de répartition $F(t)$ est inversement proportionnelle à la fonction de fiabilité $R(t)$. Par contre, elle est proportionnelle au temps de bon fonctionnement. En augmentant le temps $\Rightarrow$ des pannes $\Rightarrow$ des réparations.

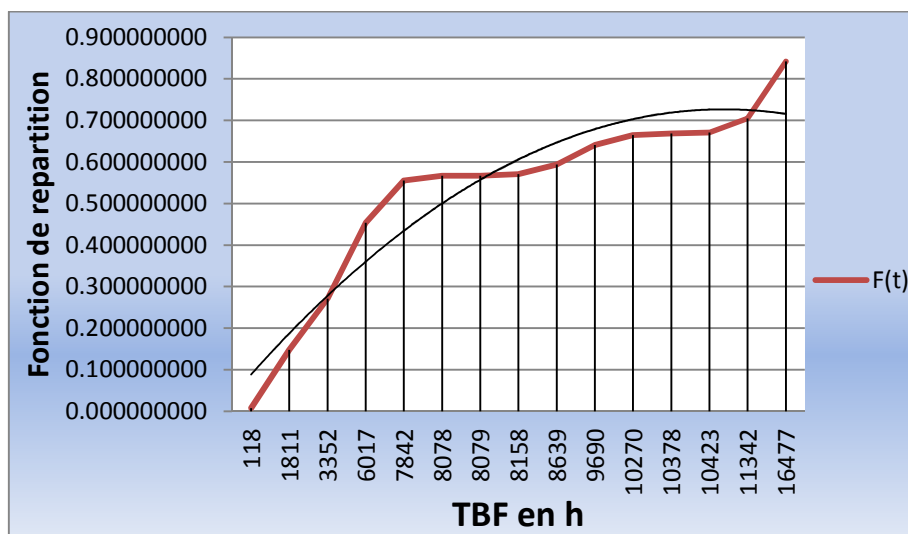


Figure II.6(1) : Courbe de fonction de répartition $F(t)$.

II.3. La densité de défaillance $f(t)$

La fonction $f(t)$ nous permet de voir l'allure de la distribution des défaillances enregistrées, et leur répartition autour des TBF (voir figure ci-dessous).

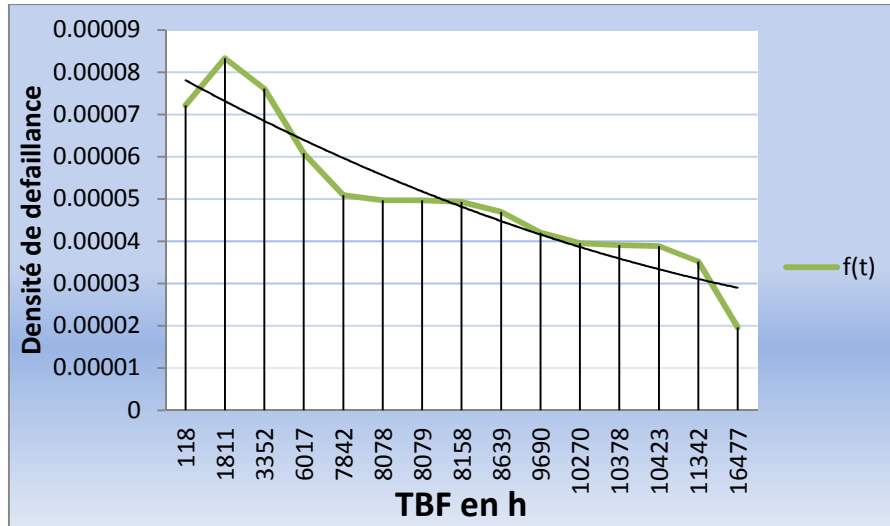


Figure II.7(1) : Courbe de la densité de défaillance $f(t)$.

II.4. Le taux de défaillance $\lambda(t)$

On remarque que le taux de défaillance $\lambda(t)$ n'est pas constant, il est croissant, car il s'agit d'un dispositif mécanique non électrique. Il varie très faiblement durant la période de la maturité de l'équipement c'est-à-dire dans le champ d'application de la loi exponentielle qui repose sur l'hypothèse $\lambda(t) = 0$. (Sur la période adulte de la courbe en baignoire Figure VI.1).

Remarque : $\lambda(t) = \text{Cte} = R(t) = e^{-\lambda(t)}$

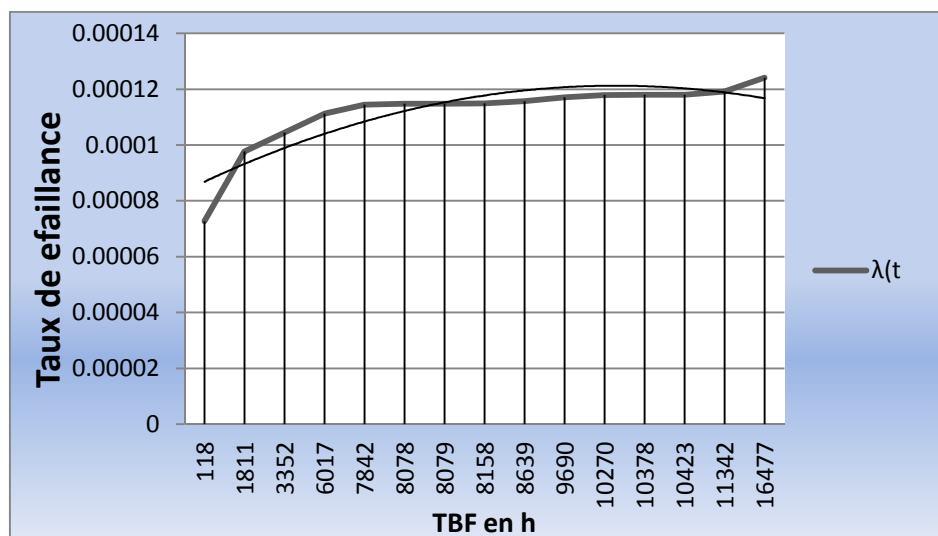


Figure II.8(1) : Courbe de taux de défaillance $\lambda(t)$.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

Le thème qui nous a été proposé est l'estimation de la fiabilité et la gestion des opérations de la maintenance industrielle.

Pour se faire, nous avons reparti le travail en deux parties, qui sont:

➤ La première partie bibliographique où nous avons effectué une recherche exhaustive, sur les turbines à gaz et leurs applications, la description de la turbine à gaz MS5002C, l'étude de maintenance de la turbine à gaz MS5002C, l'étude théorique de la fiabilité et l'ordonnancement de la turbine à gaz, qui est résumé dans le chapitre 2,3,4,5 et la description du site où on a fait notre stage pratique en chapitre 1.

➤ Dans la deuxième partie pratique; nous avons pu estimer la fiabilité, tout en se basant sur le tableau des TBF de la turbine de 1986 jusqu'a 2015, par le calcul des 3 paramètres de la fiabilité avec le logiciel Weibull ++ et dessiner les courbes caractéristiques de $R(t)$, $F(t)$, $f(t)$ et $\lambda(t)$, en premier point.

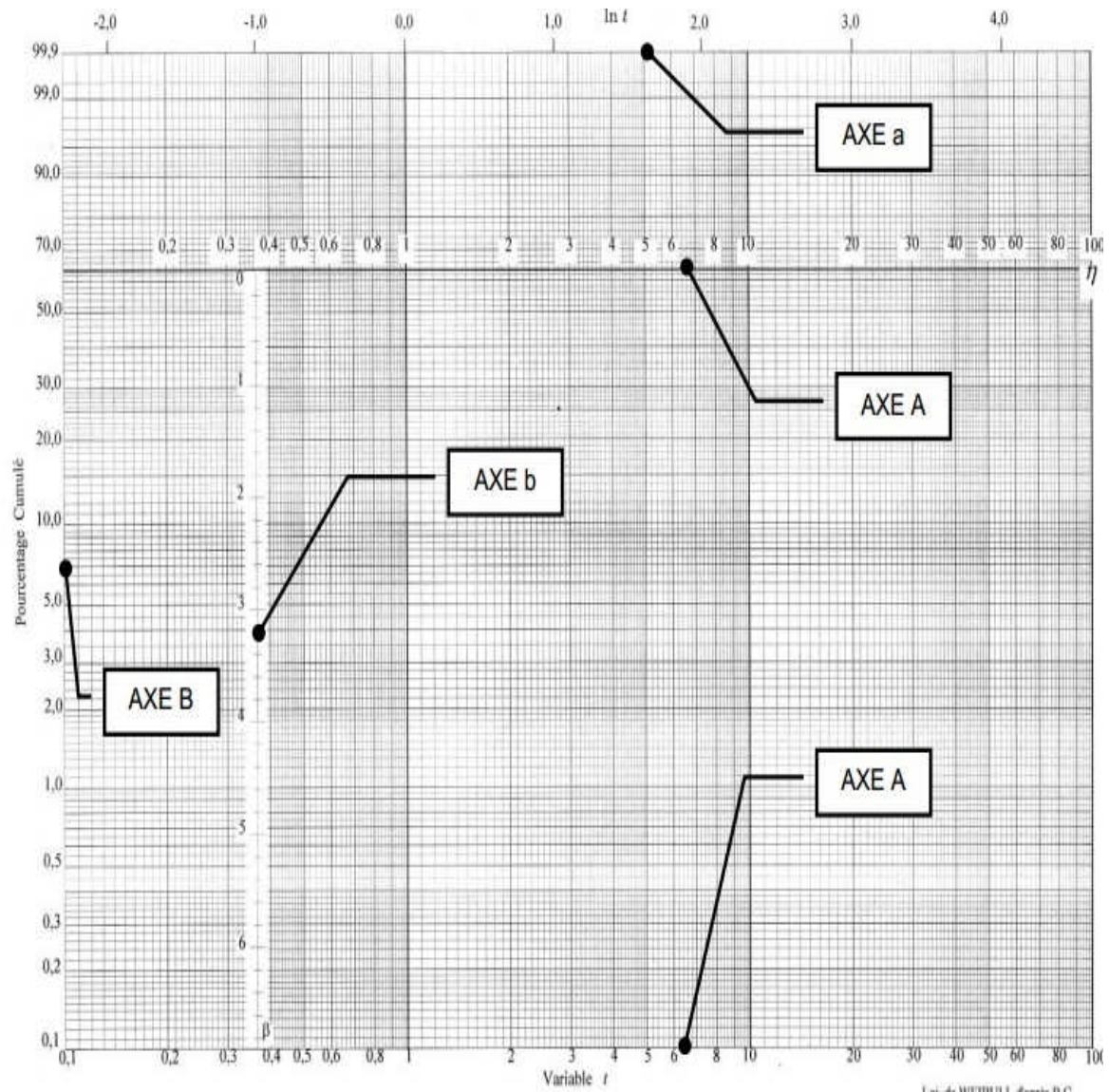
➤ En deuxième point; nous nous sommes intéressé à la gestion des opérations de MI sans prendre compte des ressources humaine et financière.

Deux types de diagramme ont été constitué avec Gantt Project (le diagramme Gantt et le diagramme Pert) dont l'objectif est de déterminer le chemin critique de chaque étapes après avoir représenté en tableau les contraintes d'antériorités de chaque de tache de chacune des trois opérations (Désassemblage, Inspection et Réparation, Réassemblage et La mise en service).

Ce mémoire nous a permis de se familiariser avec plusieurs applications et logiciels de gestion et de planifications des projets à citer Gantt Project, MS Project, Primavera, ainsi que les applications d'estimation de la fiabilité.

Annexe

ANNEXE 1. Le tracé de la droite de Weibull sur son papier



ANNEX 2. Historique des interventions de la turbine à Gaz MS5002C

Date	Interventions	Cumule	TBF
22/01/1986	Inspection de combustion	9684	9690
14/12/1987	Inspection de combustion	19374	1811
04/04/1989	Inspection de la veine des gaz	21185	16477
11/11/1991	Révision générale	37662	8158
28/05/1993	Inspection de combustion	45820	10378
27/06/1996	Inspection de la veine des gaz	56198	8078
09/04/1998	Inspection de combustion	64276	10423
10/01/2001	Révision générale	74699	11342
17/04/2003	Inspection de combustion	86041	10276
04/05/2005	Inspection de la veine des gaz	96317	8639
01/01/2008	Révision générale	194956	6017
06/06/2009	Inspection de combustion	110973	118
01/07/2010	Inspection de la veine des gaz	111091	8079
02/09/2012	Inspection de combustion	119170	3352
09/05/2013	Changement filtre autonetoyant	122522	7842
07/05/2014	Inspection de combustion	130364	12934
12/11/2015	Révision générale	143298	9132
		152430	

ANNEXE 3. Les contraintes d'antériorités de l'opération du désassemblage

Operation de désassemblage		
Tache	Durée (Jour)	Contrainte d'antériorité
Arrête total	46,6	
1	1,4	4
2	1,4	6
3	1,4	6
4	2,2	
5	1,4	14 15
6	2,5	5
7	1,5	2 3
8	7	13
9	1,2	4
10	1	17
11	1,2	1 9
12	1,2	11
13	1,2	12
14	1,3	8
15	1,5	13
16	2	10
17	1,3	7
18	1	19
19	1	16
20	3	18
21	2,5	20
22	1	21
23	0,75	22
24	0,75	22
25	2	23 24
26	1,3	25
27	1,3	26
28	1,3	27

ANNEXE 4. Les contraintes d'antériorités de l'opération d'Inspection

Operation d'Ispection et Nettoyage		
Tache	Durée(Jour)	Contrainte d'antériorité
Arrête total	30	
1	6	
2	3	1
3	6	1
4	3	2
5	2	3
6	1	1
7	2	4
8	7	5 6 7

ANNEXE 5. Contraintes d'antériorités de l'opération du Réassemblage

Operation de Réassemblage		
Tache	Durée (Jour)	Contrainte d'antériorité
Arrête total	47,8	
1	1,3	
2	1,4	1
3	0,5	1
4	1,4	2 3
5	2	2 3
6	0,5	4 5
7	0,5	4 5
8	1	6 7
9	2	8
10	3	9
11	1	1 2
12	1	10
13	1,3	14
14	2,5	19
15	1,4	23
16	1,3	23
17	1	15 16
18	1	17
19	0,4	11
20	1	18
21	1,3	13
22	1,6	26 25
23	1,6	22
24	2	27
25	1,6	21
26	1,6	21
27	1,6	20
28	7	24
29	4	28

ANNEXE 6. Contraintes d'antériorités de l'opération de la mise en service.

Opération des activités de la mise en service		
Tache	Durée(Jour)	Contrainte d'antériorité
Arrête total	9	
1	3	
2	1	1
3	2	2
4	3	3

ANNEXE 7. Distribution de Weibull: valeurs des coefficients A et B en fonction du paramètre de forme β .

β	A	B	β	A	B	β	A	B
0,2	120	1901	1,5	0,9027	0,613	4	0,9064	0,254
0,25	24	199	1,55	0,8966	0,593	4,1	0,9077	0,249
0,3	9,2625	50,08	1,6	0,8942	0,574	4,2	0,9086	0,244
0,35	5,291	19,98	1,65	0,8922	0,556	4,3	0,9012	0,239
0,4	3,3234	10,44	1,7	0,8906	0,54	4,4	0,9146	0,235
0,45	2,4686	6,46	1,75	0,8893	0,525	4,5	0,9125	0,23
0,5	2	4,47	1,8	0,8893	0,511	4,6	0,9137	0,228
0,55	1,7024	3,35	1,85	0,8882	0,498	4,7	0,9149	0,222
0,6	1,546	2,65	1,9	0,8874	0,486	4,8	0,916	0,218
0,65	1,3663	2,18	1,95	0,8867	0,474	4,9	0,9171	0,214
0,7	1,2638	1,85	2	0,8862	0,463	5	0,9162	0,21
0,75	1,1906	1,61	2,1	0,8857	0,443	5,1	0,9192	0,207
0,8	1,133	1,43	2,2	0,8856	0,425	5,2	0,9202	0,203
0,85	1,088	1,29	2,3	0,8859	0,409	5,3	0,9213	0,2
0,9	1,0522	1,17	2,4	0,8865	0,393	5,4	0,9222	0,197
0,95	1,0234	1,08	2,5	0,8873	0,38	5,5	0,9232	0,194
1	1	1	2,6	0,8882	0,367	5,6	0,9241	0,191
1,05	0,9803	0,934	2,7	0,8893	0,355	5,7	0,9251	0,186
1,1	0,9649	0,878	2,8	0,8905	0,344	5,8	0,926	0,185
1,15	0,9517	0,83	2,9	0,8919	0,334	5,9	0,9269	0,183
1,2	0,9407	0,787	3	0,893	0,316	6	0,9277	0,18
1,25	0,9314	0,75	3,1	0,8943	0,325	6,1	0,9266	0,177
1,3	0,9236	0,716	3,2	0,8957	0,307	6,2	0,9294	0,175
1,35	0,9217	0,667	3,3	0,897	0,299	6,3	0,9302	0,172
1,4	0,9114	0,66	3,4	0,8984	0,292	6,4	0,931	0,17
1,45	0,9067	0,635	3,5	0,8997	0,285	6,5	0,9316	0,168
1,5	0,9027	0,613	3,6	0,9011	0,278	6,6	0,9325	0,166
1,55	0,8994	0,593	3,7	0,9025	0,272	6,7	0,9335	0,163

ANNEXE 8. Les résultats de calculs de fiabilité

ordre	TBF	R(t)	F(t)	f(t)	$\lambda(t)$
1	118	0,992281485	0,007718515	7,21951E-05	7,27567E-05
2	1811	0,852387343	0,147612657	8,32917E-05	9,77158E-05
3	3352	0,729102032	0,270897968	7,61432E-05	0,000104434
4	6017	0,546555334	0,453444666	6,08019E-05	0,000111246
5	7842	0,444766896	0,555233104	5,09144E-05	0,000114474
6	8078	0,432893126	0,567106874	4,97141E-05	0,000114841
7	8079	0,432843415	0,567156585	4,9709E-05	0,000114843
8	8158	0,428932114	0,571067886	4,93116E-05	0,000114964
9	8639	0,405786867	0,594213133	4,69403E-05	0,000115677
10	9690	0,359056573	0,640943427	4,20529E-05	0,00011712
11	10270	0,335403520	0,664596480	3,953E-05	0,000117858
12	10378	0,331158948	0,668841052	3,90739E-05	0,000117991
13	10423	0,329404875	0,670595125	3,88851E-05	0,000118046
14	11342	0,295390855	0,704609145	3,51895E-05	0,000119129
15	16477	0,158109534	0,841890466	1,96106E-05	0,000124032

Bibliographie

- [1] Rapport d'activité de la direction d'exploitation, région TFT Ain amenas.
- [2] SONTRACH, Documentation interne du l'organisation TFT.
- [3] G.Danieus, « Energétique et turbomachine (69 /IGM)».
- [4] Document de l'entreprise, "Manuel d'utilisation de la turbine à gaz MS 5002C», NuovoPignone, Florence, 1999.
- [5] JAN Krysinki Turbomachine (Théorie générale). (1994).
- [7] Yves LORANCHET Mise en œuvre des turbines à gaz dans l'industrie.
- [8] GIRAUD- et -Joël SILET Turbines à gaz aéronautiques et terrestres Max
- [9] LOUNES Nabila, « Amélioration des performances de la turbine MS5002C par refroidissement de l'air à l'entrée du compresseur ». Mémoire de fin d'étude, Université Mouloud Mammeri de Tazi Ouzou 2013.
- [10] BOUHAM Abdallah « Amélioration des performances des turbine à gaz utilisées dans l'industrie des hydrocarbures par l'injection de vapeur d'eau à l'amont de la chambre de Combustion. » Thèse de doctorat, université M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES 2009.
- [11] GE Oil and Gas, Heavy Duty Gas Turbine, Introduand General Overview 2013.
- [12] François Monchy 345 «Maintenance méthode et organisation» - Paris- 2003
- [13] « Description de la turbine à gaz MS5002C» Centre de développement et d'application des techniques pétrolières et gazières NAPHTOGAZ – HMD – 2001
- [14] Manuel de maintenance de la turbine à gaz MS 5002C. Nuovo pignone – Florence 1999.
- [15] Document de l'entreprise, - NAPHTOGAZ – HMD

[17] Fiabilité, maintenance et risque, David Smith, (traduit de l'anglais par la promotion 2006 du Master MTC₂M sous la direction de Daniel Gouadec).

[18] Daniel Roux et Daniel Dupont Edmond maurel, - mars 1977.