REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Electromécanique
Spécialité : Mécatronique

Etude de fiabilité d'une turbine à gaz MS5002C

Présenté par

GASMI Djaafar

GUENDOUZ Yasser

Dirigé par

Dr GUEMANA Mouloud

Promotion 2019

Dédicaces

Nous dédions ce travail modeste à nos ***parents*** *bien-aimés afin qu'ils puissent être fiers de nous et de notre dur labeur au cours des années qui s'achèvent glorieusement, car ce n'est qu'avec leur amour et leur soutien que nous avons réussi jusqu'à présent.*

Sans oublier bien sûr nos ***frères*** *et* ***sœurs*** *bien-aimés,* ***membres de la famille*** *et* ***amis proches*** *qui nous ont accompagnés tout aussi souvent*

Et le dernier mais non le moindre, la fondation et notre travail et nos efforts, notre cher conseiller et guide: ***Guemana Mouloud****, qui nous a aidés tout au long du travail et nous a permis de terminer notre parcours universitaire ainsi que tous les autres* ***enseignants*** *et* ***personnels de société sonatrach****.*

Gasmi- Guendouz

Remerciement

Nous remercions avant tout, **Allah** le tout puissant, pour nous avoir permis deprésenter ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer nos vifs Remerciements à : Notre promoteur **Dr GUEMANA MOULOUD** pour ca conseils, leur assistance, leur suiviste leur soutiens, pour nous avoir longuement soutenu et aidé sans relâchenonobstant son tache journalièresans répit.

Nous adressions aussi nos remercîment à tous les enseignants de l'université, et surtout nos professeurs durant notre cursus, pour la connaissance que vous avez toujours su nous transmettre et pour votre disponibilité dans la réalisationde ce travail.Notre bonheur est d'avoir été vos étudiants et permettez-nous de le rester.

Nos vifs remerciements à nos chers parents qui rêvaient de nous voire le piedà l'étrier sans oublier nos collègues qui par leur suggestions et leur attitude à la fois pleine d'humour et de sérieux ont énormément facilité notre travail.

Espérant à la fin Je tiens également à adresser mes remerciements aux membres du jury que notre travail va satisfaire tout enacceptent leur évaluation qui nous fait plaisir.

ملخص

إن لتوربينات الغاز أدوار جد مهمة في الصناعة الهيدروكربونية لإنتاج الطاقة. ومع ذلك ، هذه الآلات تخضع لآليات الضرر الكلي.من خلال هذا العمل نقترح تحديد نهج لإجراءات الصيانة لهاته الآلات علي أساس القدرة و الموثوقية وضمان توافرها من أجل الإنتاج.مع المحافظة على المحيط و السلامة من خلال التكاليف المثلى .

الكلمات المفتاحية: الصيانة, تحليل القدرة و الموثوقية, التوافر, توربينات الغاز.

Résumé

Les turbines à gaz dont des rôles très importantes dans l'industrie des hydrocarbures pour produire de l'énergie. Néanmoins ces machines sont soumises à des mécanismes de dégradations major. Dans ce travail nous proposons de déterminer une approche de planification des actions de maintenance à base de modèle fiabiliste et d'assurer leur disponibilité pour la production avec une préservation de l'environnement et la sécurité par des coûts optimaux.

Mots clés : Maintenance, analyse de fiabilité, disponibilité, turbine à gaz

Abstract

Gas turbines with very important roles in the hydrocarbonindustry to produce energy. Nevertheless these machines are subject to majordegradations mechanisms.In this work we propose to determine a planning approach ofmaintenance actions based on reliability model and to ensuretheir availability for production with environmentalpreservation and safety by optimal costs.

Keywords: maintenance, reliability analysis, availability, gas turbine

Table des matières

Dédicaces

Remerciement

Résumé

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des symboles

Liste des abréviations

Introduction générale 1

Chapitre I : Présentation du lieu de stage 3

I.1 Présentation de la région de HASSI R'MEL 4

I.1.1 Situation géographique 4

I.1.2 Développement du champ de HASSI R' MEL 5

I.1.3 Exploitation et développement du champ de HASSI R' MEL 5

I.1.3.1 Zone Centre 5

I.1.3.1.1 Centre de Stockage et Transfert (CSTF) 6

I.1.3.1.2 Centre National de Dispatching Gaz CNDG 6

I.1.3.2 Zone Nord 6

I.1.3.2.1 Module (3) 6

I.1.3.2.2 Station de compression Nord 6

I.1.3.3 Zone Sud 6

I.1.3.3.1 Module (2) 6
I.1.3.3.2 Station de compression Sud 6
I.1.3.3.3 Station de Récupération des Gaz Associés SRGA 7
I.2 Station de compression 7
I.2.1 Présentation de la station de réinjection 7
I.2.2 Objectifs de la réinjection du gaz 8
I.2.3 Caractéristiques thermodynamiques du gaz 9
I.2.4 Composition chimique du gaz 9
I.2.5 Capacité de la station 10
I.3 Procès de la station de réinjection 10
I.3.1 Gaz réinjecté 10
I.3.2 Fuel gaz 13
I.3.3 Gaz services auxiliaires 15
I.3.4 Récupération des liquides 15
I.3.5 Refroidissement du gaz 16
Chapitre II : Généralité sur les turbines à gaz 18
II.1 Introduction 19
II.2 Définition 19
II.3 Historique de la turbine à gaz 19
II.4 Classification des turbines à gaz 20
II.4.1 Turbine mono-arbre 21
II.4.2 Turbine bi-arbre 21
II.5 Appellation des turbines à gaz GE 21
II.6 Avantages et inconvénients des turbines à gaz 22

II.6.1 Avantages 22
II.6.2 Inconvénients 22
II.7 Problèmes majeurs rencontrés dans les turbines à gaz 23
II.8 Turbine à gaz MS 5002C 23
II.8.1 Généralité 23
II.8.2 Caractéristiques de la turbine à gaz MS 5002C 24
II.8.3 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz MS5OO2 C 26
II.8.4 Les différentes sections principales de la turbine à gaz MS 5002C 27
II.8.4.1 Aspiration 27
II.8.4.2 Compresseur axial 27
II.8.4.3 Section de combustion 28
II.8.4.4 Section turbine 29
II.8.4.5 Echappement 30
II.8.5 Auxiliaire du turbo compresseur 30
II.8.5.1 Système de lancement 30
II.8.5.2 Réducteur des auxiliaires 31
II.8.5.3 Système d'air d'étanchéité et de refroidissement 31
II.8.6 Instrumentation 32
II.8.7 Les différents systèmes des huiles 33
II.8.7.1 Système de l'huile de graissage 33
❖ Pompes d'huile de graissage 34
➢ Les pompes auxiliaires 34
➢ Les pompes mécaniques 34
➢ Pompe de secours 34

- Pompe de Vireur (ou de virage) 34

II.8.7.2 Système de l'huile hydraulique 35

II.8.7.3 Système de l'huile d'arrêt (ou de commande, ou de déclanchement) 35

II.8.8 Les paliers 35

II.9 Conclusion 36

Chapitre Ⅲ ：Maintenance de turbine à gaz MS5002C 37

Ⅲ.1 Introduction 38

Ⅲ.2 Définition de La maintenance 38

Ⅲ.3 But de la maintenance 38

Ⅲ.4 Les phénomènes précurseurs de pannes 39

Ⅲ.5 Les différents types de maintenance 39

- La maintenance préventive 40
- La maintenance corrective 40

Ⅲ.5.1 Maintenance corrective (curative) 40

- Selon AFNOR 40
  - Les dépannages 40
  - Les réparations 41

Ⅲ.5.1.1 Avantage et inconvénients de la maintenance corrective 41

Ⅲ.5.2 Maintenance préventive 41

Ⅲ.5.2.1 But de la maintenance préventive 41

Ⅲ.5.2.2 Différentes formes de maintenance préventive 42

- Maintenance préventive systématique 42
- Maintenance préventive conditionnelle 42

Ⅲ.5.2.3 Avantages et inconvénients de la maintenance préventive 43

Ⅲ.5.2.4 Choix d'une méthode de maintenance 43

Ⅲ.6 Maintenance appliquée sur les turbines à gaz MS 5002c 43

Ⅲ.6.1 Généralités 43

Ⅲ.6.2 Maintenance conditionnelle (inspection en fonctionnement) 44

Ⅲ.6.3 Maintenance systématique (les inspections à l'arrêt) 45

Ⅲ.6.4 Inspections du système de combustion (combustion inspection CI) 46

Ⅲ.6.5 Inspections du parcours des gaz chauds 46

Ⅲ.6.6 Inspection majeur (major inspection MI) 47

Ⅲ.6.6.1 Procédure d'une révision générale 47

- ❖ Préparation 47
- ❖ Démontage 48
- ➢ Paliers 48

Ⅲ.6.6.2 Réparation des pièces endommagées préparation pour le remontage 48

- ❖ Remontage 49

Ⅲ.6.7 Inspection des systèmes de commande et de protection 49

Ⅲ.6.8 Teste de démarrage et essais 49

Ⅲ.7 Maintenance d'amélioration 50

Ⅲ.7.1 Exemples des pièces changées 50

Ⅲ.7.2 Les cycles des révisions 51

Ⅲ.7.3 Durées des interventions 51

Ⅲ.7.4 Facteurs influençant la durée de vie des pièces 51

- ❖ Type de combustible 51

- ❖ Nombre de démarrages....52
- ❖ Pourcentage de charge....52

Ⅲ.8 Conclusion....53

Chapitre Ⅳ : Etude de fiabilité d'une turbine à gaz MS5002C....54

Ⅳ.1.1 Introduction....55

Ⅳ.1.2 Définition....55

Ⅳ.1.3 Objectifs de la fiabilité....55

Ⅳ.1.4 Définitions et notations....56

- ➢ MTA....56
- ➢ MTBF....56
- ➢ MTTF....56
- ➢ MTTR....56
- ➢ Retour d'expérience....56

Ⅳ.1.5 Rappels de statistiques....56

- ❖ Variable aléatoire, lois de probabilité....56
- ➢ Notion de Variable aléatoire :....56
- ➢ Fiabilité :....57
- ➢ Fonction de répartitions :....57
- ➢ Densité de probabilité :....57
- ➢ Taux de défaillance :....57

Ⅳ.1.6 Principales lois utilisées....58

- ➢ La loi exponentielle....58
- ➢ La loi de WEIBULL....58

- La loi normale 59
- La loi log-normale (ou loi de GALTON).....59

IV.2 Calcul de fiabilité de la turbine MS 5002C 59

IV.2.1 Histogramme.....62

IV.2.2 Calcule de Fiabilité.....62

IV.2.3 Calcule de Fonction de répartitions.....62

IV.2.4 Calcule le Taux de défaillance.....63

IV.2.5 Test d'adéquation.....65

IV.2.5.1 Fiabilité de la turbine à gaz pour t=5869 h 66

IV.2.6 Conclusion 66

Chapitre V :Sécurité de la turbine MS5002C.....67

V.1 Introduction.....68

V.2 Définition de la sécurité.....68

V.3 Système de commande de combustible 68

V.4 Systèmes de contrôle et de protection.....69

V.4.1 Systèmes de contrôle.....69

V.4.1.1 Système de contrôle du fuel 70

V.4.1.2 Système de contrôle de la directrice du premier étage 70

V.4.1.3 Système de contrôle de la température 70

V.4.2 Systèmes de protection 70

V.4.2.1 Système de protection de survitesse.....70

- Le système de protection primaire 71
- Le système de protection secondaire.....72

- Ensemble masse de survitesse 73
- Mécanisme de déclenchement de survitesse 74

V.4.2.2 Système de protection de dépassement de température 76

V.4.2.3 Système de protection et de détection des vibrations 76

V.4.2.4 Système de protection et de détection de flamme 76

V.4.2.5 Système de protection contre les pulsations au démarrage et à l'arrêt 77

V.4.3 Dispositif d'anti-pompage 77

Conclusion générale 78

Recommandations et perspectives 80

Références bibliographiques 81

Annex 84

Liste des figures

Figure I. 1: Situation géographique de HASSI R'MEL 4
Figure I. 2: répartition des installations gazières 7
Figure I. 3:station de compression 8
Figure I. 4: Organigramme cycle d'exploitation du gaz 8
Figure I. 5:séparateurs entrée station 11
Figure I. 6:schéma de procès 11
Figure I. 7: Schéma compression BP 12
Figure I. 8: Schéma compression HP 13
Figure I. 9: Schéma poste 1 fuel gaz 14
Figure I. 10: Filtre gaz aspiration machine 14
Figure I. 11: gaz des services auxiliaires 15
Figure I. 12: régulation niveau du séparateur 16
Figure I. 13: composante principales d'un aero-réfrigérant 17
Figure I. 14 : différents types de transferts de chaleur 17
Figure II. 1 : Classification des turbines à gaz…… 20
Figure II. 2 : Schéma de la turbine à un seul arbre…….....21
Figure II. 3 : Schéma de la turbine bi-arbre……...21
Figure II. 4 : Méthode d'appellation des turbines à gaz…….22
Figure II. 5 : Usure des ailettes d'une TG..……..23
Figure II. 6 : Schéma de la turbine à gaz MS 5002c.....24
Figure II. 7 : Turbine à gaz MS 5002C.....27
Figure II. 8 : Une chambre de combustion.....29
Figure II. 9 : Section compresseur axial et la roue HP.....30
Figure II. 10 : La roue BP.....30
Figure II. 11 : Circuit d'air d'étanchéité et de refroidissement.....32
Figure II. 12 : Bougie d'allumage et le détecteur de vibration.....32

Figure II. 13 : Electrovanne, fin de course et pressostat.....33
Figure II. 14 : Servovalve,détecteur de flamme et différentiel variable linéaire.....33
Figure III. 1 : Les différents types de maintenance.....40
Figure III. 2 : Influence des démarrages **Figure III. 3 :** Influence de la charge.....52
Figure IV. 1 : Relation entre les différentes grandeurs caractérisant la fiabilité.....55
Figure IV. 2 : Histogramme de panne par temps.....61
Figure IV. 3 : La fonction fiabilité par temps.....62
Figure IV. 4 : La fonction de répartition p.ar temps.....63
Figure IV. 5 : Taux de défaillance instantané par Temps.....63
Figure V. 1 : système de commande de combustible.....68
Figure V. 2 : Système électronique de déclanchement (HP).....71
Figure V. 3 : Système électronique de déclanchement (LP).....71
Figure V. 4 : position de mécanisme de déclanchement.....72
Figure V. 5 : Ensemble masses de survitesse.....73
Figure V. 6 : l'influence des forces centrifuges à la masse de survitesse.....73
Figure V. 7 : Mécanisme de déclenchement de survitesse.....74

Liste des tableaux

Tableau I. 1: Les installations gazières centre 5
Tableau I. 2: Caractéristiques thermodynamique du gaz..... 9
Tableau I. 3: Composition chimique du gaz 9
Tableau I. 4: Capacité de la station.....10
Tableau II. 1 : Les différant paliers de la turbine……..36
Tableau III. 1 : les paramètres importants à contrôler.....45
Tableau III. 2 : Cycles des révisions.....51
Tableau IV. 1 : Relation entre F (t), R (t), f (t) et λ(t).....57
Tableau IV. 2 : Principales lois de survie……58
Tableau IV. 3 : le temps de bon fonctionnement de la turbine MS5002c……..59
Tableau IV. 4 : Nombre de panne (défaillance) par classe…….60
Tableau IV. 5 : Tableau de calcule…….62
Tableau IV. 6 : Tableau résume la fonction théorique de répartition et la déférence entre la fonction théorique et statique de répartition……...……..65

Liste des symboles

N Etant le nombre de pannes.

T Etant l'intervalle de temps correspondant.

ni Nombre de survivants en début de classe.

λi Taux de défaillance [défaillant/heur].

Ne Nombre de défaillance par classe.

Δt Etant l'intervalle de temps observé.

α Risque d'erreur.

σ écart type [h].

V la variance.

R(t) Fonction de fiabilité.

F(t) Fonction de répartitions.

Les abréviations

LCV La vanne de régulation du niveau (Level Control Valve)

LSHH Alarme pour haut niveau de liquide (Level Swith High-High)

PSV Soupape de sécurité (Pressure Safety Valve)

FIC La vanne de régulation anti-pompage

IGV Des aubes de la directrice variable (Inlet Guide Vanes)

VA Variable Aléatoire

MTA Temps moyen pendant lequel le système est indisponible

MTBF Temps moyen entre deux défaillances (Mean Time Between Failure)

MTTF Temps moyen de bon fonctionnement avant la première défaillance

(Mean Time To Failure)

MTTR Moyenne des temps techniques de réparation (Mean Tine To Repair)

TBFi Temps de Bonne Fonctionnement

SRV La vanne Arrêt –Détente (Stop/Speed Ratio Valve)

GCV La vanne de contrôle du combustible (Gas Control Valve)

CRT Tube cathartique (Cathode Ray Tube)

Introduction générale

Le monde de l'industrie dispose des machines et d'installations de plus en plus performantes et complexes. Les exigences de haute sécurité, la réduction des coûts d'exploitation et la maitrise de la disponibilité en équipements donnent à la maintenance des systèmes un rôle prépondérant. Elle doit permettre de n'intervenir qu'en présence d'éléments défectueux, de minimiser le temps de réparation, et de fournir un diagnostic fiable et facilement interprétable malgré la complexité des équipements.

Dans notre pays, l'industrie du pétrole utilise essentiellement les turbines à gaz pour produire l'énergie électrique dans les centrales, ainsi elles sont utilisées dans le domaine de transport et de la réinjection du gaz, ce qui donne à la turbine à gaz une importance dans l'économie nationale.

Objet de notre mémoire de fin d'études est amélioration de la disponibilité des matériels et sécurité des personnes pour celas 'intéresse à l'étude de fiabilité de turbine à gaz, type MS 5002C utilisée à station de HASSI R'MEL. Nous subdivisons notre Mémoire en cinq parties développées sous forme de chapitre :

Le premier chapitre intitulé : " Présentation du lieu du stage ", dans ce chapitre, nous avons relaté historique, développement, organisation de la direction régionale de HASSI R'MEL et Procédés de traitement du gaz.

Au deuxième chapitre intitulé : "Généralité sur les turbines à gaz", nous avons donné un aperçu général sur les caractéristiques de la turbine à gaz en général et sur la MS 5002C en particulier. On donne dans ce chapitre le principe de fonctionnement ainsi que les différents éléments constitutifs d'une turbine à gaz et Système auxiliaires de la turbine.

Le troisième chapitre : " Maintenance de turbine à gaz MS5002C", nous avons abordé les différents types de maintenance appliquée à la turbine à gaz (systématique et conditionnelle).

Le quatrième chapitre : " Etude de Fiabilité de turbine à gaz MS 5002C", dans ce chapitre, nous avons établi d'un modèle fiabiliste basé sur l'historique de la turbine étudiée.

Cinquième chapitre : " Sécurité de la turbine MS5002C », qui permet de connaitre les déférents systèmes de sécurité utilisés sur notre turbine pour améliorer leur sûreté de fonctionnement.

Chapitre I

Présentation du lieu de stage

I.1 Présentation de la région de HASSI R'MEL

I.1.1 Situation géographique

La région de HASSI R'MEL est un site gazier très vaste, c'est le plus important en Algérie, il est situé à 525Km au sud d'Alger entre la ville de Ghardaïa et Laghouat à une altitude moyenne de 760m. Ce gisement gazier s'étend sur 70KM du Nord au Sud et 50KM de l'Est à l'Ouest ce qui donne une superficie de 3500 km^2, c'est un gisement de gaz brut riche en condensât et un anneau d'huile sur la périphérie Est.

Le climat est caractérisé par une faible pluviométrie (140 mm/An), vents dominants sont de direction Nord-Ouest pouvant atteindre la vitesse de100Km/h. Le paysage de cette région est constitué d'un vaste plateau rocailleux, sont climat est caractérisé par une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver, les variations de températures sont de -5°C en hiver et 45°c en été.[2]

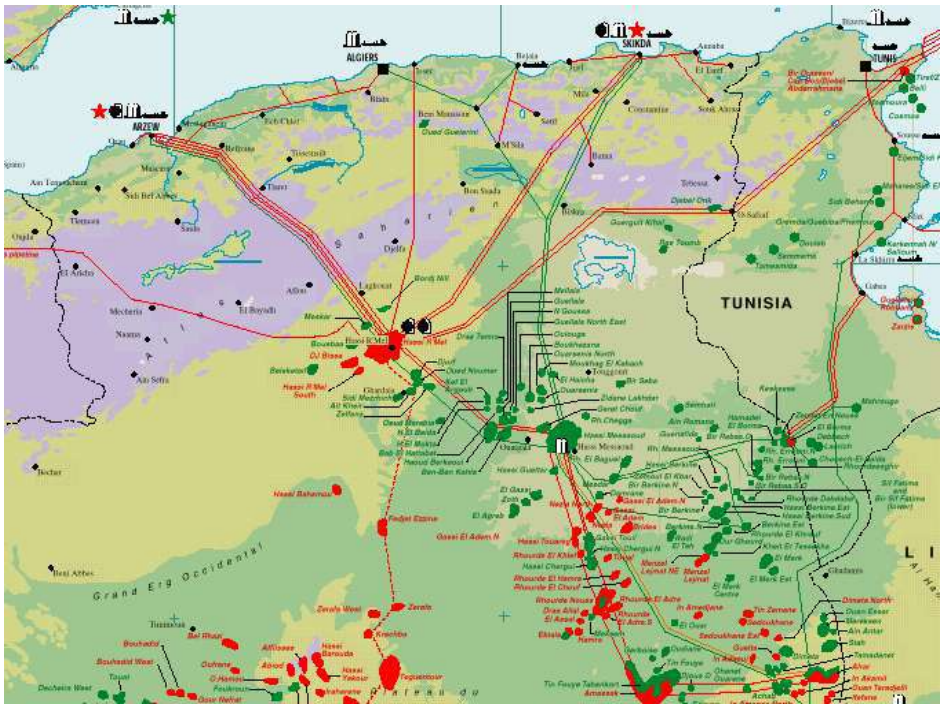


Figure I. 1: Situation géographique de HASSI R'MEL

I.1.2 Développement du champ de HASSI R'MEL

Le développement du champ de HASSI R'MEL, s'est trouvé étroitement lié au développement de l'industrie du gaz dans le monde et les importantes réserves recelées par ce gisement, ont constitué un atout important pour lancer une politique d'industrie gazière d'envergure pour le pays.

La nature et l'homogénéité du réservoir HR ont conduit au choix d'un modèle de développement qui un schéma d'exploitation comportant 3 zones de production (Nord, Centre, Sud) et deux zones de réinsertion (Nord, Sud).

De 1975 à 1980, faisant suite au plan directeur de développement, les modules 1, 2, 3, 4 ont été additionnés à l'ancien module CTG (module 0) qui permet de récupérer les hydrocarbures (Condensât+ GPL) des gaz bruts.

Tous les produits du gaz sont transportés vers les points de ventes par gazoduc possédant 10% des réserves mondiales en gaz naturel, l'Algérie se place en 4ème place rang international. Plus de la moitié de ces réserves, l'équivalent de 2800 milliards de m^3 est concentré dans le réservoir de HR. [1]

I.1.3 Exploitation et développement du champ de HASSI R'MEL

La forme géométrique, la nature de l'effluent et l'homogénéité du réservoir de champ HR ont conduit au choix d'un schéma d'exploitation alterné comportant trois zones de productions (Nord, Centre et Sud). [2]

I.1.3.1 Zone Centre

Elle comporte 03 modules (0, 1,4) une phase B (commune) et un centre de stockage et de transfert des fluides CSTF. Ces modules sont alimentés par les puits de centre situés au centre.

Produits	Module (0)	Module (1)	Module (4)
Gaz sec (millions m^3/ jour)	30	60	260
GPL(tonnes/ jour)	1300	2400	700
Condensât (tonnes/ jour)	6100	6100	11200

Tableau I. 1: Les installations gazières centre

I.1.3.1.1 Centre de Stockage et Transfert (CSTF)

Il est conçu pour le stockage condensât et le GPL produits par tous les modules de traitement, à ce stade, ils sont débarrassés des éventuelles quantités d'eau résiduelles et comptabilisés avant d'être expédiés vers ARZEW. ILcomprend:

- Trois bacs de 35000 m^3 et quatre autres de 45000 m^3, pour le stockage du condensât.
- Douze sphères de 7000 m^3 chacune, pour le stockage du GPL. [2]

I.1.3.1.2 Centre National de Dispatching Gaz CNDG

C'est le centre de distribution dont le rôle est la collecte de toutes les quantités de gaz sec produites au niveau de HASSI R'MEL et d'autres région du sud pour les envoyer vers consommation nationale et internationale. [2]

I.1.3.2 Zone Nord

I.1.3.2.1 Module (3)

Il est alimenté par les puits du Nord comportant trois trains identiques et indépendants d'une capacité de traitement de :

- 60 millions/ m3 jour de gaz sec
- 2700 tonnes/ jour de GPL
- 11800 tonnes /jour de condensât

I.1.3.2.2 Station de compression Nord

Appelée aussi station de réinjection est composée de 9 millions m^3/ jour à l'aide de 18 turbomachines à deux étages de compression. [2]

I.1.3.3 Zone Sud

I.1.3.3.1 Module (2)

Il est identique au module (3) qui est alimenté par les puits de Sud.

I.1.3.3.2 Station de compression Sud

Elle ainsi est identique à celle du Nord

- CTG Djebel Bissa **:** un centre de traitement de gaz brut dont la capacité de traitement est de 4 million m^3/ jour.
- CTH –Sud : un centre de traitement d'huile

- HR – Sud : un centre de traitement de gaz brut dont la capacité de traitement est de 4 millions m3/ jour.

I.1.3.3.3 Station de Récupération des Gaz Associés SRGA

C'est une unité qui a démarré le 18 avril 1999, avec une capacité de 4000 m3/jour. Aujourd'hui cette station comporte quatre turbocompresseurs avec une capacité de 1 millions de m3/jour.

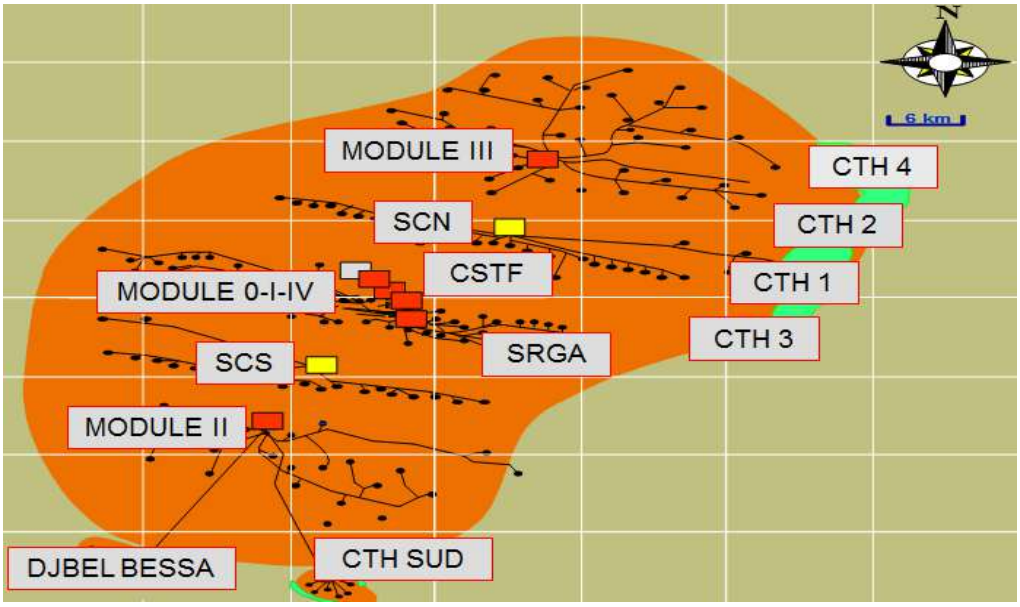


Figure I. 2: répartition des installations gazières

I.2 Station de compression

I.2.1 Présentation de la station de réinjection

Une Station de compression appelée aussi station de réinjection est une installation industrielle qui sert à comprimer et réinjecter le gaz sec vers le gisement grâce à des puits injecteurs par l'intermédiaire de turbocompresseurs. [2]



Figure I. 3:station de compression

Le gaz réinjecté provient des installations de dégazolinage (usines de traitement de gaz) ainsi que le réseau de distribution

La compression du gaz est réalisée en deux étages, basse pression et haute pression avec neuf lignes de compression installées en parallèles.

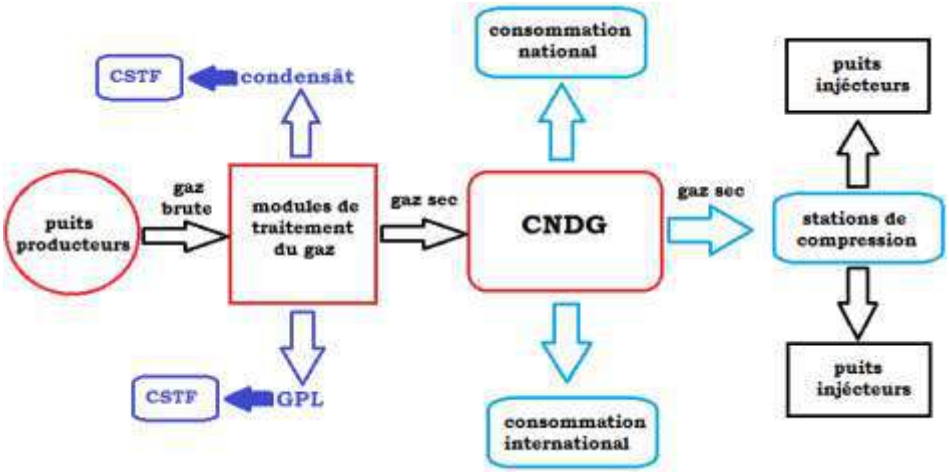


Figure I. 4: Organigramme cycle d'exploitation du gaz

I.2.2 Objectifs de la réinjection du gaz

- Maintenir la pression du gisement élevée dont le but de récupérer le maximum de liquide (condensat et GPL).

- Régulariser la pression du réseau de distribution CNDG du gaz car en été la consommation du gaz baisse alors la réinjection du gaz vers le gisement augmente contrairement en hiver.
- Eviter de torcher le gaz ce qui est une perte énergétique et économique.
- Réservoir naturel de gaz.
- Augmenter la durée de vie du gisement.

I.2.3 Caractéristiques thermodynamiques du gaz

Entrée station	Sortie station
P= 68,14 bar T= 45°C	P= 350bar T= 100°C

Tableau I. 2: Caractéristiques thermodynamique du gaz

I.2.4 Composition chimique du gaz

	Poids molaire du gaz 18,84	Poids molaire du gaz 20,00
Composants	Composition %(moléculaire)	Composition %(moléculaire)
N2	5,90	5,68
CO2	0,21	0,20
CH4	83,22	80,18
C2H6	7,87	7,62
C3H8	1,97	3,82
iC4H10	0,28	0,90
nC4H10	0,39	1,45
iC5H12	0,06	0,06
nC5H12	0,06	0,06
C6H14	0,02	0,02
C7H16	0,02	0,01
Teneur en eau	<= 50 p.p.m.	<= 50 p.p.m.

Tableau I. 3: Composition chimique du gaz

I.2.5 Capacité de la station

Pendant la mise en marche de toutes les unités de compression c'est-à-dire 18 machines en marche (9 unités du 1er étage basse pression et 9 unités du 2ème étage haute pression) la capacité de la station atteint les valeurs suivantes suivante à mesuré à 15,5°C et 1 bar :

	Poids molaire du gaz 18,84	Poids molaire du gaz 20
Débit massique (kg/h)	3.787.884	3.787.884
Débit volumique (m^3/h)	3.153.105	2.969.940

Tableau I. 4: Capacité de la station

La régulation du débit se fait en variant le nombre de tours des unités de compression.

I.3 Procès de la station de réinjection

I.3.1 Gaz réinjecté

Le gaz rentre dans la station à une pression d'environ 70bars, à travers deux connexions 36 Pouces qui se relient au collecteur d'aspiration 52 Pouces; sur cette ligne est installée la vanne à boisseau sphérique de sectionnement V201 avec actuateur pneumatique qui utilise le gaz de ligne comme gaz moteur, cette vanne est pressurisée par la V202 qui introduit le gaz en aval de la V201 jusqu'à ce que la différence de pression entre l'amont et l'aval est inférieure à 1,5 Kg/cm². Ensuite, le gaz est amené dans le récipient vide FA -201, qui sert de pré-séparateur, pour séparer d'éventuelles grosses quantités de liquide, à ce stade le gaz rentre dans les scrubbers à chicanes FA 202- 203- 204- 205, placés en parallèle pour séparer les petites particules de liquide. [2]

Des vannes de régulation de niveau LCV, de régulateurs de niveaux, d'indicateurs de niveaux, d'alarme pour haut niveau de liquide LSHH, ainsi que des soupapes de sécurité PSV tarées à 90,4 Kg/cm² pour la protection de l'appareil en cas d'incendie sont installées sur ces séparateurs. [2]

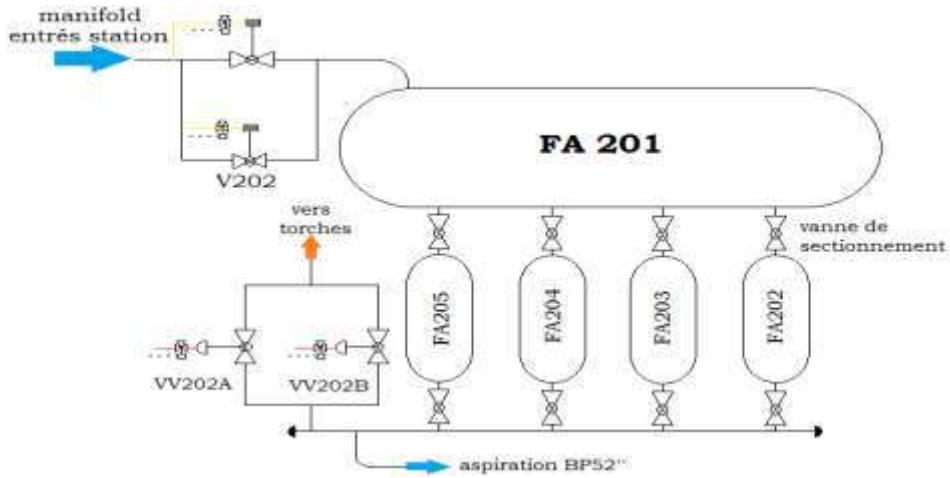


Figure I. 5:séparateurs entrée station

Après sa sortie des scrubbers, le gaz est envoyé vers le pipe 52'' pour être aspirer par les lignes de compressions.

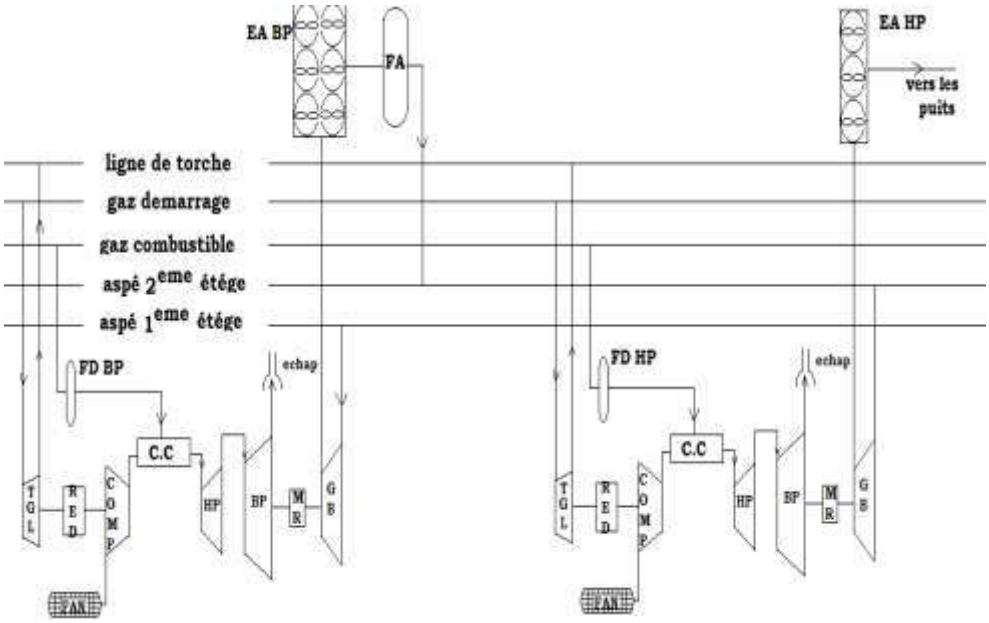


Figure I. 6:schéma de procès

Le gaz est envoyé dans le collecteur 52'' d'aspiration des machine BP, ensuite le gaz est aspiré à travers la vanne d'aspiration V1 pressurisée par la V3 ensuite le gaz est comprimé de 70 à 150bar par le compresseur du 1er étage est envoyé au réfrigérant inter-étage EA de 6 aero-réfrigérants puis au séparateur FA qui sépare les gouttelettes d'eau formé lors de cette procédure, et a ce stade y a deux possibilité :

- Pendant le démarrage : le gaz est recyclé grâce à la vanne anti-pompage du compresseur centrifuge BP appelée FIC pour éviter ce phénomène fatal pour la machine.
- Le gaz est refoulé vers le collecteur refoulement BP et aspiration HP à travers la vanne de refoulement V2 à 150bars environ en cas de problème le gaz et torche par l'intermédiaire de la vanne de torche VV1

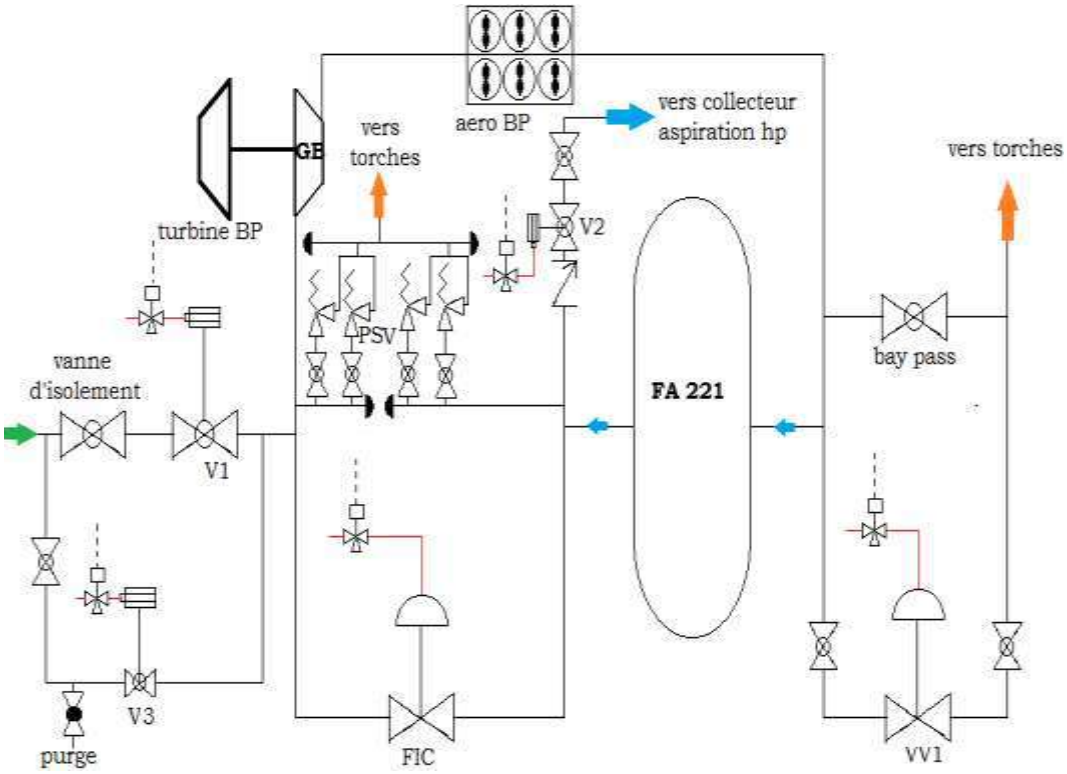


Figure I. 7:Schéma compression BP

Le gaz après avoir été comprimé par la machine BP et envoyé au collecteur de refoulement BP de 16'' de diamètre, il est aspiré à travers la vanne d'aspiration V51 pressurisée par la V53 pour être comprimer de 150 à 350bars par le compresseur du 2eme étage (HP) est envoyé au réfrigérant final EA de 3aéro-réfrigérants, et à ce stade aussi y a deux possibilité :

- Pendant le démarrage : le gaz est recyclé grâce à la vanne anti-pompage du compresseur centrifuge HP
- Le gaz est refoulé vers le collecteur refoulement HP à environ 350bars à travers la V52 pour être envoyer au vanne sortie station CS puis vers les puits pour le réinjecter, en cas de problème le gaz et torche par l'intermédiaire de la vanne de torche VV1.

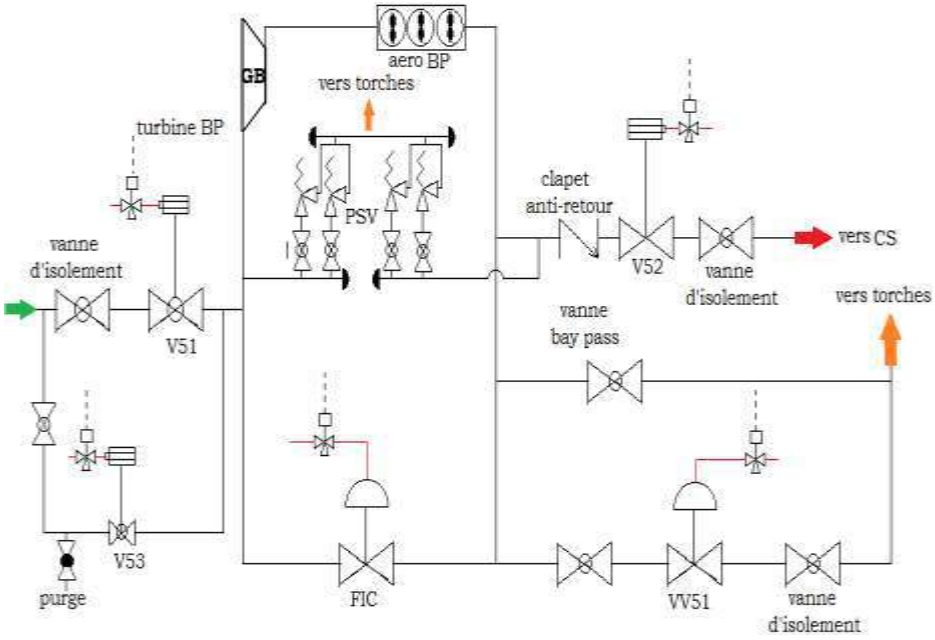


Figure I. 8: Schéma compression HP

Pour exploiter le gaz, il faut aussi en dépenser une certaine quantité, celle qu'utilise la combustion (alimentation des chambres de combustion), le démarrage (alimentation de la turbine de lancement), les torches …etc. [2]

I.3.2 Fuel gaz

C'est le gaz qui sert de combustible pour alimenter les chambres de combustions des, deux postes sont installés entre chaque deux modules, ce gaz est soutiré d'un picage dans la conduite d'aspiration BP (52'') sa pression est réduite à 18 bar grâce à des vannes de contrôle de pression.

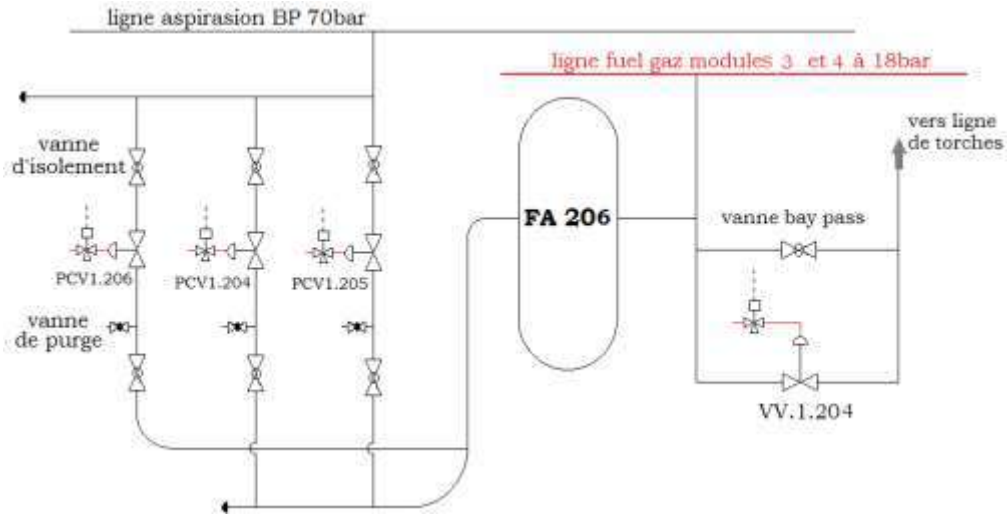


Figure I. 9: Schéma poste 1 fuel gaz

Ce gaz avant d'entrer dans les chambres de combustions, il doit passer par une procédure de filtration qui permet d'enlever toutes les impuretés et les particules solides qui peuvent causer un problème au niveau de la turbine surtout les aubes fixes et mobiles.

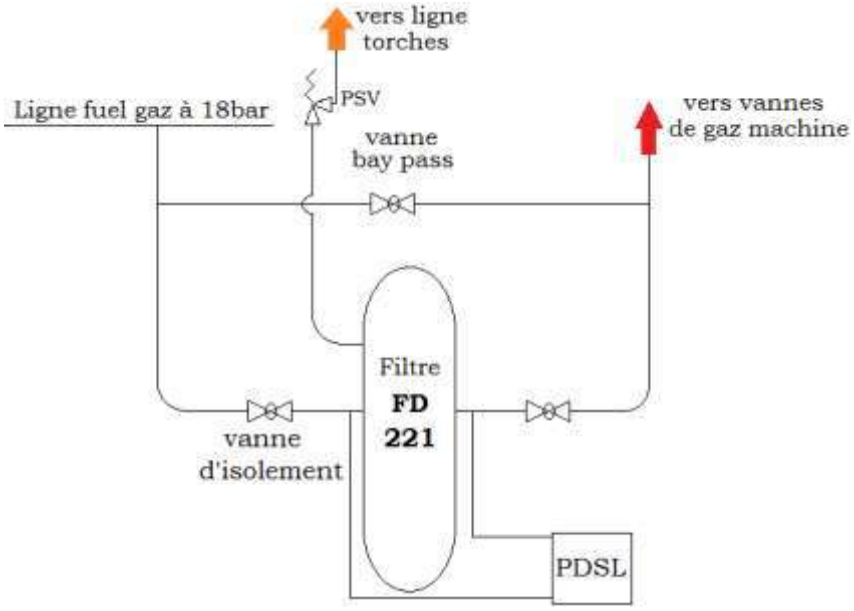


Figure I. 10: Filtre gaz aspiration machine

I.3.3 Gaz services auxiliaires

C'est le gaz utilisé pour les services auxiliaires et aussi utilitaires dans divers systèmes de la station pour assurer la sécurité et le bon fonctionnement, ces gaz ils parviennent à partir du séparateur FA 210.

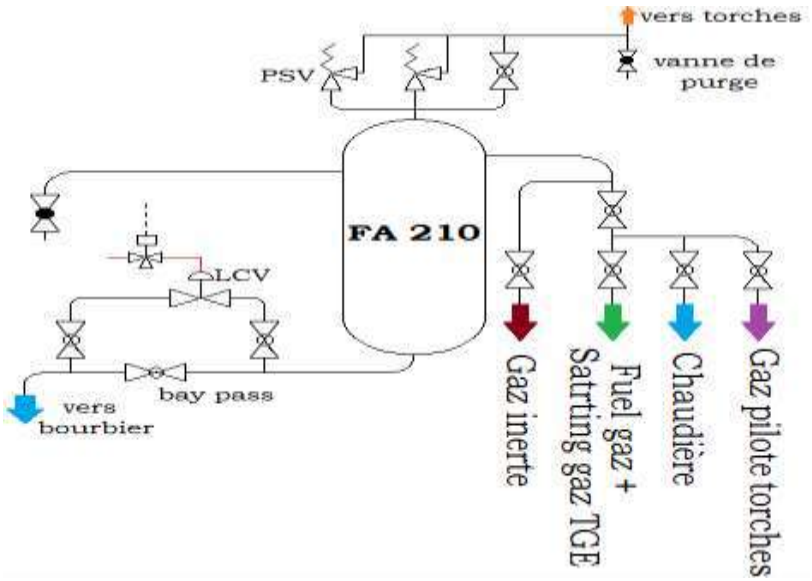


Figure I. 11: gaz des services auxiliaires

I.3.4 Récupération des liquides

Lors de la séparation, le gaz sec est débarrassé de toutes les impuretés et les liquides présent, pour cette raison un système de régulation de niveau est mis en œuvre pour les évacuer, une vanne de régulation de niveau LCV est commandée par un contrôleur LC de niveau qui envoie un signal pour enclencher son ouverture, ce système est doté aussi d'alarme de niveau haut LSHH et bas.

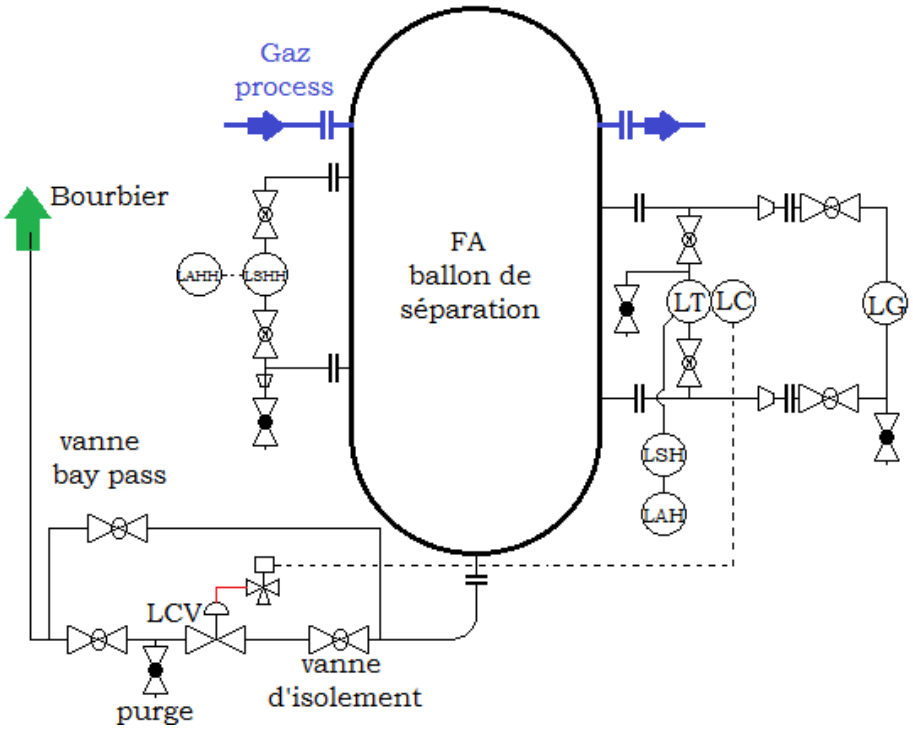


Figure I. 12: régulation niveau du séparateur

I.3.5 Refroidissement du gaz

Un aero-refregirent est un dispositif mécanique de refroidissement, c'est un de ventilateur géant entrainé par un moteur électrique a CA, il est basé sur le principe des forces aérodynamiques lors de la rotation des pales pour créer une convection forcée au niveau des tubes à ailettes en aspirant de l'air frais dans le but de refroidir le gaz chaud à sa sortie du compresseur.

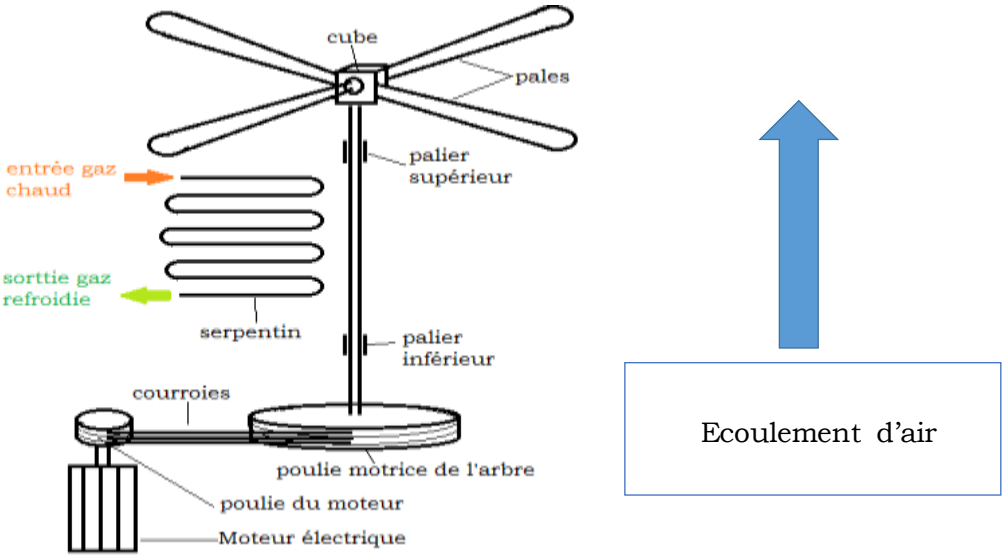


Figure I. 13: composante principales d'un aero-réfrigérant

Le transfert de chaleur se fait suivant le schéma suivant :

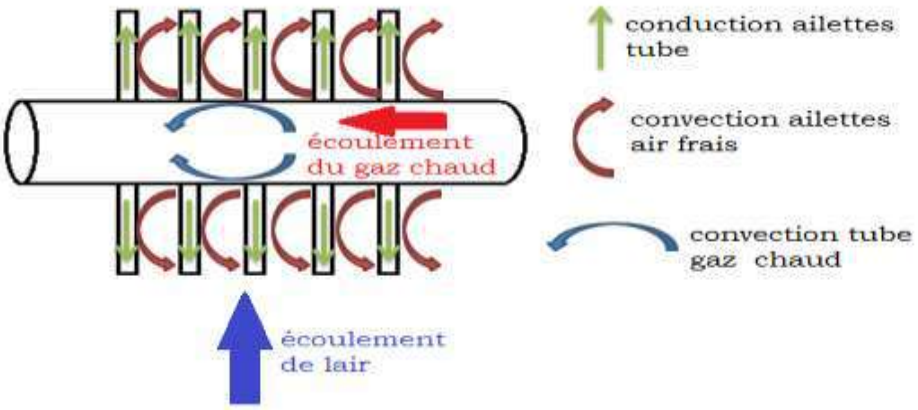


Figure I. 14 : différents types de transferts de chaleur

Chapitre II

Généralité sur les turbines à gaz

II.1 Introduction

Les turbine à gaz jouent un rôle très important, au niveau de champ de HASSI R'MEL sont de modèle MS5002, elles sont utilisées pour entrainer des compresseurs centrifuges multi étages.

L'objectif de ce chapitre est consacré pour une description générale des turbines, et de présenté une étude descriptive des différentes sections et systèmes de la turbine à gaz MS5002c.

II.2 Définition

Une turbine à gaz est une machine motrice à mouvement rotatif et à combustion interne. Du fait qu'elle est munie d'un compresseur d'air et des chambres de combustion, elle est en mesure de produire un fluide sous pression à une température élevée, qui se détend dans les étages de la turbine fournissant une énergie mécanique pour entraîner une machine réceptrice. Leur grande importance dans les processus de conversion d'énergie peut être appuyée par la diversité de leur application qui s'étend sur différents domaines. Le choix des turbines à gaz pour ses utilisations variées a été fondé en priorité sur leur souplesse d'emploi, leur fiabilité et leur facilité de maintenance face à leurs concurrents traditionnels, turbines à vapeur et moteurs alternatifs. Du Point de vue mode de construction, on distingue deux types de turbine à gaz. [18]

II.3 Historique de la turbine à gaz

Parmi les précurseurs de la turbine à gaz moderne, on doit mentionner les inventeurs des moteurs thermiques fonctionnant avec 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 subis par un gaz permanent servant de fluide moteur, transformations dont le cycle thermodynamique de la turbine à gaz. D'ailleurs certains cycles de cette machine porte encore à présent les noms de leurs inventeurs (Cycle de Joule, cycle d'Ericsson).

Première turbine à gaz employée industriellement : Allemagne, 1909-1910.

Dans l'histoire de la turbine à gaz, on peut distinguer trois périodes :

En 1791, l'Anglais John Barber brevetait un appareil hybride puisque cette turbine à gaz comportait un compresseur alternatif. Pour les turboréacteurs, c'est le Français Lorin qui, en 1911, en fait breveter le principe. [19]

Entre 1901 et 1906, les recherches des Français Armengaud et Le Male aboutissent au premier turbomoteur autonome avec un rendement global à 3%.

En 1930 : Brevets par Frank Whittle de moteurs à réaction d'aviation qui sont des turbines à gaz

Années 1950 : utilisation des turbines pour la production d'électricité avec un rendement de 30%

Années 60 : diminution du coût du gaz, utilisation des turbines à gaz se multiplie dans le domaine industriel notamment dans l'industrie pétrolier et de gaz. [3]

II.4 Classification des turbines à gaz

On peut classer les turbines selon différents points :

- Par le mode de travail.
- Par le mode de fonctionnement thermodynamique.
- Par le mode de construction. [5]

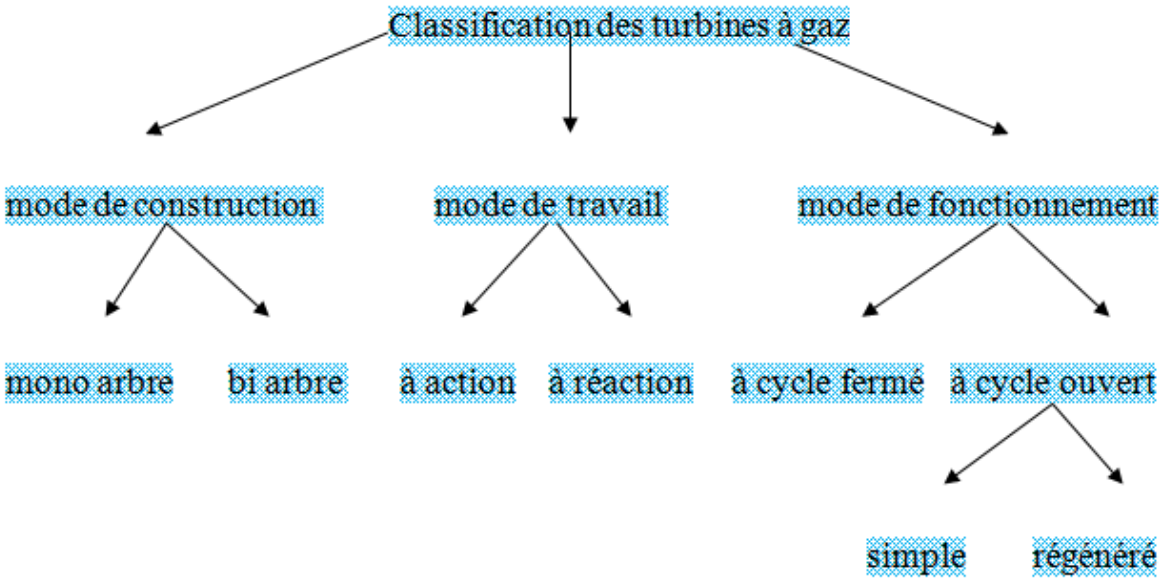


Figure II. 1 : Classification des turbines à gaz

II.4.1 Turbine mono-arbre

Le compresseur et les sections de la turbine sont montés sur un même arbre ce qui permet de tourner à la même vitesse. Ce type est utilisé pour les applications qui n'ont pas besoin des variations de vitesse telle que l'entraînement des génératrices pour la production de l'électricité. [18]

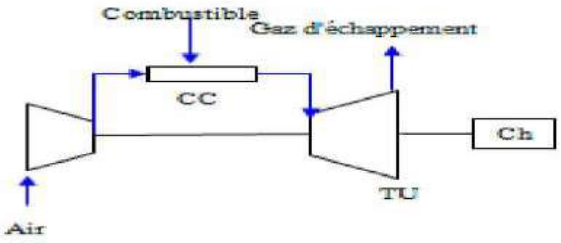


Figure II. 2 : Schéma de la turbine à un seul arbre

II.4.2 Turbine bi-arbre

Contrairement à la turbine à gaz, à un seul arbre. Les deux sections de turbine ne sont pas reliées mécaniquement ce qui leur permet de tourner à des vitesses différentes. Ce type est utilisé dans les applications qui demandent une large variation de vitesse telle que l'entraînement des compresseurs. [18]

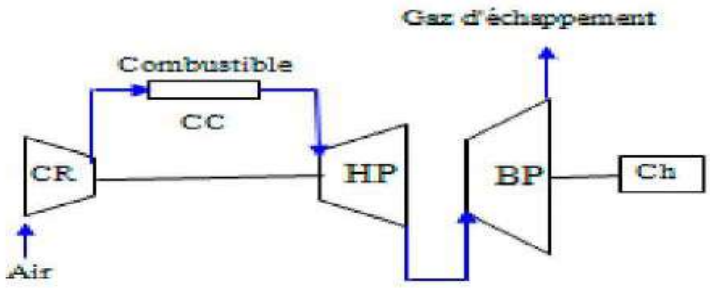


Figure II. 3 : Schéma de la turbine bi-arbre

II.5 Appellation des turbines à gaz GE

Les constructeurs (GE & NP) utilisent pour l'appellation de leurs turbines à gaz là Forme : **MS ×× × ×× × ×** (**Figure II. 4**).

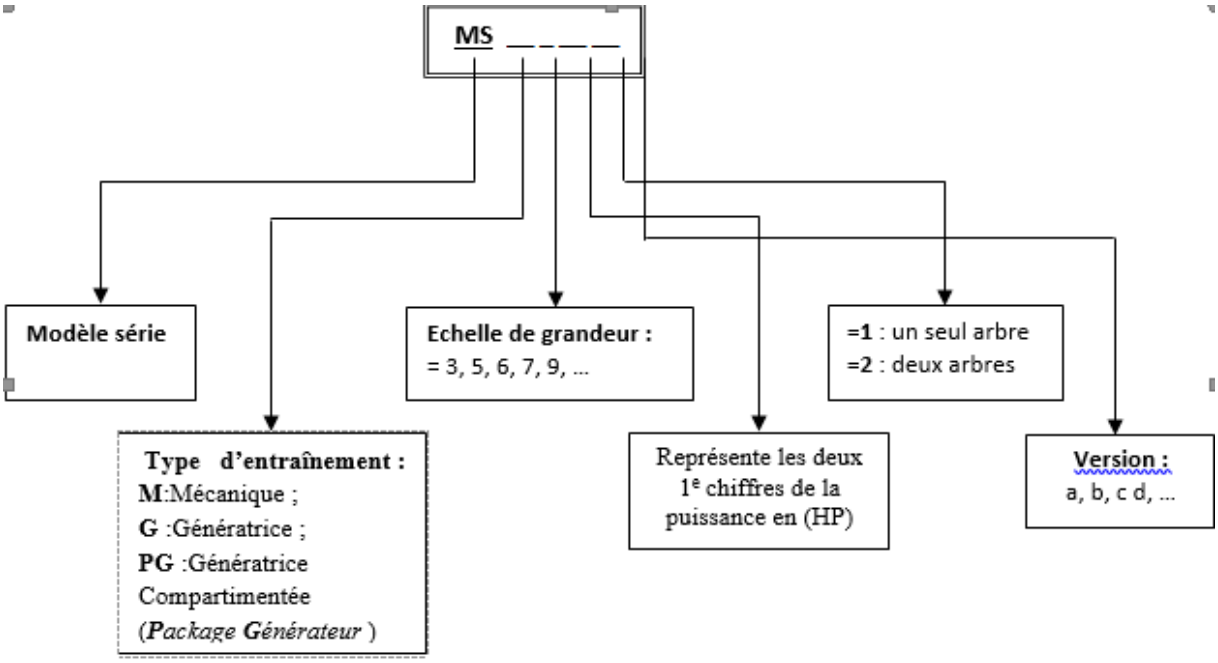


Figure II. 5 : Méthode d'appellation des turbines à gaz

Remarque : L'appellation couramment utilisée est par exemple MS5002c, MS9001b, …etc., en s'intéressant pas à la puissance développée.

II.6 Avantages et inconvénients des turbines à gaz

II.6.1 Avantages

- Une puissance élevée dans un espace restreint dans lequel un groupe diesel de même puissance ne pourrait pas être logé ;
- A l'exception de 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.6.2 Inconvénients

- Au-dessous d'environ 3000*KW*, prix d'installation 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). À titre indicatif : 28 à 33 % pour une turbine de 3000 *KW*, 32 à 38 % pour un groupe diesel.

II.7 Problèmes majeurs rencontrés dans les turbines à gaz

Les ailettes (aubes) sont les éléments les plus chers dans la turbine. Les problèmes majeurs rencontrés dans les turbines à gaz sont, l'usure de ces ailettes (surtout les ailettes fixe et les ailettes mobiles du 1^{er} et $2^{ème}$ rang). Cette usure est causée par :

- Le phénomène d'érosion provoquée par une mauvaise filtration dl 'air.
- L'élévation de la température à des grands seuils (1200°C)
- Le phénomène de vibration provoqué par un mauvais alignement d'un arbre par rapport à l'autre (arbre turbine et arbre réducteur),

- Un mauvais équilibrage des ailettes (mauvais montage des ailettes) ou du rotor.
- Démarrage de la machine à froid (température de l'huile de graissage basse).
- Démarrage sans virage.
- Fermeture de la soupape anti-pompage au démarrage de la machine.



Figure II. 6 : Usure des ailettes d'une TG

II.8 Turbine à gaz MS 5002C

II.8.1 Généralité

Les turbines à gaz sont mono-arbre ou bi arbre, les gaz sont d'abord détendus dans une première turbine qui produit le travail nécessaire pour entraîner le compresseur axial. Ils sont ensuite détendus dans une deuxième turbine jusqu'à la pression atmosphérique pour produire un travail qui va entraîner la charge. Les turbines à doubles arbres sont plus flexibles de point de vue opérationnel car ils nécessitent les forces de couple de démarrage plus basse et des taux de consommations thermiques considérablement réduites à faibles charges. Elles offrent

aussi de meilleures performances et permettent une variation entre la charge de la turbine HP et BP.

La turbine à gaz à deux arbres à entraînement mécanique modèle série 5002 c c'est une machine utilisée pour entraîner un compresseur centrifuge de charge.

L'extrémité avant du socle de la turbine à gaz comprend une chambre d'admission de l'air et le conduit contenant le silencieux à l'entrée qui affaiblit le bruit haute fréquence et un séparateur air inertiel éliminant les matières étrangères avant l'admission de l'air dans la turbine. [8]

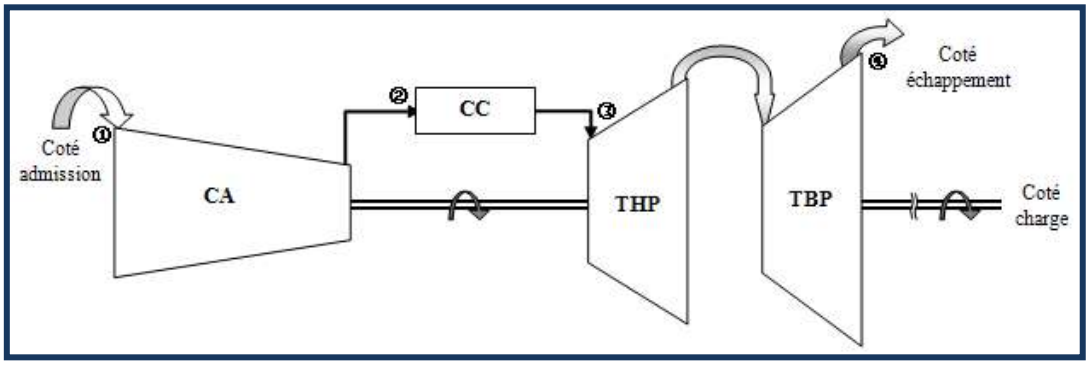


Figure II. 7 : Schéma de la turbine à gaz MS 5002c

II.8.2 Caractéristiques de la turbine à gaz MS 5002C

- Marque …….....Générale électrique
- Série du model…….....MS 5002C
- Application de la turbine à gaz ……..…...Entraînement mécanique
- Cycle .....Simple
- Type de fonctionnement ……..……..Continu
- Vitesse de l'arbre HP…….…….....5100 tr/min
- Vitesse de l'arbre BP ……...……..……..……... 4900 tr/min
- Commande…….…….....….....MARK V
- Température à l'échappement.....505°C
- Système de démarrage.……..…….….. Moteur Electrique
- Protection (types de base) contre…….....Survitesse, température, excessive, vibration et détection de flamme
- Rendement thermique ……...……...…… .≈ 28,8%
- Mécanisme de refroidissement…….…..…….….. Réducteur avec vireur
- Atténuation du bruit…….....Silencieux d'admission et d'échappement

Valeur nominale de la turbine à gaz (conditions ISO)

- Puissance débitée……...…….…….... 27,968 MW
- Température d'aspiration……..... 15°C

- Pression de sortie……..……..1,013 bar

Section du compresseur

- Nombre d'étages du compresseur axial ……..…….…..... 16 étages
- Type du compresseur ……..... Écoulement à flux axial
- Plan de joint…….....Bride horizontale
- Type d'aubes directrices d'entrée…….……....Variable

Section de la turbine

- Type…….....12 multiples foyers, types à flux inverses
- Configuration des chambres…..……..……...Concentrique autour du compresseur
- Combustible…….....Gaz naturel
- Bougies d'allumage…….....Deux, types électrodes à ressort auto rétractile
- Détecteur de flamme……..….....4, type ultraviolet

Ensemble paliers

- Quantité……...…….…….....04
- Lubrification……..……..…..……..….Sous pression

Système de lancement

- Dispositif de lancement…….....Moteur électrique
- Type de réducteur……..……..….Non encastré avec vireur Hydraulique

Système du combustible

- Type..……..…...……...….Gaz naturel
- Vanne de commande, arrêt, détente gaz……Servocommande, électro hydraulique

Système de graissage

- Lubrifiant……..…….……...Huile minérale
- Pression du collecteur palier…….....25PSI (1,72 Bar)
- Pompe de graissage principal……..Entraînée par arbre intégral avec Le réducteur auxiliaire
- Pompe de graissage auxiliaire…….….Entraînée par moteur, verticale, centrifuge, immergée
- Pompe de graissage de secours……..…….Entraînée par moteur, verticale, centrifuge, immergée
- Echangeur de chaleur (fluide de graissage)
- Type……..……..Huile réchauffée vers eau froide
- Quantité……...…….…… .(02)
- Filtre (fluide de graissage)
- Type…….……..Débit plein avec vanne de transfert
- Quantité……..……...….....(02)
- Type de cartouche……..……...Filtrage 25 un absolue

Système d'alimentation hydraulique

- Pompe d'alimentation hydraulique principale…….……..Entraînée par réducteur auxiliaire, volumétrique, variable, piston axial
- Pompe d'alimentation hydraulique Auxiliaire…Entraînée par moteur, à engrenages
- Filtre(s) d'alimentation hydraulique
- Type……...…….....Débit plein
- Quantité……...……...……Deux, avec vanne de transfert

II.8.3 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz MS5OO2 C

Le Rotor de la turbine haute pression/compresseur atteint d'abord 20% de la vitesse grâce au dispositif de lancement. L'air aspiré de l'atmosphère dans le compresseur est envoyé à l'aide de tuyaux aux chambres de combustion ou le combustible est débité sous pression.

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 fait augmenter 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 accéléreront jusqu'à la vitesse de service. Les produits de la combustion (gaz haute pression et la température) se détendent d'abord à travers la turbine haute pression et en suite à travers la turbine basse pression et sont déchargés à l'atmosphère.

En passant à travers la turbine haute pression et les aubes de la turbine, ces gaz de détenteur et font tourner la turbine aussi bien que le compresseur soumette les auxiliaires entrainés à un couple de sortie. Les gaz font tourner aussi la turbine basse pression qui entraîne la charge avant d'être évacués.

L'emploi de deux roues de turbine séparées permet aux deux arbres de tourner à des vitesses différentes pour rependre aux exigences de charge variable du compresseur centrifuge tout en permettant au générateur de gaz haute pression de fonctionner à la vitesse nominale du compresseur axial.

Quand on le regarde du côté admission, le rotor tourne en sens inverse des aiguilles d'une montre. [8]

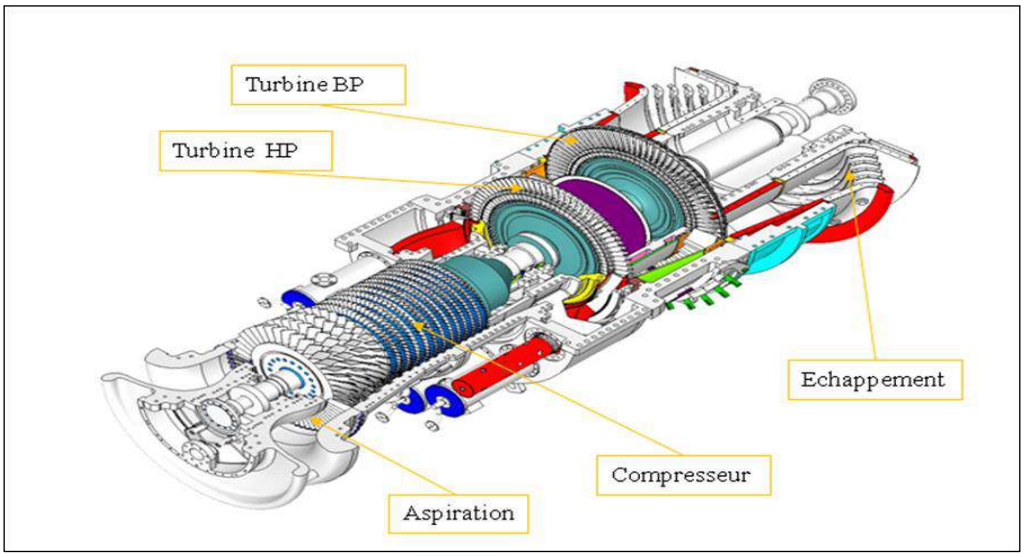


Figure II. 8 : Turbine à gaz MS 5002C

II.8.4 Les différentes sections principales de la turbine à gaz MS 5002C

Une turbine à gaz est divisée en cinq sections :

- L'aspiration.
- Le compresseur axial.
- Les chambres de combustion.
- Section turbine.
- L'échappement.

II.8.4.1 Aspiration

Les turbines à gaz consomment une grande quantité d'air pour la combustion et le refroidissement des pièces internes. Cet air doit être filtré pour éviter la pénétration des particules qui peuvent avec le temps éroder le matériel. L'aspiration de la turbine est une enceinte ou compartiment qui abrite les filtres et relié au caisson d'admission de la turbine, ce système regroupe les fonctions de filtrage et de réduction de bruit.

II.8.4.2 Compresseur axial

Le compresseur est du type à flux axial. Le système à flux axial produit des débits d'air élevés, nécessaires pour obtenir des valeurs élevées de puissance utile avec des dimensions réduites. Un compresseur se compose d'une série d'étages d'aubes orientables (rotor) qui

augmentent la vitesse de l'air en termes d'énergie cinétique suivie alternativement par des étages d'aubes fixes (stator), qui convertissent l'énergie cinétique en une pression plus élevée.

Le nombre d'étages de compression est lié à la structure de la turbine à gaz et surtout au taux de compression à obtenir. Dans la MS 5002C il y a 16 étages. Sur le côté d'admission du compresseur, il y a des aubes variables à l'admission (IGV), dont le but primaire est de diriger l'air fourni par le système d'aspiration vers le premier étage des aubes du rotor. Une autre fonction importante des IGV est d'assurer le comportement fluide- dynamique correct du compresseur sous différents régimes transitoires de fonctionnement (par exemple, pendant le démarrage et l'arrêt) quand, en raison de différentes vitesses de fonctionnement par rapport à la vitesse de fonctionnement normale, l'angle d'ouverture des IGV est modifiable ; ceci sert à changer le taux de refoulement du compresseur axial. Le compresseur sert également à fournir une source d'air nécessaire pour refroidir les parois des directrices, des aubes et des disques de la turbine qui sont atteintes par l'intermédiaire des canaux à l'intérieur de la turbine à gaz, et par la tuyauterie de raccordement extérieur. [19]

II.8.4.3 Section de combustion

Après avoir été comprimé dans le compresseur, l'air quitte ce dernier pour entrer dans la chambre de combustion afin de participer partiellement dans l'opération de combustion, qui assure un apport d'énergie thermique très élevé. Le système de combustion pour MS 5002C se compose de douze chambres de combustion d'une forme cylindrique, disposées symétriquement le long d'une circonférence, dans chaque chambre on trouve un tube à flamme (chemise de combustion), un chapeau, un injecteur de gaz et une pièce de transition. En plus des éléments cités précédemment, douze tubes d'interconnexion permettent la propagation de la flamme entre les douze chambres de combustion, deux bougies d'allumage pour amorcer la combustion placées dans les tubes à flamme 1et 12, et deux détecteurs de flamme afin de s'assurer que la combustion a lieu dans toutes les chambre placés dans les tubes à flamme 3 et 10. Les gaz chauds provenant de la combustion sont véhiculés à la première roue de la turbine du premier étage au moyen des pièces de transition, qui transforment la forme cylindrique du parcours des gaz en une forme annulaire approprie à la forme de la roue. [19]

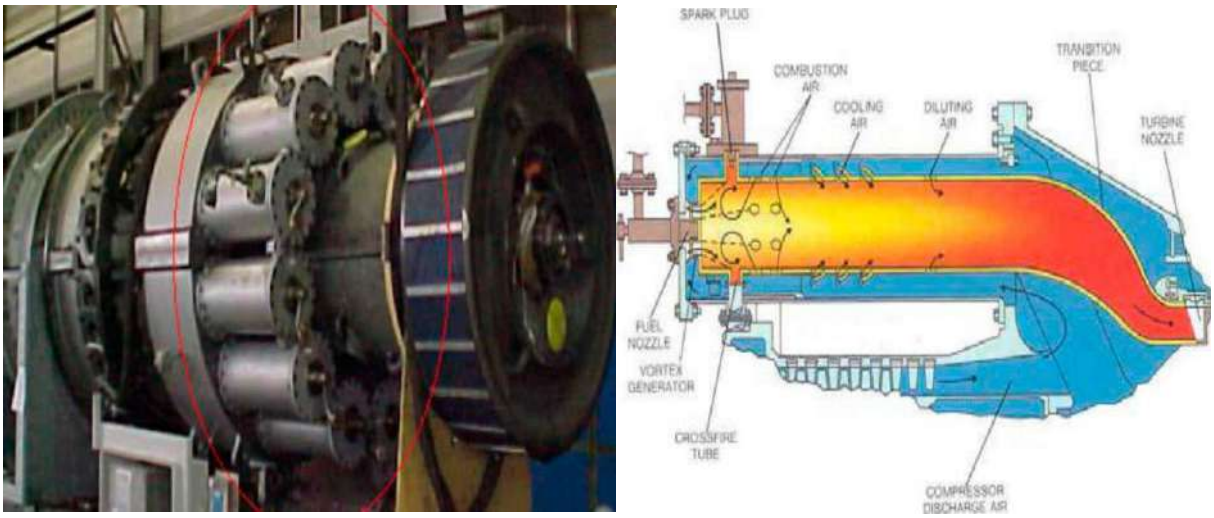


Figure II. 9 : Une chambre de combustion

II.8.4.4 Section turbine

Après la combustion, les gaz chauds comprimés se dirigent vers le chemin le plus facile (l'échappement) en passant par la roue HP (haute pression) pour céder une grande partie de leur énergie emmagasinée. La trajectoire des gaz dans la roue HP est tangentielle au profil des intrados des aubes afin d'éviter les chocs (perte d'énergie) et d'avoir un couple résultant maximal. La roue HP est reliée directement au rotor du compresseur axial, l'ensemble est souvent appelé rotor, la détente des gaz dans la roue HP sert à faire tourner le compresseur axial. Les gaz sortant de la roue HP traversent la directrice de deuxième étage qui sert à régler la vitesse de la roue HP et la température de l'échappement grâce à ses aubes variables En suite une deuxième détente aura lieu dans la roue BP (basse pression) qui se situe juste après la directrice. Les aubes de la roue BP sont plus longues que celles de la HP et cela pour maximiser la surface de contacte (plus de couple). Elles sont soutenues des deux extrémités afin d'éviter leur flexion.

Les gaz quittant la roue BP sont envoyés Dans l'atmosphère et le couple résultant sert à faire tourner la charge (compresseur centrifuge). [19]



Figure II. 10 : Section compresseur axial et la roue HP



Figure II. 11 : La roue BP

II.8.4.5 Echappement

Le système d'échappement a pour fonction, l'expulsion vers l'atmosphère des gaz provenant de la détente dans les roues de la turbine.

II.8.5 Auxiliaire du turbo compresseur

II.8.5.1 Système de lancement

Comme toute machine à combustion interne, la turbine à gaz nécessite un dispositif de démarrage (démarreur). Elle doit être tournée ou démarrée à la main par équipement accessoire (démarreur) qui peut être :

- Un moteur diesel.

- Un moteur électrique (à vitesse variable).

Le but des moyens de démarrage (accouplés à la turbine).

- Vaincre le couple très important au démarrage.
- Amener la turbine à une vitesse où le débit de l'air est suffisant pour l'allumage.
- Aider la turbine à l'accélération jusqu'à la vitesse de sustentation (self sustaining) = auto maintient où la turbine n'a plus besoin de ce dispositif ; donc autonome).

II.8.5.2 Réducteur des auxiliaires

Il est entraîné par le compresseur axial de la turbine par l'intermédiaire d'un accouplement denté à graissage continu.

Ce réducteur a pour objet d'entraîner les auxiliaires :

- Pompe principale d'huile de graissage.
- Pompe hydraulique d'huile haute pression.

II.8.5.3 Système d'air d'étanchéité et de refroidissement

L'air est utilisé pour refroidir les différentes parties de la section de la turbine, pressuriser les joints d'huile des paliers dans la turbine à gaz. L'air est obtenu du compresseur axial et de l'air d'environnement où la turbine à gaz se trouve. Les parties de la section de la turbine qui sont refroidies à l'air sont :

- Roue de la turbine du premier et deuxième étage.
- La directrice du premier étage.
- Le carter du rotor de la turbine
- Les entretoises de support du cadre d'échappement et déflecteur d'addition, les tubes à flamme de la chambre de combustion, les coudes et les pièces de transition sont projetés pour utiliser l'air de combustion (air comprimé), pour un refroidissement efficace de ces parties.

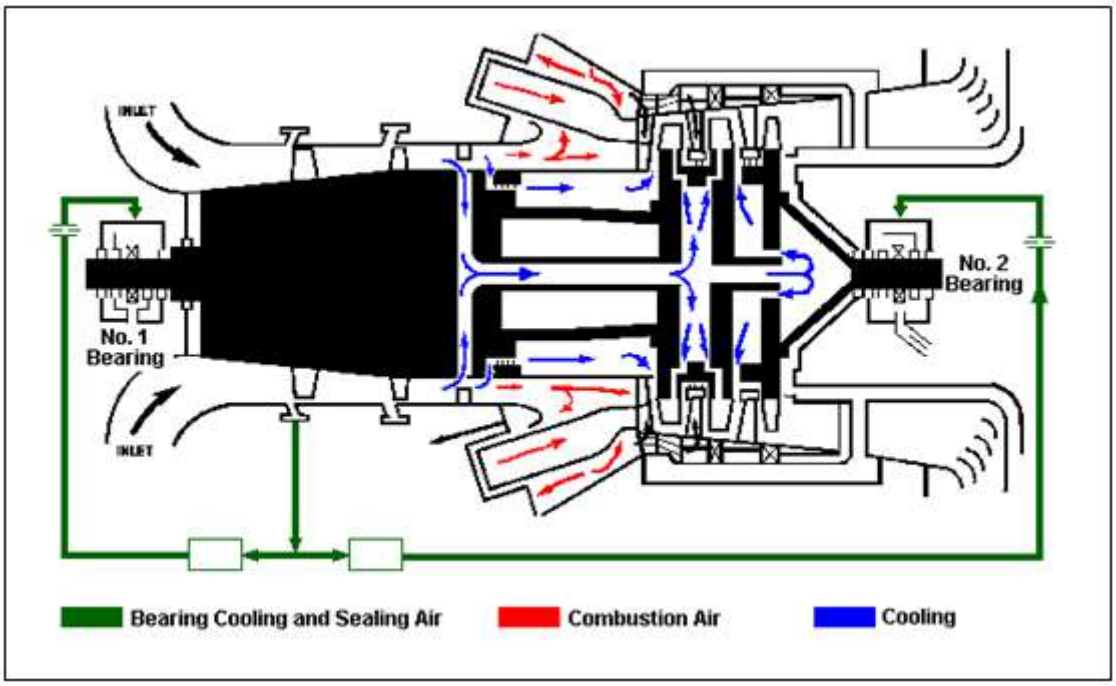


Figure II. 12 : Circuit d'air d'étanchéité et de refroidissement

II.8.6 Instrumentation

La turbine à gaz MS 5002C est équipée de plusieurs instruments qui assurent son fonctionnement normal, ainsi que la régulation, la protection et la surveillance. Les figures suivantes montrent quelques instruments utilisés dans une turbine MS 5002C.



Figure II. 13 : Bougie d'allumage et le détecteur de vibration



Figure II. 14 : Electrovanne, fin de course et pressostat



Figure II. 15 : Servovalve, détecteur de flamme et différentiel variable linéaire

II.8.7 Les différents systèmes des huiles

II.8.7.1 Système de l'huile de graissage

- La turbine à gaz est graissée en circuit fermé, par un système d'alimentation sous pression en huile, qui comporte un réservoir d'huile, des pompes, des échangeurs de chaleur (refroidisseur et réchauffeur d'huile), des filtres, des vannes et divers dispositifs et instruments de commande et de protection de systèmes.
- L'huile de graissage irrigant les quatre paliers principaux de la turbine (éviter le contact métal- métal en établissant un film d'huile). Il fournit également l'huile au système hydraulique, l'huile d'arrêt et l'huile de lancement.
- L'huile de graissage est pompée du réservoir par une pompe à engrenages (mécanique principale) durant la marche normale. Si cette dernière, n'est pas en mesure d'assurer la pression adéquate (après arrêt de la turbine), lors du démarrage, ou le refroidissement, une pompe auxiliaire à courant alternatif assure le graissage (contrôlée par un pressostat 63QA-1).
- S'il y a absence du courant alternatif, durant la période de refroidissement, cette fonction est assurée par une pompe à courant continu (alimentée par des batteries).

- La pression et la température de l'huile sont surveillées respectivement par des pressostats (interrupteur à pression) et thermostats (interrupteur à température).

❖ **Pompes d'huile de graissage**

On a quatre (4) types de pompes :

- **Les pompes auxiliaires**

Il existe deux pompes de ce type fonctionnant avec le courant alternatif, l'une d'elles sert au graissage des paliers avec une pression de refoulement de 12-14bars. La deuxième, dite hydraulique d'une pression de refoulement de 85bars, sert à alimenter les vérins hydrauliques et assurer l'ouverture et la fermeture des IGV. Ces pompes sont utilisées lors de démarrage.

- **Les pompes mécaniques**

Elles sont entraînées par le réducteur placé à l'amont de la turbine à gaz (entre le moteur de lancement et le 1^{e} palier du compresseur). Ces deux pompes démarrent dés que la turbine atteint 85% de sa vitesse nominale, elles remplacent, l'une la pompe de graissage des paliers et l'autre celle hydraulique. En cas de décroissance de la vitesse les deux pompes auxiliaires démarrent automatiquement pour compenser les quantités d'huiles non assurées par les pompes mécaniques.

- **Pompe de secours**

Elle fonctionne avec un courant continu, alimentée par une batterie : Son rôle est d'assurer

Le graissage en cas de coupure survenue de courant, jusqu'à l'arrêt de machine.

- **Pompe de Vireur (ou de virage)**

C'est une petite pompe, placée au-dessus du réducteur, alimentée par une batterie, son rôle est de garder le rotor de la turbine en rotation lors de la phase d'arrêt avec une vitesse angulaire de 1/4*tr* chaque 3*mn* pendant 12heures pour éviter la flexion du rotor qui pèse 9 tonnes (pour MS5002c), avec une longueur d'environ 8*m* et une température élevée provenant de la compression d'air.

II.8.7.2 Système de l'huile hydraulique

La fonction principale du système d'alimentation hydraulique est de fournir de l'huile hydraulique à haute pression (plusieurs fois supérieure à l'huile de graissage) aux pistons (cylindre) de commande des vannes de gaz SRV, GCV, des IGV, et des nozzles. Elle est prélevée du système de graissage (basse pression) et augmentée par la pompe hydraulique principale (mécanique) et la pompe hydraulique auxiliaire entraînée par un moteur à courant

Alternatif en cas de nécessité (démarrage ou basse pression quelconque). Cette huile est filtrée une seconde fois et régulée par des soupapes, des clapets anti-retours et surveillée par des pressostats (**ex 63HQ-1**). En cas d'appel d'huile brusque, des accumulateurs remplis d'azote sous pression sont prévus pour compenser cette perte de charge. [6]

II.8.7.3 Système de l'huile d'arrêt (ou de commande, ou de déclanchement)

Cette huile est prélevée de l'huile de graissage à travers un orifice calibré. Son rôle est d'assurer la fermeture rapide de SRV et ouverture rapide des nozzles en cas d'arrêt normale ou d'urgence. Ceci en inversant le sens de passage de l'huile hydraulique dans les chambres des cylindres.

Cette huile peut être actionnée soit par le système de commande (électriquement) **(20HD)**, soit indépendamment de lui par une vanne manuelle d'arrêt d'urgence, ou les dispositifs de survitesse mécanique (par la force centrifuge). [6]

II.8.8 Les paliers

La turbine à gaz comprend quatre paliers principaux qui supportent les rotors du compresseur et de la turbine basse pression.

Les paliers sont numérotés 1, 2, 3, et 4. Le palier N°1 se trouve dans le corps d'admission du compresseur le palier N°2 dans le corps de refoulement du compresseur, le palier N°3 dans le diffuseur d'échappement et le N°4 à l'extrémité arrière du diffuseur d'échappement

Les paliers N°1 et N°2 soutiennent le rotor du compresseur et la turbine haute pression. Les paliers N°3 et N°4 soutiennent le rotor de la turbine basse pression et de la charge. [5]

Palier		
N°	**Catégorie**	**Type**
1	Porteur	Elliptique
	Butée (active)	Patin oscillant (six patins) auto équilibrant
	Butée (inactive)	Surface réduite
2	Porteur	Elliptique
3	Porteur	Patin oscillant (cinq patins)
4	Porteur	Patin oscillant (cinq patins)
	Butée	Patin oscillant (huit patins) auto équilibrant
	Butée	Patin oscillant (quatre patins) pas équilibrant

Tableau II. 1 : Les différant paliers de la turbine

II.9 Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté généralité sur les turbines à gaz leur caractéristiques, principe de fonctionnent, la différente section principale et les différents systèmes des huiles et dans le chapitre suivant on va présenter la maintenance des turbines.

Chapitre Ⅲ

Maintenance de turbine à gaz MS5002C

III.1 Introduction

La maintenance doit être considérée comme une fonction de production à part entière.

Pour produire, il faut satisfaire à trois impératifs :

- Approvisionner en matière première ;
- Transformer celle-ci en produit finis ;
- Assure la qualité et maintenir l'outil de production en état de marche.

Dans ce chapitre on va étudier une généralité de la maintenance et leurs différents types appliqués sur les turbines à gaz.

III.2 Définition de La maintenance

Selon la norme AFNOR X 60-000 (mai 2002)

La maintenance est l'ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise. [11]

Commentaires

Notons que les actions de maintenance ne sont pas seulement techniques : l'action technique est encadrée, pilotée par des actions de gestion (économie et administration) et de management, ce qui implique une large polyvalence.

Le terme « maintenir » contient la notion de surveillance et de prévention sur un bien en fonctionnement normal. Le terme « rétablir » contient la notion de correction (remise à niveau) après perte de fonction.

La « sûreté de fonctionnement » est définie dans la norme NF EN 60300-1 comme étant le terme collectif qui décrit la disponibilité d'un produit simple ou complexe

Les facteurs qui influencent la disponibilité d'un produit sont les caractéristiques de conception de la fiabilité et de la maintenabilité, ainsi que la logistique de maintenance. Nous la noterons Sdf. [11]

III.3 But de la maintenance

Parmi les buts essentiels de la maintenance on cite :

- Prolonger la durée de vie du matériel ;
- Diminuer le temps d'arrêt en cas de panne ;
- Faciliter la gestion des stocks ;
- Amélioration de production en optimisant les coûts engendrés les différentes opérations de la maintenance.

- Assurer le bon fonctionnement du matériel.

III.4 Les phénomènes précurseurs de 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, défaillantes ;
- 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.… ;

Ces signes, le plus souvent discrets, ne sont perceptibles qu'à ceux qui sont proches des machines et observent avec suffisamment d'habitude et de "compétence" ; les opérateurs qui les utilisent au quotidien ou des agents de maintenance très présents sur le terrain. [5]

III.5 Les différents types de maintenance

On distingue dans le milieu industriel deux types de maintenance :

- La maintenance corrective (palliative et curative).
- La maintenance préventive (systématique et conditionnelle).

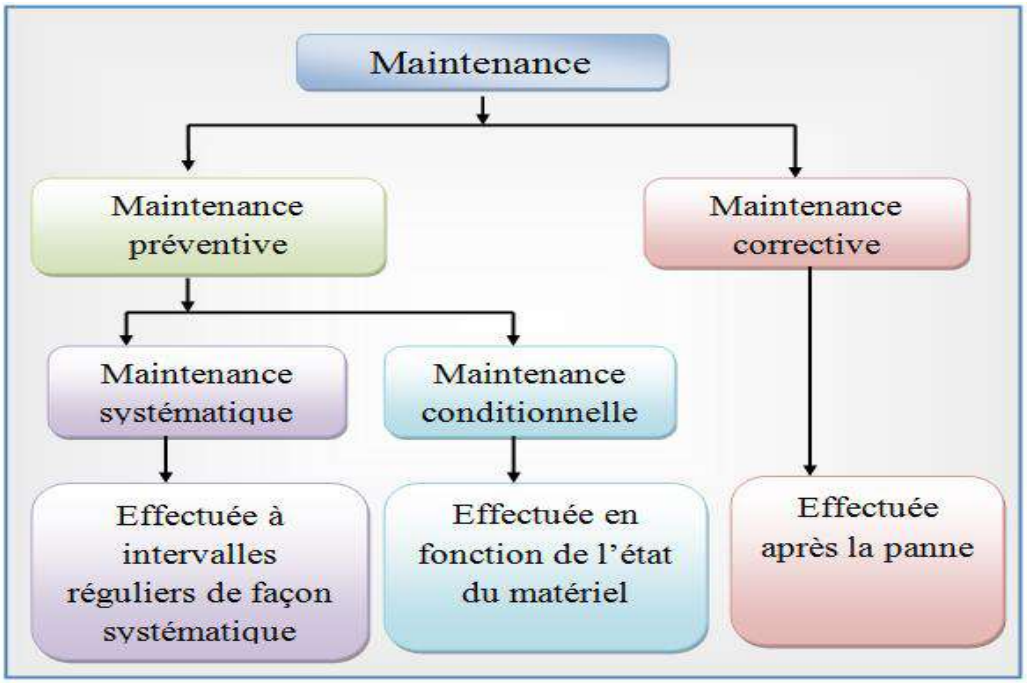


Figure III. 1 : Les différents types de maintenance

- **La maintenance préventive**

Elle vise à diminuer la probabilité de défaillance d'un système, pour cela elle s'appuie sur la maintenance systématique et la maintenance conditionnelle.

- **La maintenance corrective**

Elle s'applique après la panne et consiste au dépannage ou à la réparation.

III.5.1 Maintenance corrective (curative)

- **Selon AFNOR**

« Opération de maintenance effectuée après détection d'une défaillance ».
Elle consiste à remettre l'équipement en état de marche lors d'une panne.
La maintenance corrective débouche sur deux types d'intervention :

- **Les dépannages**

Ils Consistent à la remise en marche provisoire de l'équipement. Ils caractérisent la maintenance palliative.

- **Les réparations**

Dans ce cas la maintenance sera une intervention définitive et limitée, elles caractérisent la maintenance curative. Donc la maintenance corrective assure :

- Une amélioration éventuelle (correction), visant à éviter la répétition de panne ou à minimiser ses effets sur le système (surveillance par analyse de vibrations).
- Une mise en mémoire de l'intervention permettra une amélioration ultérieure.

III.5.1.1 Avantage et inconvénients de la maintenance corrective

- **Avantage**
  - Un budget d'entretien moyen ;
  - Coût direct minimisé ;
  - Frais de gestion de stocks non important.
- **Inconvénient**
  - Temps d'arrêt et d'intervention trop élevé ;
  - Coût de maintenance élevée ;
  - Achats des pièces de rechange à un prix élevé.

III.5.2 Maintenance préventive

La maintenance préventive permet de remplacer des pièces qui se dégradent par suite d'usure, de fatigue, etc., avant qu'elles ne provoquent une défaillance. Ces pièces présentent un taux de défaillance croissant avec l'âge. La détermination de la durée entre remplacements nécessite la connaissance de la distribution des durées de vie. Elle fait appel à la théorie du renouvellement

III.5.2.1 But de la maintenance préventive

- Augmenter la durée de vie du matériel ;
- Diminuer la probabilité des défaillances ;
- Diminuer les temps d'arrêt en cas de panne ;
- Faciliter la gestion des stocks (consommations prévues) ;
- Réduire et régulariser la charge de travail ;
- Assurer la sécurité (moins d'improvisations dangereuses).

III.5.2.2 Différentes formes de maintenance préventive

La maintenance préventive se divise en deux formes essentielles.

- **Maintenance préventive systématique**

On fixe les règles strictes pour déterminer les dates de maintenance. Suivant l'importance d'un équipement dans un système, celle-ci peut s'effectuer :

- Pour un âge fixé de l'équipement ; il faut alors disposer d'un moyen pour connaître l'âge de l'équipement durant la vie du système ;
- Pour un âge fixé du système ; c'est le cas des révisions des automobiles préconisées par les constructeurs ;
- À des dates fixes.

Les deux premières sont plus efficaces, mais difficiles à gérer. La troisième se gère bien, mais elle est plus coûteuse en temps et en pièces de rechange.

- **Maintenance préventive conditionnelle**

Consiste à vérifier périodiquement l'état des pièces qui se dégradent et à n'intervenir que si l'état de dégradation est suffisamment avancé pour compromettre la fiabilité du système. Elle nécessite des moyens de mesure ou de test permettant d'apprécier l'état de dégradation.

L'évolution des capteurs de mesure (par exemple, les capteurs de vibrations) et des dispositifs d'analyse automatique (par exemple, l'analyse des huiles de graissage) associés aux télémesures et aux ordinateurs rendent cette politique plus accessible. Elle est très efficace, mais la gestion des ressources de maintenance est plus difficile et nécessite souvent le recours à l'ordinateur.

Dans la pratique, on est amené, pour réduire les coûts de maintenance et assurer la disponibilité des systèmes, à combiner ces différentes politiques dans le plan de maintenance, par exemple à prévoir une partie des actions de maintenance à dates fixes et à en profiter pour effectuer les vérifications sur les pièces soumises à la maintenance conditionnelle

III.5.2.3 Avantages et inconvénients de la maintenance préventive

- **Avantage**
  - Bonne préparation de l'intervention ;
  - Durée de mobilisation du matériel minimisée ;
  - Facilité de programmation et de planification des travaux.

- **Inconvénients**
  - Frais de gestion des stocks importants ;
  - Frais dus à la planification ;
  - Charges supplémentaires dues formation du personnel.

III.5.2.4 Choix d'une méthode de maintenance

A chaque étape de vie du matériel plusieurs choix s'imposent : au niveau de la conception pour le niveau de fiabilité et pendant l'exploitation pour le choix de type de maintenance à lui appliquer. [5]

Pour les choix de type de maintenance, deux critères s'imposent :

- **Critère de sécurité**

Ce critère est prédéterminant dans les secteurs stratégiques et à haut risque tels que : l'aviation, le nucléaire, l'industrie du gaz.

- **Critère économique**

C'est un critère qui tient compte des différents coûts reliés entre eux tels que :

- Les coûts de pression ;
- Les coûts de perte de production ;
- Les charges.

III.6 Maintenance appliquée sur les turbines à gaz MS 5002c

III.6.1 Généralités

Les turbines à gaz sont conçues pour permettre une maintenance facile, sur place seulement dans des cas rares. Il est souvent nécessaire d'envoyer les pièces au constructeur pour leur réparation / remise en état.

Les caractéristiques suivantes permettent la maintenance sur place :

- La plupart des enveloppes sont ouvertes le long de leurs lignes médianes afin de pouvoir accéder aux pièces intérieures ;
- Les pièces du stator peuvent être enlevées avec l'enveloppe supérieure ouverte ;
- Les aubes de la turbine sont poussées de manière à pouvoir les remplacer dans le rotor sans besoin d'équilibrage final ;
- Des chemises de combustion, brûleur et d'autres éléments de la chambre de combustion peuvent être démontés et remontés sans avoir démonté les enveloppes de combustion ;
- Possibilité d'effectuer des inspections à l'intérieur de la turbine sans lever les enveloppes extérieures en utilisant le baroscope.

Un programme de maintenance préventive est une nécessité primaire afin d'assurer la gestion correcte des installations conduites par des turbines à gaz où les arrêts forcés de l'installation doivent être réduits au minimum[14]. Et pour cela nous pouvons classer les inspections de la turbine en deux types :

III.6.2 Maintenance conditionnelle (inspection en fonctionnement)

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

Il est conseillé 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 la solution appropriée. [14]

Les données de fonctionnement doivent être acquises dans les phases transitoires (démarrage, arrêt) et en condition de régime permanant.

Les paramètres principaux de l'inspection en marche sont :

- Vitesse de la roue HP et BP ;
- Charge ;
- Nombre de démarrage ;
- Nombre d'heures de fonctionnement ;
- Pression et température aux différents points de la turbine ;

Température et pression ambiante ;

- Pression d'huile et du combustible ainsi que les différents filtres ;
- Vibrations des rotors de la turbine HP et BP.

Tableau 01 : Modes de contrôle des paramètres importants

Le tableau suivant montre les paramètres importants à contrôler ainsi que leurs modes de contrôle :

	Mode de contrôle			
Les paramètres	1	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	+		+	+

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

Tableau III. 1 : les paramètres importants à contrôler

III.6.3 Maintenance systématique (les inspections à l'arrêt)

Il s'agit principalement de l'entretien relatif aux organes de la turbine. Les parties de la turbine demandant un entretien plus fréquent sont celle qui viennent en contact avec les gaz chauds telle que : les tubes de flamme, les conduites de passage du gaz…etc. [14]

On distingue trois types d'inspection à l'arrêt qui sont :

- Inspections du système de combustion : chaque 8000 h de fonctionnement ;
- Inspections du parcours des gaz chauds : chaque 16000 h de fonctionnement ;

- Inspections majeur (révision) :c'est une révision générale qui est faite chaque 48000 h de fonctionnement.

III.6.4 Inspections du système de combustion (combustion inspection CI)

Chaque8000 h de fonctionnement, Pour effectuer ce type d'inspection, il faut déposer le corps **(HP)** de la turbine pour pouvoir contrôler les pièces concernées par la combustion et qui sont :

- Brûleur ;
- Bougie d'allumage et détecteur flamme ;
- Chemise et chapeau ;
- Pièce de transition de gaz.

Ces pièces doivent faire l'objet d'un contrôle très attentif afin d'éviter que la turbine ne fonctionne avec un système de combustion détérioré ; en effet, cela risquerait d'abréger la durée de vie des pièces an aval (aubes mobiles et aubes fixes, ou directrices).

Pendant cette inspection – la pièce de transition étant démonté – on procède à un examen visuel du bord d'attaque des directrices et des aubes mobiles et on note toute usure et toute détérioration observée. Les résultats de cette inspection seront utiles lors de l'établissement du programme d'inspection du parcours des gaz chauds.

La chemise, la pièce de transition de gaz et de brûleur doivent être remplacés par leurs équivalents neufs ou révisés. Par la suite, les pièces démontées pour être contrôlées et réparées, si cela est avantageux et/ou nécessaire. Cette procédure d'inspection permet de réduire au maximum la durée des arrêts. L'inspection des pièces doit être confiée au personnel spécialisé qui pourra, le cas échéant, effectuer les réparations nécessaires. [6]

III.6.5 Inspections du parcours des gaz chauds (hot gaz parth inspection HPGI)

Chaque 16000 h de fonctionnement Le but de cette inspection est d'examiné les pièces de la turbine les plus soumises aux contraintes par les températures élevées du système de gaz de combustion, cette visite comprend essentiellement :

- Directrices premier et deuxième étage ;
- Aubes du rotor ;
- Anneaux de protection extérieure.

Les intervalles d'inspection des veines du gaz chaud sont multiples et au même temps. On procède à l'inspection des pièces de combustion.

Comme pour l'inspection précédente il est conseillé de disposer de pièces de rechange au cas où ceux-ci devraient être remplacés une fois terminée l'examen visuel. [6]

III.6.6 Inspection majeur (major inspection MI)

C'est une révision générale qui est faite chaque 48000 h de fonctionnement, Le but d'une révision générale est d'examiner toutes les pièces intérieures 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, de manière à pouvoir enlever les rotors. Avant de procéder au démontage, des vérins doivent être placés sous les demi-carters inférieurs, 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 carters turbinent. [6]

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 CO_2 a été désactivé que le système d'alimentation du gaz combustible a été obturé et/ou que le système de combustible liquide à bien été vidangé et désactivé.

III.6.6.1 Procédure d'une révision générale

- **Préparation**

- Préparation du kit des pièces de rechange :
  - Joints d'étanchéités ;
  - Boulons, clavettes, tubes d'interconnections…etc.
- Préparation de l'outillage ;
- Préparation du dossier de la machine (documentation) ;
- Isolement de la machine :
  - Isoler électriquement la machine ;

- Fermer les conduites de gaz ;

Isoler la machine réceptrice (les compresseurs centrifuges).

❖ **Démontage**

- Démonter les accouplements de charge et des auxiliaires ;
- Relever les alignements ;
- Démonter les bougies d'allumage, détecteurs de flamme, les captures de vibration, de vitesse et des thermocouples…etc. ;
- Relever les jeux sur le compresseur et la turbine ;
- Contrôler les jeux d'assemblages (des coussinets et du rotor et labyrinthe d'étanchéité) ;
- Démonter les chambres de combustion, les tubes à flamme, tubes d'interconnections et pièces de transition ;
- Démonter les carters supérieurs ainsi que la partie supérieure de directrice premier et deuxième étage ;
- On inspecte l'état de toutes les pièces démontées en particulier celles soumises aux contraintes thermiques ou mécaniques telles que : pièces de transition, tubes à flamme, aubes fixes et mobiles diaphragmes…etc.

Toute présence de fissures doit être relevée, on constatera toutes usures aux points de surchauffes.

- **Paliers :** prêter attention aux rayures profondes et au relâchement du métal anti- friction.
- **Aubes :** inspecter leur freinage et déceler toutes fissures ou changements de l'état de matériaux des aubes.
- **Rotors :** contrôler les états de surface aux niveaux des paliers, s'assurer de la non présence de point de frottement dû au mauvais centrage ou mauvais alignement.
- **Boîtier d'engrenage :** on inspecte l'état de sécurité de survitesse dans le boîtier d'engrenages.

III.6.6.2 Réparation des pièces endommagées et préparation pour le remontage

On procédera à la réparation de toutes les pièces endommagées ou à un éventuel changement, on soufflera avec l'air comprimé le carter inférieur puis on procèdera au remontage.

❖ **Remontage**

C'est l'opération inverse de démontage :

- On posera les demi coussinets inférieurs des paliers puis les rotors ; GG et BP, on relèvera ensuite les jeux ;
- Carter BP et HP supérieur ;
- Enveloppe de la veine des gaz chauds ;
- Diffuseur d'échappement ;
- Caisson et gaine d'admission ;
- Pièces de transition ;
- Carter chambres de combustion, puis tubes à flamme et tubes d'interconnections et chambres de combustion ;
- Bougies d'allumage, injecteurs et tuyauterie du gaz combustible ;
- Tuyauterie d'air de refroidissement…etc.

III.6.7 Inspection des systèmes de commande et de protection

Avant de démarrer la turbine les instrumentistes font un contrôle de tous les systèmes de commande et de protection comme par exemple :

- La chaîne de vibrations ;
- L'état des thermocouples ;
- Fonctionnement des servo-vannes ;
- Des manomètres ;
- Les moteurs électriques des auxiliaires ;
- Les systèmes de survitesse et de déclenchement ;
- Ainsi que toutes les boucles des systèmes de régulation (capteurs, transmetteurs, régulateurs, amplificateurs, organes d'exécution…etc.). [5]

III.6.8 Teste de démarrage et essais

On contrôlera toutes les étapes de démarrage et on décèlera tous les bruits anormaux pendant la phase de ventilation, avant l'allumage, relever tous les paramètres à 80% et à 100% de la vitesse nominale. La turbine est réceptionnée après 72 h de marche. [5]

III.7 Maintenance d'amélioration

(Passage à la nouvelle technologie pour la turbine à gaz 5002C) :

L'amélioration des biens des équipements consiste à procéder à des modifications, des changements, des transformations sur un matériel correspondant à la maintenance d'amélioration.

Dans ce domaine beaucoup de choses restent à faire c'est à dire qu'on peut toujours améliorer. C'est un état d'esprit qui nécessite une attitude créative.

Cependant pour toute maintenance d'amélioration, une étude économique sérieuse s'impose pour assurer la rentabilité du projet.

Actuellement les nouvelles technologies sont appliquées dans plusieurs domaines de l'industrie et en particulier dans l'industrie des hydrocarbures et plus précisément dans la maintenance de machines tournantes (turbines, compresseurs, pompes …etc.), afin de réaliser des objectifs bien déterminés.

Parmi les techniques des technologies nouvelles appliquées dans les installations des turbines à gaz, on trouve celles qui ont pour but l'extension des cycles ou intervalles de maintenance.

Cette technologie consiste à changer quelques pièces essentielles de la partie des gaz chauds de la turbine à gaz, par d'autres pièces, dont leur matériau est amélioré ou ils ont subi un revêtement ou traitement thermique afin de résister aux hautes températures pour une longue durée. [14]

III.7.1 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.

III.7.2 Les cycles des révisions

Les inspections	Ancien cycle de maintenance	Nouveau cycle de maintenance
Inspection de combustion (CI)	8000 h	12000 h
Inspection du parcours des gaz chauds (HGPI)	16000 h	Remplacée par une 2ème CI 24000 h
Inspection de combustion (CI)	24000 h	36000 h
Majeur inspection (MI)	32000 h	48000 h

Tableau III. 2 : Cycles des révisions

III.7.3 Durées des interventions

- CI : 10 jours ;
- HGPI : 20jours ;
- MI : 35 jours.

III.7.4 Facteurs influençant la durée de vie des pièces

Examinons la durée de vie des différentes pièces et les facteurs susceptibles de les influencer.

Il faut distinguer principalement

- Influence du type de combustible utilisé ;
- Nombre de démarrages ;
- Influence exercée par la charge.

❖ **Type de combustible**

Les effets du type de combustible sur la durée de vie des pièces des turbines sont associés à la quantité d'énergie rayonnée pendant la combustion et à la qualité de l'atomisation des combustibles liquides. Avec le gaz naturel, l'atomisation est inutile et le niveau d'énergie rayonnée est bas. Par conséquent, il permet d'obtenir une durée de vie des pièces plus longue qu'avec les combustibles liquides. Le gaz naturel est traditionnellement utilisé comme combustible dans les turbines pour application industrielles.

❖ **Nombre de démarrages**

A chaque démarrage de la turbine, les pièces du parcours de gaz chaud sont soumises à un cycle thermique considérable. Des systèmes de contrôle ont été donc élaborés pour limiter cet effet. Dans la pratique, lorsque les démarrages et les arrêts d'une turbine sont fréquents, la durée de vie des pièces du parcours des gaz chauds est plus courte que celle des pièces d'une autre turbine fonctionnant en service (figure III.2).

❖ **Pourcentage de charge**

La variation de la charge de la turbine, jusqu'à 100 % de la puissance, n'influe que modérément sur la vie des pièces, à condition que cette variation ne soit pas fréquemment et brusque (voir la figure III.3).

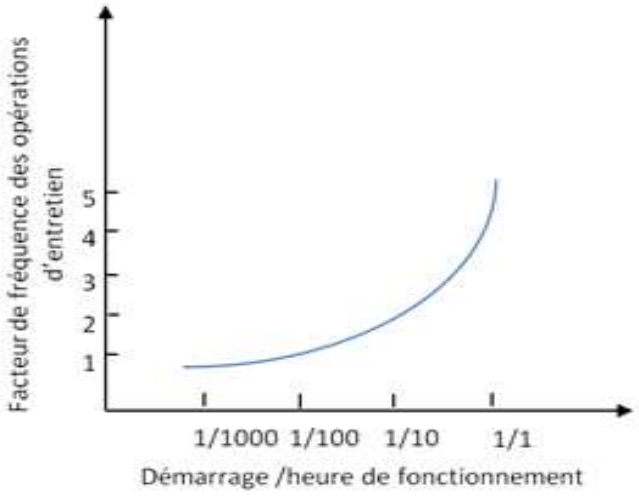


Figure III. 2 : Influence des démarrages

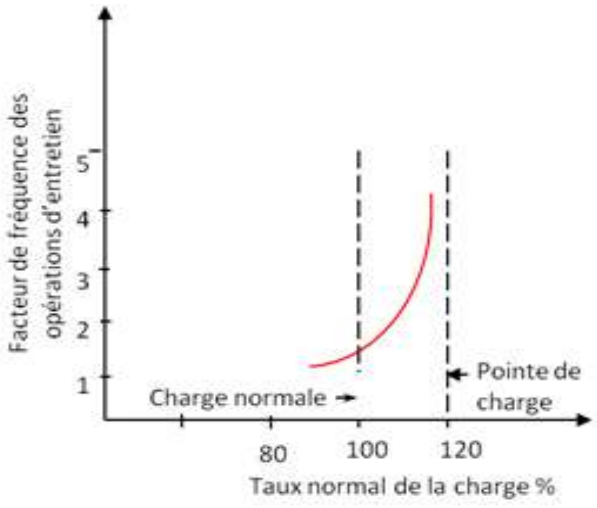


Figure III. 3 : Influence de la charge

III.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité la maintenance appropriée pour les turbines à gaz et sur la thématique de surveillance diagnostique, dans le domaine de la maintenance en générale et celle des turbines d'une façon spéciale, et d'avoir les connaissances et apprendre les différents types de maintenance appliquée et leurs méthodes des inspections.

Chapitre Ⅳ

Etude de fiabilité d’une turbine à gaz MS5002c

Ⅳ.1.1 Introduction

La fiabilité est née avec les câbles sous-marins dont les réparations même élémentaires étaient fort coûteuses à cause du déplacement d'un navire, mais souvent impossible selon les saisons. Des composants pouvant fonctionner très longtemps sans tomber en panne ont donc été mis au point.

La fiabilité a ensuite subi un deuxième essor avec l'activité aéronautique et spatiale, les interventions étant impossibles en vol.

Enfin, elle a subi un troisième essor avec l'électronique mais dans un but de maintenance, donc différent. Dans ce cas, le matériel reste accessible mais muet, et la fiabilité permet de supprimer une partie des pannes, préventivement, ce que la maintenance ne pourrait faire.

Dans ce chapitre , les résultats de cette étude sont présentés en termes de fiabilité R(t),la fonction de répartition F(t) ,la densité de probabilité f(t) et le Taux défaillance λ (t).

Ⅳ.1.2 Définition

Selon la norme **AFNOR X06501**, la fiabilité est l'aptitude d'un dispositif à accomplir une fonction requise dans des conditions d'utilisation, et pour des périodes de tempes peut être remplacé par un nombre de cycles, une distance parcours… [11]

Ⅳ.1.3 Objectifs de la fiabilité

La fiabilité a pour objectif de :

- Mesurer une garantie dans le temps.
- Evaluer rigoureusement un degré de confiance.
- Déchiffrer une durée de vie.
- Evaluer avec précision un temps de fonctionnement.
- Déterminer la stratégie de l'entretien.
- Choisir le stock.
- De calcule le risque pris.

Ⅳ.1.4 Définitions et notations

- **MTA**

Temps moyen pendant lequel le système est indisponible. Il comprend le temps de détection de la panne, le temps de déplacement du service maintenance, le temps d'approvisionnement du matériel en panne, le temps de réparation. [11]

- **MTBF**

Temps moyen entre deux défaillances d'un système réparable.

- **MTTF**

Temps moyen de bon fonctionnement avant la première défaillance.

- **MTTR**

Moyenne des temps techniques de réparation.

- **Retour d'expérience**

Données de fiabilité opérationnelle recueillies lors des défaillances du matériel en exploitation

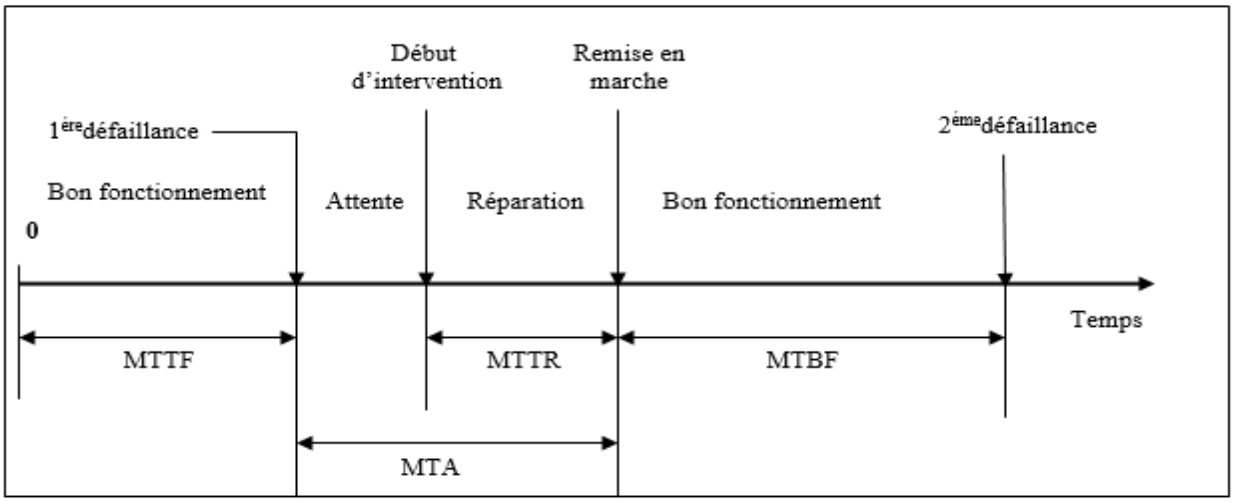


Figure IV. 1 : Relation entre les différentes grandeurs caractérisant la fiabilité, la maintenabilité et la disponibilité d'un équipement.

Ⅳ.1.5 Rappels de statistiques

❖ **Variable aléatoire, lois de probabilité**

- **Notion de Variable aléatoire :**

On appelle variable aléatoire T, une variable telle qu'à chaque valeur t de T on puisse associer une probabilité. Une V.A peut-être discrète ou continue. La correspondance entre

V.A et la probabilité qui lui est associée établit une loi de probabilité. De ce fait, on distingue les lois continues et celles discrètes.

- **Fiabilité :**

  C'est la probabilité de bon fonctionnement à l'instant t_i

  $$R(t_i) = \Pr(T \succ t_i)$$

- **Fonction de répartitions :**

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

  $$F(t_i) = \Pr(T \prec t_i)$$

  Notons que ces deux fonctions sont complémentaires :

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

- **Densité de probabilité :**

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

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

- **Taux de défaillance :**

  Probabilité pour qu'une entité perde sa capacité à accomplir une fonction pendant l'intervalle [t, t+dt], sachant qu'elle n'a pas été défaillante entre [0, t] ; on le note

Relation entre F (t), R (t), f (t) et λ(t)				
Fonction	**F (t)**	**R (t)**	**f (t)**	**λ (t)**
F (t)		1-R (t)	$\int_0^t f(u)du$	$1-e^{-\int_0^t \lambda(u)du}$
R (t)	1-F (t)		$\int_t^{\infty} f(u)du$	$e^{-\int_0^t \lambda(u)du}$
f (t)	$\frac{df(t)}{dt}$	$\frac{-dR(t)}{d(t)}$		$\lambda(t)e^{-\int_0^t \lambda(u)du}$
λ (t)	$\frac{\frac{df(t)}{dt}}{1-F(t)}$	$-\frac{R'(t)}{R(t)}$	$\frac{f(t)}{\int_t^{+\infty} f(u)du}$	

Tableau IV. 1 : Relation entre F (t), R (t), f (t) et λ(t)

Ⅳ.1.6 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 [11]

- **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. [11]

- **La loi de WEIBULL**

C'est une loi continue à trois paramètres, donc d'un emploi très souple. En fonction de la valeur de ses paramètres, elle peut s'ajuster à toutes sortes de résultats expérimentaux. Cette loi a été retenue pour représenter la durée de vie des pièces mécaniques. [11]

- **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. [11]

- **La loi log-normale (ou loi de GALTON)**

Soit une VA continue positive ; si la variable $y = Logx$ 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. [11]

Le tableau ci-après représente les fonctions représentatives de ces quatre lois.

Principales lois de survie				
	Loi exponentielle	Loi de weibull	Loi normale	Loi-long-normale
Fiabilité (loi de survie) : R (t)	$e^{(-\lambda_0 t)}$	$e^{\left[-\left(\frac{t-t_0}{\eta}\right)^{\beta}\right]}$	$\int_t^0 \frac{1}{\sigma_0\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{1}{2}\frac{(t-\mu)^2}{\sigma_0^2}\right]}$	$\int_0^t \frac{1}{\sigma_0\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{1}{2}\frac{(\ln t-\mu)^2}{\sigma_0^2}\right]}$
Densité des défaillances : f (t)	$\lambda_0 e^{(-\lambda_0 t)}$	$\frac{\beta}{\eta}\left(\frac{(t-t_0)}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{\left[-\left(\frac{(t-t_0)}{\eta}\right)^{\beta}\right]}$	$\frac{1}{\sigma_0\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{1}{2}\frac{(t-\mu)^2}{\sigma_0^2}\right]}$	$\frac{1}{t\sigma_0\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{1}{2}\frac{(\ln t-\mu)^2}{\sigma_0^2}\right]}$
Taux instantané de défaillances : λ (t)	λ_0	$\frac{\beta}{\eta}\left(\frac{(t-t_0)}{\eta}\right)^{\beta-1}$	$\frac{f(t)}{R(t)}$	$\left(\frac{f(t)}{R(t)}\right)$

Tableau IV. 2 : Principales lois de survie

IV.2 Calcul de fiabilité de la turbine MS 5002 c

Selon l'historique de la turbine [14]. On peut calculer les temps de bon fonctionnement ; comme suite :

N°	Date	Heure de marche	TBFi
0	02-02-2004	0	0
1	02-04-2005	6996	6996
2	20-10-2007	14988	7996
3	10-12-2008	20988	6000
4	25-01-2009	21397	409
5	31-01-2009	21397	857
6	01-2011	27872	6475
7	27-06-2011	32697	4885
8	11-11-2012	42854	10157
9	17-03-2014	49354	6519
10	15-04-2014	57504	8150
11	Dec.avr-2016	60058	2554
12	24-12-2016	70180	10122
13	16-06-2017	77534	7354
14	27-10-2018	81239	3705

Tableau IV. 3 : le temps de bon fonctionnement de la turbine MS5002c

Ayant les TBF, on peut facilement calculer le temps moyen de bon fonctionnement :

$$MTBF = \frac{\sum_{1}^{14} TBF}{\eta} = 5869.3 Heurs$$

Aussi d'après la règle de sturges, on peut déterminer le nombre de classe comme suit ;

$$r = 1+3.3\log\sum_{i=1}^{i=14} ni$$

Sachant que la $\sum_{i=1}^{i=14} ni = 14 \Rightarrow r = 5$ classe

On prend r= 5 classe

Et l'intervalle de temps pour chaque classe est le suivant

$$\Delta T = \frac{TBF_{\max}}{r} = \frac{10157}{5} \Rightarrow \Delta T = 2032 heurs.$$

Ainsi, suivant ces intervalles de temps pour chaque classe en fonction du nombre panne correspondant à chaque intervalle, on peut facilement obtenir la distribution des défaillances par classe.

Intervalle	Nombre de panne
0 ÷2032	2
2032 ÷ 4064	2
4064÷ 6096	2
6096 ÷ 8128	5
8128 ÷ 10157	3

Tableau IV. 4 : Nombre de panne (défaillance) par classe

Donc à partir de cette distribution, on peut facilement tracer l'histogramme des pannes et ainsi en déduire la loi que notre suit :

IV.2.1 Histogramme

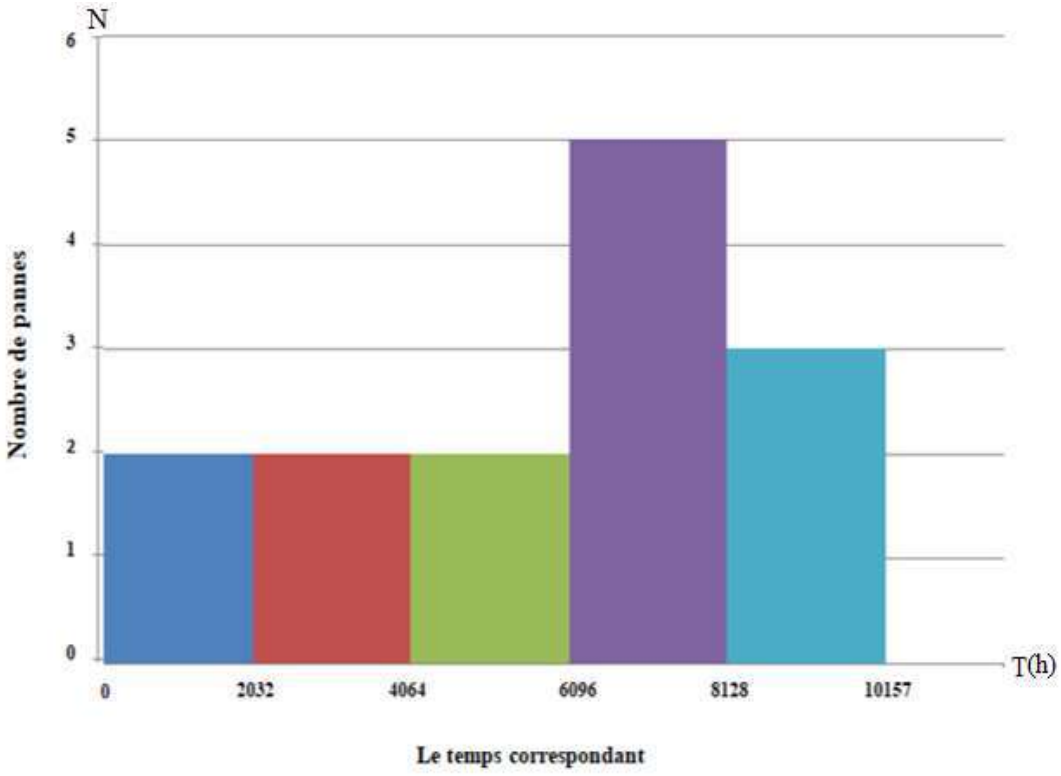


Figure IV. 2 : Histogramme de panne par temps

N : Etant le nombre de pannes

T : Etant l'intervalle de temps correspondant

L'allure de l'histogramme de pannes, nous révèle déjà que la turbine possède une distribution de pannes dont la loi est une normale, plus loin les tests d'adéquation, conformé que cette loi normale.

IV.2.2 Calcule de Fiabilité

$$R(t) = \frac{n_i}{N}.$$

n_i:Nb de survivants en début de classe.

N : Etant le nombre des pannes total.

IV.2.3 Calcule de Fonction de répartitions

donné par : $F(t) = 1 - R(t)$.

IV.2.4 Calcule le Taux de défaillance

donné par : $\lambda_i = \frac{Ne}{ni * \Delta t}$.

ni= Nb de survivants en début de classe.

Ne = Nb de défaillance par classe.

Δt= Etant l'intervalle de temps observé.

- Le tableau suivant représente le calcule président

classe	Nb de défaillance par classe (Ne)	Nb de survivants en début de classe (ni)	Défaillance cumulées	F(t)	R(t)	Taux de défaillance (λ_i)
0 ÷2032	2	14	2	0%	100%	7,03E-05
2032 ÷ 4064	2	12	4	14.29%	85.71%	8,20E-05
4064÷ 6096	2	10	6	28.57%	71.43%	9,84E-05
6096 ÷ 8128	5	8	11	42.86%	57.14%	3,08E-04
8128 ÷10157	3	3	14	78.57%	21.43%	4,92E-04

Tableau IV. 5 : Tableau de calcule

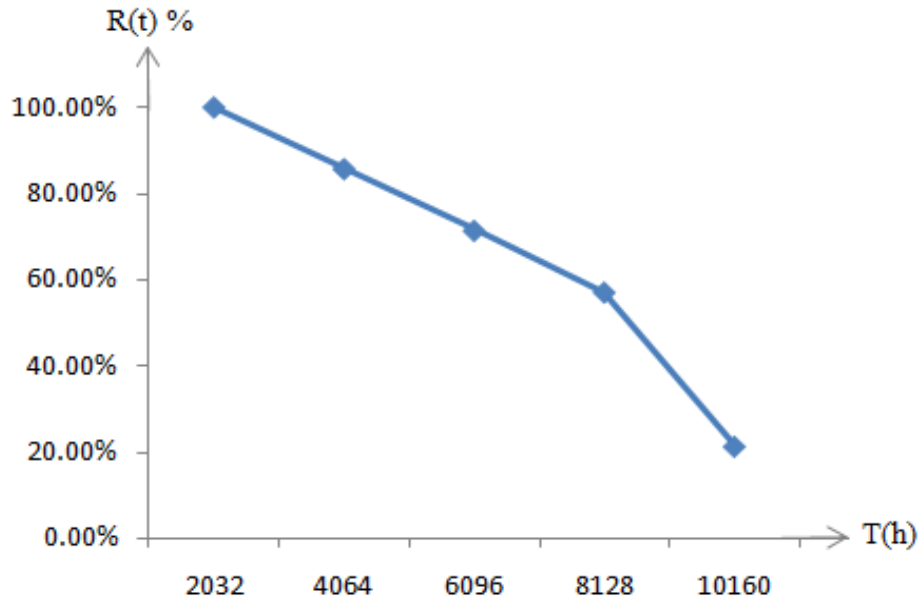


Figure IV. 3 : La fonction fiabilité par temps

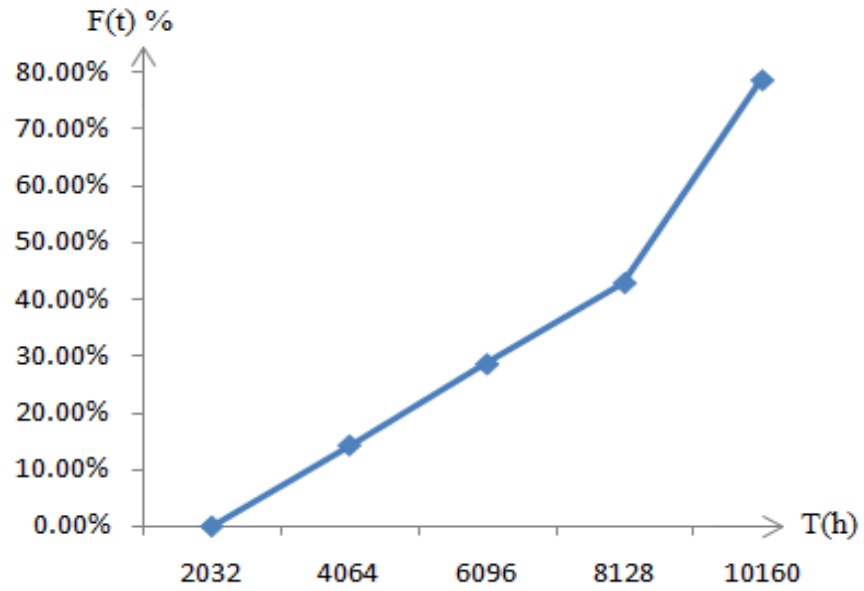


Figure IV. 4 : La fonction de répartition par temps

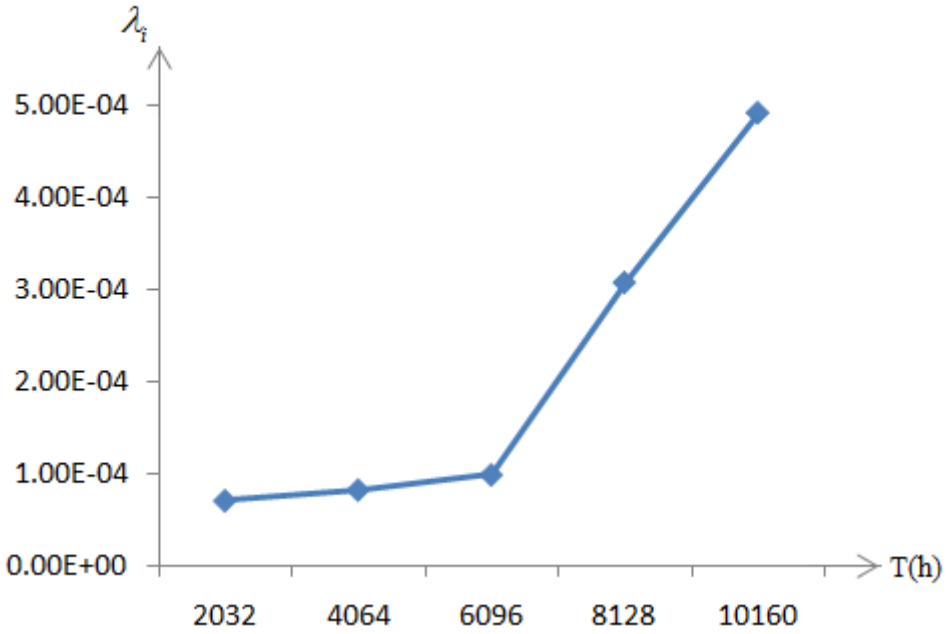


Figure IV. 5 : Taux de défaillance instantané par Temps

IV.2.5 Test d'adéquation

Dans mon cas le test de GOLMOGROV SMIRONY est commande , il consiste à faire la comparaison de l'erreur absolue donnée par la différence entre la fonction statique réelle et celle théorique , avec une de référence $\Delta_{\eta,\alpha}$ choisie , en fonction du nombre total de pannes, sachant que le dernier est la taille de l'échantillons η , et un risque d'erreur qui est α .

Admettons un risque d'erreur α=0.05 et la condition d'adéquation prend la forme

$$\Delta D_{max} < D\eta,\alpha.$$

Avec, bien sûr [20] , ΔD_{max} erreur absolue entre la fonction réelle et la fonction théorique .

La fonction théorique (loi normale centre réduire) donné par :

$$f(z) = \frac{t_i - \eta}{\sigma}$$

η = la moyenne= $\frac{\sum nici}{N} = 5662.8h.$

$nici$= $\frac{\text{l'intervalle de classe}}{2} * \text{Ne.}$

σ =écart type =$\sqrt{v}$ =2959.9h.

V=variance=$\frac{\sum_1^{14}(Ti-\eta)^2}{N}$

TBFi	Fth (t)	$\Delta D=\lvert F_i-F_{th}\rvert$	TBFi	Fth (t)	$\Delta D=\lvert F_i-F_{th}$
409	0.0384	0.0384	6519	0.6103	0.1817
857	0.0526	0.0526	6996	0.6736	0.2450
2554	0.4404	0.2975	7354	0.7157	0.2871
3705	0.2546	0.1117	7969	0.7832	0.3573
4885	0.3974	0.1099	8150	0.7995	0.0138
6000	0.5483	0.2608	10112	0.9332	0.1475
6475	0.6064	0.1778	10157	0.9345	0.1488

Tableau IV. 6 : Tableau résume la fonction théorique de répartition et la déférence entre la fonction théorique et statique de répartition

D'après le tableau des résultats, on remarque bien que ΔD_{max}= 0.3573, donc d'après le tout d'adéquation on doit que

ΔD_{max} = 0.3573<$D_{n,x}$= 0.3940.

Par conséquent, on confirme que loi normale est adéquate pour la distribution des pannes de la turbine GE.MS5002C, donc la turbine à gaz GE.MS5002C suit une loi normale [21].

IV.2.5.1 Fiabilité de la turbine à gaz pour t=5869 h

$$f(MTBF)=\frac{t_i-\eta}{\sigma}$$

$f(MTBF)$=47.61% $\Rightarrow$ R(t) =1-47.61

$\Rightarrow$ R(t) =52.39%

IV.2.6 Conclusion

D'après les résultats on constate que le choix de la politique de maintenance appliquée sur la turbine étudiée est adéquat.

Chapitre V

Sécurité de la turbine MS5002C

V.1 Introduction

Le secteur industriel en général et celui des hydrocarbures en particulier constitue incontestablement des secteurs à haut risque. La sécurité du personnel exploitant, des équipements de production et les risques de pollution accélérés est devenue l'une des préoccupations majeures des responsables industriels.

Nombreux sont les risques qui peuvent parvenir faute de négligence ou d'ignorance des règles et des mesures au sein de l'entreprise. C'est pourquoi, l'enseignement et la formation des hommes à la prévention des risques professionnels sont devenus une grande nécessite dans une entreprise.

V.2 Définition de la sécurité

La sécurité industrielle est un ensemble de mesures et de moyens technique et d'hygiène dont la finalité est de créer de bonnes conditions de travail, en limitant l'influence de facteurs industriels dangereux provoquant des avaries.

Elle étudie le danger industriel, les maladies professionnelles et met en évidence des méthodes réduisant les accidents, dans le but d'augmenter la production et le rendement et au même temps la protection l'être humain. [5]

V.3 Système de commande de combustible

Le rôle de ce système est d'assurer l'alimentation des chambres de combustion par le combustible (le gaz naturel pour le cas de la turbine étudiée), avec la pression et le débit appropriés pour satisfaire à toutes les exigences de lancement.

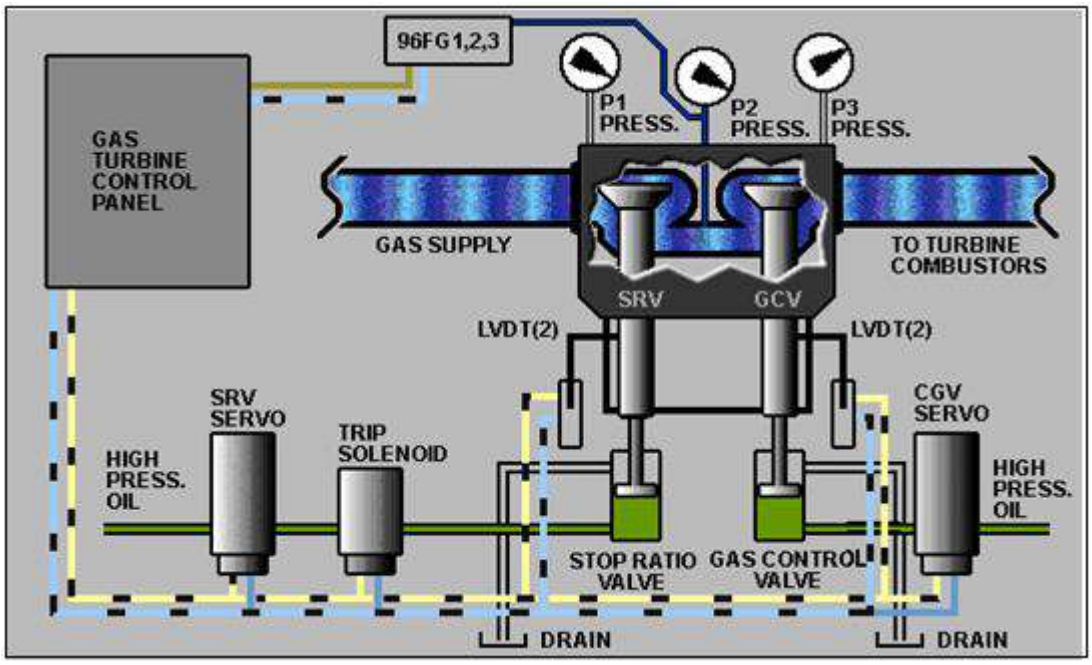


Figure V. 1 : système de commande de combustible

Le gaz doit arriver à la turbine sous pression, après filtrage, à travers deux vannes situées en série : la vanne arrêt ⁄détente SRV et la vanne de contrôle du combustible GCV (SRV servo commander la vanne SRV et GSV servo commander la vanne GCV). Le combustible, parfaitement dosé, parvient au brûleur (1 par chambre de combustion) à travers un distributeur annulaire. La vanne arrêt ⁄ détente a la double fonction d'arrêter et de régler la pression du gaz en aval (cette vanne étant commandée par le système de protection de la turbine). A cette régulation il faut ajouter celle exercée par la vanne de contrôle du combustible (GCV) laquelle s'ouvre en fonction linéaire par rapport au signal qu'elle reçoit de l'armoire de commande et de contrôle. [19]

V.4 Systèmes de contrôle et de protection

V.4.1 Systèmes de contrôle

Les systèmes de contrôle de la turbine à gaz consistent en des ensembles ou dispositifs de composants montés sur la turbine à gaz, sur le tableau de contrôle électrique et les câbles d'interconnexions entre l'armoire de contrôle et la turbine à gaz, ces dispositifs effectuent un contrôle des différents paramètres (température, vitesse, pression…), pour assurer le bon fonctionnement de la turbine à gaz. [5]

V.4.1.1 Système de contrôle du fuel

La fonction primaire du système de contrôle du fuel est de contrôler la vitesse de la turbine en charge, il comprend également :

- La fonction d'allumage.
- La fonction d'accélération.
- La fonction de contrôle limite du combustible.
- La fonction de contrôle de la température d'échappement.

V.4.1.2 Système de contrôle de la directrice du premier étage

Afin de maintenir relativement constante la température d'échappement sous les différentes charges et suivant la température ambiante, l'angle des aubages orientables de la directrice du premier étage est ajusté automatiquement pour pouvoir contrôler la vitesse de la charge suivant le besoin. [5]

V.4.1.3 Système de contrôle de la température

Pour obtenir le meilleur rendement de la turbine à gaz il est souhaitable de travailler avec des températures du gaz à l'entrée de la section turbine aussi haute que possible.

Cependant, afin de travailler à l'intérieur des limites de résistance des pièces il ne faudra pas dépasser un maximum permis de température d'entrée et d'échappement. Ainsi, un système de contrôle de température est nécessaire pour contrôler la vitesse ou la charge dans le cas où la température d'admission ou d'échappement dépasse les limites prescrites. [5]

V.4.2 Systèmes de protection

Le système de protection est constitué par un certain nombre de systèmes secondaires et primaires dont certains travaillent à chaque démarrage ou à chaque arrêt. Les autres systèmes et composants sont réservés pour des conditions de marche anormales ou des cas d'urgence demandant l'arrêt de la turbine à gaz. [18]

V.4.2.1 Système de protection de survitesse

Le système de protection de survitesse est conçu pour protéger la turbine à gaz contre tout dommage éventuel causé par une vitesse excessive d'un des arbres de la turbine. En fonctionnement normale, la vitesse de ces arbres est contrôlée par la boucle de vitesse ou la boucle de température.

Le système de protection de survitesse comprend un système primaire et un système secondaire ou de secours pour chaque arbre de la turbine

- Le système de protection primaire (électronique) comprend des détecteurs magnétiques pour capter la vitesse de la turbine, (le logiciel de détection de vitesse et les circuits logiques correspondants).
- Le système de protection secondaire (mécanique) comprend la masse de survitesse mécanique,

Les deux systèmes servent à déclencher la vanne d'arrêt du combustible et la vanne d'arrêt gaz combustible/détente, et de façon redondante, amenant la commande électrique à zéro. [18]

- **Le système de protection primaire**

La fonction électronique de protection contre la survitesse est accomplie dans le logiciel de l'ordinateur. Le logiciel de vitesse de la turbine (TNH ou TNL) venant des capteurs magnétiques (pour les arbres de la turbine respectifs) et composé d'un point affiché de survitesse. Quand la vitesse dépassé le point affiche, le signal de déclenchement de survitesse L12 est transmis au circuit de protection Principal pour arrêter la turbine (voir figure V.2 et V.3) « Déclenchement de survitesse électrique » sera affiché sur le CRT.

- **Capteurs magnétiques**

Les capteurs magnétiques sont des dispositifs à forte puissance, ils comprennent un aiment permanent entouré d'une bobine et enveloppe hermétique, et se trouvent à proximité des roues dentées de l'arbre du rotor de compresseur de la turbine à gaz. Les signaux provenant des capteurs sont transmis par des câbles séparés, vers les différents circuits électroniques du panneau de commande Speed Tronic.

La roue à 60 dents, semblable à un engrenage, fait partie intégrante de l'ensemble du rotor de la turbine à gaz. Elle forme le rotor des capteurs magnétiques.

Les roues dentées passent sous le capteur magnétique. Avec la roue à 60 dents, la fréquence de la tension de sortie en Hertz est exactement égale à la vitesse de la turbine mesurée en tours par minute. Cette tension dépend directement de la vitesse de la roue également du jeu entre les dents de la roue et l'extrémité du capteur magnétique.

- **Réglage du jeu de capteur magnétique**

Le jeu entre le diamètre extérieur de la roue dentée et l'extrémité du capteur magnétique doit être vérifié au départ et à chaque démontage et remontage du capteur magnétique de l'accouplement du réducteur auxiliaire de la turbine. Le jeu de chaque capteur magnétique ne doit pas dépasser les limites spécifiées dans le sommaire des dispositifs. Ces jeux doivent être corrigés au besoin pour correspondre aux limites spécifiés.

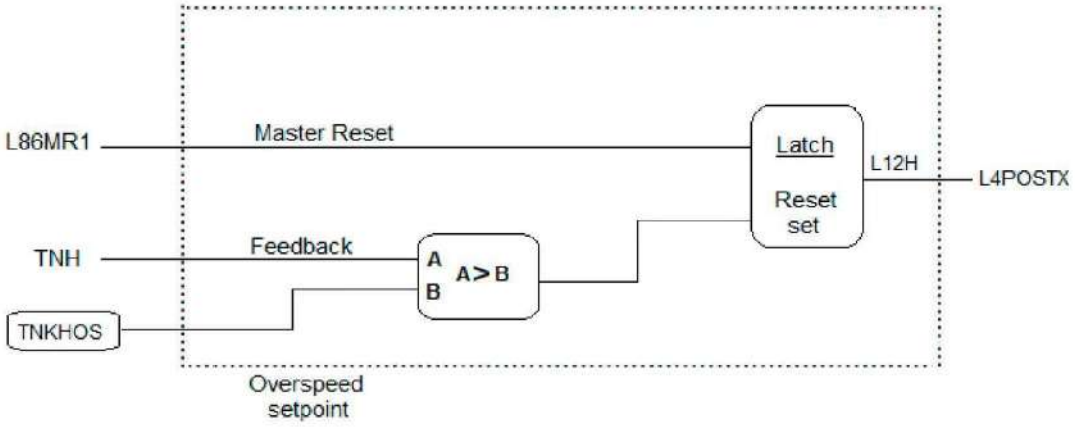


Figure V. 2 : Système électronique de déclanchement (HP)

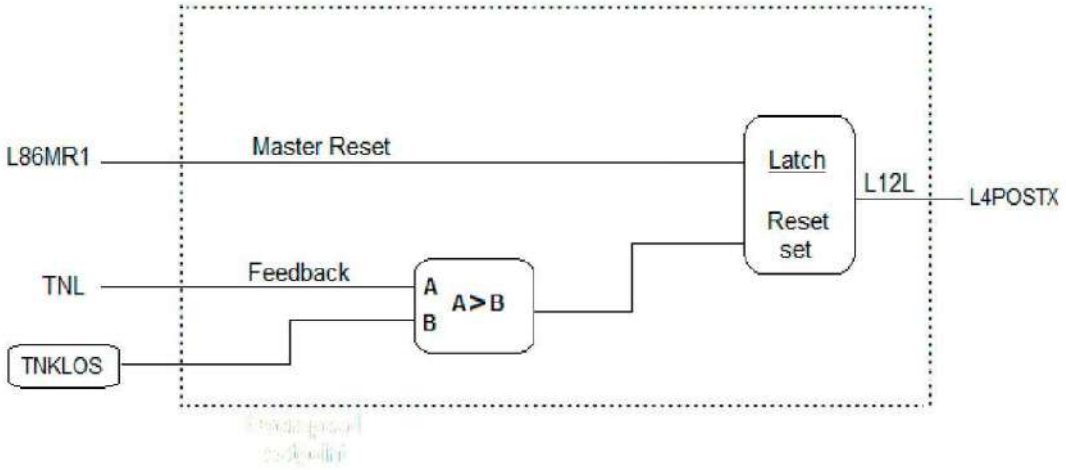


Figure V. 3 : Système électronique de déclanchement (LP)

- **Le système de protection secondaire**

Le système mécanique de protection de survitesse remplace le système électronique de protection. Comme un système de secours, la vitesse de déclenchement affichée est supérieure au système électronique de protection de survitesse pour la plupart. Le système mécanique de protection de survitesse fait partie intégrante de la turbine à gaz et fermera les vannes d'arrêt

du combustible lorsque la vitesse de la turbine atteint ou dépasse la valeur de déclenchement. Cette action de déclenchement est totalement indépendante des connexions électroniques du tableau de commande de la turbine.

Ces déclenchements de type mécanique fonctionnent conjointement avec les masses de déclenchement de survitesse de l'arbre haute pression et de l'arbre basse pression de la turbine. Le mécanisme de déclenchement de survitesse des arbres des turbines BP et HP. Est commandé par les masses de survitesse. La masse de survitesse pour l'arbre haute pression est situé dans 1'arbre du réducteur des auxiliaires (voir figure V.4). La masse de survitesse pour l'arbre de la turbine basse pression est situé près de l'accouplement de charge.

Quand ces mécanismes de déclenchement entrent en action, ils provoquent une chute rapide de la pression dans le système d'huile de commande, produisant la fermeture de la vanne d'arrêt de combustible et l'ouverture des directrices.

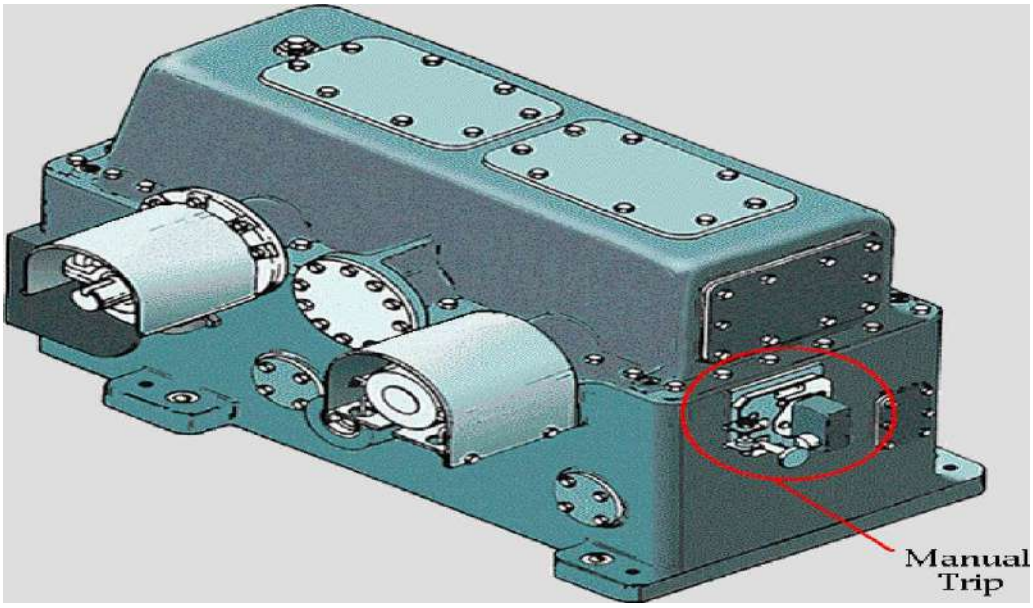


Figure V. 4 : position de mécanisme de déclanchement

- **Ensemble masse de survitesse**

L'ensemble masse de survitesse sert à détecter des signes de survitesse dans l'arbre de la turbine à gaz. Il s'agit d'une masse soumise à l'action d'un ressort, excentrée, assemblée dans une cartouche et maintenue par le ressort dans une position donnée jusqu'à atteindre la vitesse de déclenchement (voir figure V.5). Au fur et à mesure que la vitesse de l'arbre augmente, les forces centrifuges qui s'exercent sur la masse, sont équilibrées par la force du ressort à l'intérieur de l'ensemble de la masse et la masse reste à sa place plus la vitesse de l'arbre

augmente et plus la force centrifuge appliquée à la masse se déplace vers l'extérieur en moins d'un tour d'arbre (voir figure V.6), là où le contact s'établit et le mécanisme de déclenchement de survitesse est actionnée. La force du ressort peut être réglée pour que la masse de survitesse déclenche à une vitesse d'arbre voulue.

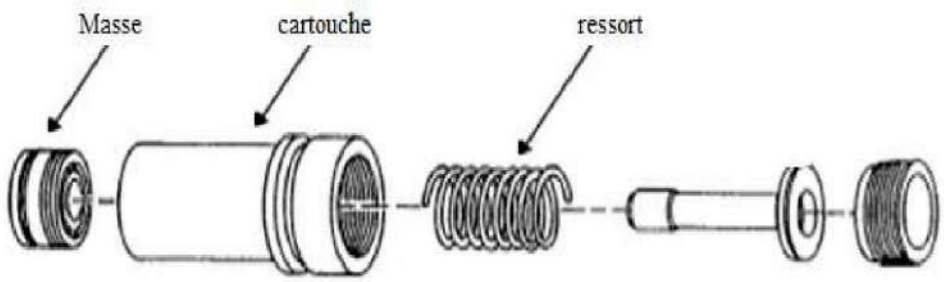


Figure V. 5 : Ensemble masses de survitesse

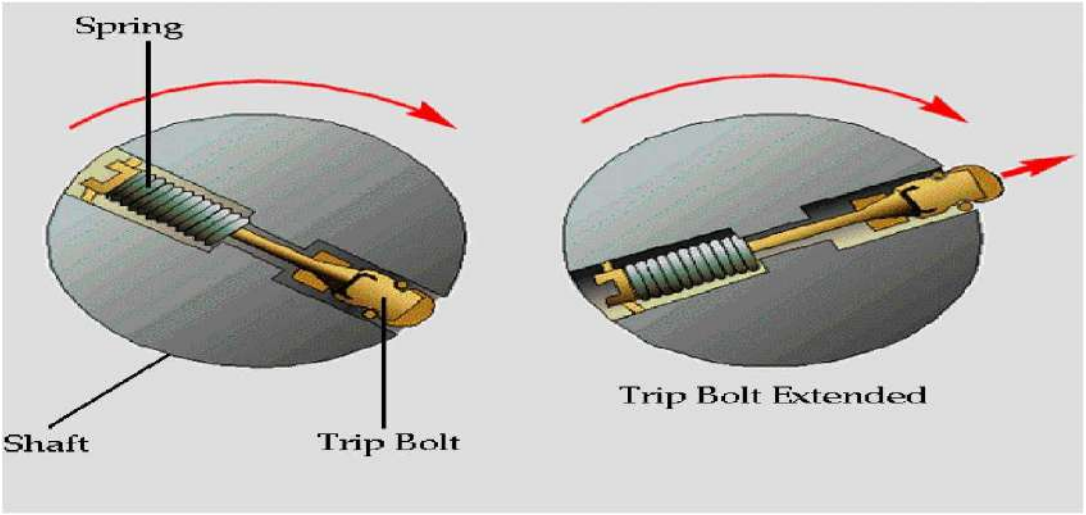


Figure V. 6 : l'influence des forces centrifuges à la masse de survitesse

- **Mécanisme de déclenchement de survitesse**

II existe aussi un mécanisme de déclenchement de survitesse pour l'arbre de la turbine situé près de l'ensemble masse de survitesse. Lorsqu'il est actionné, l'ensemble de masse de survitesse fait déclencher le doigt de déclenchement d'arrêt de mécanisme de déclenchement de survitesse.

Cette action dégage la vanne de déclenchement du mécanisme et décharge la pression du système de déclenchement hydraulique à la pression atmosphérique (voir figure V.7). Ceci

alors provoque le retour à la pression atmosphérique de l'huile dans le cylindre de la vanne de décharge pilote de l'ensemble vanne d'arrêt de gaz/détente ferment aussi la vanne.

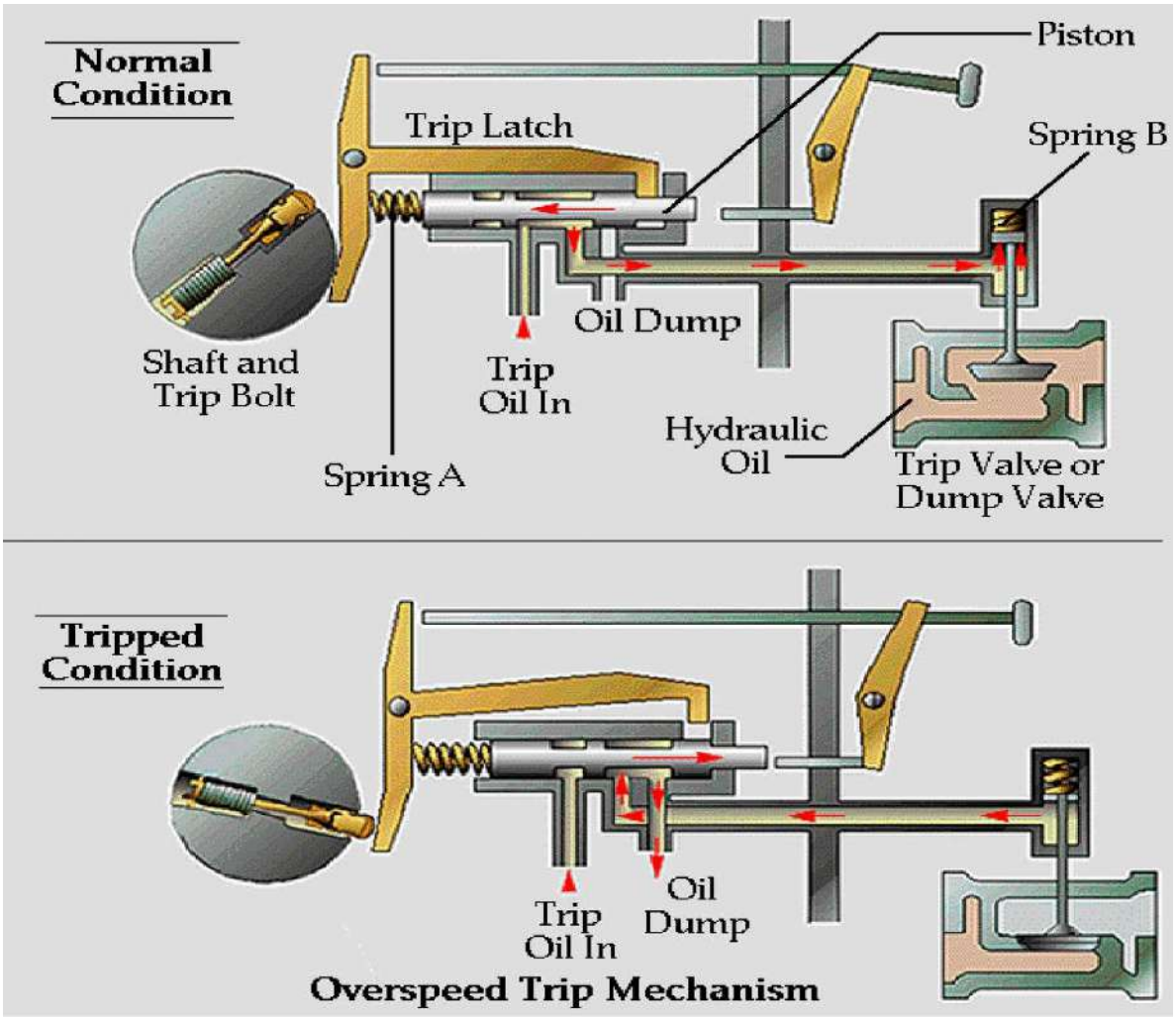


Figure V. 7 : Mécanisme de déclenchement de survitesse

Le mécanisme de déclenchement de survitesse peut être déclenché manuellement et doit être réarmé manuellement sur le dispositif. Le bouton de déclenchement et la poignée de réarmement sont Installés avec l'interrupteur de fin de course 12HA ou 12LA du mécanisme de déclenchement de survitesse.

Le mécanisme de déclenchement de survitesse est en fait une vanne de décharge hydraulique. Lorsque le mécanisme de déclenchement de survitesse est déclenché, la vanne d'arrêt se ferme coupant ainsi le débit de combustible et arrêtant la turbine à gaz.

Un programme d'entretien doit être établi périodiquement pour déclencher et réarmer manuellement le mécanisme de déclenchement de survitesse lors de l'arrêt de la turbine. [18]

V.4.2.2 Système de protection de dépassement de température

Le système de protection de dépassement de température est l'un des systèmes de protection primaires de la turbine à gaz. Le système déclenché une alarme dès que ta température dépasse la limite fixée. [19]

V.4.2.3 Système de protection et de détection des vibrations

Le système est constitué de plusieurs détecteurs de vibrations. Il agit pour mettre la turbine soit en alarme soit en déclanchement. Les capteurs ou détecteurs de vibrations sont répartis stratégiquement en différents points de la turbine. [19]

V.4.2.4 Système de protection et de détection de flamme

Le système sert pour les trois fonctions principales suivantes :

- Lorsque la vanne de régulation qui contrôle l'arrivée du combustible pour l'allumage est en fonctionnement et que les circuits d'allumage sont sous tension dans la séquence de démarrage, la vanne d'arrêt de combustible se déclenche si la flamme n'est pas détectée dans le temps réglé du temporisateur d'allumage (généralement 60 secondes). Et les circuits d'allumage ne sont plus sous tension. Cela permet d'éviter un excès de concentration de combustible dans la turbine et dans le système d'échappement pour éviter tout risque d'explosion dans les conduites.

- Lorsque la flamme est établie et détectée au moment de l'allumage dans la séquence de démarrage, la détection de la flamme est utilisée pour commander d'autres phases de la séquence de démarrage pour la montée en régime de la turbine.

- S'il y a une disparition de flamme après que l'allumage ait été établi. La totalité du débit de combustible à la turbine est immédiatement arrêté pour empêcher le combustible non brûlé de pénétrer dans l'échappement. [19]

V.4.2.5 Système de protection contre les pulsations au démarrage et à l'arrêt

Les caractéristiques de pression et de débit du compresseur sont telles qu'elles demandent un équipement spécial et une séquentielle des composants de la turbine pour empêcher le pompage du compresseur au cours de l'accélération pour prendre sa vitesse dans la séquence de démarrage.

La protection contre le pompage est également nécessaire pendant la séquence d'arrêt et de décélération lorsque la turbine est déclenchée et qu'il n'y a plus de flamme dans le système de combustion. Le pompage dans les cycles de décélération et d'accélération est habituel dans les compresseurs à haut rendement.

C'est pourquoi, pour empêcher tout dommage important à la turbine et à son compresseur, les équipements et composants ci-dessous jouent un rôle très important pour empêcher le pompage du compresseur axial :

- Deux vannes d'extraction sont prévues sur le manifold du dixième étage.
- Le compresseur axial est équipé à son admission d'aubage de pré rotation avec un mécanisme de commande pour la couronne qui entraîne les aubages orientables.
- Les contacteurs de fin de course sur les vannes d'extraction du compresseur.

V.4.3 Dispositif d'anti-pompage

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

La protection contre le pompage est donc une nécessité. Deux modes de protection sont appliquées :

- Débit entrant réglable (variable) : En amont du compresseur axial est placé un étage d'aubes mobiles en rotation (variables) dites IGV, la fermeture de ces aubes permette de limiter le débit d'air admis et cela lors du démarrage, où la vitesse du rotor est encore faible, l'ouverture de ces aubes croit progressivement avec l'accélération de la turbine, jusqu'à atteindre une ouverture complète correspondante au maximum de débit et vitesse de rotation.
- Vanne anti-pompage (VAP) : Un piquage au niveau du 10e étage du compresseur vers l'atmosphère, sert à évacuer une partie de l'air admis à l'atmosphère afin d'éviter la pulsation du débit (retour de l'écoulement). [19]

Conclusion générale

Le stage que nous avons effectué au sein de La région de HASSI R'MEL Sonatrach, nous a permet de valoriser les compétences acquises en théories en les mettant en pratique.

L'étude d'une installation d'une turbine à gaz, nous a permis de connaitre les différents éléments constitutifs et leurs fonctionnements et constructions, et les différents circuits de graissage et refroidissement.

L'étude de la fiabilité effectuée, nous a justifié la conformité de l'équipement étudié (turbine à gaz) par rapport aux spécifications dessinées. Il est à noter que le bon déroulement des opérations de maintenance, et la disponibilité des pièces de rechange, qui se traduit par une bonne politique de maintenance.

Il faut noter aussi que pour atteindre les objectifs précédents, on ne doit jamais négliger le rôle de la sécurité qui est devenue une stratégie importante pour les entreprises afin d'assurer une sécurité maximale pour l'ensemble du personnel, et une protection efficace pour les équipements.

Recommandations et perspectives

Les perspectives envisagées sont nombreuses :

Enfin, cette étude amène a imaginé d'autres projets d'étude ou de recherche avec d'autres perspectives consternant la maintenabilité et la disponibilité de la turbine à gaz. Cela permettra d'assurer une durabilité de l'utilisation de cette dernier a long terme et lutter contre le risque d'une paralysée de l'usine.

Références bibliographiques

[1] «TURBINE A GAZ MS5002b » (rapport de stage DCS) Khalil 2017 -DOCUMENT SONATRACH

[2] «ETUDE DE TURBIEN A GAZ MS5002b», (mémoire fin de stage) Guellal_dahman 2017 DOCUMENT SONATRACH

[3] «NUOVO-PIGNONE» - Court : Turbines à Gaz MS 5002B – Centre de formation-DOCUMENT SONATRACH.

[4] [DPCV] GE Power System- SPEEDTRONIC Mark VI: regulation turbine.

[5] «ETUEDE THERMODYNAMIQUE GENERALITE SUR LES TURBINES A GAZ MS5002C» mémoire IMP 2010

[6] Cours turbine a gaz [IAP 2010]

[7] «TURBINE A GAZ » – LUCIEN VIVIER – JAN KRYSINSKI OPU 1994.

[8] M.RABAH, «TURBINE A GAZ », Cours, école nationale polytechnique ,2003.

[9] «MAINTENANCE MECANIQUE DECEMBRE2016 » direction d'école boumerdes IAP

[10] «MAINTENACE ETENTIEN DES EQUIPEMENT » mémoire Toufik-station sud.

[11] «DOCUMENTATION COURS» DR : GUEMANA MOULOUD – univ_medea 2014.

[12] «MEMOIRE BEGACEM MOURADE » 06-03-2016.

[13] Manuel de formation pour la conduit et l'entretien TAG MS 5002C - Nuovo Pignone.

[14] DOCUMENTATION SONATRACH.

[15] «MAINTENANCE DE TURBINE A GAZ » (CPE – centre de formation de l'entreprise SONATRACH)

[16] «MEMOIRE de FIN D'ETUDE » ZOUGAB-2009.

[17] «Production d'énergie électrique à partir des combustibles fossiles » Claude BOLARD, Jean-Pierre METZ.

[18] «ETUDE DE SYSTEME DE COMMANDE DE LANCEMENT ET DE SYSTEME DE VITESSE » (mémoire fin de stage) _MANIME DRISS-centre de formation HASSI R'MEL-DIRECTION SOTARACH.

[19] «ETUDE TURBINE A GAZ MS5002b » morsli Hassan-kasdi merba7-2012_2013.

Annex

Table de Kolomorov-Simirnov [20]

Seuils critiques $D_\alpha(n)$					
n	$\alpha = 0.20$	$\alpha = 0.15$	$\alpha = 0.10$	$\alpha = 0.05$	$\alpha = 0.01$
1	0.900	0.925	0.950	0.975	0.995
2	0.684	0.726	0.776	0.842	0.929
3	0.565	0.597	0.642	0.708	0.828
4	0.494	0.525	0.564	0.624	0.733
5	0.446	0.474	0.510	0.565	0.669
6	0.410	0.436	0.470	0.521	0.618
7	0.381	0.405	0.438	0.486	0.577
8	0.358	0.381	0.411	0.457	0.543
9	0.339	0.360	0.388	0.432	0.514
10	0.322	0.342	0.368	0.410	0.490
11	0.307	0.326	0.352	0.391	0.468
12	0.295	0.313	0.338	0.375	0.450
13	0.284	0.302	0.325	0.361	0.433
14	0.274	0.292	0.314	0.349	0.418
15	0.266	0.283	0.304	0.338	0.404

Fonction de Répartition de la loi normale standard [21]

z	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
0.0	0.5000	0.5040	0.5080	0.5120	0.5160	0.5199	0.5239	0.5279	0.5319	0.5359
0.1	0.5398	0.5438	0.5478	0.5517	0.5557	0.5596	0.5636	0.5675	0.5714	0.5753
0.2	0.5793	0.5832	0.5871	0.5910	0.5948	0.5987	0.6026	0.6064	0.6103	0.6141
0.3	0.6179	0.6217	0.6255	0.6293	0.6331	0.6368	0.6406	0.6443	0.6480	0.6517
0.4	0.6554	0.6591	0.6628	0.6664	0.6700	0.6736	0.6772	0.6808	0.6844	0.6879
0.5	0.6915	0.6950	0.6985	0.7019	0.7054	0.7088	0.7123	0.7157	0.7190	0.7224
0.6	0.7257	0.7291	0.7324	0.7357	0.7389	0.7422	0.7454	0.7486	0.7517	0.7549
0.7	0.7580	0.7611	0.7642	0.7673	0.7704	0.7734	0.7764	0.7794	0.7823	0.7852
0.8	0.7881	0.7910	0.7939	0.7967	0.7995	0.8023	0.8051	0.8078	0.8106	0.8133
0.9	0.8159	0.8186	0.8212	0.8238	0.8264	0.8289	0.8315	0.8340	0.8365	0.8389
1.0	0.8413	0.8438	0.8461	0.8485	0.8508	0.8531	0.8554	0.8577	0.8599	0.8621
1.1	0.8643	0.8665	0.8686	0.8708	0.8729	0.8749	0.8770	0.8790	0.8810	0.8830
1.2	0.8849	0.8869	0.8888	0.8907	0.8925	0.8944	0.8962	0.8980	0.8997	0.9015
1.3	0.9032	0.9049	0.9066	0.9082	0.9099	0.9115	0.9131	0.9147	0.9162	0.9177
1.4	0.9192	0.9207	0.9222	0.9236	0.9251	0.9265	0.9279	0.9292	0.9306	0.9319
1.5	0.9332	0.9345	0.9357	0.9370	0.9382	0.9394	0.9406	0.9418	0.9429	0.9441
1.6	0.9452	0.9463	0.9474	0.9484	0.9495	0.9505	0.9515	0.9525	0.9535	0.9545
1.7	0.9554	0.9564	0.9573	0.9582	0.9591	0.9599	0.9608	0.9616	0.9625	0.9633
1.8	0.9641	0.9649	0.9656	0.9664	0.9671	0.9678	0.9686	0.9693	0.9699	0.9706
1.9	0.9713	0.9719	0.9726	0.9732	0.9738	0.9744	0.9750	0.9756	0.9761	0.9767
2.0	0.9772	0.9778	0.9783	0.9788	0.9793	0.9798	0.9803	0.9808	0.9812	0.9817
2.1	0.9821	0.9826	0.9830	0.9834	0.9838	0.9842	0.9846	0.9850	0.9854	0.9857
2.2	0.9861	0.9864	0.9868	0.9871	0.9875	0.9878	0.9881	0.9884	0.9887	0.9890
2.3	0.9893	0.9896	0.9898	0.9901	0.9904	0.9906	0.9909	0.9911	0.9913	0.9916
2.4	0.9918	0.9920	0.9922	0.9925	0.9927	0.9929	0.9931	0.9932	0.9934	0.9936
2.5	0.9938	0.9940	0.9941	0.9943	0.9945	0.9946	0.9948	0.9949	0.9951	0.9952
2.6	0.9953	0.9955	0.9956	0.9957	0.9959	0.9960	0.9961	0.9962	0.9963	0.9964
2.7	0.9965	0.9966	0.9967	0.9968	0.9969	0.9970	0.9971	0.9972	0.9973	0.9974
2.8	0.9974	0.9975	0.9976	0.9977	0.9977	0.9978	0.9979	0.9979	0.9980	0.9981
2.9	0.9981	0.9982	0.9982	0.9983	0.9984	0.9984	0.9985	0.9985	0.9986	0.9986
3.0	0.9987	0.9987	0.9987	0.9988	0.9988	0.9989	0.9989	0.9989	0.9990	0.9990
3.1	0.9990	0.9991	0.9991	0.9991	0.9992	0.9992	0.9992	0.9992	0.9993	0.9993
3.2	0.9993	0.9993	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9994	0.9995	0.9995	0.9995
3.3	0.9995	0.9995	0.9995	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9997
3.4	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9997	0.9998
3.5	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998
3.6	0.9998	0.9998	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999

z	0.841	1.282	1.645	1.960	2.054	2.326	2.576	2.807	3.091	3.291
$\Phi(z)$	0.8000	0.9000	0.9500	0.9750	0.9800	0.9900	0.9950	0.9975	0.9990	0.9995