

République Algérienne Démocratique Et Populaire

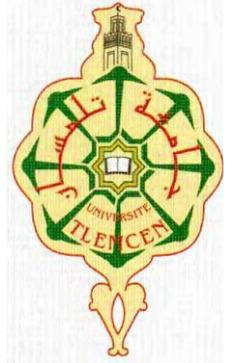
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université de Tlemcen

Faculté de Technologie

Département de Génie Mécanique

Filière Maintenance Industrielle



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME

DE MASTER EN GENIE MECANIQUE

OPTION MAINTENANCE INDUSTRIELLE

Thème

**Upgrade des turbines de la centrale électrique
du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low NOx)**

NO_x (t/m³) / An

Frame	DLN 1	DLN 1+
6B	147	3
7B-EA	359	8

DLN 1+

Préparé par :

DELHOUM Smaine

Encadreur

Co-Encadreur

Président

Examineur

Examineur

Mr : ALIANE Khaled

Mr : BENNAI Mohamed

Mr : KERBOUA Bachir

Mr : SEBBANE Omar

Mr : ZINAI Abdelhadi

PROMOTION 2011/2012

Remerciements

Mon remerciement à ELLAH pour la santé, le courage et la patience qu'il m'a donné durant ces années d'études. Je voulais exprimer mon gratitude à mon encadreur. Mr Khaled ALIANE pour avoir accepté de suivre la réalisation de ce mémoire de fin d'études, pour ses conseils, ses observations avisés, et ses encouragements tout au long de ce travail.

Et sans oublier le chef de service PGP-GEA Monsieur Mohamed BENNAI grâce à ses efforts, son soutien et ses encouragements tout au long du stage de fin d'études.

Mes remerciements aussi à messieurs les membres du jury Mr KERBOUA Bachir, Mr SEBBANE Omar et Mr ZINAI Abdelhadi pour avoir accepté d'examiner ce travail ainsi que pour leur délicate attention.

Dédicace

Je dédie humblement ce travail aux êtres qui me sont les plus chères :

Au soleil (Mon père Rabah)

A la lune (Ma mère MEZIANE Yamina)

Aux étoiles (Mes sœurs Latifa, Fouzia)

(Mes frères Mohammed, Omar, Boubeker)

Aux planètes (Mes nièces Amira, Kawtar, Ilyes, Sid Ahmed, Imad, Hussam, Issam, et Mohamed)

A mes amis Omar, Azzouz, Bilal, Ghlis, Bouziane et la promotion de Maintenance Industrielle 2011/2012 et tous mes amis dans la résidence El Bachir El Ibrahim.

A tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près pour la réalisation de ce travail.

Ismail

SOMMAIRE

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des annexes

Introduction /problématique.....1

Présentation de l'entreprise

1. Situation géographique.....3

2. Organigramme du Groupement SonaHess.....6

3. Production du champ GEA.....7

Chapitre I: Présentation du procédé

I.1. Centrale électrique.....10

I.2 Description de la turbine à gaz12

I.2.1 Généralité12

I.2.2 Principe de fonctionnement13

I.2.3 Eléments principaux d'une turbine a gaz15

I.2.3.1 Section de compression.....15

I.2.3.2 Section de combustion.....17

I.2.3.3 Section de turbine22

I.2.4 Cycle De Brayton.....25

I.3. Circuit fuel gaz.....28

I.4. Composition molaires et propriétés physicochimiques du fuel gaz des turbines ...29

I.5. Insuffisances du circuit fuel gaz actuel.....31

I.5.1. Emissions Excessives des NOx.....31

I.5.1.1. Impacts des émissions NOx.....31

I.5.2. Un niveau de bruit élevé.....32

I.5.3. Défauts de combustion.....35

I.5.4. Rapport Air/Gaz non équilibré.....36

I.5.5. Arrêts provoqués par mauvaise combustion.....37

Chapitre II: Système de contrôle MK VI

II.1. Evolution technologique des systèmes de contrôle speedtronic39

II.2. La philosophie des systèmes de contrôle speedtronic Mark VI40

II.3. panneau de commande41

II.3.1. Architecture MARK VI42

II.4. General Software Description.....46

II.4.1. MARK VI software.....46

II.4.1.1. Interface Opérateur « HMI ».....47

II.4.1.1.1. Composant de l'HMI47

II.4.1.1.2. Réseau de communication.....	48
II.4.1.2. Toolbox	48
II.4.1.2.1. version du Toolbox	48
II.4.2. Boucle de contrôle SRV.....	49
II.4.3. Synchronisation avec GPS.....	50
II.4.4. Network et communication.....	51

Chapitre III : Calculs thermique et L’outil d’analyse

III.1 Calculs thermique.....	54
III.1.1 Caractéristiques de la turbine MS5001PA.....	54
III.1.2 Détermination de la puissance utile maximale Pu.....	55
III.1.2.1 Les paramètres de fonctionnement actuel de la turbine.....	56
III.1.3 Détermination du débit de combustible (Qc).....	57
III.1.3.1 Démonstration de l’équation de calcul du débit de combustible.....	57
III.1.3.2 Détermination des paramètres nécessaires au calcul du débit de combustible Qc.	58
III.1.4 Détermination de la température sortie de chambre de combustion T3r.....	60
III.1.5 Détermination de la température théorique T4th.....	60
III.1.6 Détermination du rendement de détente de la turbine	61
III.1.7 Détermination du rendement global de la turbine	61
III.2 L’outil d’analyse.....	62
III.2.1 La Qualité Totale, la prévention et l’AMDEC.....	62
III.2.2 Historique et domaines d’application.....	62
III.2.3 Types d’AMDEC et définitions.....	63
III.2.3.1 Types.....	63
III.2.3.2 Définitions d’un mode de défaillance, d’une cause de défaillance et de l’effet de cette défaillance.....	63
III.2.4 Deux aspects de la méthode.....	64
III.2.4.1 L’aspect qualitatif.....	64
III.2.4.2 L’aspect quantitatif.....	64

Chapitre IV : Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : Système DLN (Dry Low NOx)

IV.1. Introduction.....	67
IV.2. Technologie DLN	68
IV.3. Evolution technologique et compatibilité.....	69
IV.3.1. Système DLN-1.....	73
IV.3.1.1 Informations générales.....	73
IV.3.1.2. Caractéristiques de fabrication des composants d'un Système DLN.....	74
IV.3.1.3 Description et modes de fonctionnement d'un système DLN.....	75
IV.3.1.4. Modes d’opération du système DLN-1.....	76

**Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)**

IV.3.1.5. DLN-1 Software.....	81
IV.4. Mesure des NOx.....	83
IV.4.1. Système CEMS (<i>Continuous Emissions Monitoring System</i>).....	83
IV.4.1.1 Avantages de système CEMS.....	83
IV.4.1.2 Domaine d'application.....	84
IV.4.1.3 Constitution de système CEMS.....	85
IV.4.1.4 La Maintenance préventive de CEMS.....	89
IV.4.2.Communication entre CEMS et MARK VI.....	90
IV.5. Avantages du système DLN 1.....	90

Conclusion/Recommandations

Bibliographie

Annexes

Introduction /problématique

Depuis plusieurs années, l'industrie des turbines à gaz place au cœur de sa stratégie de recherche les enjeux environnementaux tels que : la réduction des nuisances sonores, des émissions de polluants ou encore la consommation de carburant. Ces enjeux prennent une importance déterminante pour assurer le développement durable, au rythme d'une croissance annuelle continue de la production d'énergie électrique. Par ailleurs, les nouvelles réglementations internationales plus sévères, les taxes locales au niveau des nations voir des aéroports, le poids croissant des associations de riverains et des opinions publiques ne font qu'accroître ses efforts sans oublier les engagements résultant de la conférence de Kyoto en terme d'émissions de CO₂. Ces enjeux prennent aussi un caractère économique suite aux récents chocs pétroliers, la réduction de consommation du carburant devenant alors une réelle motivation.

L'amélioration des performances passe alors par une connaissance approfondie de toutes les étapes, intimement liées, qui concourent à une combustion plus efficace et plus propre.

L'analyse et la modélisation des différents phénomènes comme la caractérisation du carburant, l'injection dans la chambre de combustion, l'allumage et la combustion en mélange turbulent ou encore le contrôle des instabilités de combustion constituent les grands axes de la recherche dans ce domaine. Le développement de nouveaux turbogénérateurs offre des possibilités de pratiques intéressantes, leur principale exigence étant de consommer moins de carburant tout en réduisant de façon significative les émissions polluantes (NO_x, CO₂). Les progrès considérables enregistrés ces dernières années sont particulièrement dus à de nombreux travaux réalisés sur l'amélioration du circuit fuel gaz.

Introduction générale

Le circuit fuel gaz des turbines installées à la centrale électrique de Gassi El Agreb (GEA), Hassi Messaoud est relativement simple et standard, ce qui présente certaines insuffisances qui ont des impacts sur l'environnement et la santé.

Pour remédier à cette situation, nous avons proposé d'installer le système DLN (*Dry Low NOx*) afin d'améliorer le circuit fuel gaz.

Cette étude va nous permettre aussi de donner des informations détaillées sur le système DLN qui est peu installé en Algérie et très peu connu malgré ses avantages et sa fiabilité prouvés par GE (*General Electric*) dans les installations du monde entier.

Ce mémoire s'articulera sur les parties suivantes:

Un premier chapitre qui décrit d'une manière générale le centrale électrique avec une description général de la turbine et les insuffisances du circuit fuel gaz, ses impacts sur l'environnement, la santé.

Le deuxième chapitre porte sur l'étude de l'évolution technologique du système de contrôle des turbines *speedtronic*, les différents éléments constituant le système, Toolbox.

Le troisième chapitre présente dans un premier lieu, les calculs thermiques de la turbine étudiée pour déterminer les performances de l'installation. Dans un deuxième lieu en présente l'outil d'analyse et modes de défaillance et leur effet de criticité qui s'appelle « AMDEC ».

Le contenu du quatrième chapitre est le fruit du travail, puisque il contient la solution proposée pour améliorer le circuit fuel gaz (l'installation du système DLN (*Dry Low Nox*)), nous aborderons ainsi les avantages d'installer le DLN

Introduction /problématique

Depuis plusieurs années, l'industrie des turbines à gaz place au cœur de sa stratégie de recherche les enjeux environnementaux tels que : la réduction des nuisances sonores, des émissions de polluants ou encore la consommation de carburant. Ces enjeux prennent une importance déterminante pour assurer le développement durable, au rythme d'une croissance annuelle continue de la production d'énergie électrique. Par ailleurs, les nouvelles réglementations internationales plus sévères, les taxes locales au niveau des nations voir des aéroports, le poids croissant des associations de riverains et des opinions publiques ne font qu'accroître ses efforts sans oublier les engagements résultant de la conférence de Kyoto en terme d'émissions de CO₂. Ces enjeux prennent aussi un caractère économique suite aux récents chocs pétroliers, la réduction de consommation du carburant devenant alors une réelle motivation.

L'amélioration des performances passe alors par une connaissance approfondie de toutes les étapes, intimement liées, qui concourent à une combustion plus efficace et plus propre.

L'analyse et la modélisation des différents phénomènes comme la caractérisation du carburant, l'injection dans la chambre de combustion, l'allumage et la combustion en mélange turbulent ou encore le contrôle des instabilités de combustion constituent les grands axes de la recherche dans ce domaine. Le développement de nouveaux turbogénérateurs offre des possibilités de pratiques intéressantes, leur principale exigence étant de consommer moins de carburant tout en réduisant de façon significative les émissions polluantes (NO_x, CO₂). Les progrès considérables enregistrés ces dernières années sont particulièrement dus à de nombreux travaux réalisés sur l'amélioration du circuit fuel gaz.

Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN (*Dry Low Nox*)

Le circuit fuel gaz des turbines installées à la centrale électrique de Gassi El Agreb (GEA), Hassi Messaoud est relativement simple et standard, ce qui présente certaines insuffisances qui ont des impacts sur l'environnement et la santé.

Pour remédier à cette situation, nous avons proposé d'installer le système DLN (*Dry Low NOx*) afin d'améliorer le circuit fuel gaz.

Cette étude va nous permettre aussi de donner des informations détaillées sur le système DLN qui est peu installé en Algérie et très peu connu malgré ses avantages et sa fiabilité prouvés par GE (*General Electric*) dans les installations du monde entier.

Ce mémoire s'articulera sur les parties suivantes:

Un premier chapitre qui décrit d'une manière générale la centrale électrique avec une description générale de la turbine et les insuffisances du circuit fuel gaz, ses impacts sur l'environnement, la santé.

Le deuxième chapitre porte sur l'étude de l'évolution technologique du système de contrôle des turbines *speedtronic*, les différents éléments constituant le système, Toolbox.

Le troisième chapitre présente dans un premier lieu, les calculs thermiques de la turbine étudiée pour déterminer les performances de l'installation. Dans un deuxième lieu en présente l'outil d'analyse et modes de défaillance et leur effet de criticité qui s'appelle « AMDEC ».

Le contenu du quatrième chapitre est le fruit du travail, puisque il contient la solution proposée pour améliorer le circuit fuel gaz (l'installation du système DLN (*Dry Low Nox*)), nous aborderons ainsi les avantages d'installer le DLN

Présentation de l'entreprise

1. Situation géographique

Le champ Gassi El Agreb (GEA) est situé à 700 km au sud d'Alger et à 100 km au sud ouest de Hassi Messaoud, à une altitude de 190 m au dessus de la mer.

Il est composé de trois centres :

➤ GS1: Dans ce centre on trouve :

- ✚ Séparation
- ✚ Stockage
- ✚ Expédition
- ✚ Boosting
- ✚ Produced water
- ✚ OOS (*Oil Optimization System*)

➤ Zotti : Ce centre est composé des unités suivantes :

- ✚ Séparation
- ✚ Déshydratation
- ✚ Stabilisation
- ✚ Boosting
- ✚ Gaz lift
- ✚ Miscible flood
- ✚ Dilution water
- ✚ Centrale électrique

Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN (Dry Low Nox)

➤ El Agreb, constitué des unités suivantes :

- ✚ AR2 : Injection d'eau & Injection des produits chimiques.
- ✚ AR6 : Séparation, unité dilution water, unité produced water et transfert d'eau.
- ✚ WA : Séparation, unité dilution water, unité produced water et injection d'eau

En 2000 Sonatrach et Amerada Hess ont signé un contrat de type «partage de production» et ont créé le groupement **SonaHess** (durée : 20 ans, possibilité de prorogation de 5 ans.).

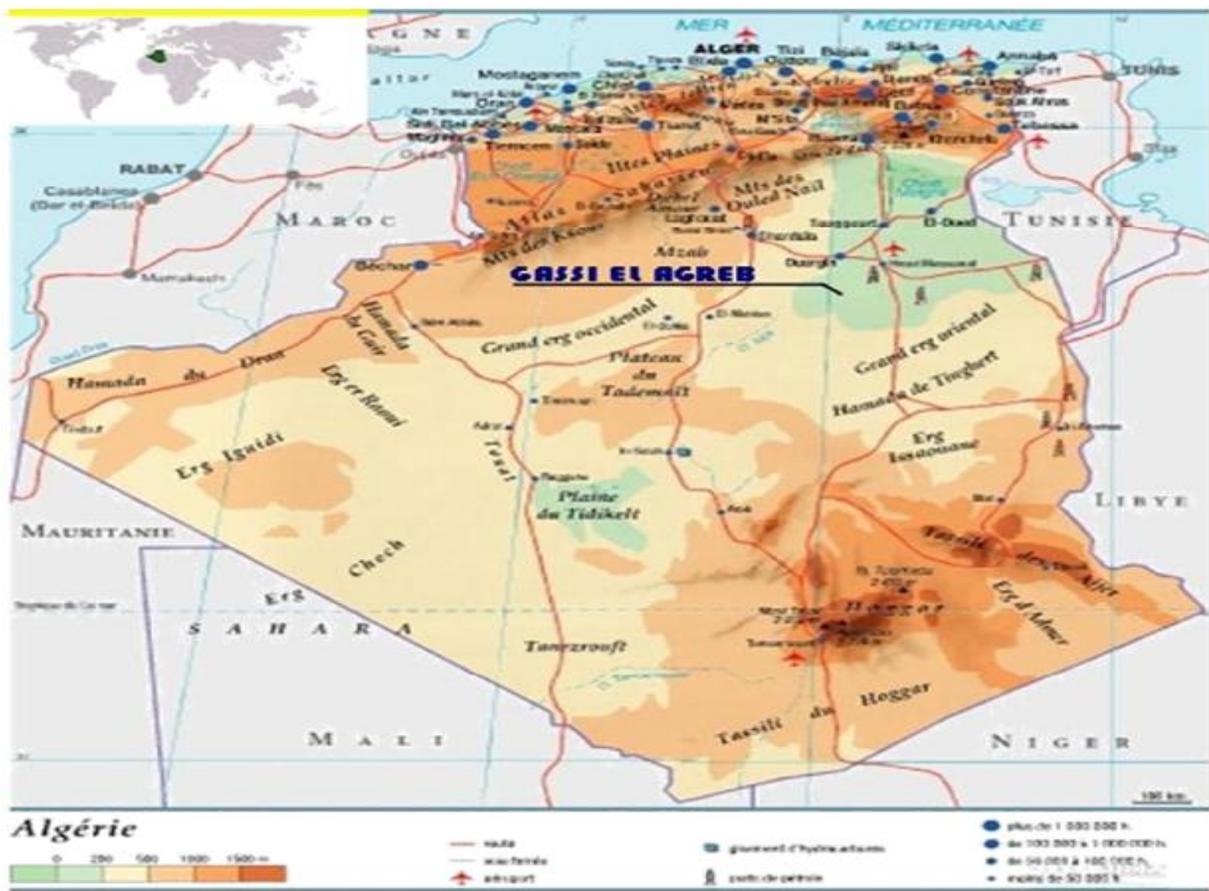


Fig. 01 Situation géographique du champ GEA

Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)



Fig. 02 Base de vie du champ El Gassi

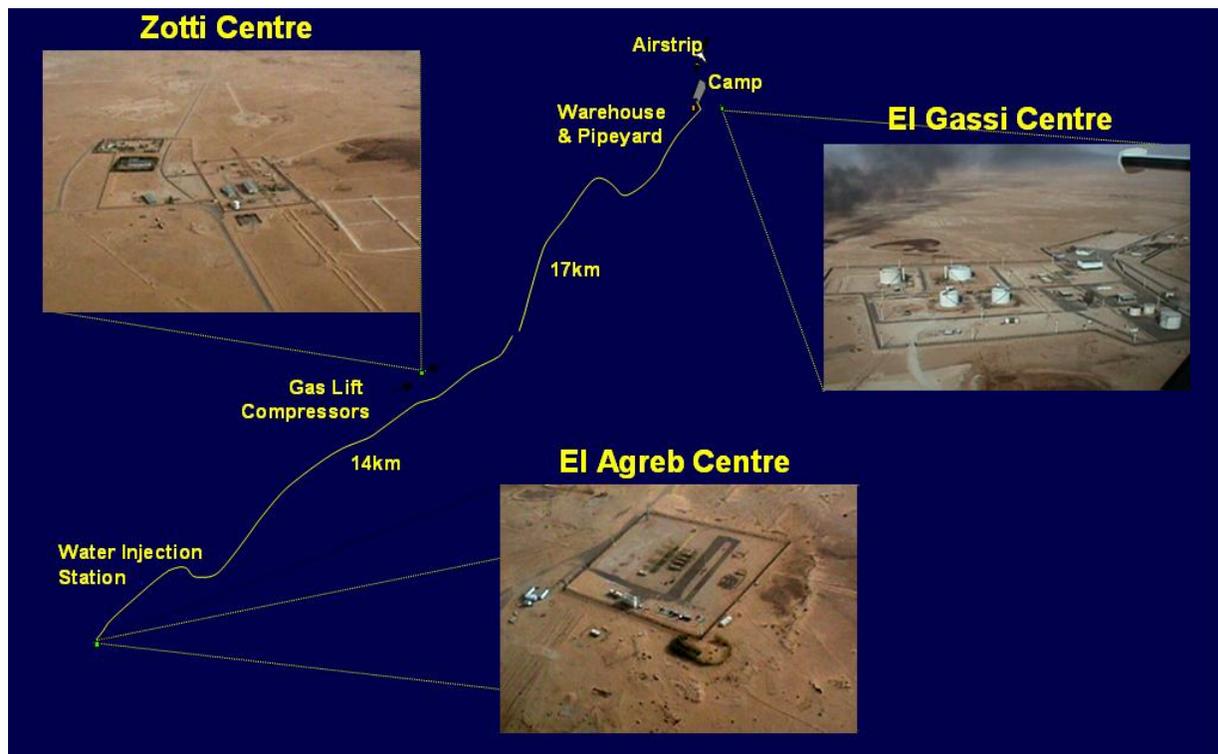


Fig. 03 Centres du champ El Gassi

2. Organigramme du Groupement SonaHess

Le champ d'El Gassi est organisé de la manière suivante :

- Direction Générale :
 - ❖ Direction Finance
 - ❖ Direction HSE
 - ❖ Direction Logistique
 - ❖ Direction Opération
 - ❖ Direction Engineering



Fig. 04 Organigramme du Groupement SonaHess

3. Production du champ GEA

Avec le démarrage du projet GCR (*Gas Compression & Réinjection*), la production du champ GEA s'est maintenue à une moyenne de 52 000 barils par jour (fin de l'année 2010).

Une moyenne d'une soixantaine de puits producteurs d'huile est répartie sur le champ d'El Agreb (34 puits), El gassi (24 puits) et Zotti (05 puits).

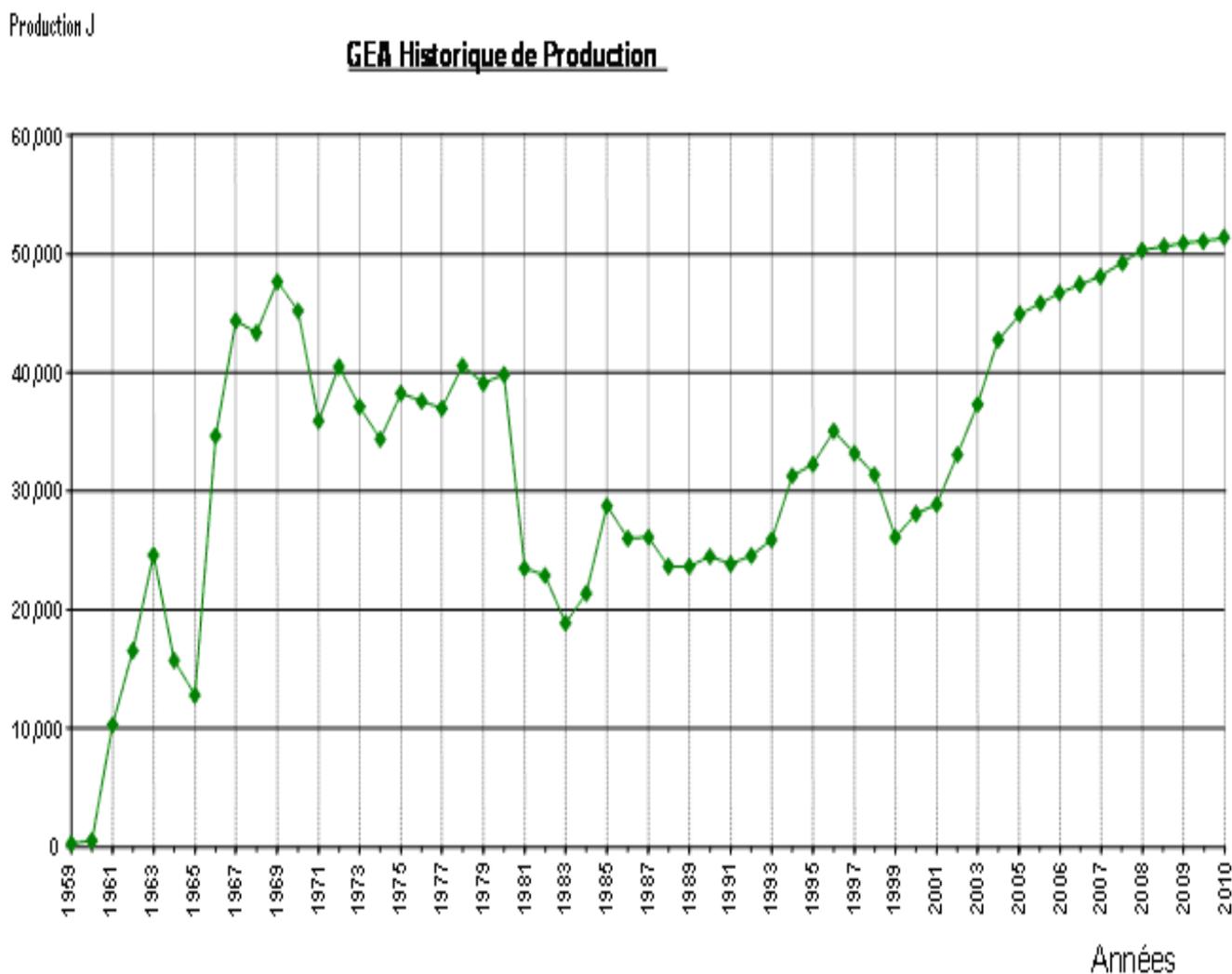


Fig. 05 Production du champ GEA

**Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)**

Gisement	El-Gassi	El-Agreb	Zotti	Total
Puits Forés	53	68	24	145
Puits Producteurs d'huile en service	24	34	05	63
Puits Injecteurs Gaz	13	00	00	13
Puits Producteurs Eau	00	11	00	11
Puits Injecteurs Eau	00	09	00	09
Puits fermés	16	14	19	49

Tab. 1 Puits du champ GEA

CHAPITRE I

I. Présentation du procédé de la centrale électrique

I.1. Centrale électrique

La centrale électrique d'El Gassi est constituée de quatre turbogénérateurs :

- GTG 1 date de départ 11/09/2007.
- GTG 2 date de départ 26/09/2007.
- GTG 3 date de départ 19/11/2007.
- GTG 4 date de départ 14/02/2008.

Ce sont des turbines GE (General Electric) MS 5001PA qui entraînent des génératrices Brush.

Chaque turbine se compose de 4 compartiments

- Le compartiment de contrôle
- Le compartiment des auxiliaires.
- Le compartiment compresseur turbine.
- Le compartiment alternateur.

Les tests de performance effectués durant le commissioning ont prouvé que ces turbogénérateurs peuvent atteindre les 24.5 MW en base load (pleine charge) à une température ambiante de 25 degré C.

La philosophie de fonctionnement de cette centrale électrique est de garder toujours une turbine en stand-by et de faire fonctionner les trois autres machines selon un programme et une stratégie bien définis.

Les turbines sont en mode « *Remote PMS* » (*Power Management System*) pour un contrôle automatique de la charge.

Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN (Dry Low Nox)

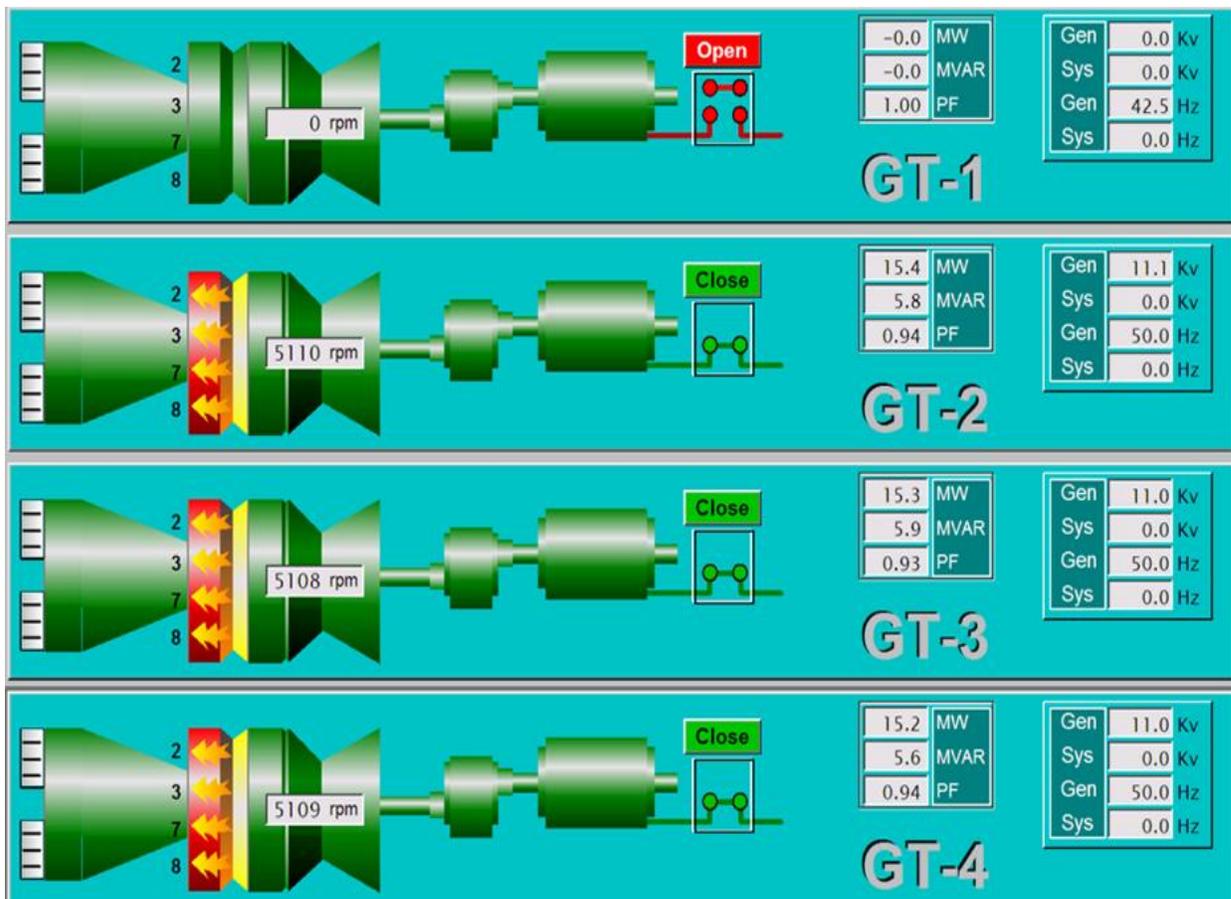


Fig. I.1 Turbo- générateurs de la centrale électrique

La tension générée par les génératrices 11KV est amplifiée à 60KV grâce à des transformateurs élévateurs pour alimenter les deux jeux de barre A et B.

A partir de ces deux jeux de barre, la centrale électrique alimente tout le champ d'El Gassi y compris la base de vie et le camp militaire de la manière suivante :

- ✓ Les lignes électriques L1 & L2 alimentent le champ GS1
- ✓ Les lignes électriques L3 & L4 alimentent le champ El Agreb
- ✓ Les lignes électriques L5 & L6 alimentent le champ Zotti brown field
- ✓ Les transformateurs 69 TR 111 A/B alimentent le champ New Zotti
- ✓ Les transformateurs 72 TR 121 A/B alimentent les auxiliaires PGP .

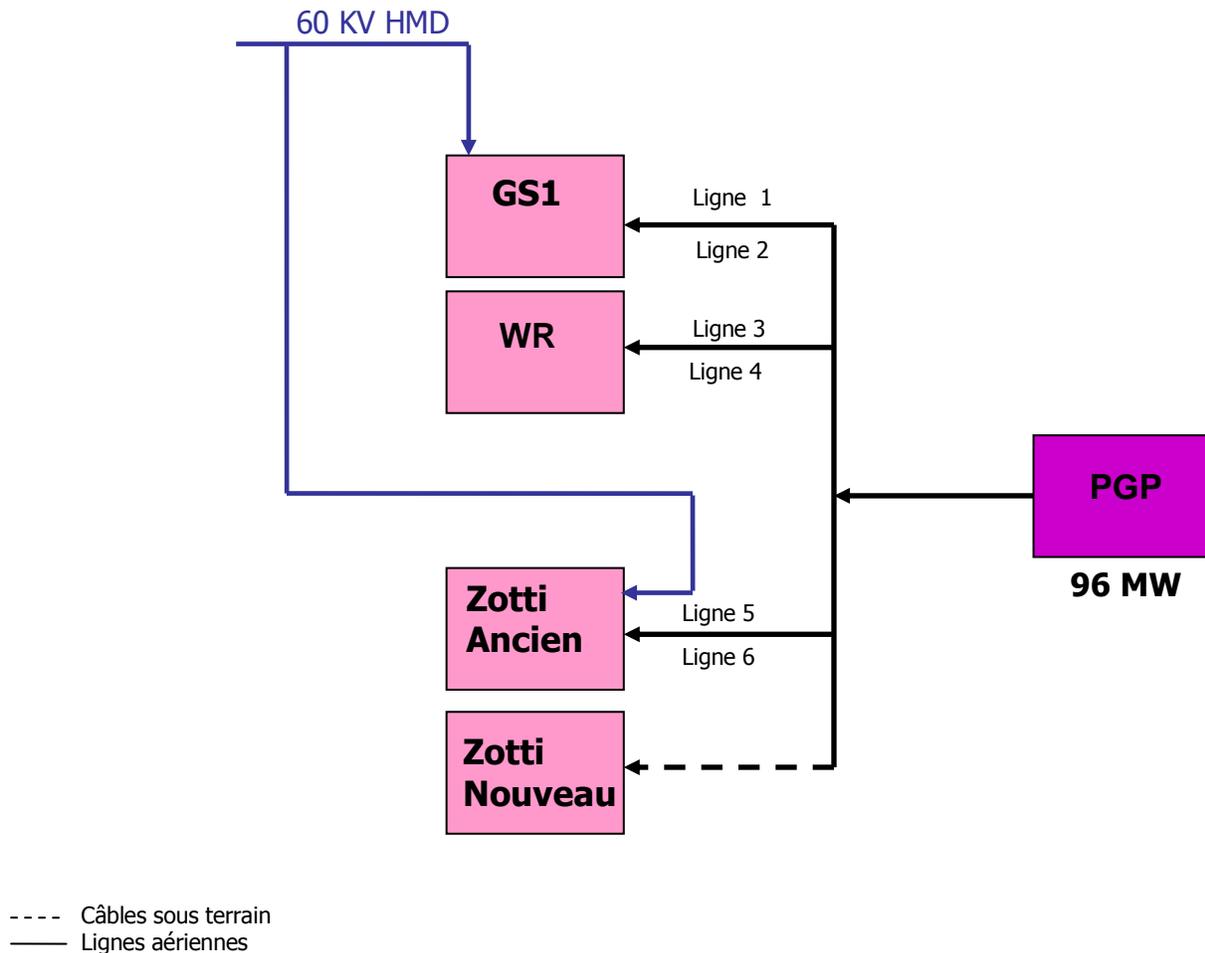


Fig. I.2 Distribution de l'énergie électrique de la centrale électrique

I.2 Description de la turbine à gaz

I.2.1 Généralités

La turbine à gaz est une machine motrice permettant d'entraîner des alternateurs pour la génération d'électricité, ou des pompes et compresseurs, en général de forte puissance, de façon **autonome**.

Ses principales qualités sont :

- ✚ puissance spécifique élevée (kW/kg)
- ✚ installation simple (la principale servitude est la qualité et le volume de l'air aspiré)
- ✚ disponibilité élevée (> 95 %)
- ✚ poly combustible (gaz, fioul, ...)
- ✚ exige peu de fluide de refroidissement (eau ou air)

- ✚ accepte les conditions climatiques extrêmes (moyennant des adaptations sur l'aspiration d'air et les auxiliaires combustible et lubrification)
- ✚ fonctionnement sous conduite et surveillance automatisée
- ✚ mise en régime rapide (quelques dizaines de minutes)

L'unité MS5001 PA est une turbine à gaz à une ligne d'arbres et cycle simple, avec système de combustion à écoulement inversé, à dix chambres de combustion. L'ensemble turbine à gaz MS5001 comprend six sections majeures :

- Entrée d'air
- Compresseur
- Système de combustion
- Turbine
- Echappement
- Systèmes de soutien

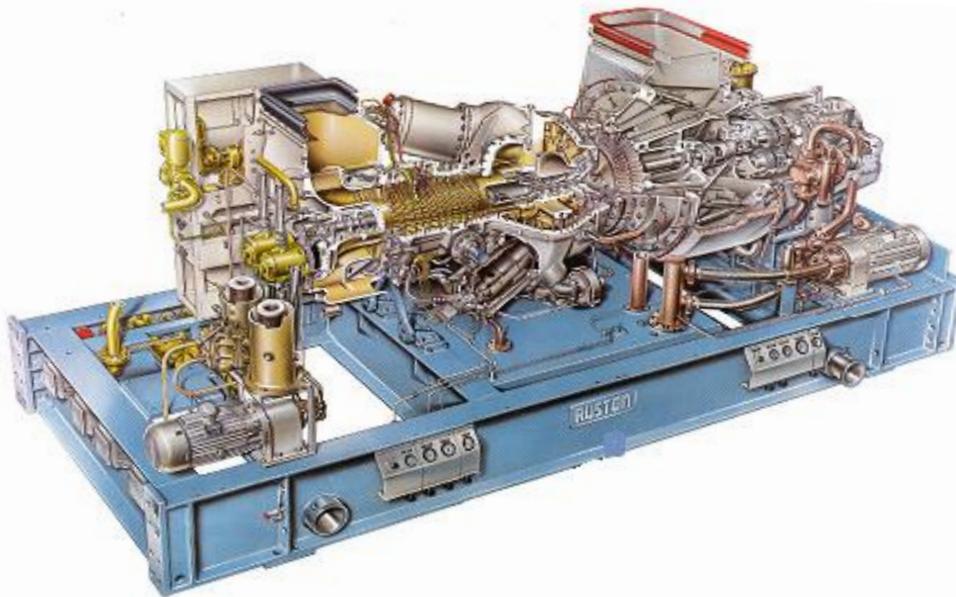


Fig. I.3 Sections majeures de l'ensemble turbine à gaz MS5001

I.2.2 Principe de fonctionnement

Une turbine à gaz fonctionne de la façon suivante :

- elle extrait de l'air du milieu environnant.
- elle le comprime à une pression plus élevée.
- elle augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion.
- elle achemine l'air à pression et à température élevées vers la section de la turbine, qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique pour faire tourner l'arbre ;

ceci sert, d'un côté, à fournir l'énergie utile à la machine conduite, couplée avec la machine au moyen d'un accouplement et, de l'autre côté à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air, qui a lieu dans un compresseur relié directement à la section turbine.

- elle décharge à l'atmosphère les gaz à basse pression et température résultant de la transformation mentionnée ci-dessus.
- La Fig.I.4, montre les variations de pression et de température dans les différentes sections de la machine correspondant aux phases de fonctionnement mentionnées ci-dessus.

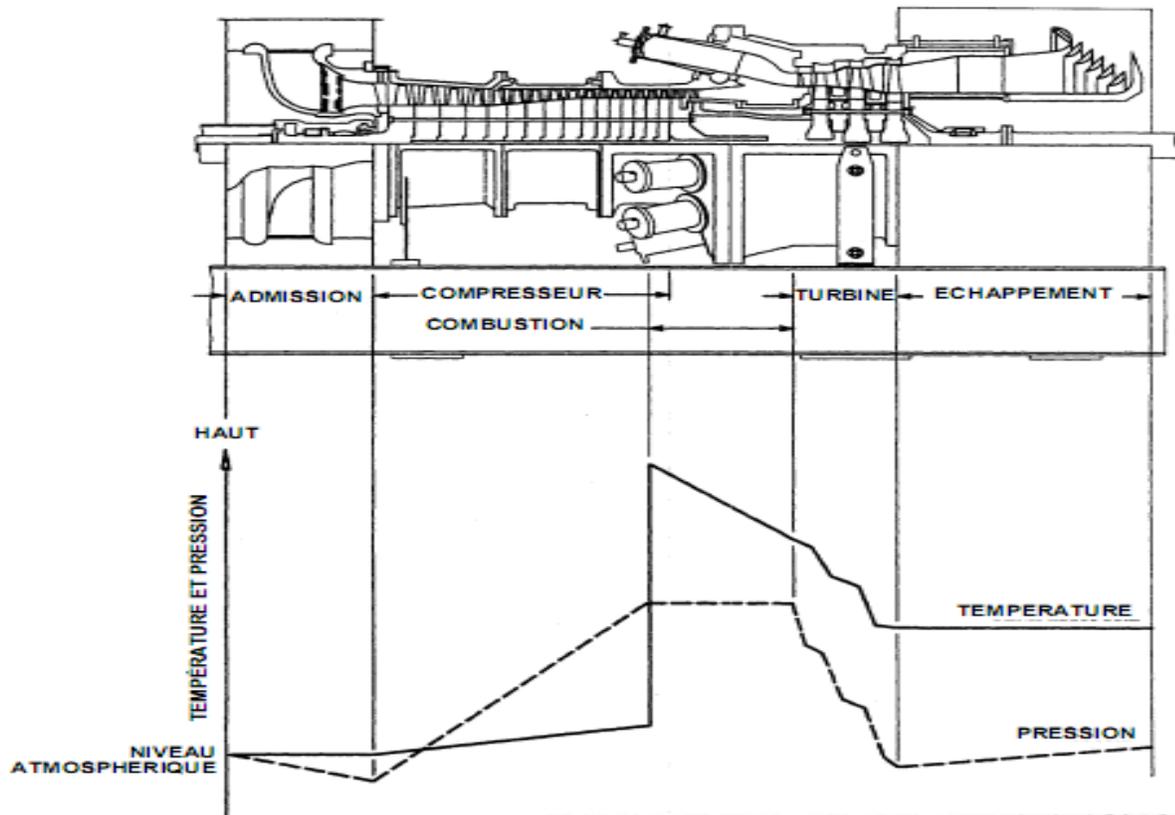


Fig. I.4 les variations de pression et de température

La (Fig.I.4) met en évidence que la combustion se produit dans des conditions de pression presque constantes.

A la différence des machines alternatives, la compression et la détente sont des processus continus, comme il arrive pour la production d'électricité.

Au contraire, dans un moteur alternatif (par ex, un moteur Otto à quatre temps), la puissance est développée dans la phase d'expansion, comme dans une turbine, mais ce processus a lieu seulement pour 1/4 du cycle complet, tandis que dans la turbine à gaz une expansion a lieu sans interruption pendant tout le cycle. La même chose s'applique à la compression.

Pour la même raison, étant donné qu'il n'y a aucune masse dans le mouvement alternatif, la régularité du cycle d'une turbine à gaz est incomparablement plus grande que celle d'un moteur alternatif (moteur Otto ou Diesel).

I.2.3 Eléments principaux d'une turbine a gaz

Une turbine à gaz (Fig. I.4) se compose de trois sections principales, décrites dans les paragraphes suivants. En ce qui concerne les détails de conception et de construction.

I.2.3.1 Section de compresseur

Le compresseur est du type à flux axial (fig. I.5). Le système à flux axial produit des débits d'air élevés, nécessaires pour obtenir des valeurs élevées de puissance utile avec des dimensions réduites. Ce concept sera repris plus tard, quand les principes thermodynamiques principaux du cycle de fonctionnement d'une turbine à gaz seront illustrés.

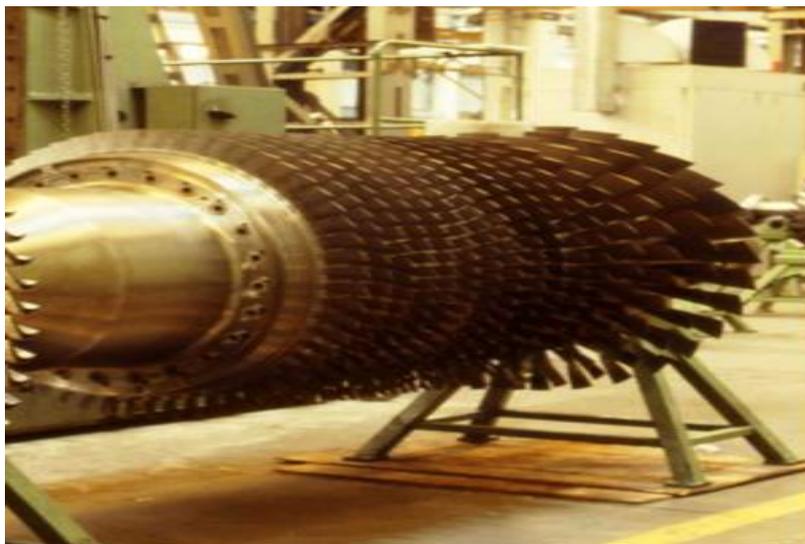


Fig. I.5 Compresseur axial

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

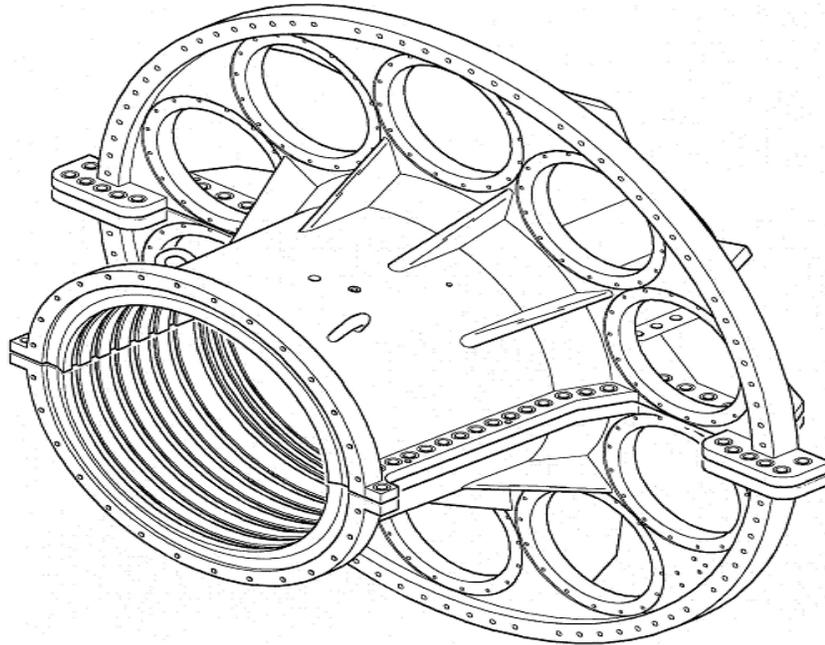


Fig.I.6 corps de refoulement de compresseur

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 modifié : ceci sert à changer le taux de refoulement de l'air et à reconstituer les triangles idéaux de vitesse durant les régimes transitoires.



Fig. I.7 Les IGV (Intel Gaz Valve)

I.2.3.2 Section de combustion

Dans le cas des turbines à gaz pour service sévère, tel que montré dans la fig.I.4, la section de combustion se compose d'un système comprenant une ou plusieurs chambres de combustion annulaires (dans ce cas spécifique il y a dix chambres de combustion) disposées symétriquement le long d'une circonférence ; ces chambres de combustion reçoivent et brûlent du combustible au moyen d'un nombre égal des brûleurs (un pour chaque chambre de combustion).

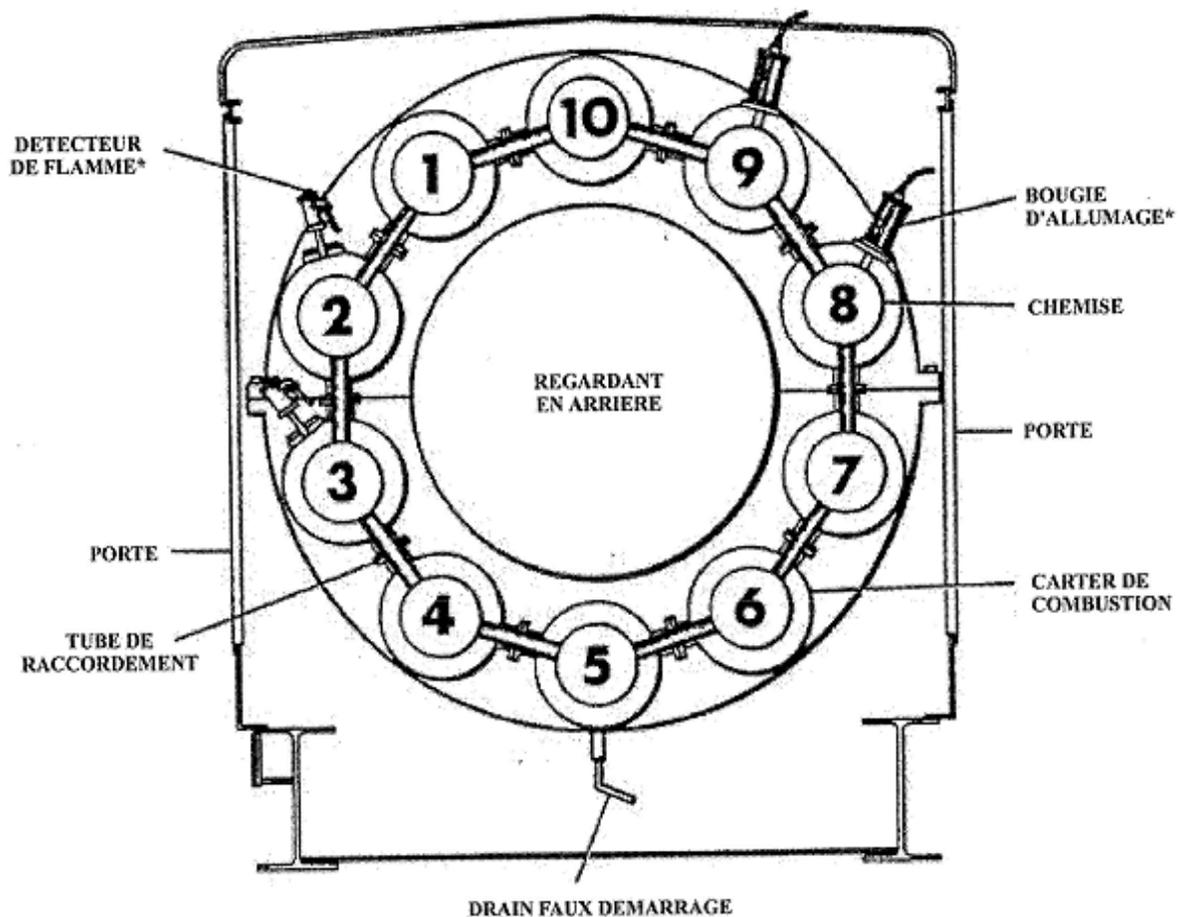


Fig. I.8 Disposition d'une chambre de combustion

L'air entre dans chaque chambre dans une direction opposée à la veine intérieure des gaz chauds (pour cette raison, cette méthode de distribution de l'air s'appelle à "débit inverse"). Ce courant extérieur d'air, qui s'écoule le long des chemises, sert à les refroidir. En outre, l'air qui n'est pas employé dans le processus de combustion, est employé pour refroidir les gaz chauds après la combustion ; en effet, il est introduit dans les chambres par les trous de mélange et refroidit le gaz à la température optimale d'admission de la turbine.

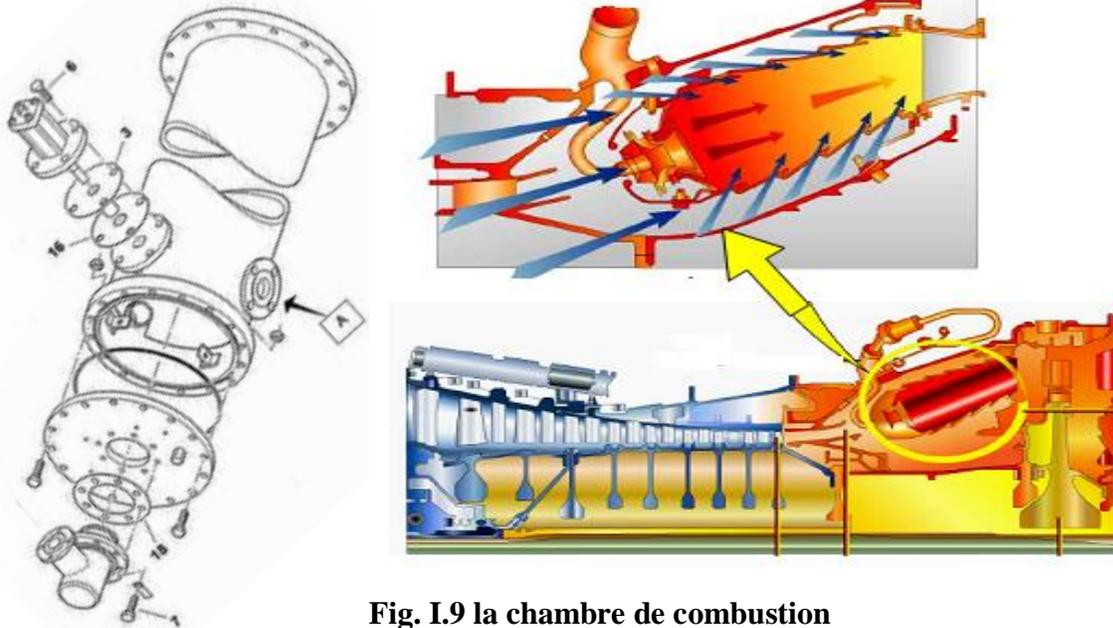


Fig. I.9 la chambre de combustion

❖ Les composants d'une chambre de combustion

- **le carter de combustion** : Les chambres de combustion sont proposées de manière concentrique autour du compresseur à flux axial et elles sont boulonnées à la cloison de la section de refoulement du compresseur. l'air pour la combustion est fourni directement du compresseur axial aux chambres de combustion.



Fig. I.10 Carter de combustion et leur flasque

- **tube à flamme (chemise de combustion) :** L'air pénètre dans la chambre de combustion et il s'écoule en avant, en entrant dans le tube à flamme à travers les trous et les fentes dans la paroi de la chemise. Une partie de l'air atteint l'extrémité principale de la chambre de combustion et entre dans la chemise à travers le chapeau ou une coupelle rotative crée un tourbillon dans la chemise.



Fig. I.11 Chemise de combustion

- **injecteurs :** chaque chambre de combustion est équipée d'un injecteur de combustible qui introduit le combustible dans la chemise de combustion. le combustible gazeux est admis directement dans chaque chambre à travers les orifices de dosage positionnés sur le côté extérieur de la tôle de turbulence de l'injecteur



Fig. I.12 L'injecteur de fuel

- **pièce de transition** : Elles représentent la liaison de la voie de gaz chaud entre les chemises de combustion et la tuyère de premier étage .Avant que l'air de refoulement du compresseur s'écoule dans la chambre de combustion il doit d'abord passé autour des raccords de réduction.



Fig. I.13 pièce de transition

- **Tubes d'interconnexions** : Les dix chambres de combustion sont connectées entre elles par l'intermédiaire des tubes de raccordement. Ces tubes rendent possible la propagation des flammes des chambres allumées qui contiennent des bougies d'allumage vers les chambres non allumées pendant la mise en marche.



Fig. I.14 Tubes d'interconnexions

- **Bougies d'allumage** : ils sont installés dans deux des chambres de combustion .Elles reçoivent de l'énergie des transformateurs d'allumage. les chambres sans bougies d'allumage sont allumées des chambres allumées à travers les tubes de raccordement interconnectés pendant la mise en marche.



Fig. I.15 Bougies d'allumage

- **Détecteurs de flamme de type ultraviolet** : Pendant le fonctionnement il est essentiel qu'une indication de la présence ou de l'absence de la flamme soit transmise au système de commande. Pour cette raison, un système de surveillance de la flamme est utilisé et celui-ci consiste dans des capteurs multiples qui sont installés sur les chambres de combustion.



Fig. I.16 Détecteurs de flamme

I.2.3.3 Section de turbine

Dans la section de la turbine, les gaz à haute température provenant de la section de la combustion sont convertis en puissance sur l'arbre en chevaux. La puissance nécessaire pour entraîner le groupe de charge et le compresseur est fournie par le rotor de la turbine à deux étages. Le premier étage, ou roue de haute pression, et le deuxième étage, ou roue de basse pression, sont boulonnés ensemble pour former une seule unité par laquelle les distributeurs de premier et de deuxième étage dirigent le débit des gaz de combustion.

❖ Les composants de la turbine

- **Stator de la turbine** La section avant de la coquille de la turbine forme le carter pour l'extrémité arrière des sections de refoulement du compresseur et de combustion. La section arrière de la coquille de la turbine forme le carter pour les distributeurs de premier et de deuxième étage et les flasques pour les rotors de la turbine de premier et de deuxième étage.



Fig.22 Stator de la turbine

- **Distributeur de premier étage** : L'ensemble distributeur de premier étage, est formé de partitions à profil aérodynamique entre un flasque de roue interne et un flasque de roue externe. L'ensemble distributeur est divisé en segments, qui sont fixés dans un ensemble anneau de retenue bien fermé dans la coquille de la turbine par des attaches.



Fig. I.17 Distributeur de premier étage

- **Distributeur et diaphragme de deuxième étage :** L'ensemble distributeur et diaphragme de deuxième étage est positionné entre les roues de la turbine du premier et du deuxième étage. L'ensemble a des partitions creuses à profil aérodynamique entre un flasque de roue interne et un flasque de roue externe qui dirigent le débit du gaz dans les augets de la turbine du deuxième étage. L'ensemble distributeur est divisé en segments, qui sont placés et fixés dans des assemblages à rainure et languette dans les flasques du stator de la turbine du premier et du deuxième étage.



Fig. I.18 Distributeur et diaphragme de deuxième étage

- **Ensemble rotor de la turbine** L'ensemble rotor de la turbine est formé de la zone turbine-à-compresseur de l'entretoise et des roues et augets de la turbine du premier et du deuxième étage. Les roues de la turbine sont forgées en alliage d'acier. La roue du deuxième étage est forgée avec un faux arbre sur lequel la surface de la portée d'arbre et la surface d'étanchéité sont usinées en vue du palier et de sont joint étanche à l'huile. A l'extrémité du faux arbre, il y a une bride qui fait le lien entre l'arbre et le dispositif entraîné.



Fig. I.19 Ensemble rotor de la turbine

- **Aubes de la turbine** Les augets de la turbine sont montés dans les roues en forme de queue d'aronde axiale à pied en sapin. Les augets ont des plaques – couvercle intégrales et des goupilles de fixation axiales et radiales réduisent les fuites entre étages. La conception de l'auget à longue tige permet l'égalisation des contraintes et réduit la température de la queue d'aronde.



Fig. I.20 Aubes de la turbine

I.2.4. cycle Brayton

Le cycle thermodynamique d'une turbine à gaz est connu en tant que cycle Brayton. La **Fig. 27** montre le diagramme d'une turbine à gaz (dans ce cas spécifique, une turbine MS 5001 à un seul arbre). Ce diagramme est utile pour comprendre plus facilement la signification du cycle thermodynamique.

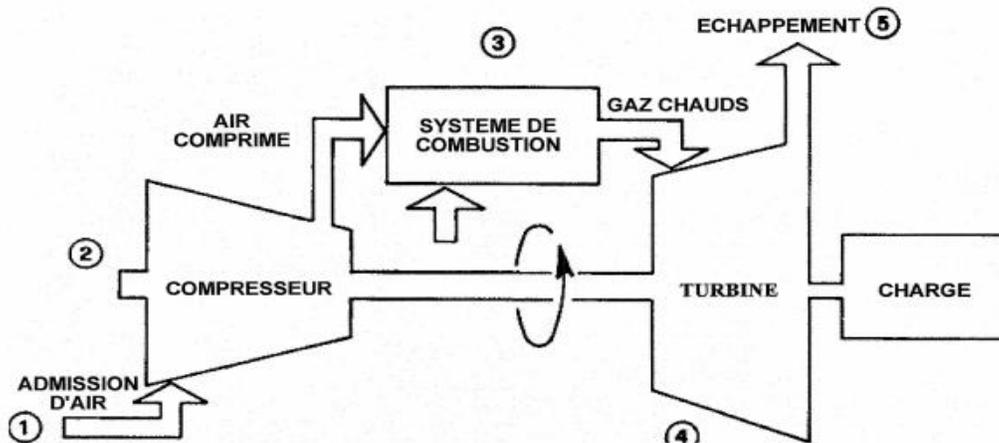


Fig. I.21 Diagramme de fonctionnement de la turbine à gaz

L'air entre dans le compresseur au point (1), qui représente les conditions de l'air atmosphérique. Ces conditions sont classées selon des valeurs de pression, température et humidité relative.

Les conditions de conception standard sont par convention classifiées comme des conditions ISO, avec les valeurs de référence suivantes :

CONDITIONS ISO

Température ambiante (°C)	15
Pression ambiante (mbar)	1013
Humidité relative(%)	60

L'air est comprimé à l'intérieur du compresseur et sort dans la condition indiquée au point (2). Pendant la transformation de (1) à (2), aucune chaleur n'est transférée à l'air mais la température de l'air augmente, en raison de la compression poly tropique, jusqu'à une valeur qui change en fonction du modèle de la turbine à gaz et de la température ambiante.

Après avoir traversé le compresseur, l'air entre dans la section de combustion, pratiquement dans les mêmes conditions de pression et de température qu'au point (2) (excepté les pertes subies sur le chemin entre le refoulement du compresseur et l'admission à la chambre de combustion, qui s'élèvent à environ 3 à 4 % de la valeur absolue de la pression de refoulement). Le combustible est injecté dans la chambre de combustion par l'intermédiaire d'un brûleur, et la combustion a lieu à une pression pratiquement constante.

La transformation entre les points (2) et (3) ne représente pas seulement la combustion. En effet, la température du processus réel de combustion, qui a lieu dans des conditions pratiquement stœchiométriques, atteint localement, dans la zone de combustion à côté du brûleur, des valeurs (d'environ 2000 °C), qui sont trop hautes pour la résistance des matériaux en aval.

Par conséquent, la température finale de la transformation du point (3), est inférieure, car c'est le résultat du mélange des gaz de combustion primaire avec l'air de refroidissement et de dilution comme décrit précédemment.

La transformation suivante, entre les points (3) et (4), représente l'expansion des gaz à travers la section de la turbine, qui, comme mentionné auparavant, convertit l'énergie thermique et la pression, en énergie cinétique et, au moyen de la rotation de l'arbre, en travail utilisé pour la compression (interne, non utilisable) et travail utile externe, grâce à l'accouplement avec une machine conduite. Plus de 50% de l'énergie développée par la détente dans la turbine à gaz est nécessaire pour la compression par le compresseur axial. En aval de la section (4), des gaz sont évacués dans l'atmosphère.

La représentation thermodynamique des événements décrits jusqu'ici est évidente dans la figure. I.22 (diagrammes de pression - volume P-V et température - entropie T-S).

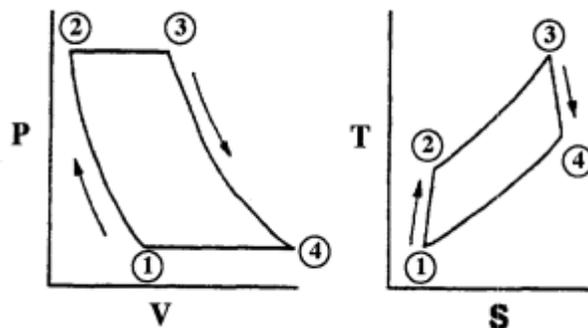


Fig. I.22 Cycle De Brayton

Dans le cycle illustré dans la figure ci-dessus, les 4 points correspondent aux mêmes points décrits ci-dessus. En particulier, veuillez noter la compression et les transformations d'expansion, évidemment, celles-ci ne sont pas isentropiques.

A cet égard, veuillez vous rappeler que :
Le travail de compression spécifique W_c , de (1) à (2), est exprimé avec une grande approximation par l'équation suivante :

$$W_c = C_{p_m} (T_2 - T_1) \quad (\text{kJ/kg air d'admission}) \dots\dots\dots(I.1)$$

Le travail d'expansion spécifique W_t , de (3) à (4), est exprimé par :

$$W_t = C_{p_m} (T_3 - T_4) \quad (\text{kJ/kg gaz}) \dots\dots\dots(I.2)$$

La chaleur Q_1 , fournie à la chambre de combustion à partir de (2) à (3), est exprimée par:

$$Q_1 = C_{p_m} (T_3 - T_2) \quad (\text{kJ/kg gaz}) \dots\dots\dots(I.3)$$

Le cycle de la turbine à gaz "se ferme" idéalement avec la transformation de (4) à (1), qui correspond au refroidissement des gaz d'échappement, en éliminant la chaleur Q_2 dans l'atmosphère, comme si ces derniers étaient un réfrigérant aux possibilités infinies. L'équation thermodynamique qui décrit le refroidissement des gaz d'échappement est la suivante :

$$Q_2 = C_{p_m} (T_4 - T_1) \quad (\text{kJ/kg gaz.}) \dots\dots\dots(I.4)$$

Les diverses valeurs pour le C_{p_m} , exprimées par les rapports précédents, représentent la chaleur spécifique moyenne à une pression constante entre les valeurs extrêmes de la température dans l'intervalle examiné.

Pour une évaluation plus rigoureuse, il faut recourir au calcul intégral. Une fois que Q_1 , Q_2 , W_c et W_t , sont connus, on peut obtenir les valeurs pour les paramètres significatifs suivants :

Rendement thermodynamique

$$\eta = (Q_1 - Q_2)/Q_1 \dots\dots\dots(I.5)$$

Cette équation nous indique que, par rapport à la chaleur Q_1 , présentée dans la chambre de combustion par le combustible, le rendement augmentera alors que la chaleur Q_2 , "dissipée" dans l'atmosphère diminue.

Travail utile fourni à la machine conduite

$$W_u = G_{\text{gaz}} W_t - G_{\text{air}} W_c \dots\dots\dots(I.6)$$

Dans la dernière équation, G_{gaz} et G_{air} représentent respectivement les débits massiques des gaz d'admission à la turbine et l'air d'admission au compresseur nécessaires pour passer des valeurs spécifiques à des valeurs globales.

Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN (Dry Low Nox)

Jusqu'ici, toutes les descriptions et exemples se rapportent à une turbine à un seul arbre telle que la MS 5001. En effet, dans le diagramme illustré dans la **fig. I.21**, la section de la turbine entière est reliée mécaniquement au compresseur axial.

I.3. Circuit fuel gaz

Le gaz alimentant les turbines est un mélange de gaz local de l'unité déshydratation et de gaz sec GR1/2 de Hassi Messaoud.

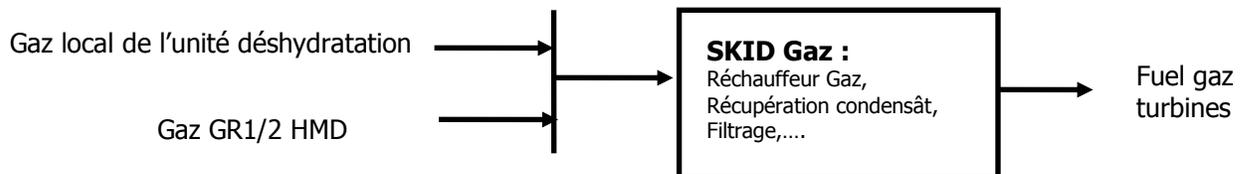


Fig. I.23 Circuit fuel gaz

Afin de respecter les spécifications du constructeur GE, le gaz est réchauffé à une température de 90 degré C, traverse un ballon de séparation pour récupérer le condensât et puis filtré pour être envoyé aux turbines comme fuel gaz.

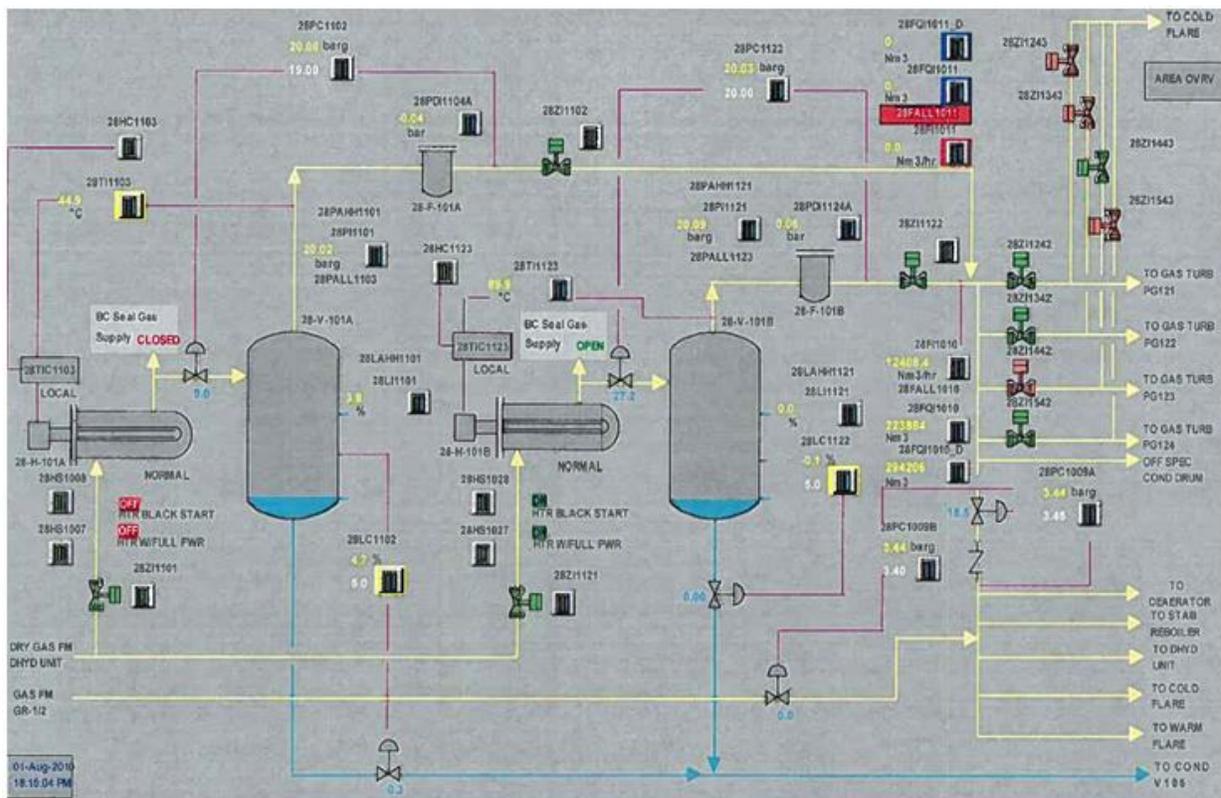


Fig. I.24 SKID Gaz

I.4. Composition molaires et propriétés physico-chimiques du fuel gaz des turbines

Des échantillons de gaz ont été analysés par chromatographie en phase gazeuse conformément à la norme NFX 20-501 par le personnel du CRD Boumerdes.

Les propriétés physico-chimiques en l'occurrence la masse molaire, le facteur de compressibilité, la densité réelle relative, la masse volumique, les pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur ainsi que l'indice de Wobbe supérieur, ont été calculées selon la norme ISO 6976 (voire Annexe I).

Constituants	% Molaire
Azote	0.94
Dioxyde de carbone	2.23
Méthane	85.46
Ethane	9.60
Propane	1.49
i-Butane	0.09
n-Butane	0.14
i-Pentane	0.03
n-Pentane	0.02
Total	100
Propriétés physico-chimiques	
MM (g/mole)	18.76
Facteur de compressibilité	0.9974
PCS (Kcal /m ³)	9655.7
PCI (Kcal /m ³)	8723.4
Densité (P/R air)	0.6461
Masse volumique (Kg /m ³)	0.7917
Indice de Wobbe supérieur (Kcal /m ³)	12012.7

Tab. I.1 Composition molaires et propriétés physico-chimiques du fuel gaz des turbines.

Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN (Dry Low Nox)

Le circuit fuel gaz des turbines est un circuit relativement simple et standard. Le gaz passe par la vanne GE SRV (speed ratio valve) et GCV (gas control valve) pour être directement brûlé dans les chambres de combustion ; ceci présente certaines insuffisances. permuter ;

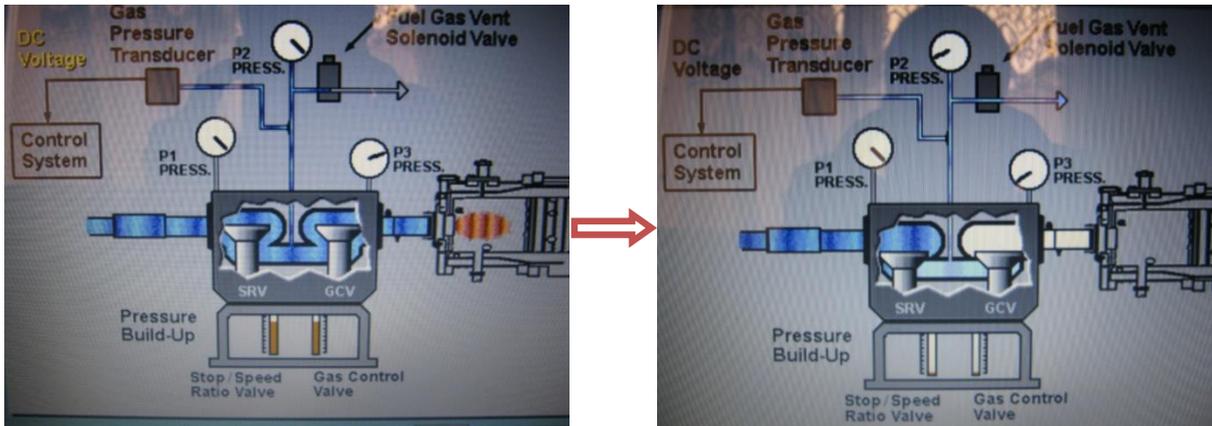


Fig. I.25 Circuit combustible existant (simple et standard)

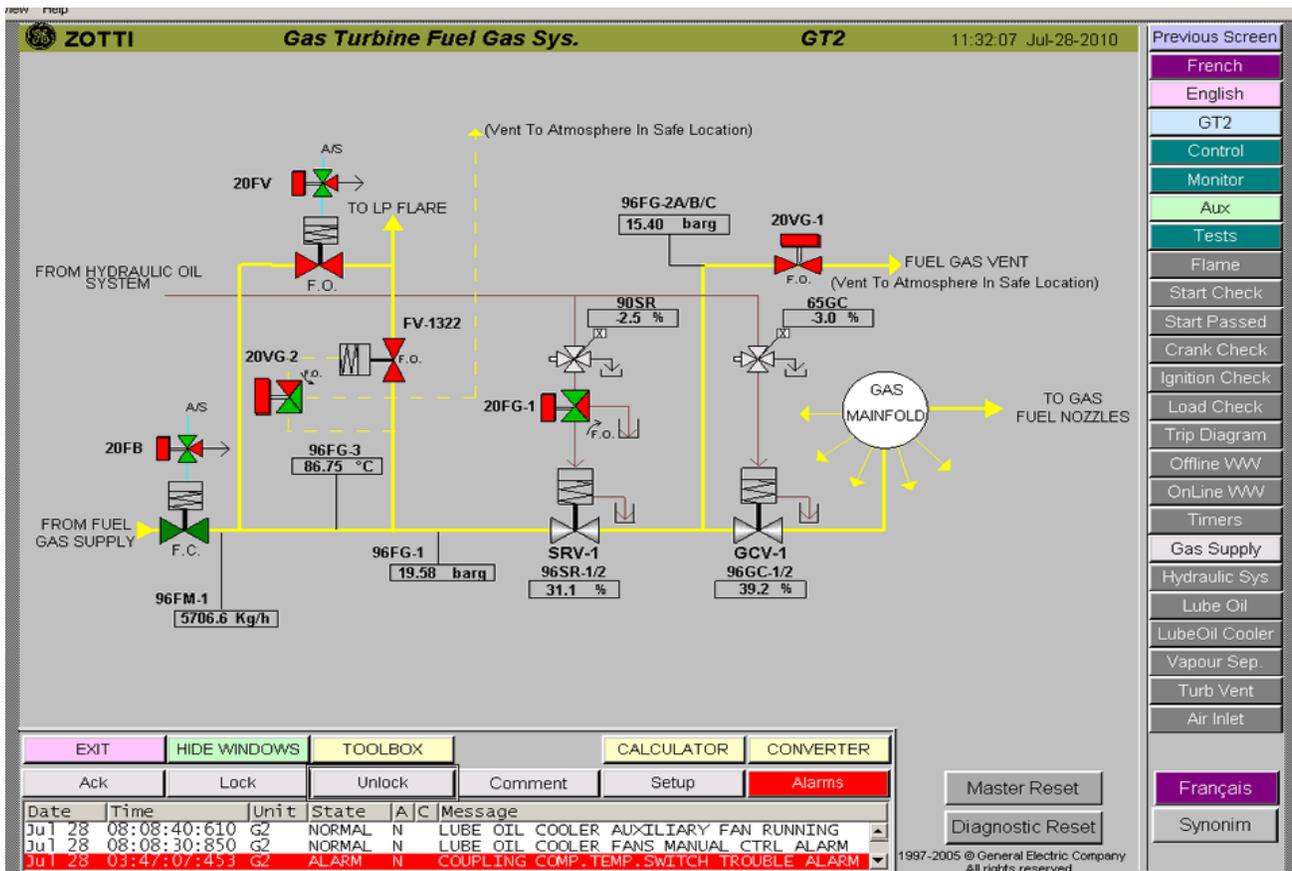


Fig. I.27 Circuit fuel gaz d'une turbine

I.5. Insuffisances du circuit fuel gaz actuel

I.5.1. Emissions Excessives des NOx

Les turbines émettent 312 µg/ Nm³ du gaz NO₂ à 15% O₂ en base laod (pleine charge); un taux excessif par rapport à la réglementation algérienne relative à la protection de l'environnement « *décret exécutif n° 06-02 du 07/01/2006 définissant les valeurs limites, les seuils d'alerte et les objectifs de qualité de l'air en cas de pollution atmosphérique* » (voire Annexe IIV)

Substance	Objectif de qualité de l'air (µg/Nm³)	Valeur limite (µg/ Nm³)	Seuil d'information (µg/ Nm³)	Seuil d'alerte (µg/Nm³)
Dioxyde d'azote	135	200 A ne pas dépasser pendant plus de 175h dans l'année	400	600

Tab. I.2 réglementations algériennes sur la qualité de l'air

•NB : Pour le dosage des NOx à l'échappement des turbines, nous avons contacté plusieurs centres (CRD Boumerdes, CRAPC Centre de recherche scientifique et technique en analyses physico-chimiques de Bab Ezouar ,le laboratoire des matériaux minéraux et composites de l'université de Boumerdes , l'école polytechnique d'El Harrach) mais en vain car ces centres ne possèdent pas les équipements spécifiques pour effectuer cette opération.

Alors, nous avons obtenu ces résultats à travers le fournisseur GE en leur communiquant toutes les données et informations nécessaires (caractéristiques fuel gaz, spécifications des turbines, paramètres de fonctionnement ...).

I.5.1.1. Impacts des émissions NOx

a)- Impacts sur l'environnement

Les NOx sont des gaz polluants qui peuvent notamment avoir des impacts en termes d'effets de serre, d'acidification de l'air, des pluies et des eaux et d'eutrophisation des sols.

Comme tous les composés organiques volatiles COV, sous l'effet de rayonnement du soleil, les NOx favorisent la formation d'ozone dans les basses couches de l'atmosphère.

b)- Impacts sur la santé

Les NOx sont des gaz irritants qui pénètrent dans les ramifications les plus fines des voies respiratoires. Chez les personnes sensibles, ils peuvent provoquer des difficultés respiratoires, une hyperréactivité bronchique, et chez l'enfant ils favorisent l'accroissement de la sensibilité des bronches aux infections.

Le dioxyde d'azote est le polluant le plus nocif pour la santé humaine.

Pour ces différentes raisons, L'OMS (Organisation mondiale de la Santé) recommande de ne pas dépasser :

- **400** microgrammes/m³ de moyenne sur 1 heure
- **150** microgrammes/m³ de moyenne horaire sur 24 heures.

A titre d'exemple, la France a tracé un objectif prévu pour 2010 pour une réduction de 30% des émissions par rapport au niveau de 1990. « Directive 2001/81 du 23 octobre 2001 relative aux plafonds d'émission nationaux de certains polluants atmosphériques, JO du 27 novembre 2001.

Arrêté du 8 juillet 2003 portant approbation du programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (SO₂, NO_x, COV et NH₃), JO du 30 octobre 2003 »

I.5.2. Un niveau de bruit élevé

En Novembre 2007, le bureau VERITAS a mesuré le bruit dans le centre de Zotti avec un vent venant de l'ouest de 3m /s selon la norme ISO 10494.

Les résultats obtenus ont confirmé que le niveau du bruit en général est excessif dans le centre de Zotti.

A titre d'exemple, le bruit mesuré à 1 m de la cheminé d'échappement turbine varie entre 103 et 105 dB(A), alors que les spécifications exigent qu'il doit être inférieur à 85 dB (A).

**Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)**

Résultats des mesures de bruit dans le centre Zotti :

Item	Equipement. No.	Description	dB (A)
1	51 – T – 101	Condensate Tank	81
2	51 – V – 103	Offspec Condensate Tank	72
3	49-V-101	Closed drain drum	87
4	50-T-101	Fire Water Tank	67
5	98-EH-10100	Power Plant Build	87
6	98-GCB-10000	MF Gas Comp Building	101
7	20-LCR-10003	Scraper Receivers	86
8	98-FWH-10000	Firewater Pump	72
9	98-IAH-10000	Instrument Air Compressor Shelter	76
10	98-GHB-10000	Guard House Area (Front gate)	83
11	98-ES-10000	Emergency Station	77
12	77-EG-111	Agency Diesel Generator	75
13	98-EH-10000	MF Substation	68
14	98-CLB-10000	Control room at plant side door	76
15		Switch Yard at north gate	80
16	30-Z-101	Cold Flare Stack	N/a
17	31-Z-102	Warm Flare Stack	N/a
18	30-V-101	Flare KO Drums	61
19	51-Y-101	Condensate Stabilizer	88
20	25-Y-101	Dehydration Unit	81
21	28-Y-101	Fuel Gas Conditioning	79
22		TG Lube Oil Coolers	71
23	77-EG-121	Emergency Diesel Generator	65
24		Slug Catchers	87
25	30-Y-101	Flare IG Panels	60
26	98-DWH-10000	Dilution Water	87
27	75-PG-121	Turbine Generator	87 at 1 m
28	75-PG-122	Turbine Generator	97 at Gauges
29	75-PG-123	Turbine Generator	83 at 3 m
30	75-PG-124	Turbine Generator	N/a
27a	75-PG-121	Generator Stack	108-0.5m Above tip
28a	75-PG-122	Generator Stack	109-0.5m Above tip
29a	75-PG-123	Generator Stack	89 – at base

MF Compresseurs

Item	Area	Description	dB (A)
1	MF 2	General Area	101
2	MF 1	General Area	100
3	GL 3	General Area	99
4	GL 2	General Area	96
5	GL 1	General Area	92
6	B 3	General Area	91
7	B 2	General Area	89
8	B 1	General Area	83

**Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)**

Item	Equipement. No.	Description	dB (A)
1	Perimeter Fence	North West corner	82
2	Perimeter Fence	North	67
3	Perimeter Fence	North East corner	66
4	Perimeter Fence	East	70
5	Perimeter Fence	South east corner	73
6	Perimeter Fence	South	69
7	Perimeter Fence	South West corner	60
8	Perimeter Fence	West	74
9	CCR	Panel room (inside)	48
10	CCR	Front Steps	78
11	Road from main gate	West- East Crossroad Junction	82
12	Road from main gate	West- East Fire Water Tank Junction	70
13	Road from main gate	West- East Crossroad Junction Inst Air	74
14	Road	Instrument Air Compressor Shelter	81
15	Road Front – PGP	South	63
16	Road Front – PGP	North	66
17	Rear of PGP	Open ground close to PGP South	69
18	Rear of PGP	Open ground close to PGP North	74
19	MF Sub station	Open ground MF Sub. & MF Comp.	91

MF Compresseurs Building

Item	Area	Description	dB (A)
1	MF 2	General Area	100
2	MF 1	General Area	100
3	GL 3	General Area	92
4	GL 2	General Area	98
5	GL 1	General Area	102
6	B 3	General Area	100
7	B 2	General Area	96
8	B 1	General Area	N/a

MF Compresseurs Building (premier étage):

Item	Area	Description	dB (A)
1	First floor	Area of 1 st stage suction flow meters	104
2	First floor	Area of 1 st stage suction flow meters	101
3	First floor	Area of 1 st stage suction flow meters	102
4	Booster Compressors	Area of Venturi flow meter	111
5	Booster Compressors	Area of Venturi flow meter	114
6	Booster Compressors	Area of Venturi flow meter	111

Tab. I.3 Résultats des mesures du bruit dans le centre Zotti

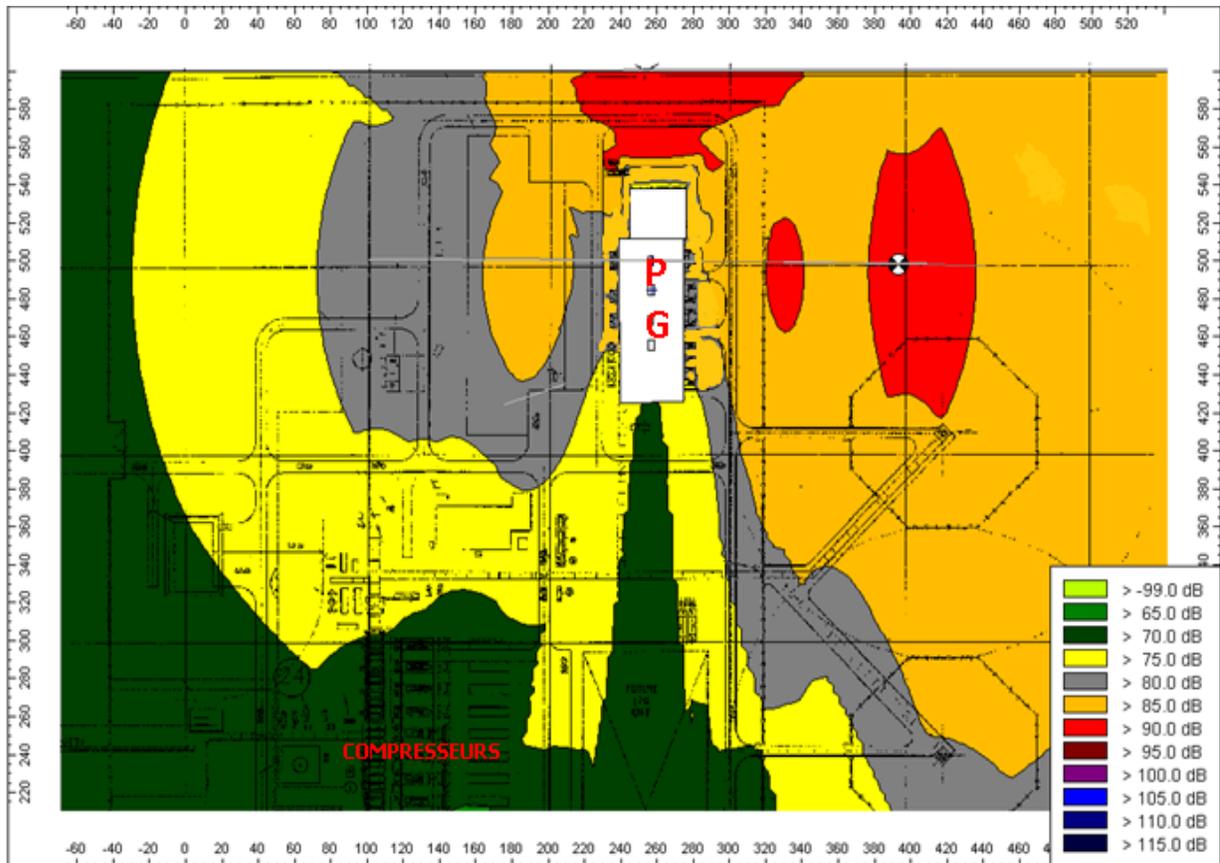


Fig. I.28 Cartographie de bruit du centre Zotti

I.5.3. Défauts de combustion

Le système fuel gaz actuel présente certains défauts de combustion :

✚ Flamme instable

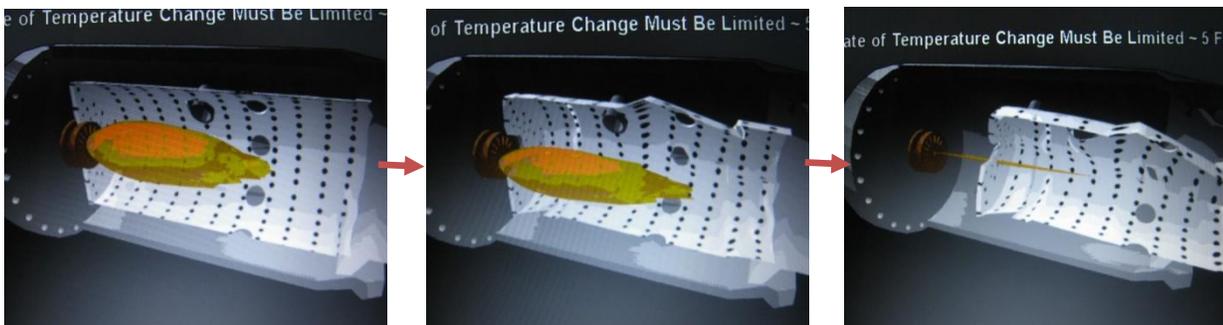


Fig. I.29 Flamme instable

✚ Combustion incomplète

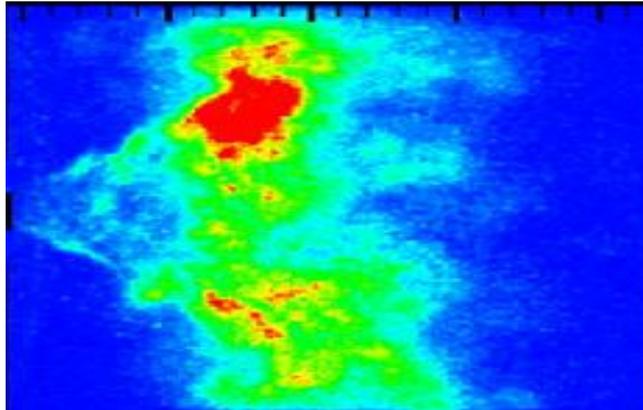


Fig. I.30 Combustion incomplète

✚ Perturbation de pression dans les chambres de combustion.

A savoir les caractéristiques (vitesse) d'une flamme stable sont :

- H₂ & Air : 320 Cm / Sec
- H₂ & O₂: 1000 Cm / Sec
- CH₄ & Air : 34 Cm / Sec
- Propane & Air : 39 Cm / Sec
- Propane & O₂ : 350 Cm / Sec

I.5.4. Rapport Air/Gaz non équilibré

Un rapport Air/Gaz non équilibré peut provoquer des endommagements des tubes à flamme (voir Fig. 36 & Tab. 5).

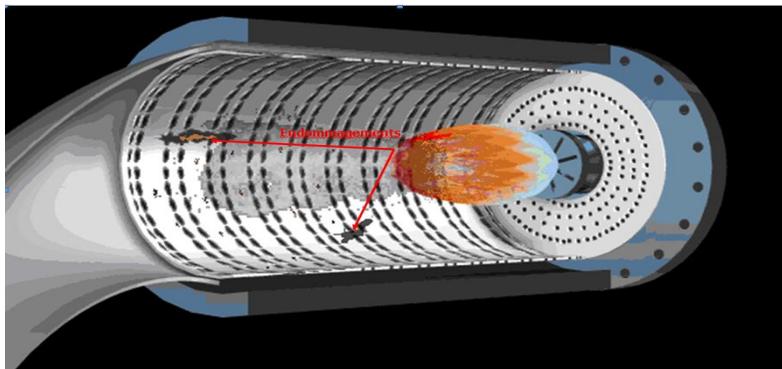


Fig. I.31 Tube à flamme endommagé

**Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)**

Équipements	Quantité	Coût Euro €	Temps de livraison (Semaines)
Tubes à flamme : Liner 1 Liner 2 Liner 3 Liner 4 Liner 5	2 1 1 4 2	11166,09 11166,09 11166,09 11166,09 11166,09	05 05 05 05 05
Pièce de transition	10	13529,9	04



Tab. I.4 Equipements vulnérables suite à un rapport Air/Gaz non équilibré

I.5.5. Arrêts provoqués par mauvaise combustion

La machine s'arrête automatiquement lorsque le système de contrôle détecte un déséquilibre de température à l'échappement.

CHAPITRE II

II. Système de contrôle MK VI

II.1. Evolution technologique des systèmes de contrôle speedtronic

GE est entrain de développer les systèmes de contrôle des turbines speedtronic; elle a commencé par le MARK I en 1966. Ce système était basé sur le reliage.

En 1973 le MARK II a fait son apparition, système basé sur la logique câblé.

La technologie des micros processeurs, la redondance ainsi que la philosophie de voting 2/3 a commencé en 1991 dans les systèmes Mark IV.

Dans les systèmes MARK V GE a crée la technologie SIFT (*Softwar Implemented Fault Tolerance*) afin de minimisé les arrêts de la machine provoquer par défaut instrumentation.

Et par la suite le MARK VI, MARK VIe (*enhanced*) et MARK VIeS (*Safety*).

Le MARK VIeS est la dernière génération des systèmes speedtronic d'où les capteurs de gaz sont relativement incorporés dans les boucles de contrôle speedtronic. L'objectif de cette évolution c'est d'avoir un diagnostic rapide efficace et d'augmenter la disponibilité des machines.



Fig. II.1 Le système MARK VI

Historique des systèmes Speedtronic

	Mark I	Mark II	Mark IV	Mark V	Mark VI	Mark VI e
Introduced	1966	1973	1982	1991	1997	2004
Shipments	850	2181	1080	3411	915	
Application	Gas Turbine	Gas Turbine	Gas Turbine	Gas / Steam	Turbine / BOP	Governor / BOP
Technology	Relays for Sequencing & Discrete Solid-state for Control	Discrete Solid-state for Sequencing. IC's & Microprocessor for Control	Complete Microprocessor Based. 8086/80286. Proprietary Backplane	Distributed Processors 186/196. Proprietary Backplane	Upgradable CPUs. VME Backplane. Distributed Controllers	Upgradable CPUs. cPCI Backplane. Networked I/O. Local/Remote
Redundancy	Single	Single	Single / Triple	Single / Triple	Single / Triple	Single / Dual / Triple
Operator Interface	Meters, PBs, Switches, Relay Annunciator	Meters, PBs, Switches, Solid-state Annunciator	Black & White Monitor with Membrane PBs	PC. Initially Proprietary. Later Windows, Cimplicity	Windows PC with Cimplicity GUI	Windows PC with Cimplicity GUI
Third Party Interface	Hardwired	Hardwired	Serial & Proprietary	Modbus & Ethernet TCP-IP GSM	Modbus, Ethernet GSM, OPC, DNP 3.0	Modbus, Ethernet GSM, OPC, DNP 3.0
Networks	NA	NA	NA	Arcnet	10MB Ethernet, Peer-to-Peer Communications	100MB Ethernet, Peer-to-Peer Communications
Maintenance Interface	Analog Cablibration, Pots, Timers	Analog Cablibration, Pots, Timers	Software Calibration	Software Calibration	Software Calibration, Windows Based	Software Calibration, Windows Based

Tab. II.1 Historique des systèmes Speedtronic

II.2. La philosophie des systèmes de contrôle Speedtronic Mark VI

Le système de contrôle de combustion « Mark VI » est un système conçu pour optimiser la consommation de fuel de la turbine et assurer une combustion complète au sein de la chambre de combustion. Mark VI reçoit les informations nécessaires pour le contrôle de la combustion tel que les températures, débit de fuel, pression, etc...

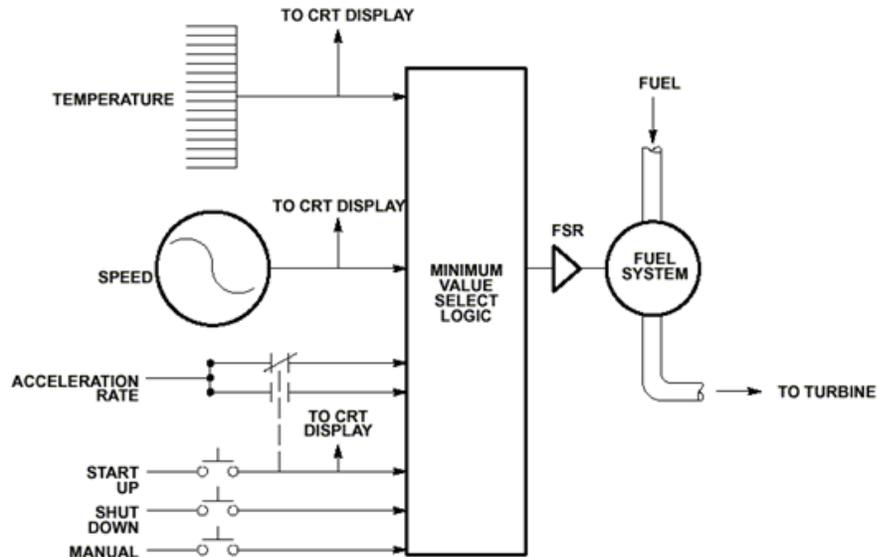


Fig. II.2 le contrôle simplifié schématique de MARK VI

II.3. panneau de commande [8]

Le Speedtronic MARK VI est un système destiné pour le contrôle des turbines GE, se présente sous forme de deux types :

- Type 1 : **TMR**, *Triple Module Redondance*, constitué par trois racks identiques R, S & T. voir (Fig. II.7)
- Type 2 : **Simplexe**, est un système à un seul rack (utilisé dans des turbines de type Aéro dérivatives).

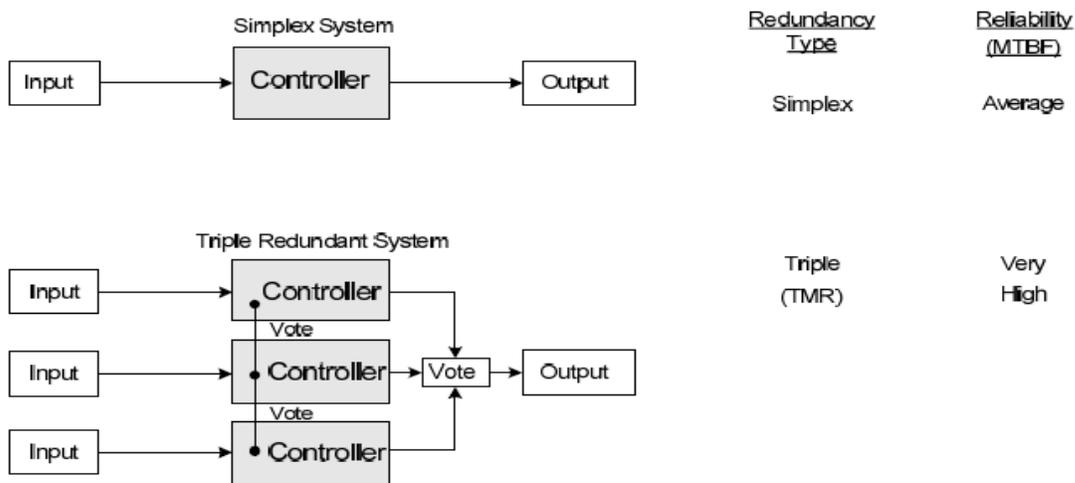
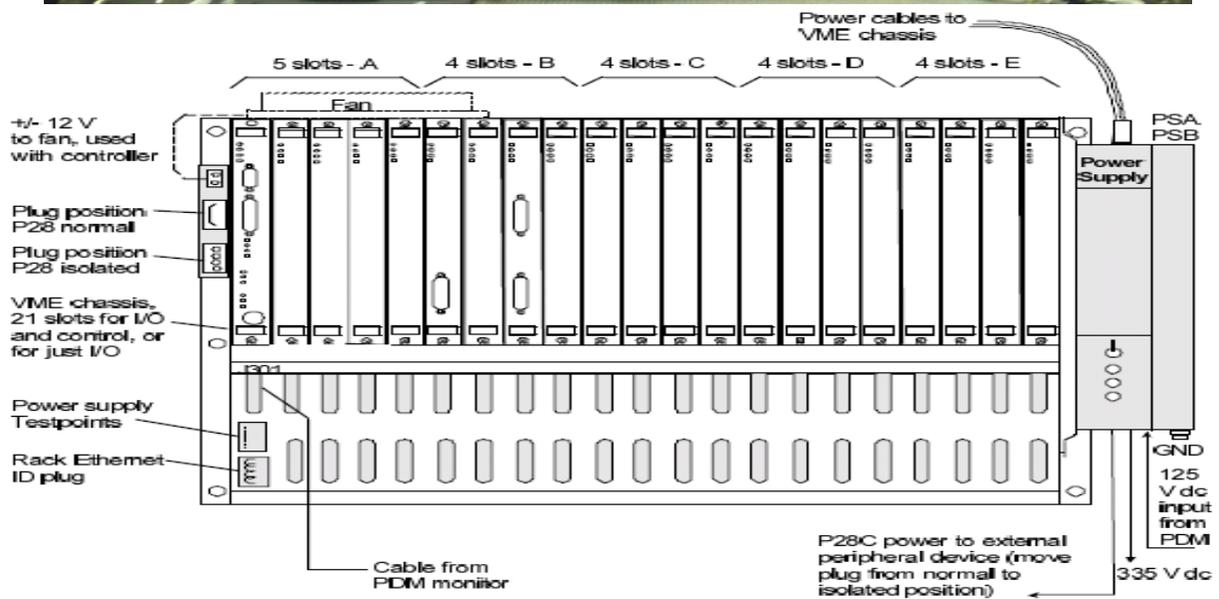
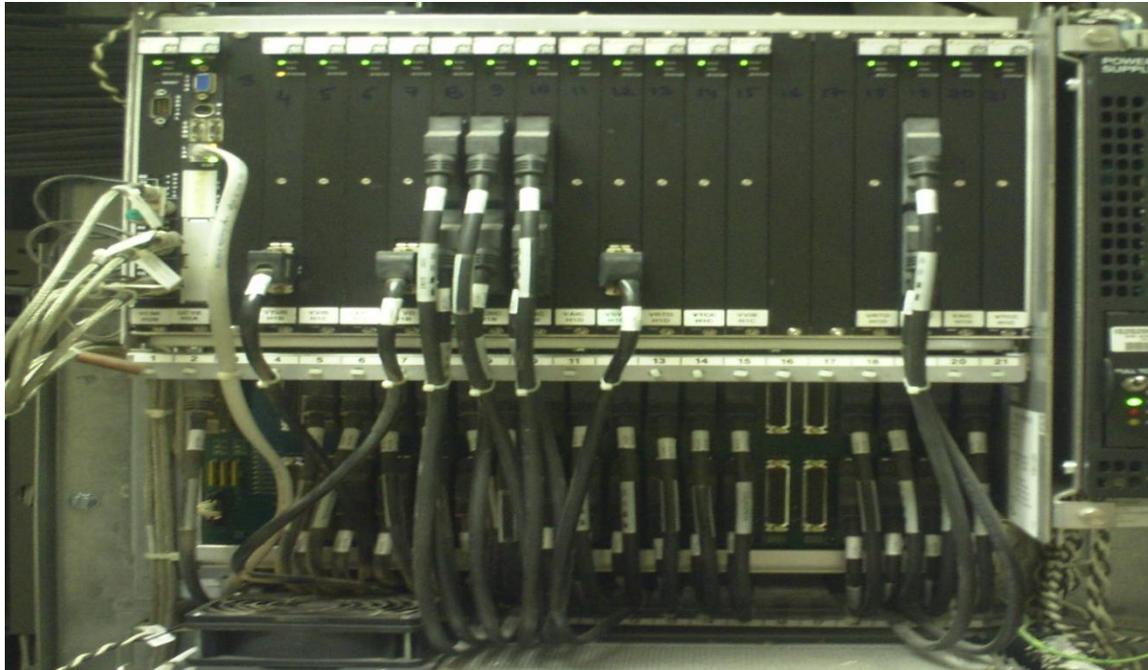


Fig. II.3 types de système MARK VI

II.3.1. Architecture MARK VI

L'armoire des contrôleurs MARK VI est constituée par trois racks, chaque rack contient 21 slots :



Power Supply, VME Chassis, and Cabling to External Devices

Fig. II.4 Rack "R" MARK VI

Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN (Dry Low Nox)

Ces trois contrôleurs « R », « S » & « T », communiquent entre eux avec un 4^{ème} module appelé rack « P » (technologie SIFT : *Software Implémented Fault Tolérance*) pour l'élimination de maximum de déclenchement causés par défaut instrumentation qui contient à son tour 3 cartes redondantes « X », « Y » & « Z ». Ce dernier protège la turbine contre les survitesses et assure la synchro check K25A voir (Fig. II.5-II.6).

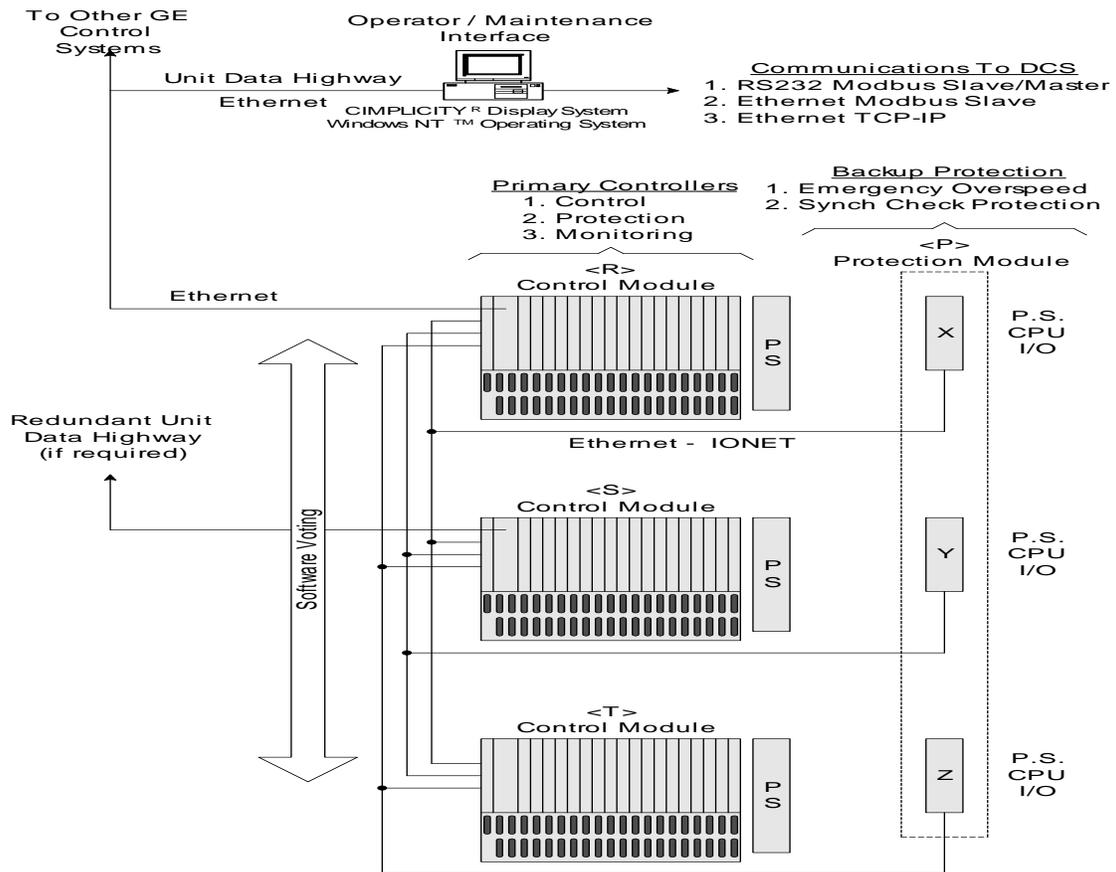


Fig. II.5 Technologie SIFT



Fig. II.6 Protecteur P

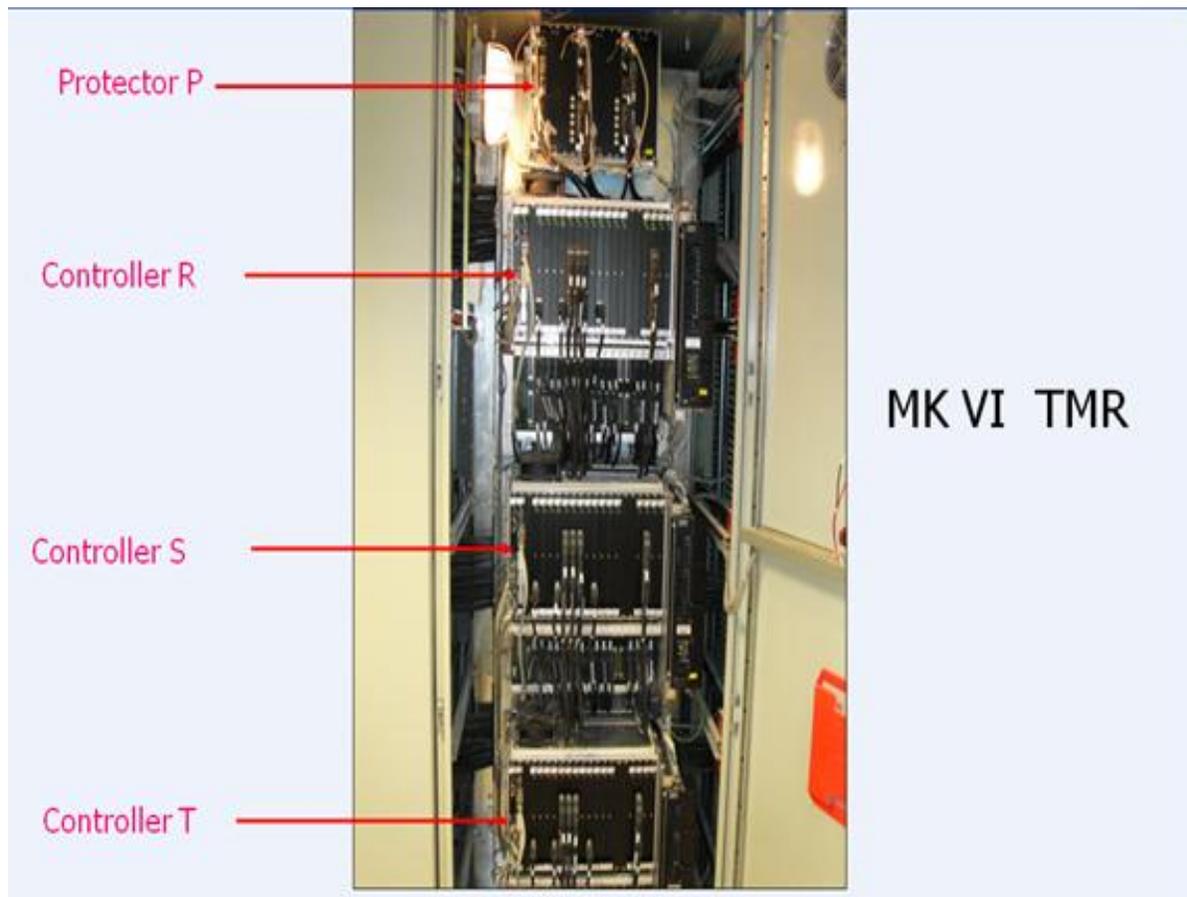


Fig. II.7 MARK VI TMR

Le panneau MARK VI est constitué d'une armoire HIOS (*High Input Output Signal*) pour le traitement des signaux (TOR Toute Ou Rien, limite Switch, pressostat, thermostat, commande électrovanne, commande d'un moteur,...).voir (Fig. II.8).

Toutes les signaux analogiques (vibration vitesse, température, pression, début,...) sont connecté à l'armoire LIOS (*Low Input Output Signal*) voir (Fig. II.9).

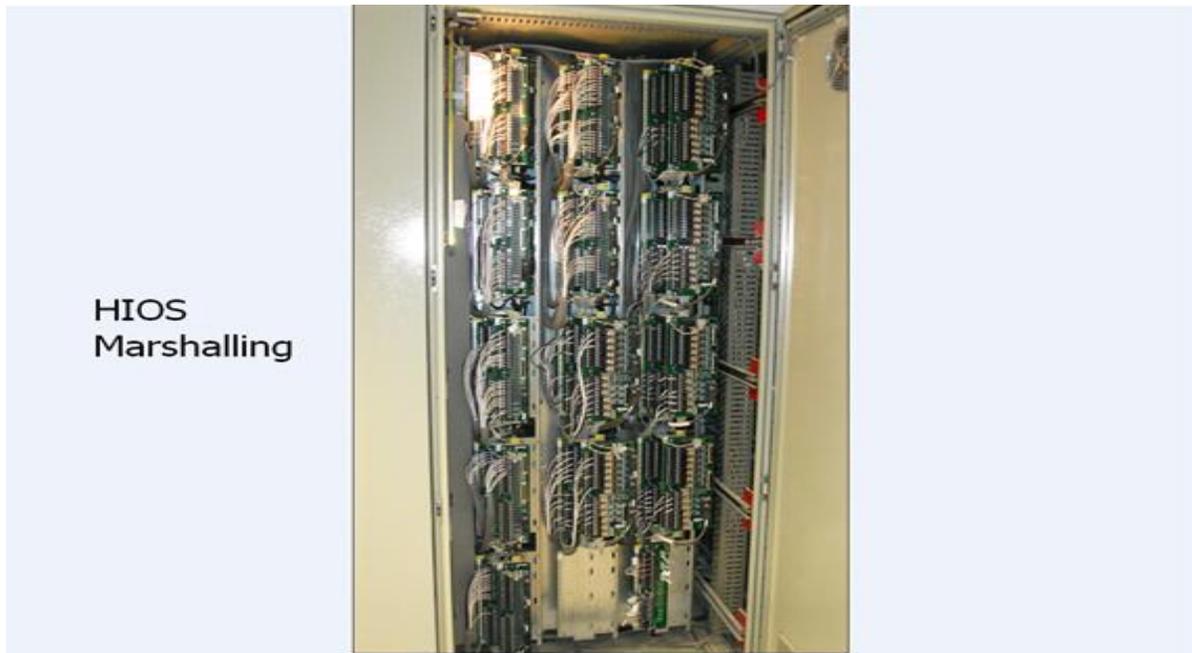


Fig. II.8. Armoire HIOS

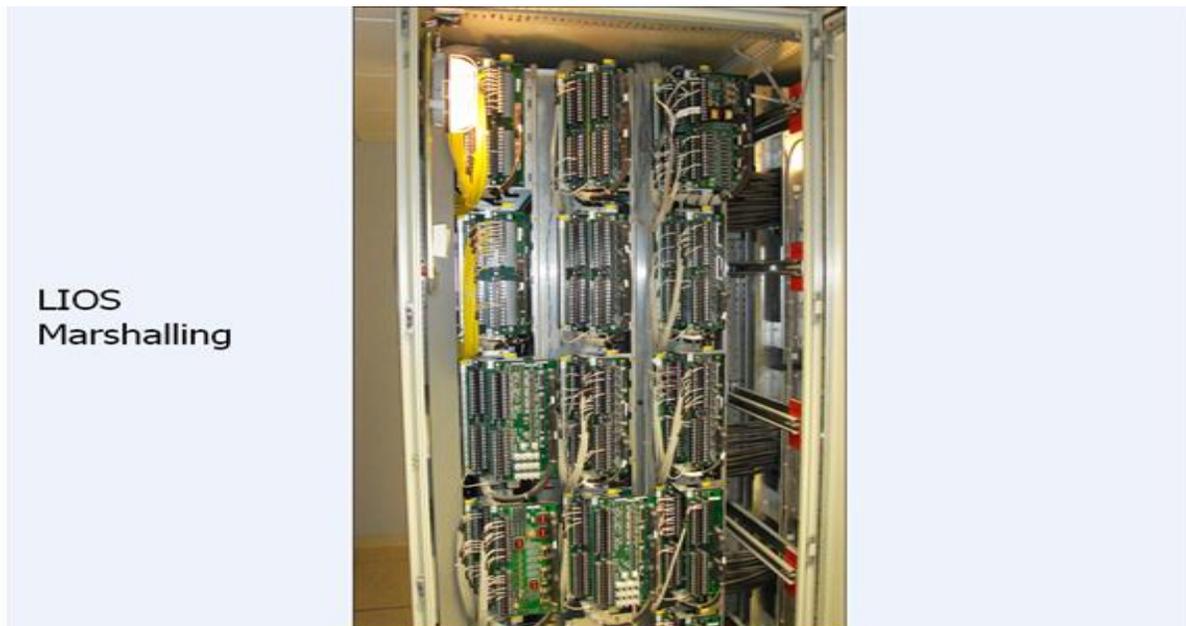


Fig.II.9. Armoire LIOS

II.4. General Software Description

II.4.1. MARK VI software

L'installation de système de contrôle MARK VI nécessite les logiciels suivants :

- CIMplicity 5.5 avec SP 3.
- Toolbox.
- M6b file

Remarque : nous avons pu installer dans nos laptop personnel CIMplicity 5.5 avec SP3, Toolbox version V11.03.24C et certaines applications m6b files.

Nous avons pu aussi installer les séquences de DLN selon les procédures GE MARKVI (création des pins, création des blocs et des macros, création des alarmes, configuration des constantes, mis à jour des CIMplicity, validation build download...).

- A s'avoir que le MARK VI utilise le langage ladder

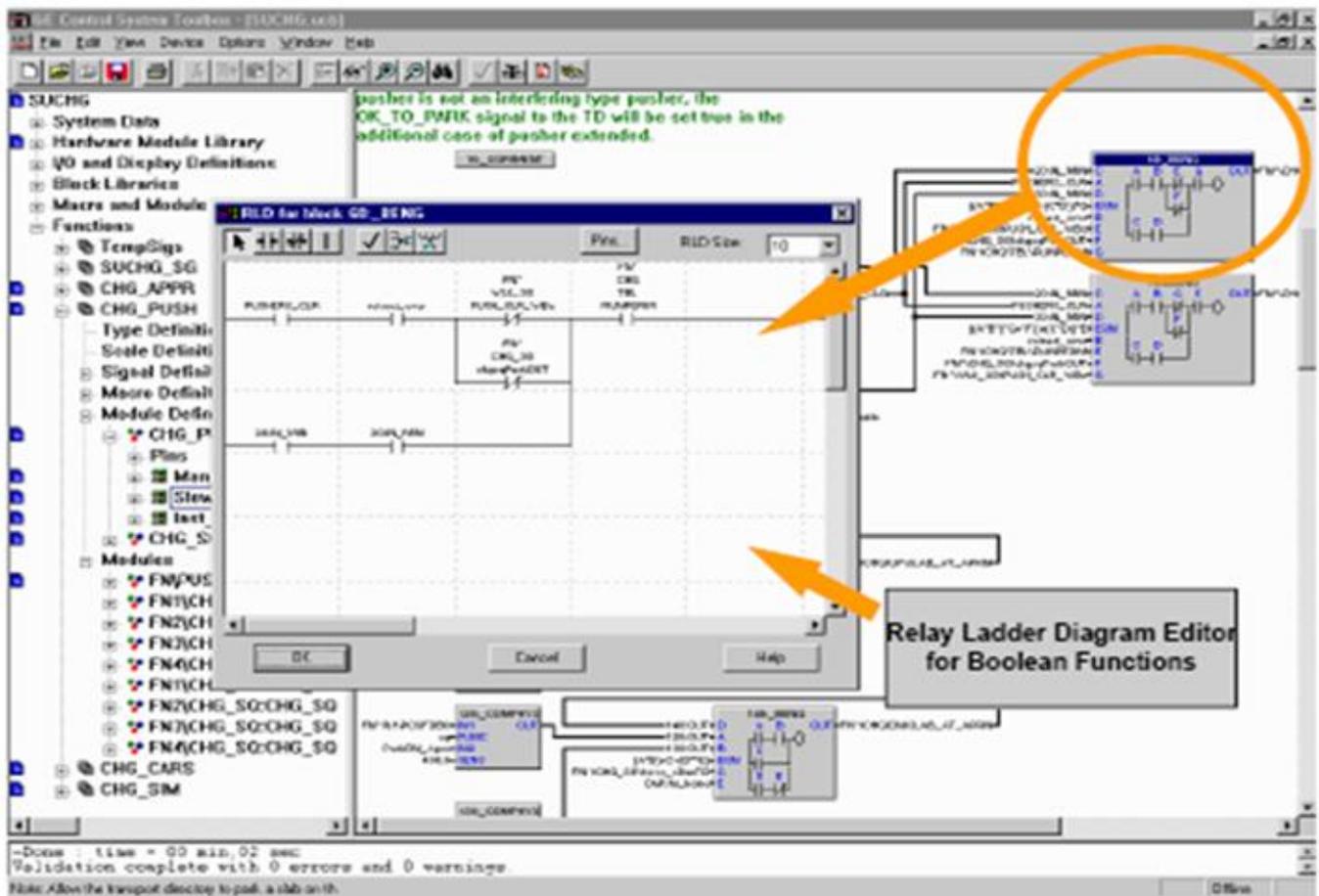


Fig. II.10 MARK VI Language Ladder

II.4.1.1. Interface Opérateur « HMI »

L'unité centrale de HMI est un Pentium 4 qui contient un port série, 04 ports Ethernet et un port parallèle pour l'imprimante.

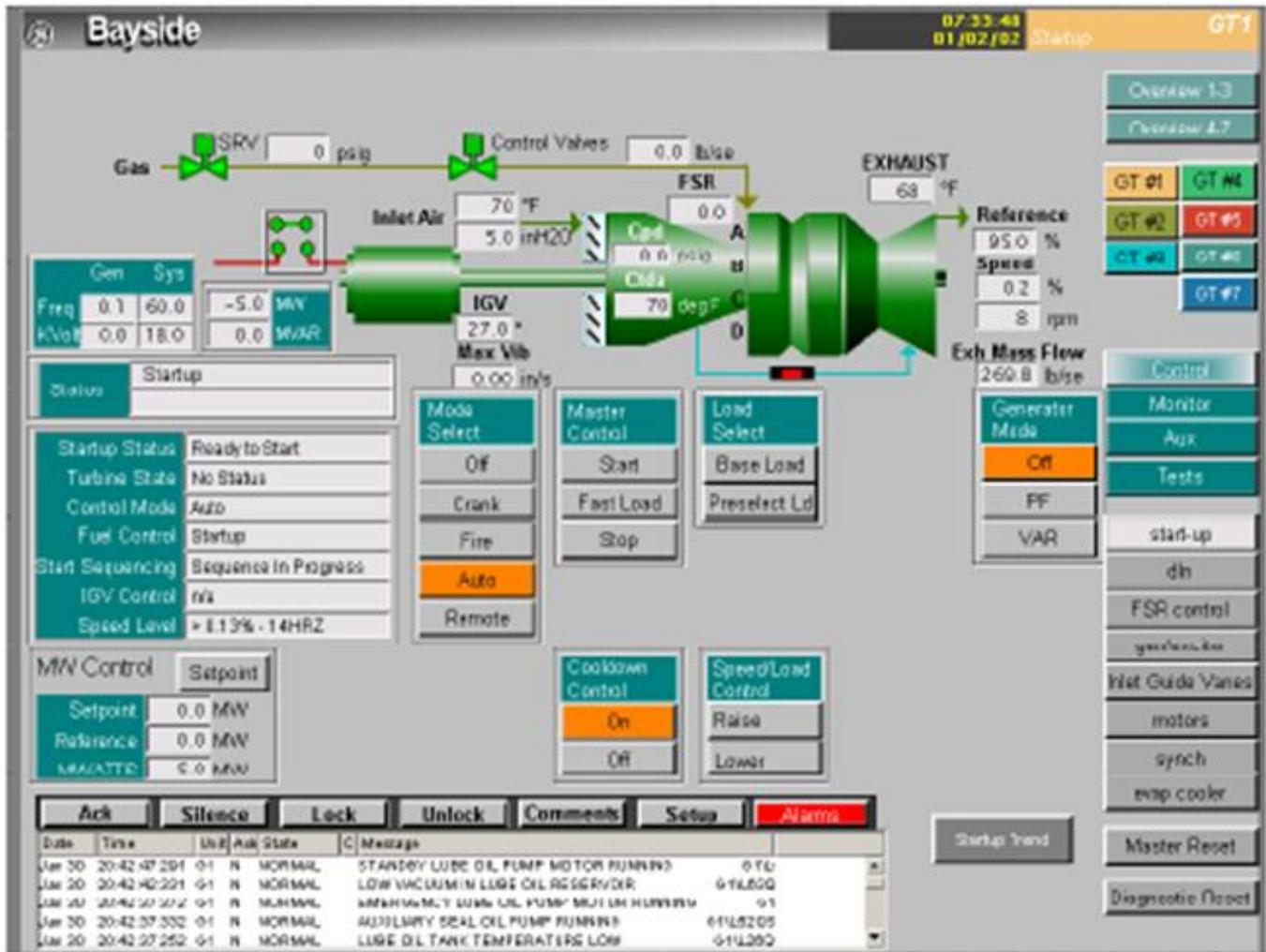


Fig. II.11 Interface Homme Machine

II.4.1.1.1. Composant de l'HMI

- *Cimplicity* pour affichage des pages graphiques
- TCI « Turbine Control interface » : pour gestion des alarmes, SOE (*Event, Sequence Of Event*), *modbus*, *printer*
- NTP : Network Time protocole
- *Cimplicity Bridge* : interface entre *cimplicity* et TCI
- SDB : Base de données

II.4.1.1.2. Réseau de communication

L'HMI est connecté à deux réseaux redondants UDH & PDH.

UDH (*Unit Data Highway*) : réseau spécifique entre MK VI et HMI

PDH (*Plant Data Highway*) : réseau pour communiquer avec les différents systèmes (DCS, Viewer,...)

Remarque : Il y'a toujours une communication principale à partir du contrôleur R du faite que c'est le seul qui nous donne la possibilité pour changer les adresses TCP/IP.

II.4.1.2. Toolbox

Toolbox est considéré comme le software fondamentale du système de contrôle MARK VI

II.4.1.2.1. version du Toolbox

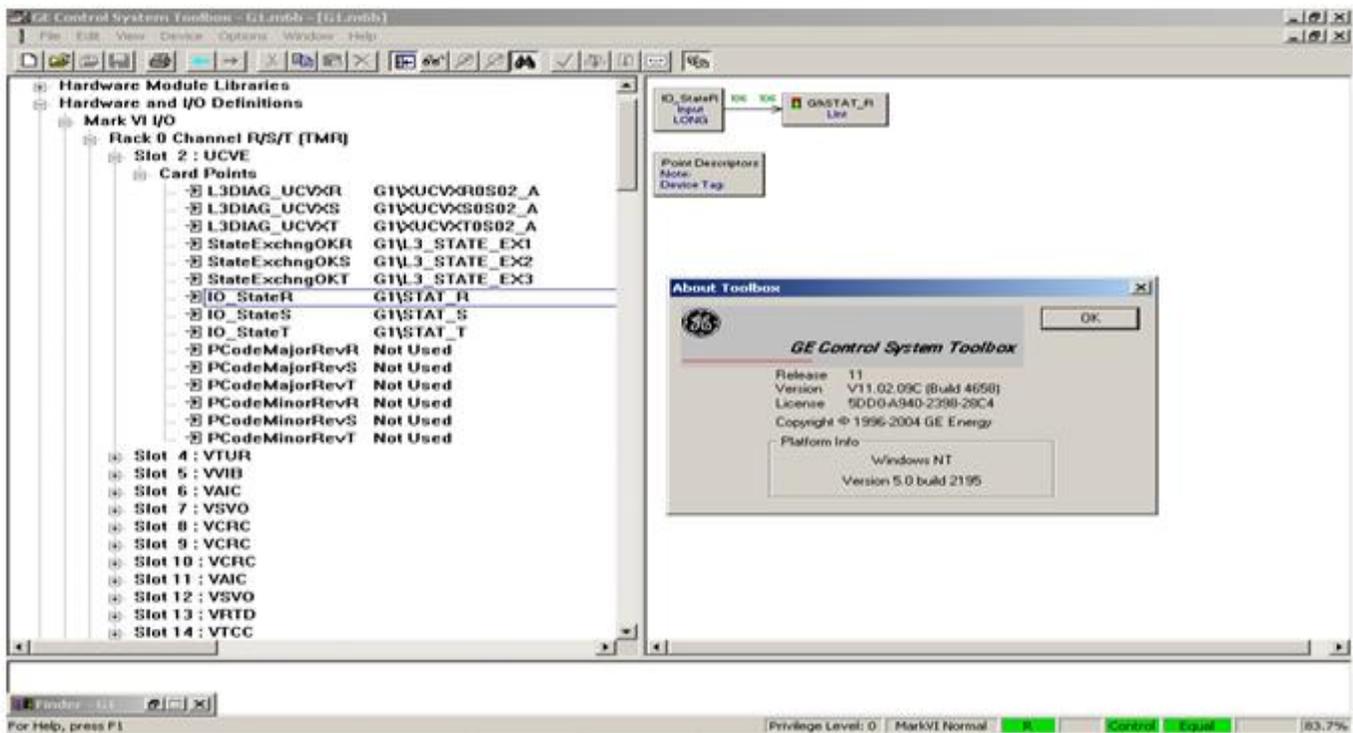


Fig. II.12 GE Control System Toolbox

II.4.2. Boucle de contrôle SRV

Parmi les boucles de régulation les plus importantes : PID intervalve Pressure Regulator : (boucle de contrôle SRV qui dépend de deux paramètres essentiel TNH & P2)

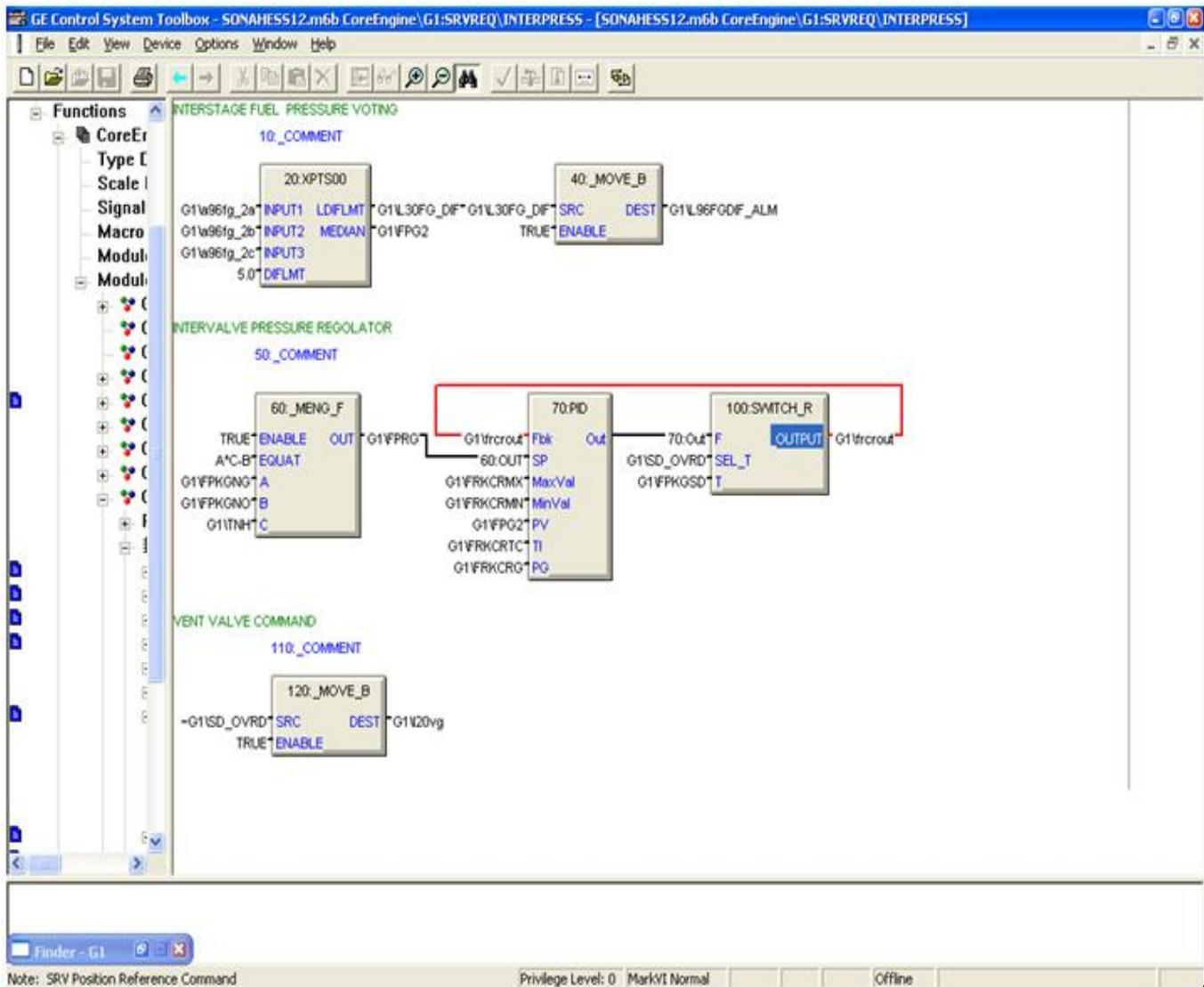


Fig. II.13 Boucle de contrôle SRV

II.4.3. Synchronisation avec GPS

Le système MARK VI synchronisé avec les autres systèmes à travers le GPS (*Global Position System*).

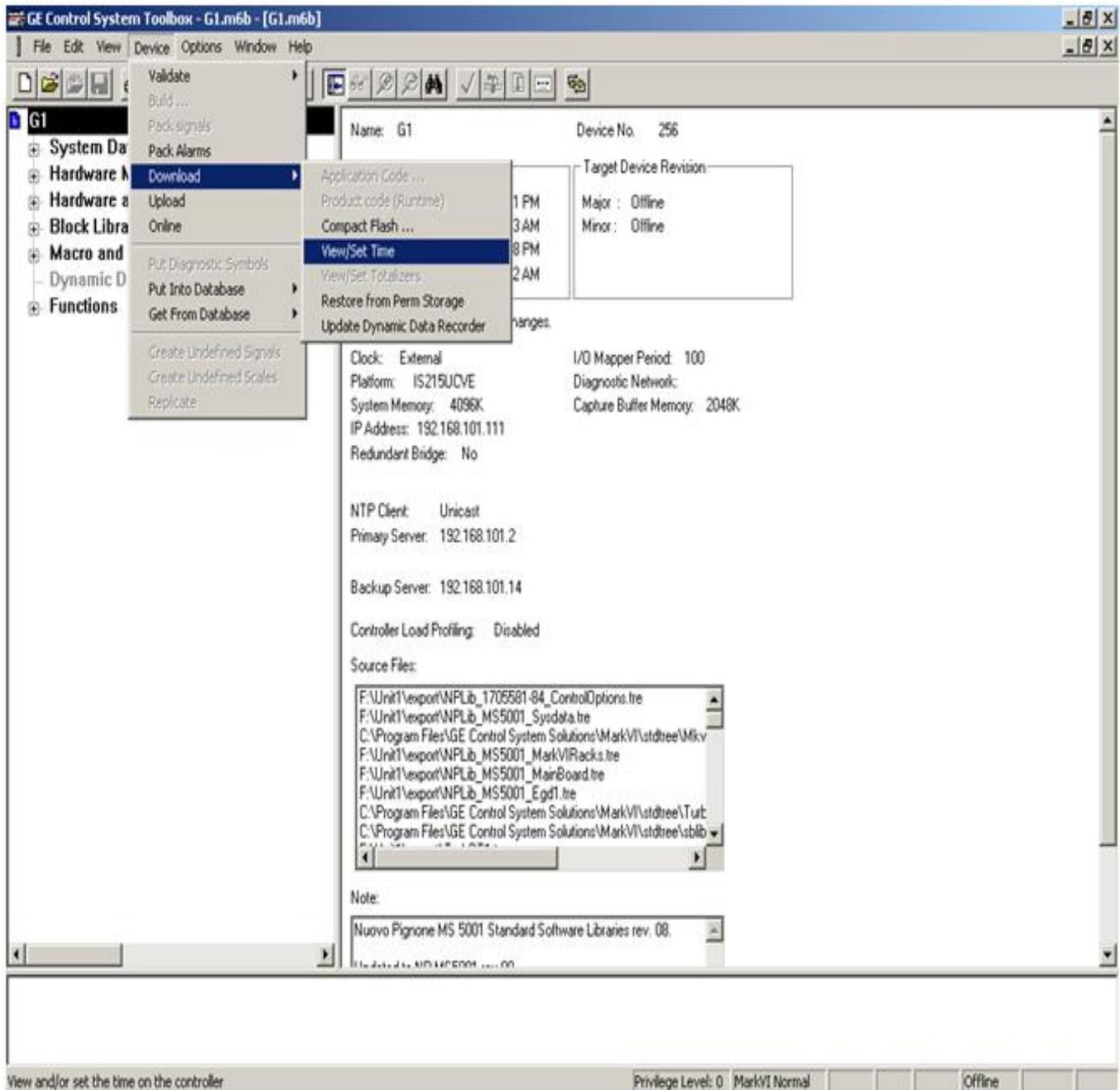


Fig. II.14 Synchronisation avec GPS

II.4.4. Network et communication

Le système de contrôle MARK VI est connecté avec plusieurs sous systèmes tel que :

- Bently Nevada: temperature et vibrations
- System 1: analyse vibratoire et température



Fig. II.15 Bently Nevada

- Kidde Fire & Gas : protection de la machine contre les incendies (feu et gaz)



Fig. II.16 Fire & Gas

- DCS Emerson: contrôle des boucles de régulation SKID fuel gas
- ESD Triconex : securete poste fuel gas
- PMS (*Power Management System*): contrôle et gestion de la puissance (load sharring, load shading, commande a distance,...)
- Notifier Fire & Gas : protection des buildings (salle de contrôle, MCC, salle batteries)
- HVAC (*Honeywell*): refroidissement de la salle machine et la salle de contrôle

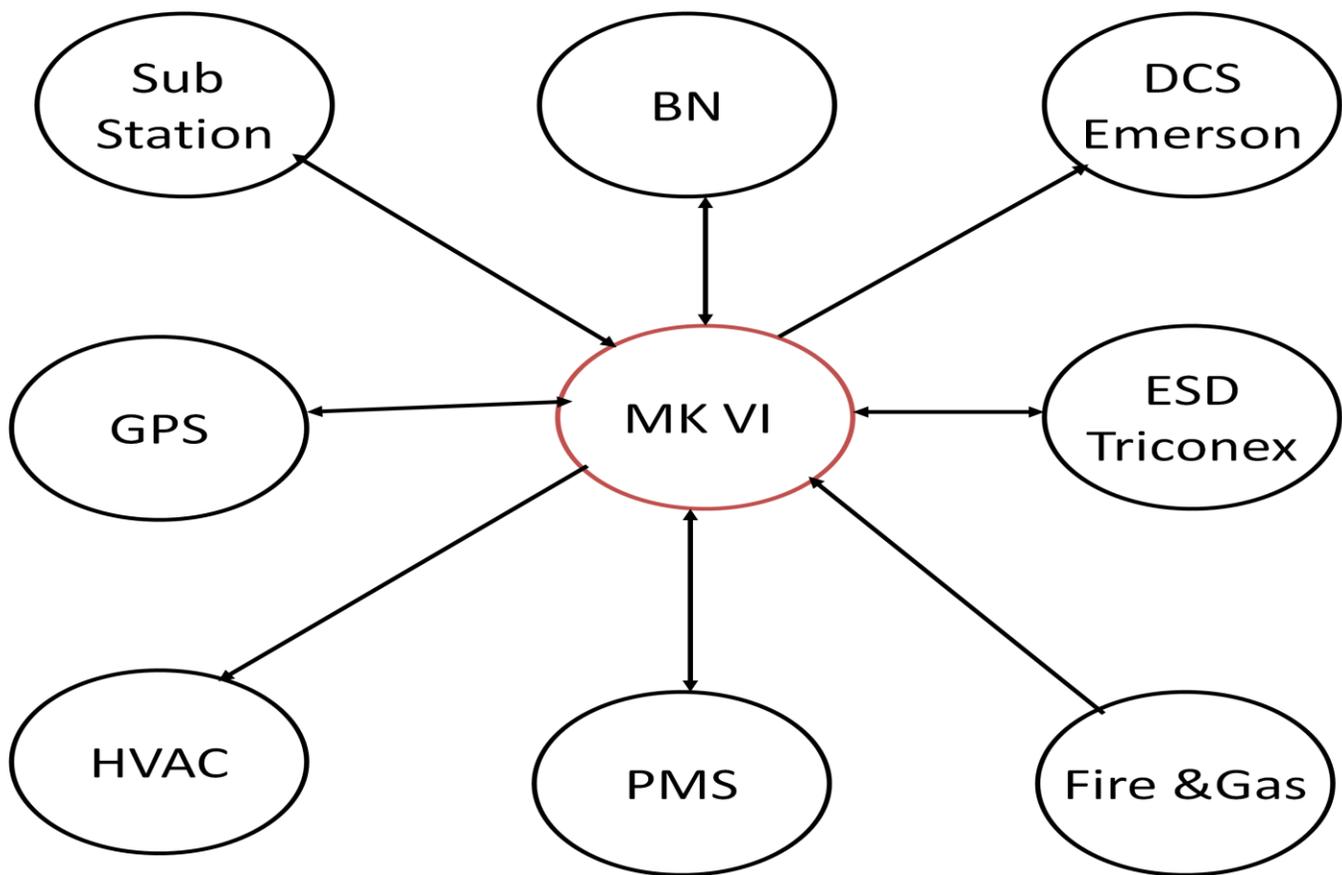


Fig. II.17 Communication MARK VI – Sous systèmes

CHAPITRE III

III. Calculs thermique et L'outil d'analyse

III.1 Calculs thermique

III.1.1 Caractéristiques de la turbine MS5001PA

Le modèle de turbine MS5001PA est une turbine à gaz à cycle simple, à un seul arbre, à 10 chambres de combustion à flux inversé, conçues pour l'allumage du gaz combustible. Les caractéristiques relevantes de la turbine sont décrites ci-dessous:

Caractéristiques principales de la turbine:

Modèle turbine	MS5001PA- à un seul arbre
Quantité d'unités	1
Application	Entraînement de générateur
Cycle	Simple
Combustible	Gaz combustible
Température de l'alimentation à gaz combustible – °C	Min.: 28 – max.: 90
Pression de l'alimentation à gaz combustible- bar	Min.: 17 – max.: 24
Type de foyers	Multiple – No. 10
Puissance de sortie – valeur nominale ISO - KW	26300
Température de l'air du site- °C	min.: -12 max.: -40
Humidité relative %	70 moyenne _ min. 40 _ max. 90
Intervalle de vitesse de l'arbre sortie - rpm	Normal 5100: min. 4998 – max. 5202
Température d'échappement - °C	min.: -474 – max.:616
Consommation spécifique de chaleur- MJ/kW-HR	Normal: 12220
Consommation de combustible kg/hr	Voir: Consommation des utilités SOM6608340

Caractéristiques principales de la Boîte d'engrenages:

Fabricant	Flender Graffenstaden
Type de Boîte d'engrenages	TX80/2C
Rapports des vitesses (2,84)- rpm	5100/1500
Puissance nominale- KW	31500
Décalage	Horizontal

**Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)**

Caractéristiques principales du générateur:

Fabricant	ABB	
Type de générateur	SP-04068-E-0N613	
Puissance nominale à la température de calcul de 15 °C – kVA	40000	
Facteur de puissance	en surexcitation	0,85
	en sous excitation	0,95 au minimum
Tension nominale..-V	11000	
Courant -A	1757	
Fréquence nominale- Herz ± 2%	50	
Vitesse nominale- rpm	1500	

Paramètre de fonctionnement dans les conditions ISO

T ₃ max (°C)	927
T ₄ max (°C)	525
Puissance utile (kW)	26 100
Puissance de chauffe (kJ/kWh)	12 493
Excès d'air E (%)	300 – 500
Le taux de compression P ₂ /P ₁	6 – 8
Débit d'air (kg/h) à 15 ⁰ C	438 000
Débit de combustible (kg/h)	7 200
PCI (kcal/kh)	10 835
Masse volumique de fuel gaz (kg/m ³)	PM = 18,911kg/kmol : ρ = 0,84
Masse volumique de fuel gaz (kg/m ³)	PM = 20,000kg/kmol : ρ = 0,89
Rendement chambre de combustion(%)	98
Rendement compresseur axial (%)	88
Rendement turbine total (%)	29
Rendement détente (%)	90
γ de l'air	1,4

Tab III.1 Paramètres de fonctionnement de la turbine MS5001PA

III.1.2 Détermination de la puissance utile maximale P_u

La puissance maximale développer par le compresseur centrifuge correspond à une vitesse de rotation de 10335 tr/min. Cette puissance P_u est égale à 19260 [KW]

III.1.2.1 Les paramètres de fonctionnement actuel de la turbine

Les différents données et paramètres nécessaires au calcul sont présentés dans le tableau suivant :

T_1 max ($^{\circ}$ C)	17
T_2 max ($^{\circ}$ C)	273
T_3 max ($^{\circ}$ C)	?
T_4 max ($^{\circ}$ C)	430
Puissance utile (kW)	19260
Puissance de chauffe (kJ/kWh)	12 493
Le taux de compression P_2/P_1	6,5
Débit d'air (kg/h) à 17° C	435 481
PCI (kcal/kh)	10 835
Masse volumique de fuel gaz (kg/m ³)	PM = 18,911kg/kmol : $\rho = 0,84$
Rendement chambre de combustion(%)	96
Rendement compresseur axial (%)	?
Rendement détente (%)	?
γ de l'air	1,4

Tab III.2 Paramètres de fonctionnement dans les conditions actuel

Toutes les données de calcul sont présentées dans la figure suivante :

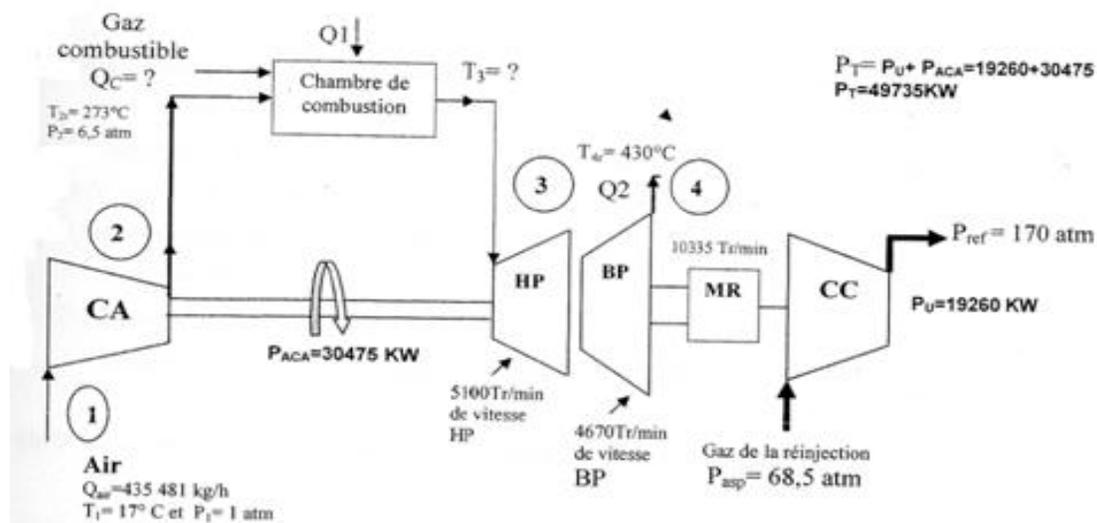


Fig.III.1 Schéma représentant les données de calculs

Avec :

CA : compresseur axial **HP** : roue haut pression **BP** : roue bas pression
MR : multiplicateur de vitesse **CC** : compresseur centrifuge 1^{er} étage

Le principe de fonctionnement de la turbine est expliqué par les cycles théorique et réel de Joule (température en fonction de l'entropie).

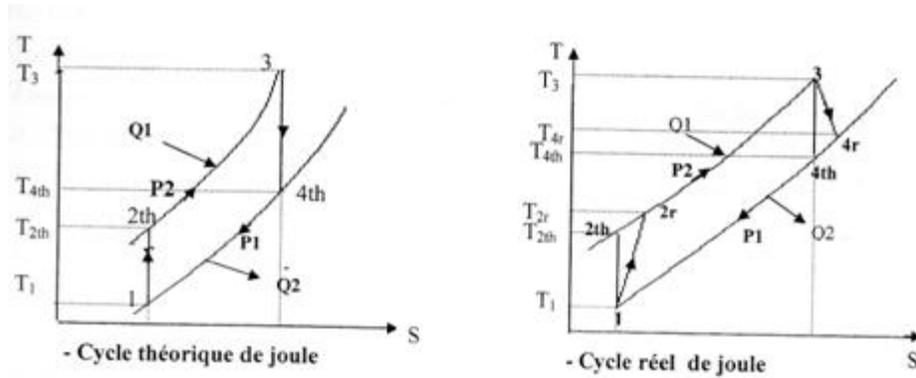


Fig.III.2 Cycles théorique et réel de fonctionnement d'une turbine à gaz

De 1 à 2 on a une compression isentropique
De 3 à 4 on a une détente isentropique

de 2 à 3 on a une combustion isobare
de 4 à 1 on a échappement isobare.

III.1.3 Détermination du débit de combustible (Q_c)

On doit déterminer le Q_c nécessaire pour le cas actuel ainsi que le Q_c avec modification dans l'angle des IGV (avec réduction du débit d'air d'admission)

Le Q_c peut être déterminé par trois méthodes :

1. Directement par l'utilisation d'un débitmètre
2. A partir de la puissance de chauffe donnée par le constructeur
3. Par calcul (on utilisant les données réel de fonctionnement)

III.1.3.1 Démonstration de l'équation de calcul du débit de combustible

$$Q_c = \{ (P_u + P_{ACA}) + (H_4 - H_2) * Q_{air} \} / ((PCI + h_c) * \eta_{cc}) - H_4 \quad (III.1)$$

La démonstration de l'équation (1) est la suivante :

$$P_T = P_u + P_{CA} = (H_3 - H_4) (Q_{air} + Q_c) \quad (III.2)$$

De (2) on tire la relation d'enthalpie (caractérise les chaleurs des transformations effectuées sous pression constante) H_3 :

$$H_3 = P_T / (Q_{air} + Q_c) + H_4 \quad (III.3)$$

On a encore

$$H_3 (Q_{air} + Q_c) - H_2 Q_{air} = (PCI + h_c) * \eta_{cc} * Q_c = Q_1 \quad (III.4)$$

A partir de l'équation (4) on obtient :

$$H_3 = ((PCI + h_c) * Q_c * \eta_{cc} + H_2 * Q_{air}) / (Q_{air} + Q_c) \quad (III.5)$$

On met (5) =(3) :

$$P_T / (Q_{air} + Q_c) + H_4 = ((PCI + h_c) * Q_c * \eta_{cc} + H_2 * Q_{air}) / (Q_{air} + Q_c)$$

$$P_T + (Q_{air} + Q_c) * H_4 = ((PCI + h_c) * Q_c * \eta_{cc} + H_2 * Q_{air})$$

$$P_T + Q_{air} * H_4 + Q_c * H_4 = ((PCI + h_c) * Q_c * \eta_{cc} + H_2 * Q_{air})$$

D'où on tire le Q_c

$$Q_c = \frac{P_T + (H_4 - H_2) * Q_{air}}{(PCI + h_c) * \eta_{cc} - H_4} \quad (III.6)$$

III.1.3.2 Détermination des paramètres nécessaires au calcul du débit de combustible Q_c

$$P_T = P_u + P_{CA}$$

$$P_{ACA} = [(Q_{air} * W_{CA}) * 4,18] / 3600$$

$$W_{CA} = H_2 - H_1 = C_{p \text{ moy } (T1, T2)} * (T_2 - T_1)$$

$$W_{CA} = C_{p \text{ moy } (T1, T2)} * (T_2 - T_1)$$

Puisque les gaz d'échappement sont constitués essentiellement de l'air, le débit de combustible étant dans ce cas négligeable, on calcule H_4 avec le C_p de l'air

$$H_4 = C_{p \text{ air } T4r} * T_{4r}$$

$$H_2 = C_{p \text{ air } T2r} * T_{2r}$$

a) Calcul de travail et de la puissance absorbée par le compresseur axial :

$$P_{ACA} = (W_{CA} * Q_{air})$$

$$C_{p \text{ moy air}} = (C_{p17}^0 + C_{p273}^0) / 2 = (0,2317 + 0,2385) / 2 = 0,2351 \text{ kcal/kg} \cdot ^\circ\text{C}$$

$$W_{CA} = C_{p \text{ moy air}} (273-17) = 0,2351 * (273-17)$$

Le travail du compresseur axial est :

$$W_{CA} = 60,27 \text{ kcal/kg}$$

La puissance absorbée par le compresseur axial :

$$P_{ACA} = (W_{CA} * Q_{air})$$

$$= 60,27 * 435 481 * 4,18 / 3600$$

$$P_{ACA} = 30 475 \text{ kW}$$

b) Détermination de l'enthalpie sortie de gaz d'échappement H_4 :

$$H_4 = C_{p \text{ air } T_{4r}} * T_{4r}$$

Puisque on a une combustion avec un excès d'air très important, on peut négliger la quantité du gaz combustible consommée, et en considère que les gaz d'échappement sont constitués uniquement de l'air.

$$\text{A } T_{4r} = 430^\circ\text{C}$$

$$\text{On a : } C_{p \text{ air } T_{4r}} = 0,2444 \text{ k cal /kg}^\circ\text{C}$$

$$\text{Donc : } H_4 = 0,2444 * 430$$

$$H_4 = 105 \text{ Kcal / kg}$$

c) Détermination de l'enthalpie refoulement du compresseur axial H_2 :

$$\text{A } T_{2r} = 273^\circ\text{C}$$

$$\text{On a : } C_{PT_{2r}} = 0,2385 \text{ k cal/kg}^\circ\text{C}$$

$$\text{Donc : } H_4 = 0,2385 * 273$$

$$H_4 = 105 \text{ Kcal / kg}$$

d) Calcul de l'enthalpie du combustible :

$$h_C = C_{P \text{ (FG)}} * T_{\text{amb}} = 0,2496 * 17$$

$$h_C = 4,24 \text{ Kcal / kg}$$

Pour le calcul de débit de combustible, on détermine sa valeur d'après la formule (1) :

$$Q_C = \{ (P_u + P_{ACA}) + (H_4 - H_2) * Q_{\text{air}} \} / ((PCI + h_c) * \eta_{cc}) - H_4$$
$$Q_C = \{ (19260 + 30475) + ((105 - 65,11) * 435481) \} * 3600 / 4,18 / ((10835 + 4,24) * 0,96) - 105$$

$$Q_C = 5854 \text{ Kg / h}$$

III.1.4 Détermination de la température sortie de chambre de combustion T_{3r} :

Puisque on à le débit du fuel gaz injecté dans les chambres de combustion on peut déterminer la température du cycle T_{3r}

On calcule en premier lieu l'enthalpie H_3

Par la formule (4) on a :

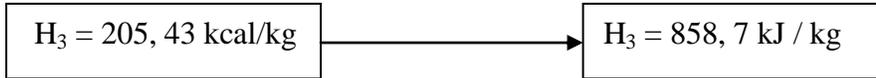
$$Q_1 = H_3 (Q_{air} + Q_c) - H_2 Q_{air}$$

$$= (PCI + h_c) * \eta_{cc} * Q_c$$

Donc :

$$H_3 = \{ (PCI + h_c) * \eta_{cc} * Q_c + H_2 * Q_{air} \} / (Q_{air} + Q_c)$$

$$= \{ (10835 + 4,24) * 0,96 * 5987 + 65,19 * 435481 \} / (435481 + 5987)$$

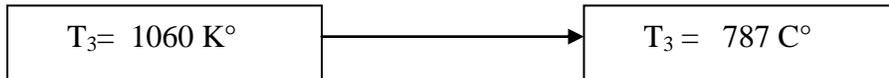


$$H_3 = C_p (T_3 - 273)$$

$$C_p = 0,261 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C}$$

$$T_3 = (H_3 / C_p) + 273$$

$$= (205,43 / 0,26) + 273$$



III.1.5 Détermination de la température théorique T_{4th}

$$\text{On a : } T_3 = (\epsilon)^{\delta-1/\delta} * T_{4th} \longrightarrow T_{4th} = 1 / ((\epsilon)^{\delta-1/\delta}) * T_{3r} = (P_4/P_3)^{\delta-1/\delta} * T_{3r}$$

Calculons δ au point T_3 :

$$\text{On a : } r = C_p - C_v$$

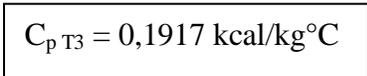
$$\delta = C_p / C_v$$

Parmi les données on a : $C_p = 0,261 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C}$
 $PM_{moy} = 28,58 \text{ kg/kmol}$ (la masse moléculaire moyenne des Gaz d'échappement)

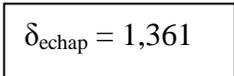
Détermination de $C_v T_3$:

$$\left. \begin{array}{l} r = C_p - C_v \\ r = 1,98 / PM_{moy} \end{array} \right\} \longrightarrow C_v = (C_p - 1,98) / PM_{moy}$$

$$= (0,261 - 1,98) / 28,58$$

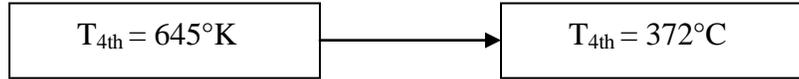


Alors : $\delta_{echap} = 0,261 / 0,1917$



D'où : $\delta - 1 / \delta = 0,2652$

$$T_{4th} = (P_4/P_3)^{\delta-1/\delta} * T_{3r} = (1 / 6,5)^{0,2652} * (1060)$$



III.1.6 Détermination du rendement de détente de la turbine :

$$\eta_d = (T_{3r} - T_{4r}) / (T_{3r} - T_{4th}) = (1060 - 703) / (1060 - 645)$$

$$\eta_d = 86 \%$$

III.1.7 Détermination du rendement global de la turbine :

$$\eta_T = (Q_1 - Q_2) / Q_1$$

- Détermination de la chaleur fournie dans la chambre de combustion :

$$\begin{aligned} Q_1 &= (PCI + h_c) * Q_C * \eta_{CC} \\ &= (10835 + 4,24) * 5987 * 0,96 \end{aligned}$$

$$Q_1 = 62\,298\,748 \text{ kcal/h}$$

- Détermination de la chaleur perdue a l'échappement :

$$\begin{aligned} Q_2 &= C_p (T_4 - T_1) (Q_{air} + Q_C) \\ &= 0,261 * (430 - 17) * (435\,481 + 5987) \end{aligned}$$

$$Q_2 = 45\,016\,359 \text{ kcal/h}$$

- Application numérique :

$$\begin{aligned} \eta_T &= (Q_1 - Q_2) / Q_1 \\ &= (62\,298\,748 - 45\,016\,359) / 62\,298\,748 \end{aligned}$$

$$\eta_T = 27,7 \%$$

III.2 L'outil d'analyse

III.2.1 La Qualité Totale, la prévention et l'AMDEC

L'existence d'une entreprise est basée sur des interrelations entre son personnel et ses clients d'une part, et ses actionnaires, ses dirigeants et son personnel d'autre part. L'ensemble de ces interrelations est régi par un qui interagit aussi avec des partenaires externes, en amont et en aval. La stratégie qui vise la satisfaction simultanée de toutes ces parties est la qualité totale. Simple à définir, complexe à réaliser.

Les approches telles que l'inspection et le contrôle du produit ainsi que le contrôle statistique des procédés sont insuffisantes pour résoudre, prévenir et éviter les problèmes qui peuvent apparaître ultérieurement dans les différents systèmes du processus d'affaires d'une entreprise. Parmi les outils et techniques de prévention des problèmes potentiels, la méthode modes de défaillances, de leurs effets et leur criticité» (Failure Mode and Effect Analysis, FMEA). Cette technique a pour but d'étudier, d'identifier, de prévenir ou au moins de réduire les risques de défaillances d'un système, d'un processus, d'un produit.

III.2.2 Historique et domaines d'application

Il existe plusieurs méthodes d'analyse What if, HAZOP, FMEA, Ishikawa, Nœud du papillon,

Nous avons choisi comme outil d'analyse l'AMDEC (Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité). Cette méthode a été appliquée sur le circuit fuel gaz des turbines.

L'Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité est essentiellement une méthode d'analyse de système (systèmes au sens large composé d'éléments fonctionnels ou physiques, matériels, logiciels, humains, ...) s'appuyant sur un raisonnement inductif (causes - conséquences) L'AMDEC a été employée pour la première fois dans les années 1960 dans le domaine de l'aéronautique pour l'analyse de la sécurité des avions. La mise en œuvre s'est longtemps limitée à l'utilisation dans le cadre d'études de fiabilité de matériels.

III.2.3 Types d'AMDEC et définitions

III.2.3.1 Types

Bien qu'ayant subi de nombreuses critiques dues au coût et à la lourdeur de son application, elle reste néanmoins une des méthodes la plus répandue et la plus efficace dans son domaine. Elle est en effet de plus en plus utilisée en sécurité, maintenance et disponibilité non seulement pour le matériel, mais aussi pour le système, le fonctionnel et le logiciel.

On distingue trois types d'AMDEC :

1. L'AMDEC « produit » vise essentiellement à augmenter la fiabilité du produit lors de son utilisation. Elle est donc pratiquée principalement par les équipes de conception (bureaux d'études).
2. L'AMDEC « processus » vise à concevoir des processus « bons du premier coup » ou à réduire les dysfonctionnements des processus de fabrication existants pouvant avoir un effet sur la qualité du produit. Elle est principalement destinée aux services méthodes ou production.
3. L'AMDEC « moyen de production » vise à réduire l'indisponibilité des machines afin de gagner en productivité. Elle s'adresse plus particulièrement aux services maintenance.

III.2.3.2 Définitions d'un mode de défaillance, d'une cause de défaillance et de l'effet de cette défaillance

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

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

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

- déformation
- vibration
- coincement
- desserrage
- corrosion
- fuite

- perte de performance
- court – circuit
- flambage
- ne s'arrête pas
- ne démarre pas
- dépasse la limite supérieure tolérée

Une cause de défaillance est évidemment ce qui conduit à une défaillance. On définit et on décrit les causes de chaque mode de défaillance considérée comme possible pour pouvoir en estimer la probabilité, en déceler les effets secondaires et prévoir des actions correctives pour la corriger. Les effets d'une défaillance sont les effets locaux sur l'élément étudié du système et les effets de la défaillance sur l'utilisateur final du produit ou du service.

III.2.4. Deux aspects de la méthode:

III.2.4.1. l'aspect qualitatif

L'aspect qualitatif de l'étude consiste à recenser les défaillances potentielles des fonctions du système étudié, de rechercher et d'identifier les causes des défaillances et d'en connaître les effets qui peuvent affecter les clients, les utilisateurs et l'environnement interne ou externe.

III.2.4.2. l'aspect quantitatif.

Il s'agit d'une estimation de l'indice de criticité du trio cause-mode-effet de la défaillance potentielle étudiée selon certains critères. Plusieurs critères peuvent être utilisés pour déterminer cet indice. Souvent dans la pratique on considère qu'une défaillance est d'autant plus importante si:

- ses conséquences sont graves;
- elle se produit souvent;
- elle se produit et on risque de ne pas la détecter.

Dans la pratique on attribue trois notes — chacune sur une échelle de 1 à 10 — pour chaque trio cause-mode-effet:

- La note **G** gravité de l'effet - les conséquences sur le client/utilisateur
- La note **O** la probabilité d'occurrence - la fréquence d'apparition
- La note **D** la probabilité de non-détection - le risque de non-détection

L'indice de criticité (C) s'obtient en multipliant ces trois notes précédentes soit celle de la gravité, de la probabilité d'occurrence et de la probabilité de non-détection :

$$C = G \times O \times D$$

Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN (Dry Low Nox)

Elément	Fonction	Mode de Défaillance	Cause	Effet	Moyen de Détection	Criticité				Actions correctives
						G	O	D	C	
Tube à flamme	Zone de combustion	Fissures & Dégradations	-Rapport Air/Gaz non équilibré -Gaz mal traité	Alarmes et Arrêt de la machine par mauvaise combustion	Thermocouples Echappement	2	2	2	8	-Inspections boroscopique -Installation du système DLN
Pièces de transition	Orientation des gaz chaud	Fissures & Dégradations	-Rapport Air/Gaz non équilibré -Mauvaise qualité de gaz	-Déséquilibre des températures à l'échappement -Choc thermiques des aubes	Thermocouples Echappement	2	2	2	8	-Inspections boroscopique -Installation du système DLN
Convoyeur D'échappement	Diriger les gaz chaud vers l'atmosphère	Desserrage des plaques de fixation pour minimiser le bruit	Probablement mal fixé depuis l'installation	-Bruit - Déséquilibre des températures à l'échappement	-Thermocouples Echappement -Sonomètres	1	2	2	4	-Réinstallation des Plaques -Installation des silencieux à l'échappement -Installation du système DLN

Tab III.3. Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC) du circuit combustible de la turbine à gaz

CHAPITRE IV

IV. Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NOx)

IV.1. Introduction

Les turbines émettent les gaz suivants :

- NO_x
- CO monoxyde de carbone
- CVO Composés Organiques Volatils qui contribuent à la formation de l'ozone
- SO₂ & SO₃ oxyde de soufre.

Les oxydes d'azote résultent de la combinaison dans l'air à haute température de l'azote et de l'oxygène.

On appelle oxyde d'azote toutes les formes oxydées de l'azote dont :

- Le protoxyde d'azote (N₂O)
- Le monoxyde d'azote (NO)
- Le trioxyde de diazote (N₂O₃)
- L'ion nitrate (NO₃⁻)
- Le dioxyde d'azote (NO₂)
- Le peroxyde d'azote (N₂O₄)
- Le pentoxyde de diazote (N₂O₅).

Les gaz NO et NO₂ sont émis à grande quantité.

Il existe quatre moyens pour contrôler les émissions NO_x :

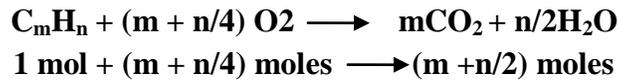
1. Injection de vapeur ou d'eau dans les chambres de combustion
 2. Système des catalyseurs installé à l'échappement des turbines.
 3. Système DLN (*Dry Low NOx*)
 4. Un enrichissement du gaz naturel avec 10-15% de l'hydrogène
- H₂ (Méthode récente en cours de test dans les laboratoires de combustion).

Dans notre étude, on propose d'installer le système DLN car il est considéré comme le moyen le plus efficace, le plus fiable et le plus utilisé par GE.

IV.2. Technologie DLN

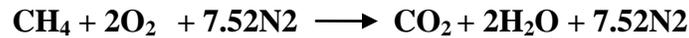
Cette technologie possède plusieurs avantages, elle va nous permettre d'avoir une **combustion Stœchiométrique** (c'est une combustion complète et parfaite d'où toute la quantité de fuel injecté dans la chambre de combustion est complètement brûlé), une réduction des émissions NOx, une réduction de niveau de bruit...

L'équation d'une réaction stœchiométrique est comme suit :



N B : pour avoir une combustion complète **un mole** de fuel $C_m H_n$ lui faut **(m+n/2) mole** d'oxygène.

Pour notre cas le fuel gaz utiliser c'est de CH_4



Le ratio stœchiométrique d'Air λ

$$\lambda = \frac{\text{Actual Air}}{\text{Stœchiométrique Air}}$$

Le ratio équivalent d'Air \emptyset

$$\emptyset = \frac{\left(\frac{F}{A}\right)}{\left(\frac{F}{A}\right)_s}$$

$$\emptyset = \frac{1}{\lambda}$$

F : nombre de moles de fuel

A : nombre de mole d'Air

S : stœchiométrique

Le ratio Stœchiométrique/le ratio équivalent et le type de mélange

Type de flamme/ type de mélange		
Riche	Stœchiométrique	Faible
$\lambda < 1$	$\lambda = 1$	$\lambda > 1$
$\phi > 1$	$\phi = 1$	$\phi < 1$

Tab. IV.1 Le ratio Stœchiométrique/le ratio équivalent et le type de mélange

IV.3. Evolution technologique et compatibilité

Le système DLN a été officiellement commercialisé en 1999.

La compagnie GE a toujours contribué au développement de ce système (voir Fig. 54) du point de vue design pour diminuer au maximum les émissions **NO_x** tout en tenant compte de la génération des **CO** (voir Fig. IV.2); d'ailleurs c'est la seule compagnie qui a pu atteindre les 15 PPMvd sur les machines de technologies F (*Firing temperature class*).

Ce système a été installé au début sur 222 machines de type FA+e (*Firing temperature class 2420 ° F*).

La première génération est le système **DLN1**, compatible avec les machines MS 3002J, MS 5001P, MS7001EA et MS 9001E.

Le DLN 1 a permis d'avoir un intervalle entre 30 et 40 PPMvd (*parts per million by volume dry*).

Ensuite en 1994 GE a fait l'apparition du **DLN-2** compatible avec les machines de technologie F (6FA, 7FA, 9FA). Ce système a réduit les émissions NO_x à 25 ppm.

Grâce au **DLN 2-6** apparu en 1996, les émissions ont été réduites jusqu'aux 9 ppm en base load (pleine charge).

GE a fait des modifications sur le fuel gaz nozzle pour créer le **DLN-2+** en 1999. Ce système est compatible avec les machines 9FA+e.



Dry Low NO_x Combustion Systems for GE Heavy-Duty Gas Turbines

- DLN1 GAS W/O TRANSFER (7EA NO LONGER BEING PRODUCED) 61B, 7EA
- DLN1 GAS 51P, 7EA, 9EA
- DLN2 .6 6FA
- DLN2.6 7FA+, 7FA+e
- DLN2.6 or IGCC 9EC
- DLN2.6+ 9FA+e
- DLN2.5 7H & 9H

Tab. IV.2 Evolution technologique et compatibilité

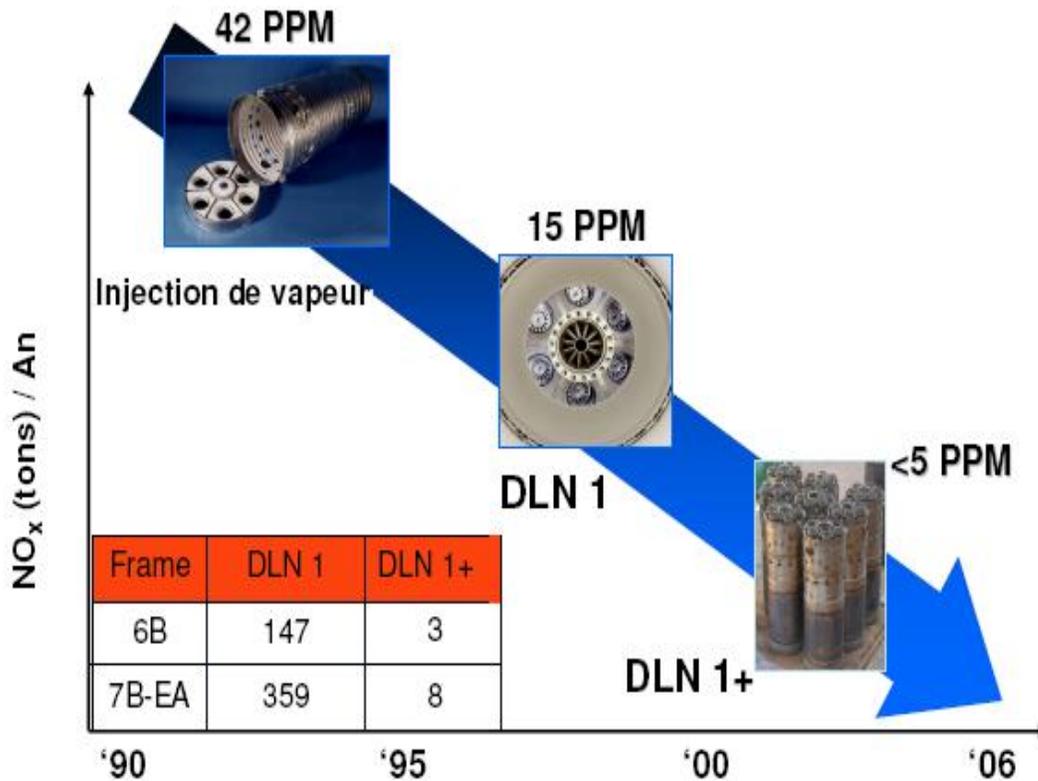


Fig. IV.1 Evolution technologique de GE pour les émissions NO_x

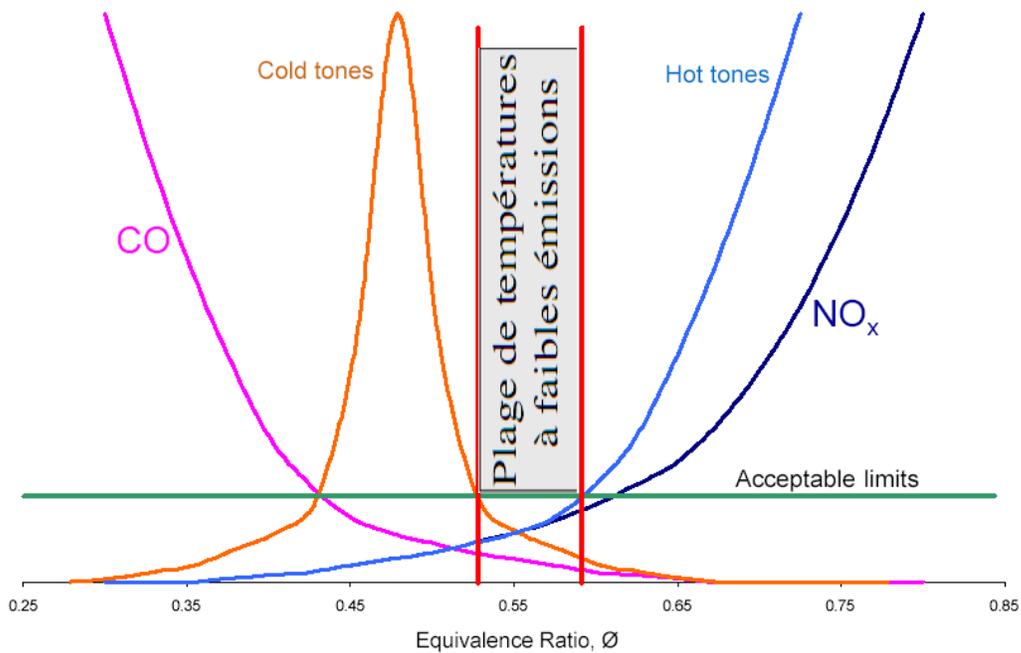
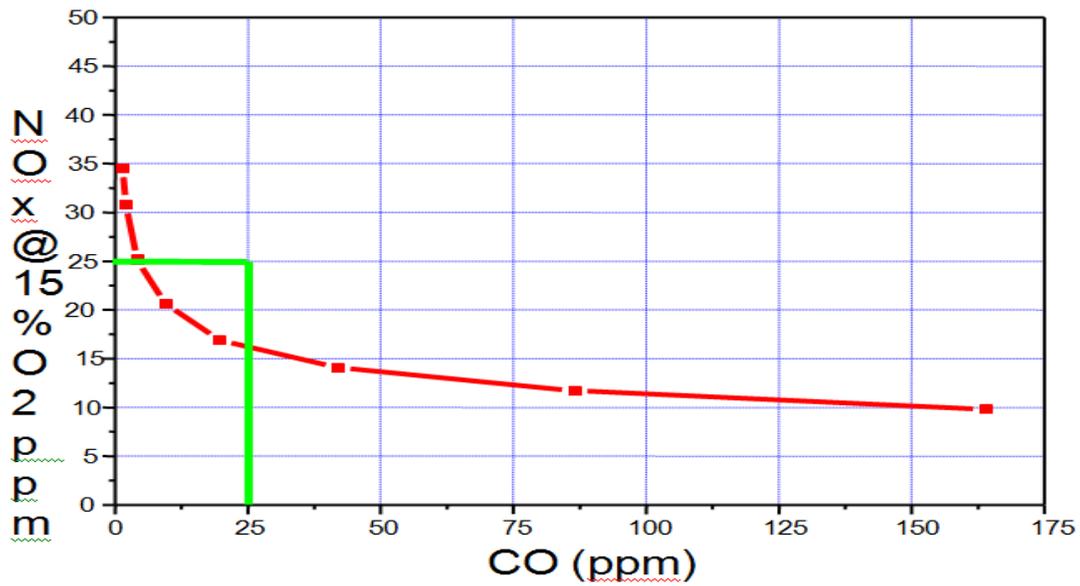


Fig. IV.2 NO_x Vs CO

Plus le taux des émissions NO_x & CO augmente, plus la taxe augmente. C'est le cas à titre d'exemple de la Californie (pollueur - payeur), (voire Annexe II).

**Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)**

NOx Level GT Model - - - - > ppm	5	6B	7EA	7FA
	\$MILLION			
65	23.8	26.8	56.8	82.5
42	15.4	17.3	36.8	53.3
25	9.2	10.3	21.9	31.7
15	5.5	6.2	13.1	19.1
9	3.3	3.7	7.9	11.4
4.5	1.7	1.9	4	5.7

Tab. IV.3 Taux relatifs aux émissions NOx

CO Level GT Model - - - - > ppm	5	6B	7EA	7FA
	\$MILLION			
50	9.7	10.9	23.2	33.6
25	4.9	5.5	11.6	16.8
15	2.9	3.3	7	10.1
9	1.8	2	4.2	6.1

Tab. IV.4 Taux relatifs aux émissions CO

Les turbines installées à El Gassi sont de type MS 5001PA, par conséquent le DLN-1 est le système le plus approprié.

IV.3.1. Système DLN-1 [1]

IV.3.1.1 Informations générales

Le système de combustion est le type d'écoulement inversé comprenant des chambres de combustion disposées autour de la zone périphérique du carter du compresseur de décharge axial. Ce système se compose des éléments suivants :

- Carters des chambres de combustion avec les couvertures correspondantes.
- Gaines protectrices et couvertures.

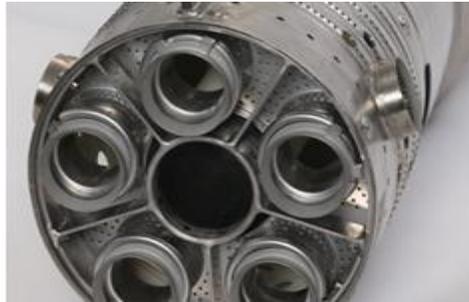


Fig. IV.3 Tube à flamme DLN1

- Buses primaires de combustible (5 par chambre de combustion)



Fig. IV.4 Buses primaires DLN1

- Buses secondaires de combustible (1 par chambre de combustion)



Fig. IV.5 Buses secondaires DLN1

- Détecteurs de flamme avec refroidissement à eau (4 par machine)
- Bougies d'allumage et accessoires



Fig. IV.6 Détecteurs de flamme-Bougies d'allumage DLN1

- Accessoires des chambres de combustion :
 - Manchons d'écoulement;
 - Tubes de raccordement, etc.
- Manifold d'alimentation en eau du refroidissement des détecteurs de flamme.

IV.3.1.2. Caractéristiques de fabrication des composants d'un Système DLN

L'assemblage gaine/pièce de transition nécessite un support supplémentaire pour être monté sur le carter du compresseur axial de décharge. Les caractéristiques de fabrication et des matériaux des composants du système DLN sont similaires à ceux d'un système standard.

En fait, le refroidissement des gaines se fait avec la même méthode que pour un système standard, c'est à dire, par la combinaison du refroidissement « par contact » et du refroidissement par « écoulement pelliculaire ».

Les tuyaux de gaz ne diffèrent pas (pour les caractéristiques de fabrication, des matériaux) de ceux d'un système standard.

L'utilisation de conduites rigides ou flexibles et leur trajet dépendent de la place disponible et des nécessités d'accès et d'entretien dans les zones de combustion.

Les composants d'un système DLN sont conçus pour une durée utile égale à celle des systèmes standards. Ceci est amélioré par le fait que les systèmes DLN ont une distribution plus uniforme de la température des gaz d'échappement, avec des pics de température inférieurs à ceux d'un système standard.

Cependant, durant la première période de fonctionnement, une fréquence plus élevée des inspections dans la section de combustion est souhaitable par mesure de précaution.

IV.3.1.3 Description et modes de fonctionnement d'un système DLN

Le foyer est de type à deux étapes/prémix conçu pour le gaz naturel et apte à opérer, dans la configuration à deux étapes, avec du gaz à haute teneur en hydrogène.

Le foyer se compose des quatre principaux éléments suivants :

- Système d'injection du carburant (buses, etc.)
- Gaine
- Venturi (section réduite)
- Partie centrale (supportant le brûleur secondaire).

Ces composants sont organisés de façon à former deux étages.

Le premier étage se compose de 5 brûleurs (primaires) disposés en anneau, suivis par une première zone de combustion (pauvre) qui, au-dessus de 40% de la charge, devient une zone de combustion prémix gaz/air, ceci sans combustion.

Dans ce mode de fonctionnement, à la première étape, l'air et le carburant sont mélangés de façon à constituer un mélange pauvre et uniforme pour alimenter le second étage.

Le second étage se compose d'un brûleur central (secondaire) ayant une zone de combustion du mélange (pauvre) en aval. De même que pour les chambres de combustion standard, ceci est suivi d'une zone de dilution.

La réduction venturi évite un retour de flamme dans la zone prémix lorsque le système opère en mode prémix (au-dessus de 40% de la charge avec flamme uniquement dans la zone où le brûleur secondaire opère.)

En plus de la vanne GE (SRV & GCV), dans le DLN-1 on trouve aussi la vanne GSV (Gas Splitter Valve) voir (Fig. 69)

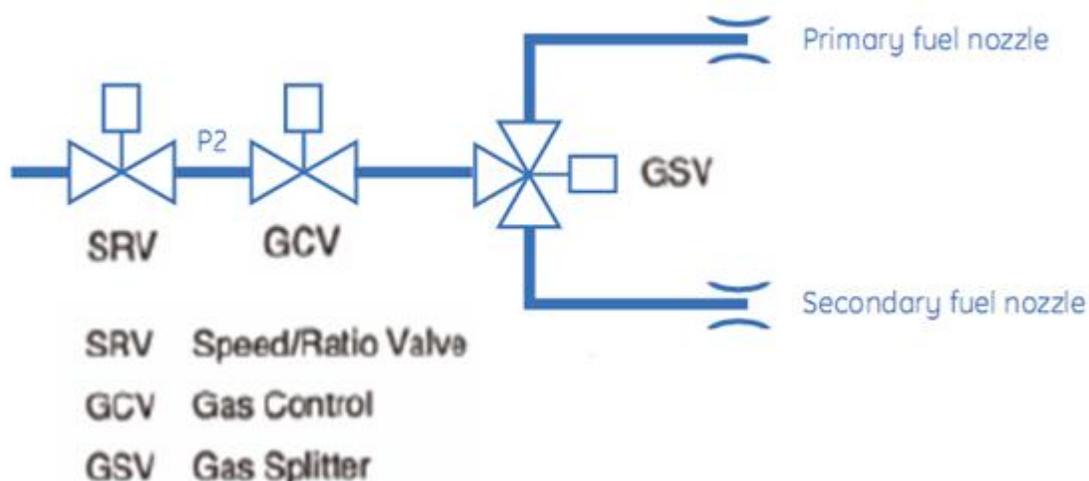


Fig. IV.7 Circuit fuel gaz avec DLN-1

IV.3.1.4. Modes d'opération du système DLN-1 [1]

Dans le système DLN-1 il existe quatre principaux modes (voir Fig 70) :

1. Mode Primaire
2. Mode Lean – Lean
3. Mode secondaire
4. Mode Premixed

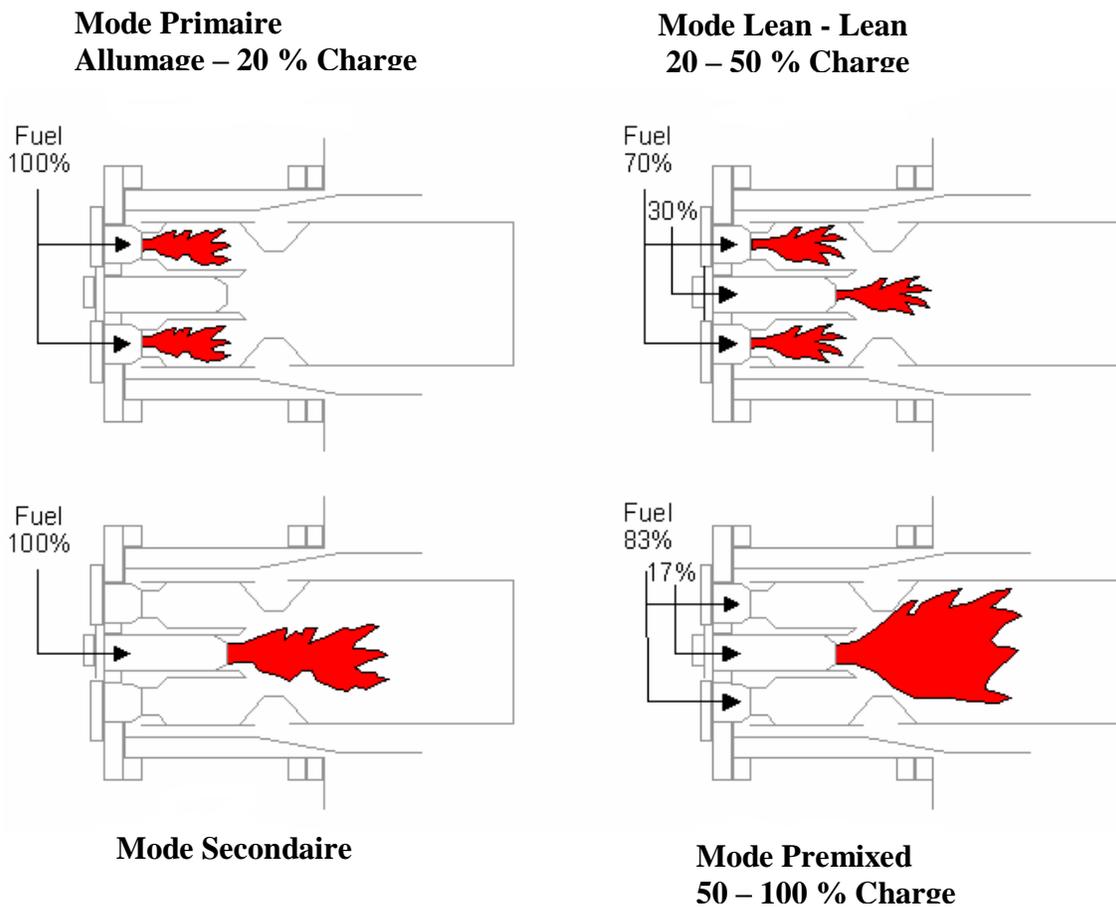


Fig. IV.8 Modes d'opération du système DLN-1

a) Mode primaire

Un mode dans lequel la soupape de séparation du carburant (GSV) est réglée sur la position 100% ou primaire à fond, et tout le carburant entre dans les buses primaires avec une combustion se produisant dans la zone de combustion primaire. Ce mode est typique d'un allumage à 1500 °F température de référence de combustion.

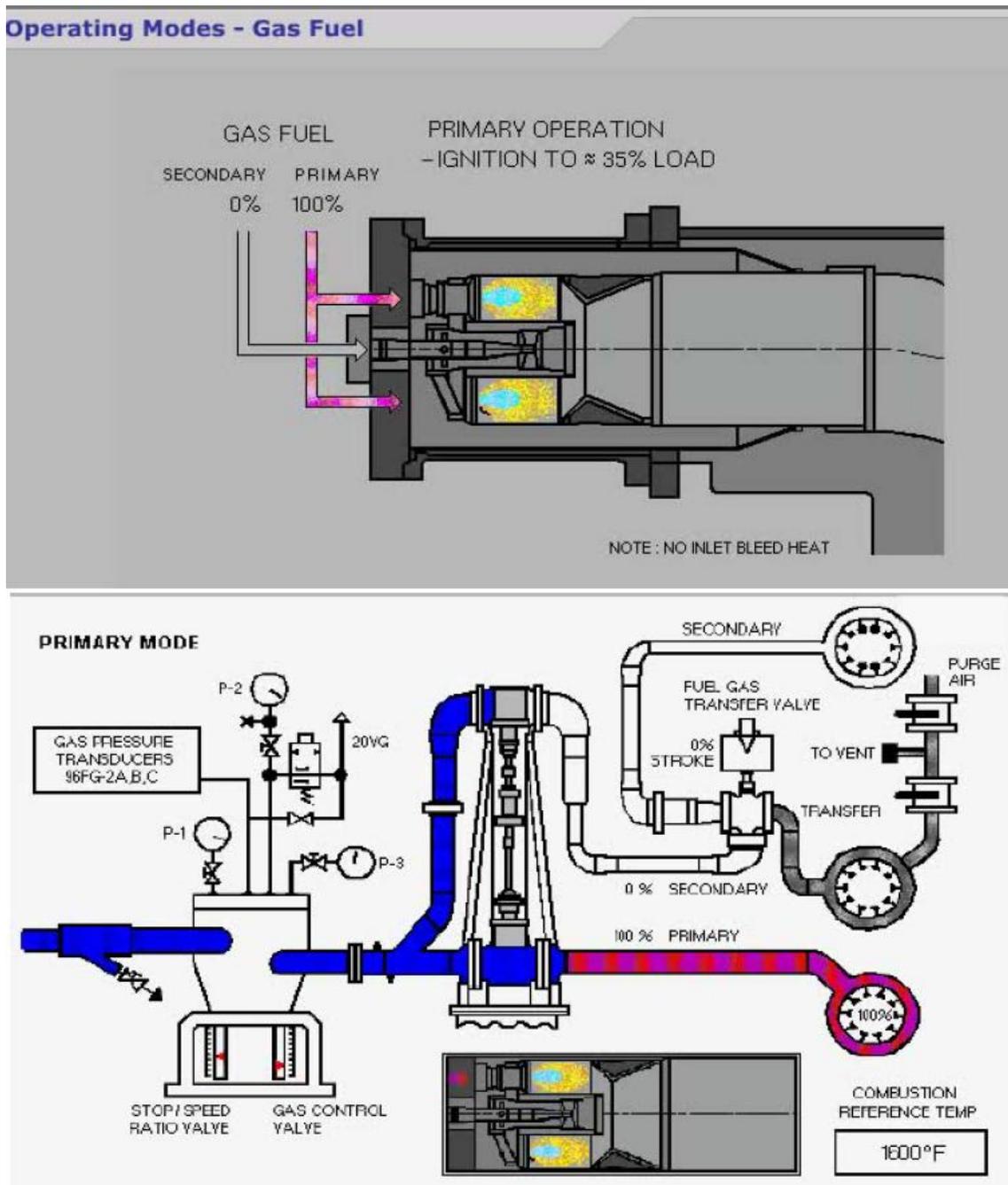


Fig. IV.9 Mode Primaire

b) Mode Lean-Lean

Dans ce mode, la soupape de séparation du carburant s'est déplacée en position intermédiaire, laissant passer du carburant dans les zones de combustion primaire et secondaire, avec combustion se produisant dans les deux zones. La séparation peut varier de 50 à 70% primaire. Le mode pauvre-pauvre est intermédiaire entre le mode de transfert primaire et secondaire, et de façon typique avec une référence de température de 1550 °F à 1850 °F

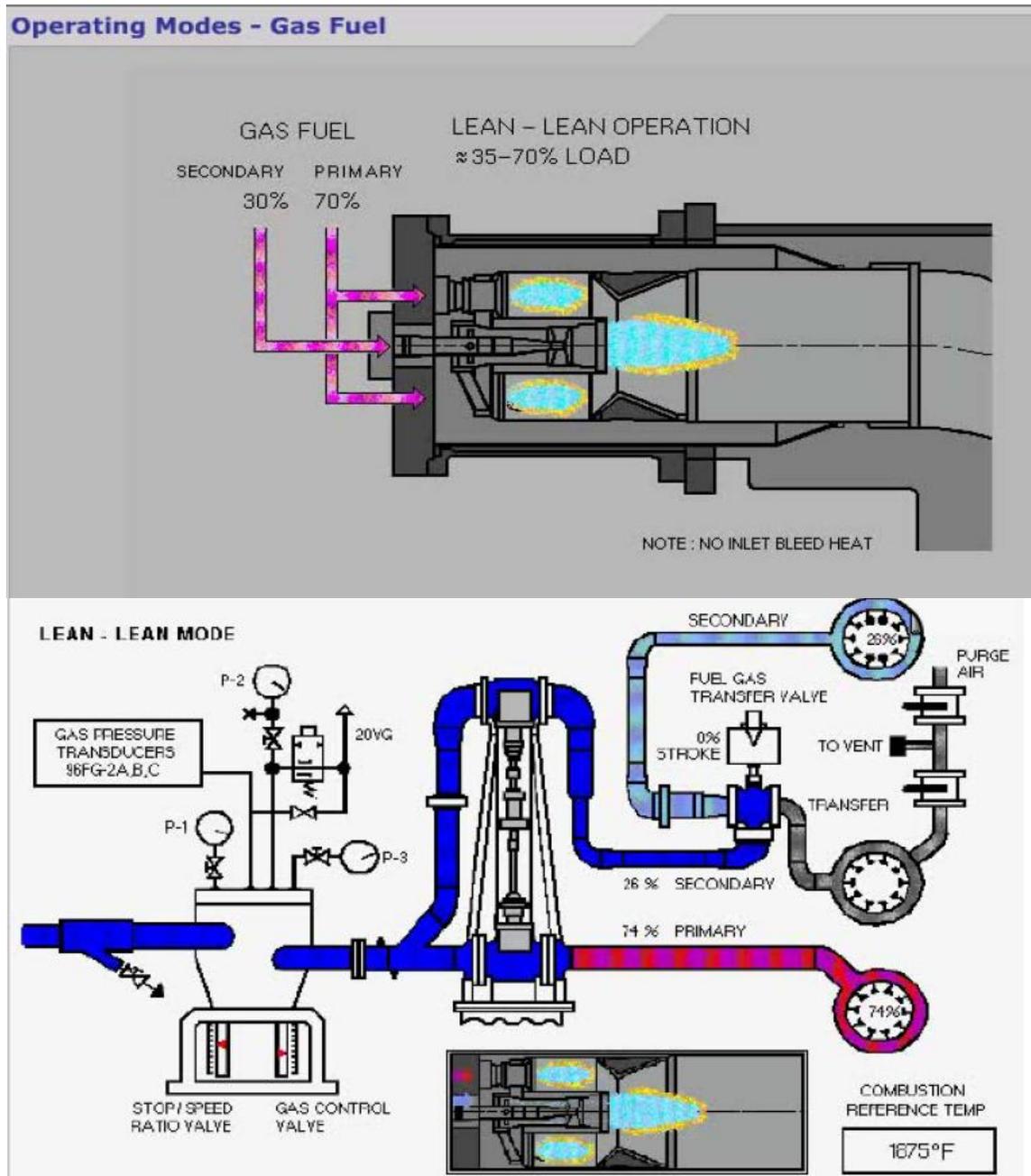


Fig. IV.10 Mode Lean- Lean

c) Mode secondaire

Dans ce mode, la référence de soupape de séparation du carburant intègre de 0% primaire jusqu'à la destination de séparation prémix, typiquement près de 80% de la secondaire. C'est un mode transitoire entre le transfert secondaire et l'état prémix prêt. Le carburant va être admis dans la zone de combustion primaire et secondaire par les buses primaires et secondaires, avec une combustion se produisant uniquement dans la zone secondaire.

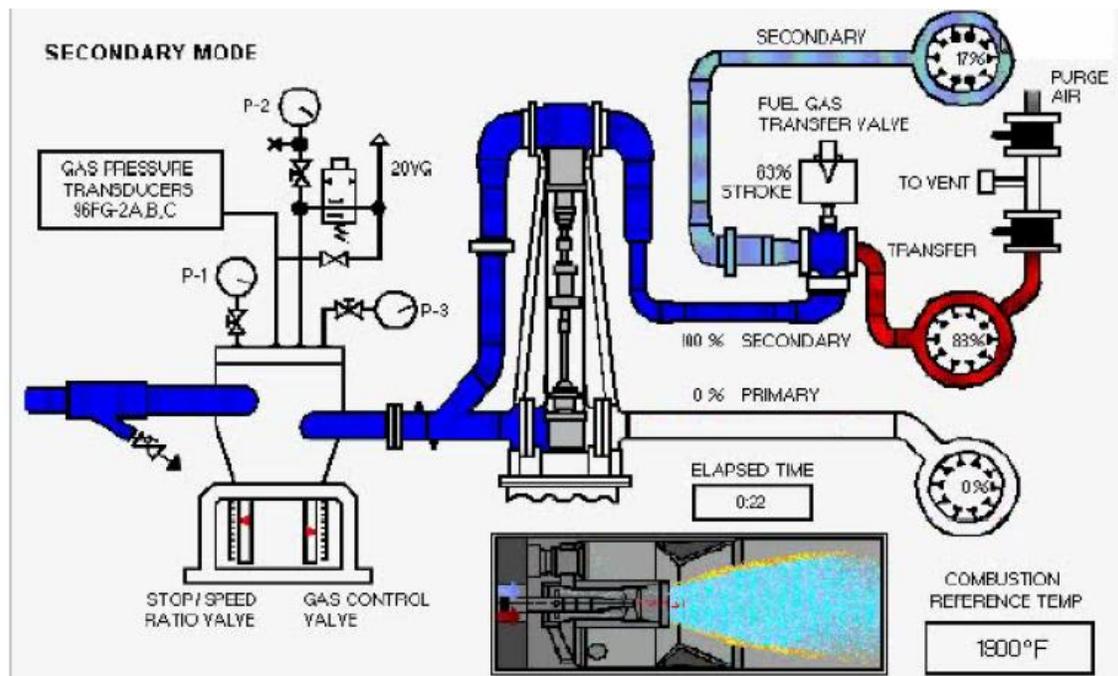
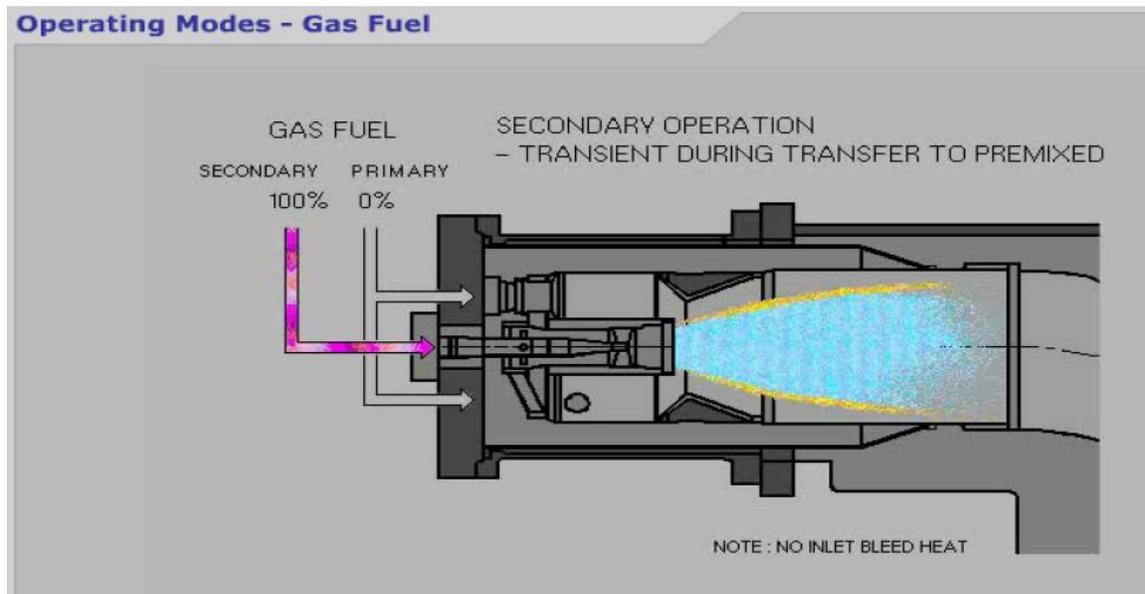


Fig. IV.11 Mode secondaire

d) Mode Premixed

C'est le mode d'opération optimal pour une turbine DLN avec l'obtention du plus faible taux de NO_x et CO. Dans ce mode, le carburant entrant à la fois dans la zone primaire et secondaire par les buses de carburant primaire et secondaire, avec combustion se produisant uniquement dans la zone secondaire. Approximativement 80% du carburant prémixe la zone primaire avant que la combustion se produise dans la zone de combustion secondaire en aval du venturi. Ce mode est actif après le transfert prémix par une charge de base et des pics approchant une température de référence de 1900 °F.

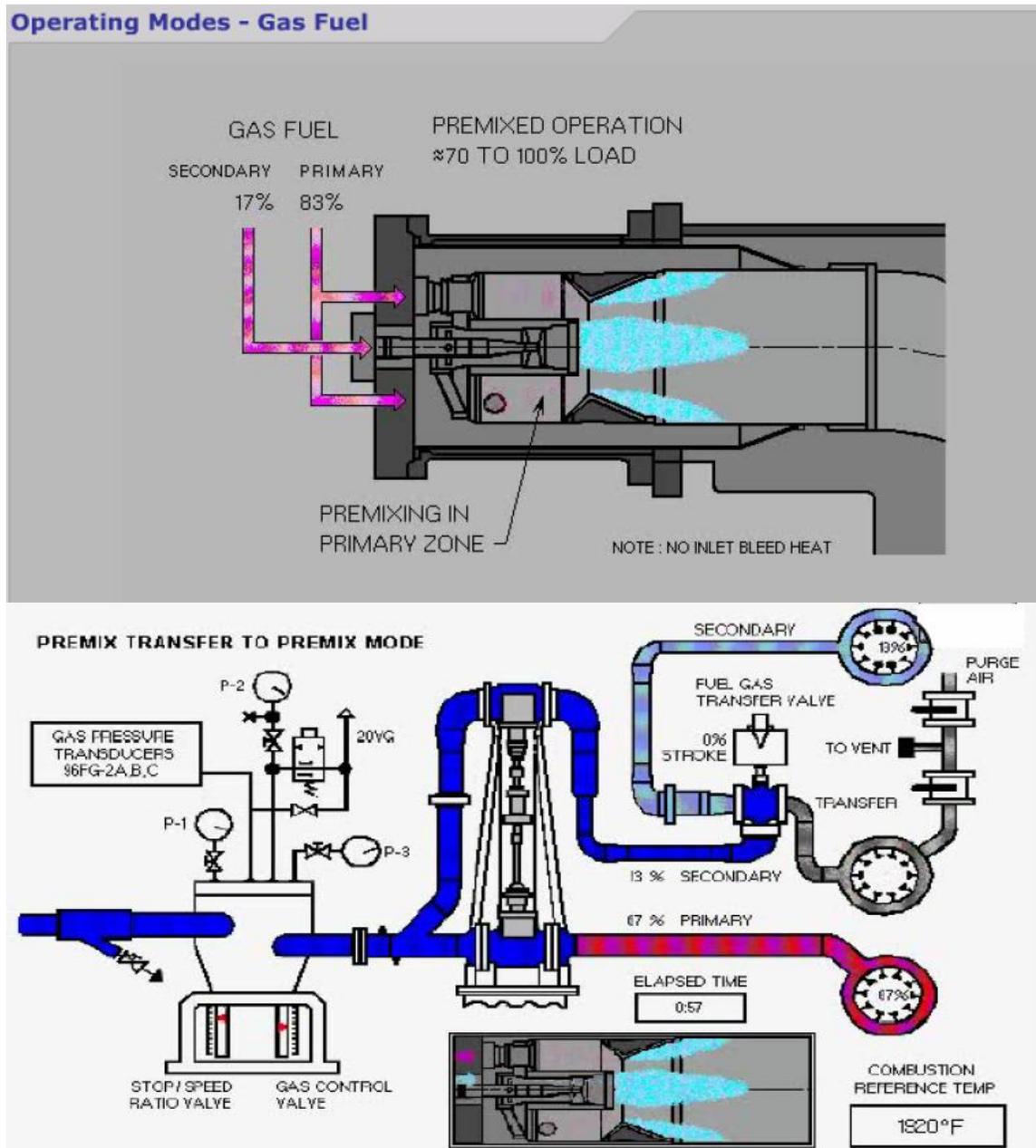


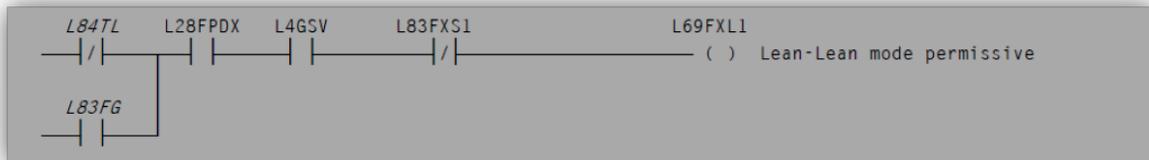
Fig. IV.12 Mode Premixed

IV.3.1.5. DLN-1 Software

Les séquences de système DLN (primary, lean-lean, secondary et prémixed) sont configurées dans toolbox MARK VI.

Voir quelques importantes séquences :

Séquence 1 : conditions nécessaire pour pouvoir passé de mode primary au mode lean-lean (lean-lean mode permissive).



L84TL: on total liquid fuel

L28FPDX: primary flame detection control

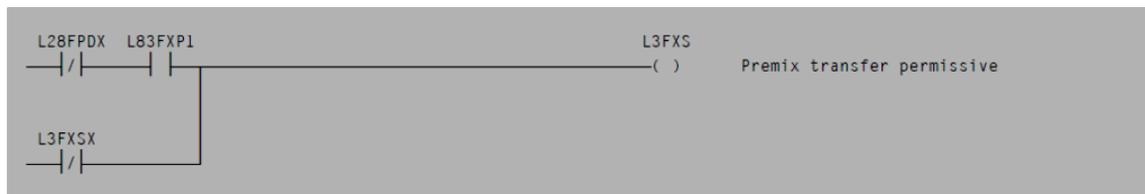
L4GSV: gas splitter valve master control signal

L83FXS1: secondary transfer mode selected

L83FG: increase gas fuel

L69FXL1: lean-lean mode permissive

Séquence2: conditions nécessaire pour se basculer du mode secondary au mode primixed



L83FXP1: premix transient Mode selected

L3FXSX: DLN directional Latch0

Séquence3: default de combustion



L30SPA: combustion trouble

L60SP3: exhaust temperature spread high

L30SPAX: combustion trouble

Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN (Dry Low Nox)

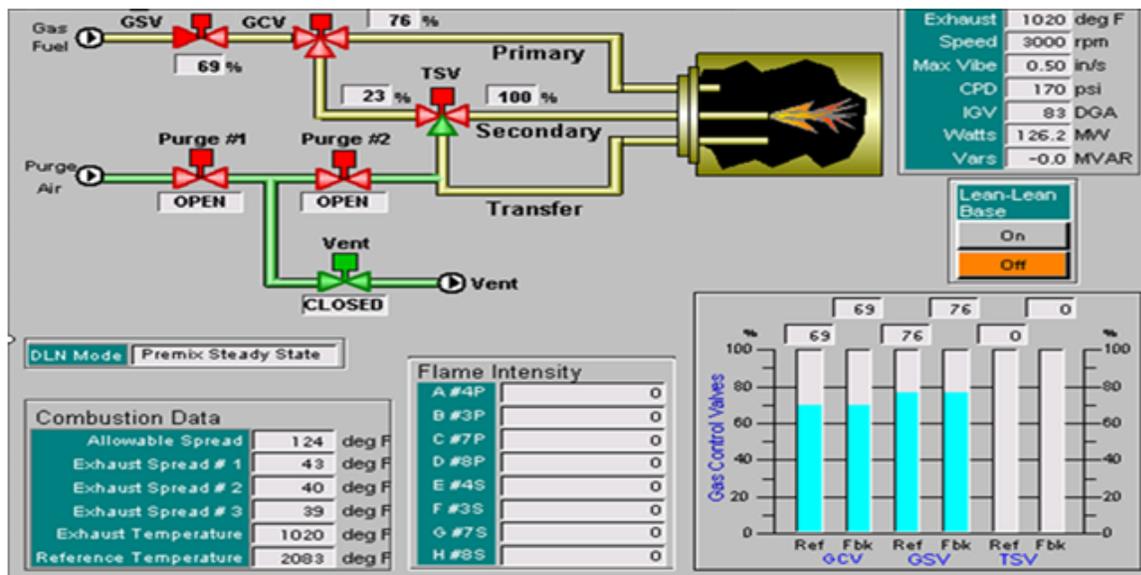
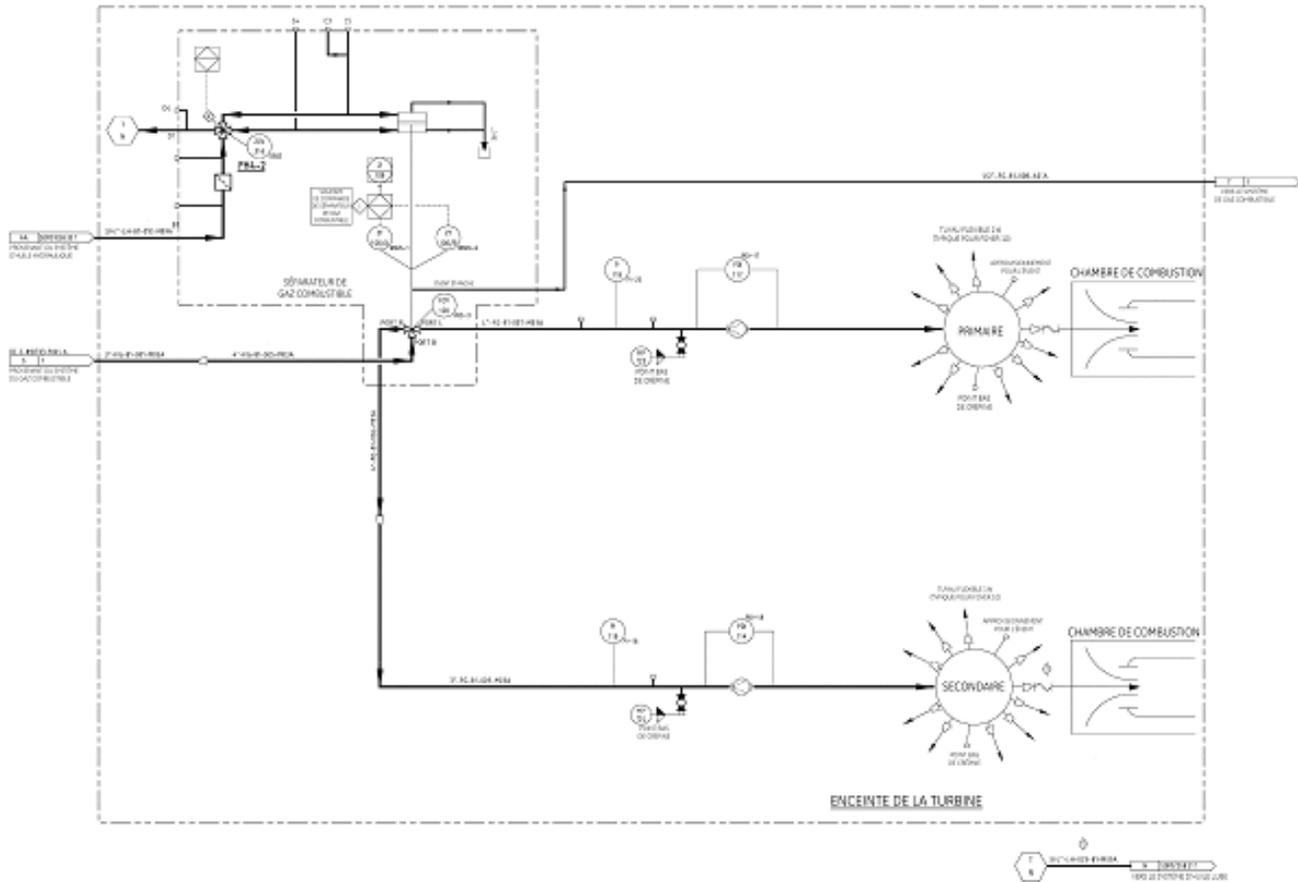


Fig. IV.13 Exemple d'application du système DLN-1

IV.4. Mesure des NOx

IV.4.1. Système CEMS (*Continuous Emissions Monitoring System*)

Le CEMS est un système complet standardisé utilisant la spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier (FTIR) pour la mesure simultanée en continu d'un grand nombre d'émissions dans les gaz de fumées des centrales et des usines d'incinération.

IV.4.1.1 Avantages de système CEMS

a) Système complet standardisé :

- Surveillance ultra précise et fiable des émissions de gaz des fumées.
- Pack complet modulaire avec prélèvement de gaz, préparation d'échantillons à chaud, mesure à 180°C, traitement des données et évaluation
- Nombreuses entrées et sorties TOR et analogiques
- Analyse simultanée de 22 composants gazeux en standard :

1- Monoxyde de carbone	2- Dioxyde de carbone	3- Oxydes d'azote
4- Oxydes de soufre	5- Méthane	6- Ethylène
7- Acétylène	8- Méthanol	9- Antimoine
10- Baryum	11- Brome	12- Cadmium
13- Calcium	14- Chrome	15- Cobalt
16- Cuivre	17- Fer	18- Manganèse
19- Mercure	20- Nickel	21- Sélénium
22- Argent		
- En outre (déduit de la mesure FTIR) : valeurs NOx et carbone total
- Homologation pour mesures d'émissions par spectroscopie FTIR (QAL1 selon EN14181) possible pour dix composants de mesure
- Possibilité d'ajouter deux analyseurs supplémentaires max pour la mesure de l'oxygène et la mesure du carbone total par détecteur FID (éventuellement aussi avec homologation QAL1)
- Configuration simple et rapide
- Set testé, harmonisé et fiable
- Economique à l'achat et en service

b) Technologies homologuées éprouvées

- Détermination en continu de onze composants de mesure max.
- Mesure FTIR simultanée pour CO, CO₂, HCl, H₂O, NH₃, NO, NO₂, N₂O, SO₂
- Utilisation d'un analyseur d'oxygène ZrO₂ homologué avec amenée d'échantillons à chaud
- Mesure du carbone total par détecteur FID avec le FIDAMAT6 Simplicité d'utilisation
- Commande intuitive
- Configuration sur écran TFT grand format au moyen d'un clavier

c) Maintenance aisée

- Montage des armoires simplifiant la maintenance, avec cadre basculable
- Affichage numérique des demandes de maintenance

IV.4.1.2 Domaine d'application

En raison d'une part des exigences légales imposées par les décrets relatifs à la surveillance des émissions (par ex. dans les usines d'incinération), et d'autre part des demandes des exploitants d'installations de process, à qui l'analyse des gaz permet de tirer des conclusions quant à l'efficacité des processus (par ex. pour la commande de chaudières, les installations ...),

GE utilise le **CEMS** (*Continuous Emissions Monitoring System*) pour les mesures des NOx et CO à l'échappement des turbines.

Dans notre étude, on se limite à des mesures **NOx & CO**



Fig. IV.14 Armoire CEMS

IV.4.1.3 Constitution de système CEMS

Le système CEMS est un système d'analyse FTIR complètement équipé, constitué de plusieurs racks 19" :

- une unité de préparation d'échantillons avec pompe de gaz de mesure et contrôleur pour les conduites de gaz de mesure chauffées
- en interne, de l'unité de préparation d'échantillons à l'analyseur (fourni)
- en externe, de la sonde de prélèvement à l'armoire d'analyse (en option)
- le système de spectrométrie FTIR à proprement parler avec cuvette de gaz
- un PC industriel servant d'unité d'évaluation et de commande, avec clavier et écran TFT.

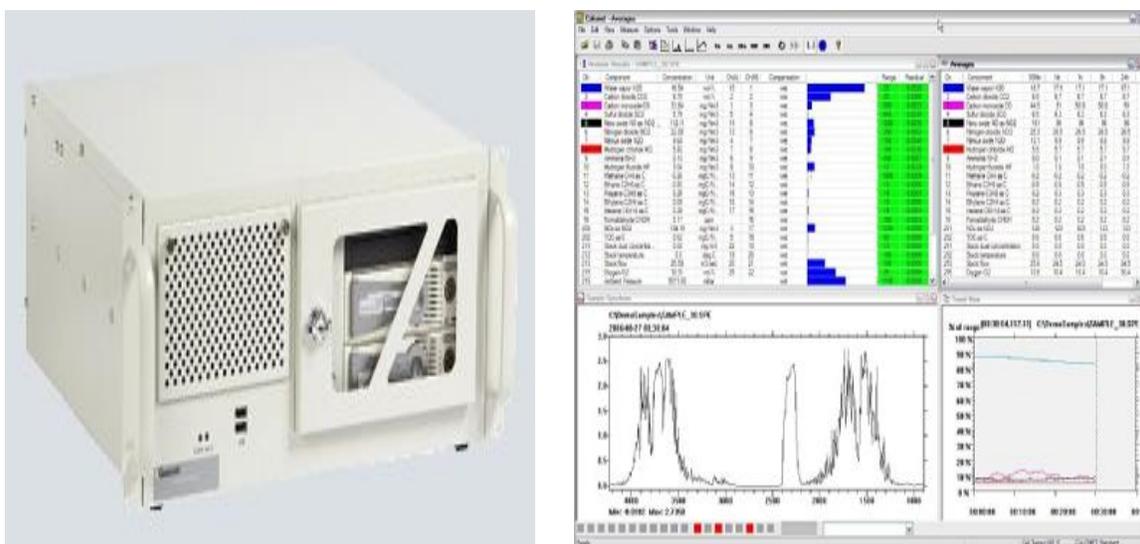


Fig. IV.15 Interface utilisateur du logiciel du système CEMS

Le système peut facultativement être complété avec :

- une sonde de prélèvement
- une conduite de gaz de mesure chauffée (de la sonde de prélèvement à l'armoire d'analyse)
- des analyseurs supplémentaires (2 au maximum)
- un analyseur d'oxygène ZrO₂
- un FID
- AMAT6 pour la mesure du carbone total

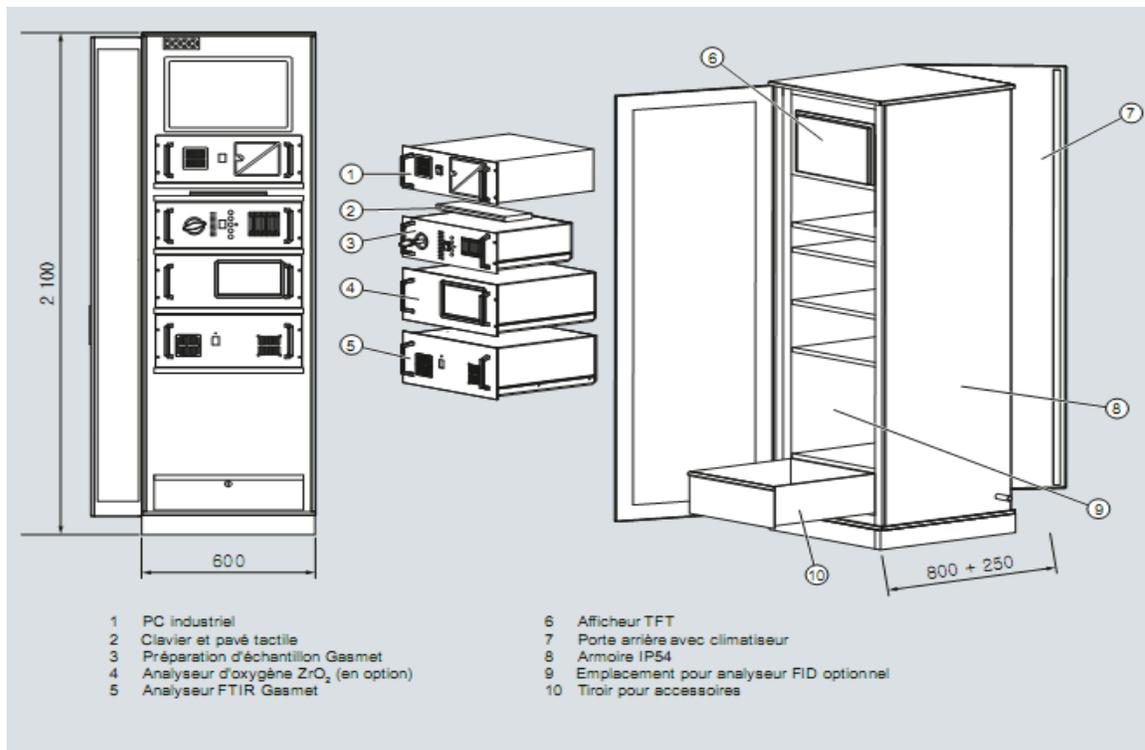


Fig. IV.16. Structure d'un système d'analyse CEMS

Les principaux éléments du CEMS sont le contrôleur, des analyseurs NOx & CO et la sonde pour prendre l'échantillon du gaz.

a)- Le Contrôleur

C'est un automate Allen Brabley compact logix installé dans l'armoire avec les caractéristiques suivantes :

- (08) AI : Entrées analogiques
- (16) DI : Entrées logiques
- (04) AO : Sorties analogiques
- (16) DO : Sorties logiques
- TCP/IP Ethernet communication

Le rôle principal de cet automate est de calibrer les analyseurs de gaz et sauvegarder les enregistrements (Base de données).

b)- Analyseurs NOx

Le module NOXMAT 600 CLD est chargé des mesures NOx avec la configuration suivante : 0-10 ppm, 0-20 ppm, 0-50 ppm, 0-100 ppm, 0-200 ppm et 0-500ppm.

La méthode utilisée est la **chimiluminescence** ; c'est un phénomène de réaction chimique ayant pour conséquence la production de lumière.

La chimiluminescence est un phénomène général utilisé dans de nombreux domaines.

C'est le phénomène par lequel certaines molécules portées à un état excité par une réaction chimique retournent à l'état fondamental en restituant une partie de l'énergie sous forme d'émission de lumière.

Le phénomène utilisé ici est la chimiluminescence du monoxyde d'azote avec l'ozone. Cette technique, aboutie en 1978, est aujourd'hui la plus employée pour les mesures d'oxydes d'azote.

c)- Analyseurs CO

L'ultramat /Oxymat 6 Model 7MB2023 est le module qui fait des mesures CO avec les échelles suivantes : 0-100 ppm, 0-200 ppm, 0-500 ppm.

d)- Sonde modèle 270 SEC (*Sample Extraction Device*)

Une sonde de type « modèle 270 SEC (*Sample Extraction Device*) » est installée à l'échappement de la turbine pour prendre des échantillons de gaz.

Ces gaz seront transmis à l'analyseur une fois réchauffés et filtrés.

Ces sondes peuvent supporter des températures à l'échappement des turbines jusqu'à 1000 °F.

Le modèle 270 SEC peut être utilisé dans les turbines à gaz, les raffineries, les chaudières, process chimique, ...



Fig. IV.17 Sonde d'échantillonnage du gaz à l'échappement turbine
Modèle 270 SEC (*Sample Extraction Device*)

**Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)**

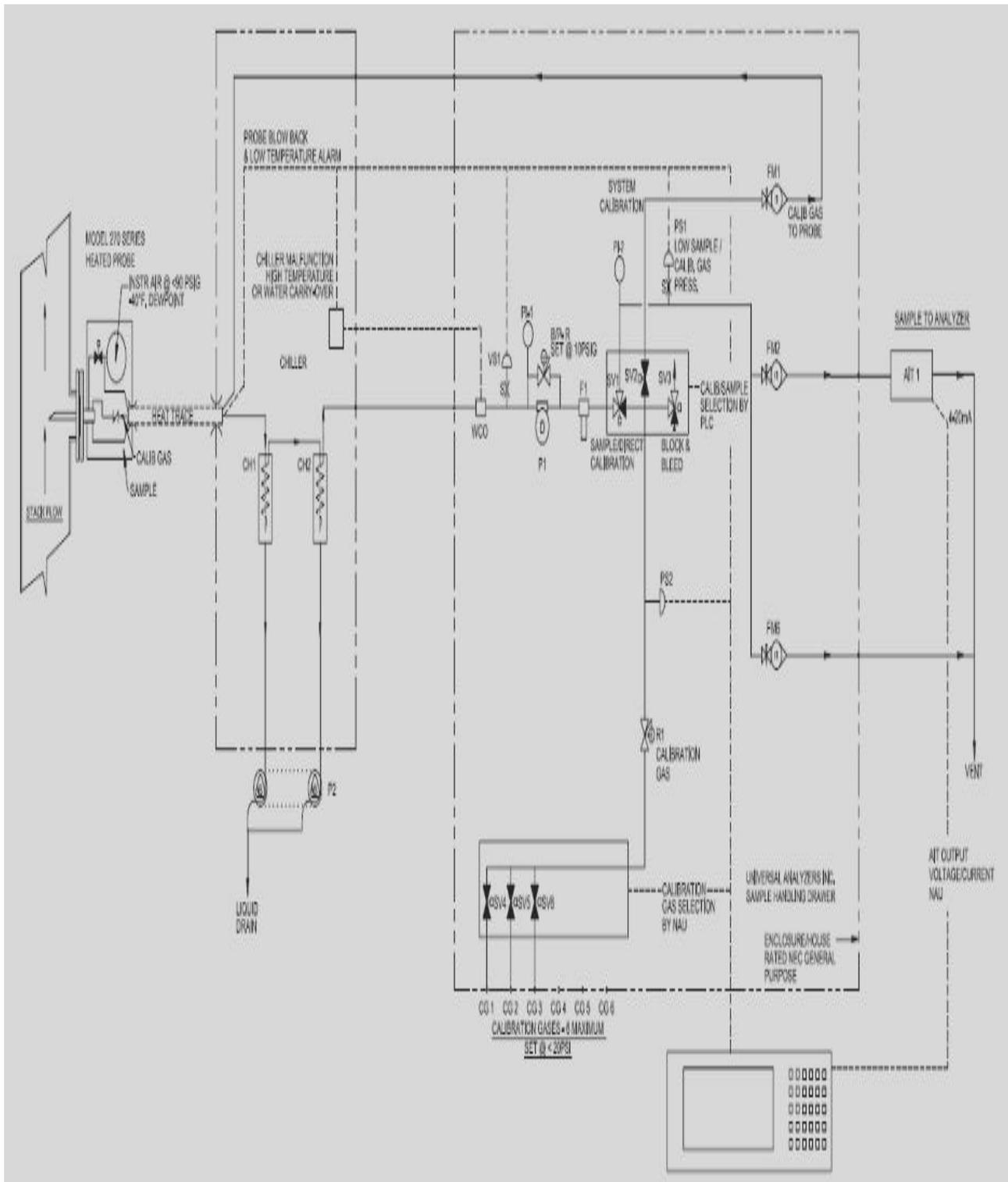


Fig. IV.18 Différents éléments constituant le système CEMS

IV.4.1.4 La Maintenance préventive de CEMS

Le tableau suivant présente succinctement les tâches recommandées pour assurer la maintenance préventive d'un système d'analyse CEMS. Les exigences réelles dépendent fortement des conditions individuelles de l'application et de l'installation. Les tâches exécutables par le personnel de service sont décrites en détails dans la documentation qui est livrée avec chaque système. Des formations ou des contrats de maintenance spécifiques sont proposés pour les tâches de plus grande envergure.

Quotidien	Alimentation en gaz zéro	Automatisée
1 semaine	Contrôle visuel du système et des analyseurs qu'il contient Contrôle visuel de l'unité de préparation d'échantillons	Personnel de service
30jours env	Alimentation en gaz zéro et en gaz étalon	Automatisée
2 à 6 mois	Contrôle et remplacement éventuel des filtres de la sonde de prélèvement et de l'unité de préparation d'échantillons	Personnel de service spécialement formé(prévu dans l'entretien annuel si contrat de maintenance)
3mois env.	Contrôle de la calibration d'oxygène de l'analyseur d'oxygène ZrO2	Automatisé (prévu dans l'entretien annuel si contrat de maintenance)
12mois env.	Contrôle de la cellule de gaz de l'analyseur FTIR	Technicien d'entretien formé (prévu dans l'entretien annuel si contrat de maintenance)
12mois env.	Si nécessaire : Remplacement du diaphragme de la pompe de gaz de mesure	Technicien d'entretien formé
12mois env.	Alimentation en gaz étalons humides (pour mesure NH3, HCl, HF), ajustement de la "calibration d'eau"	Technicien d'entretien formé spécialement (prévu dans l'entretien annuel si contrat de maintenance, y compris mise à disposition de l'unité de calibrage nécessaire à cet effet)
18 à 60 mois	Si nécessaire : Remplacement des composants optoélectroniques (par exemple, laser et source de lumière infrarouge) de l'analyseur FTIR	Technicien d'entretien formé

Tab. IV.5 Proposition pour la maintenance préventive d'un système d'analyse CEMS

IV.4.2. Communication entre CEMS et MARK VI

Le système de contrôle MARK VI contrôle et surveille le bon fonctionnement de l'instrumentation DLN (GSV, LVDT,...) et génère des alarmes et déclenchement en cas d'anomalies (voire annexe VIII)

Remarque : pas de déclenchement de la machine par émissions excessive Nox .
Comme le système CEMS possède des ports de communications et des sorties réserve certain paramètre de CEMS peuvent être communiqués au MARK VI (option)

IV.5. Avantages du système DLN 1 :

- Réduire les émissions NOx à $51 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ (voire Annexe VI)
- Réduire le niveau du bruit
- Améliorer la qualité de la combustion :
 - ✚ Flamme très stable
 - ✚ Combustion complète
 - ✚ Minimiser les perturbations de pression dans les chambres de combustion
- Améliorer le FMDS des turbines (Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité et Sécurité) :
 - Réduire le coût de maintenance en protégeant la métallurgie et en réduisant la fréquence des révisions :
 - ✚ CI (Combustion Inspection) à 24 000 heures de marche au lieu de 12 000h
 - ✚ Coût d'une révision CI (travaux & réparation) est de l'ordre de **50 000 €**
 - Minimiser les arrêts provoqués par défaut /mauvaise combustion
- Gain en fuel.

Conclusion

Ce mémoire est le fruit d'un stage pratique effectué au sein de la société en partenariat SonaHess (Sonatrach & Hess) qui exploitent le champ pétrolier de Gassi El Agreb.

Ce stage pratique nous a permis tout d'abord de découvrir l'industrie pétrochimique avec toutes les installations qu'elle peut comprendre et tous les moyens humains et matériels engagés pour le fonctionnement de cette industrie de rang international.

Parmi ces installations, nous avons eu l'opportunité de traiter une problématique concernant la centrale électrique de GEA. Ce stage nous a permis de connaître le fonctionnement des turbines à gaz, le processus de production de l'énergie électrique ainsi que leur système de contrôle MARK VI.

La problématique traitée consiste en l'installation du système DLN-1 (Dry Low NOx) dans les turbines de la centrale électrique d'El Gassi, qui sera très bénéfique pour la compagnie SonaHess suite aux avantages considérables de ce système qui ont été déjà prouvés par GE. Les NOx sont des gaz polluants et nocifs pour la santé et par conséquent le contrôle et la surveillance des émissions de ces gaz sont très utiles/nécessaires pour le respect de la réglementation.

Recommandations

- ✓ Nous suggérons d'installer le système DLN-1 dans la future 5^{ème} turbine de la centrale électrique.
- ✓ Un upgrade (mise à niveau) progressif, bien géré dans le temps des quatre autres turbines tout en tenant compte de la continuité de la production d'énergie électrique et des nouvelles générations des systèmes DLN qui peuvent apparaître entre-temps surtout que la compagnie SonaHess s'est déjà engagée dans sa propre politique HSE à respecter davantage l'environnement et à l'amélioration continue.
- ✓ Suivant les calculs thermiques, le même effort devrait être fait sur le circuit réchauffeur de gaz *Watlow* suite à ces défaillances successives afin de bénéficier d'une manière optimale du gain en fiabilité de la technologie DLN.
- ✓ Diffuser le maximum d'informations sur le système DLN car cette technologie est peu connue et très peu installée en Algérie malgré ses avantages appréciables.

Présentation de l'entreprise

1. Situation géographique

Le champ Gassi El Agreb (GEA) est situé à 700 km au sud d'Alger et à 100 km au sud ouest de Hassi Messaoud, à une altitude de 190 m au dessus de la mer.

Il est composé de trois centres :

➤ GS1: Dans ce centre on trouve :

- ✚ Séparation
- ✚ Stockage
- ✚ Expédition
- ✚ Boosting
- ✚ Produced water
- ✚ OOS (*Oil Optimization System*)

➤ Zotti : Ce centre est composé des unités suivantes :

- ✚ Séparation
- ✚ Déshydratation
- ✚ Stabilisation
- ✚ Boosting
- ✚ Gaz lift
- ✚ Miscible flood
- ✚ Dilution water
- ✚ Centrale électrique

Présentation de l'entreprise

➤ El Agreb, constitué des unités suivantes :

- ✚ AR2 : Injection d'eau & Injection des produits chimiques.
- ✚ AR6 : Séparation, unité dilution water, unité produced water et transfert d'eau.
- ✚ WA : Séparation, unité dilution water, unité produced water et injection d'eau

En 2000 Sonatrach et Amerada Hess ont signé un contrat de type «partage de production» et ont créé le groupement **SonaHess** (durée : 20 ans, possibilité de prorogation de 5 ans.).

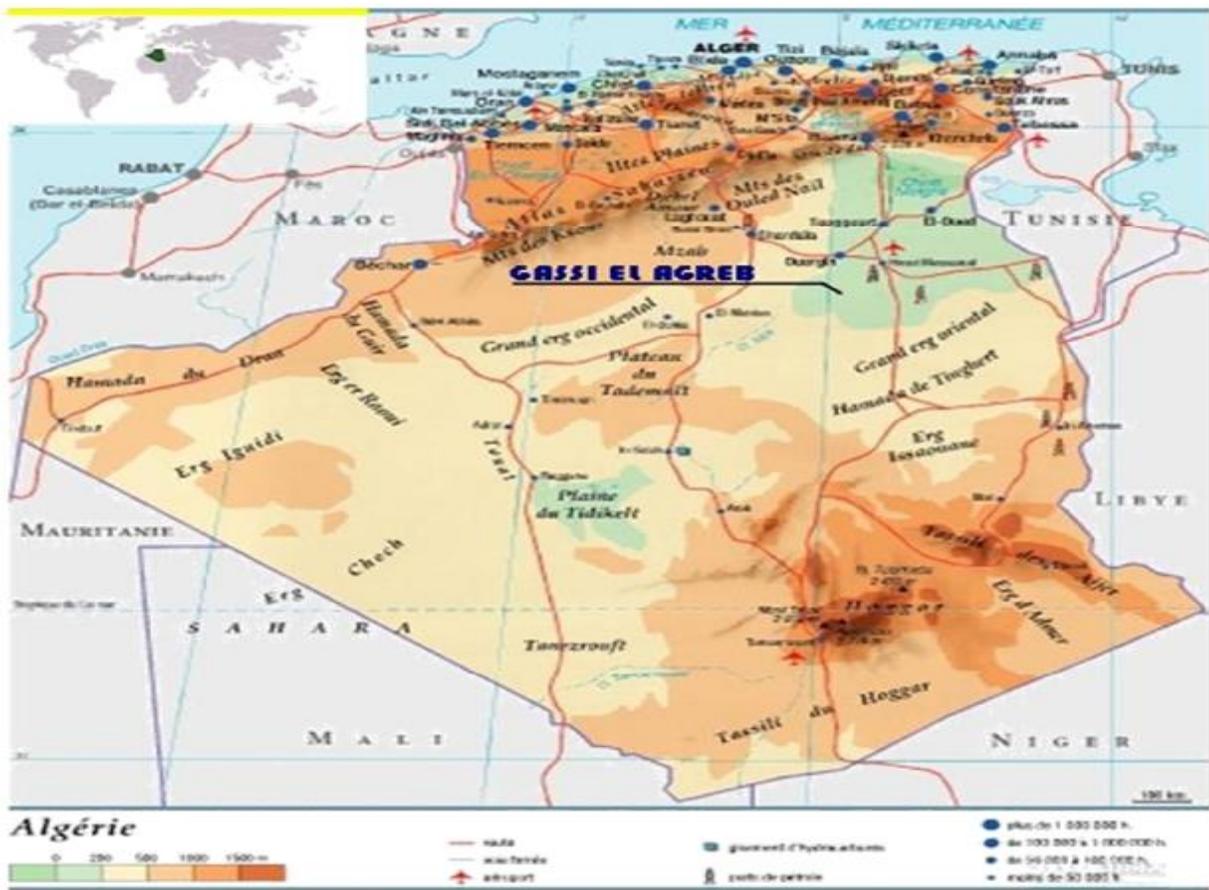


Fig. 01 Situation géographique du champ GEA

Présentation de l'entreprise



Fig. 02 Base de vie du champ El Gassi

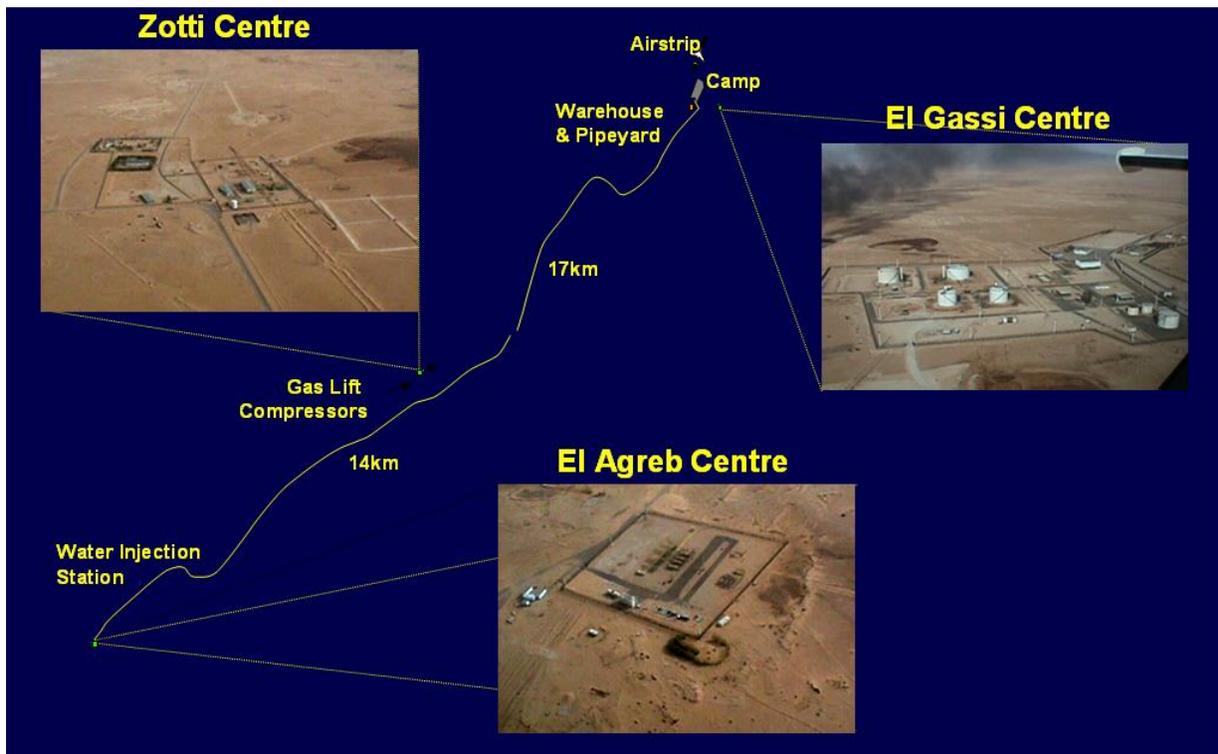


Fig. 03 Centres du champ El Gassi

Présentation de l'entreprise

2. Organigramme du Groupement SonaHess

Le champ d'El Gassi est organisé de la manière suivante :

- Direction Générale :
 - ❖ Direction Finance
 - ❖ Direction HSE
 - ❖ Direction Logistique
 - ❖ Direction Opération
 - ❖ Direction Engineering

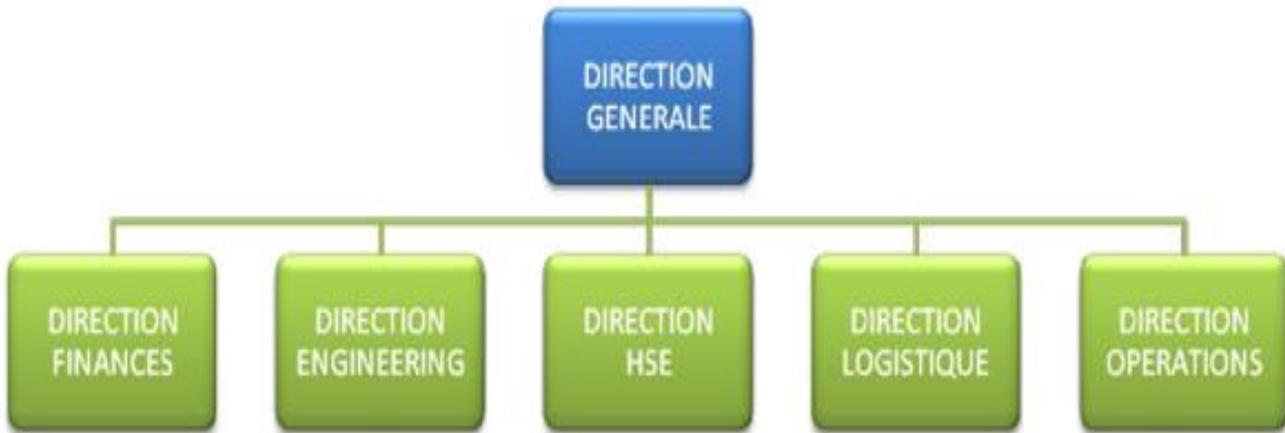


Fig. 04 Organigramme du Groupement SonaHess

Présentation de l'entreprise

3. Production du champ GEA

Avec le démarrage du projet GCR (*Gas Compression & Réinjection*), la production du champ GEA s'est maintenue à une moyenne de 52 000 barils par jour (fin de l'année 2010).

Une moyenne d'une soixantaine de puits producteurs d'huile est répartie sur le champ d'El Agreb (34 puits), El gassi (24 puits) et Zotti (05 puits).

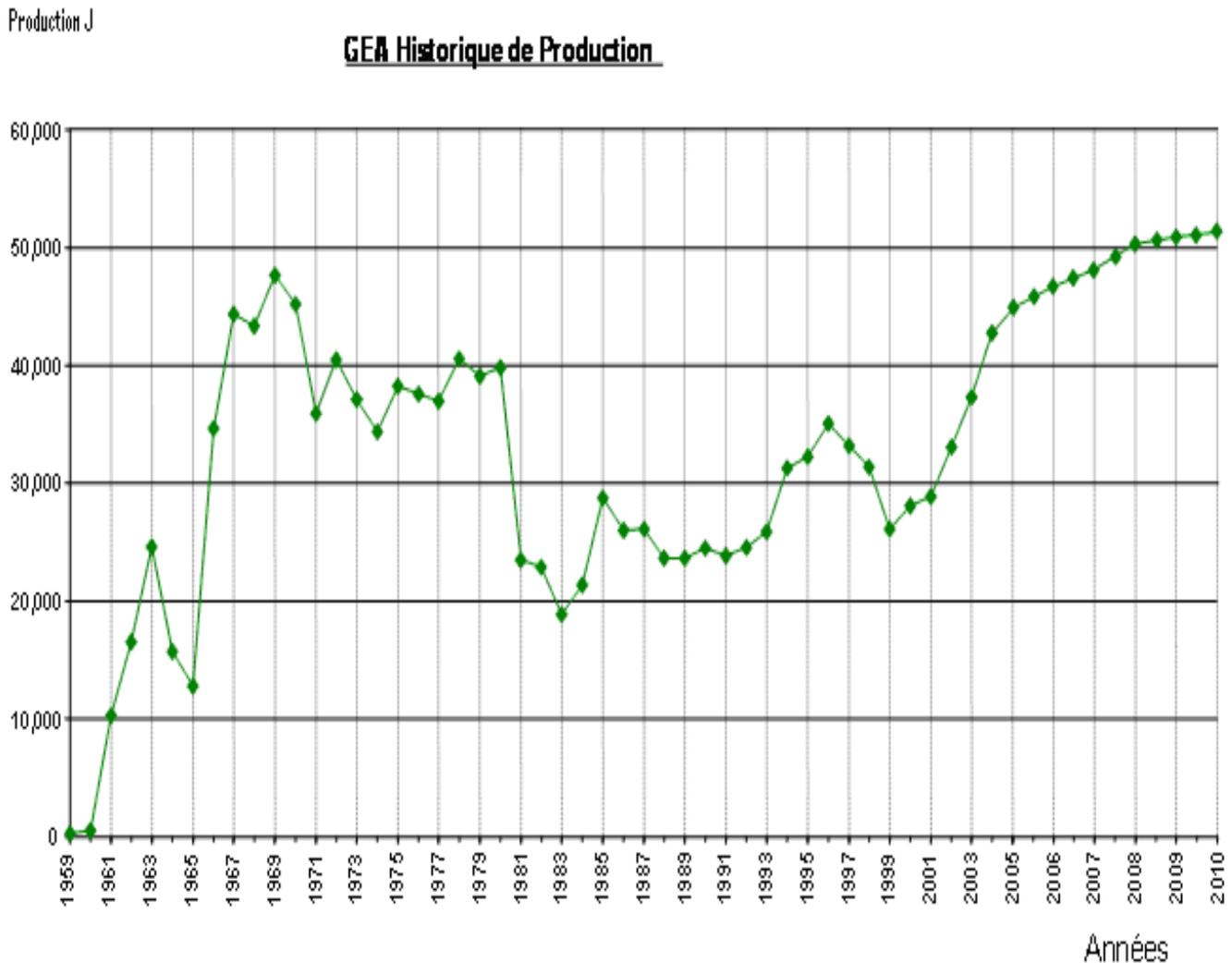


Fig. 05 Production du champ GEA

Présentation de l'entreprise

Gisement	El-Gassi	El-Agreb	Zotti	Total
Puits Forés	53	68	24	145
Puits Producteurs d'huile en service	24	34	05	63
Puits Injecteurs Gaz	13	00	00	13
Puits Producteurs Eau	00	11	00	11
Puits Injecteurs Eau	00	09	00	09
Puits fermés	16	14	19	49

Tab. 1 Puits du champ GEA

I. Présentation du procédé de la centrale électrique

I.1. Centrale électrique

La centrale électrique d'El Gassi est constituée de quatre turbogénérateurs :

- GTG 1 date de départ 11/09/2007.
- GTG 2 date de départ 26/09/2007.
- GTG 3 date de départ 19/11/2007.
- GTG 4 date de départ 14/02/2008.

Ce sont des turbines GE (General Electric) MS 5001PA qui entraînent des génératrices Brush.

Chaque turbine se compose de 4 compartiments

- Le compartiment de contrôle
- Le compartiment des auxiliaires.
- Le compartiment compresseur turbine.
- Le compartiment alternateur.

Les tests de performance effectués durant le commissioning ont prouvé que ces turbogénérateurs peuvent atteindre les 24.5 MW en base load (pleine charge) à une température ambiante de 25 degré C.

La philosophie de fonctionnement de cette centrale électrique est de garder toujours une turbine en stand-by et de faire fonctionner les trois autres machines selon un programme et une stratégie bien définis.

Les turbines sont en mode « *Remote PMS* » (*Power Management System*) pour un contrôle automatique de la charge.

Présentation du procédé de la centrale électrique

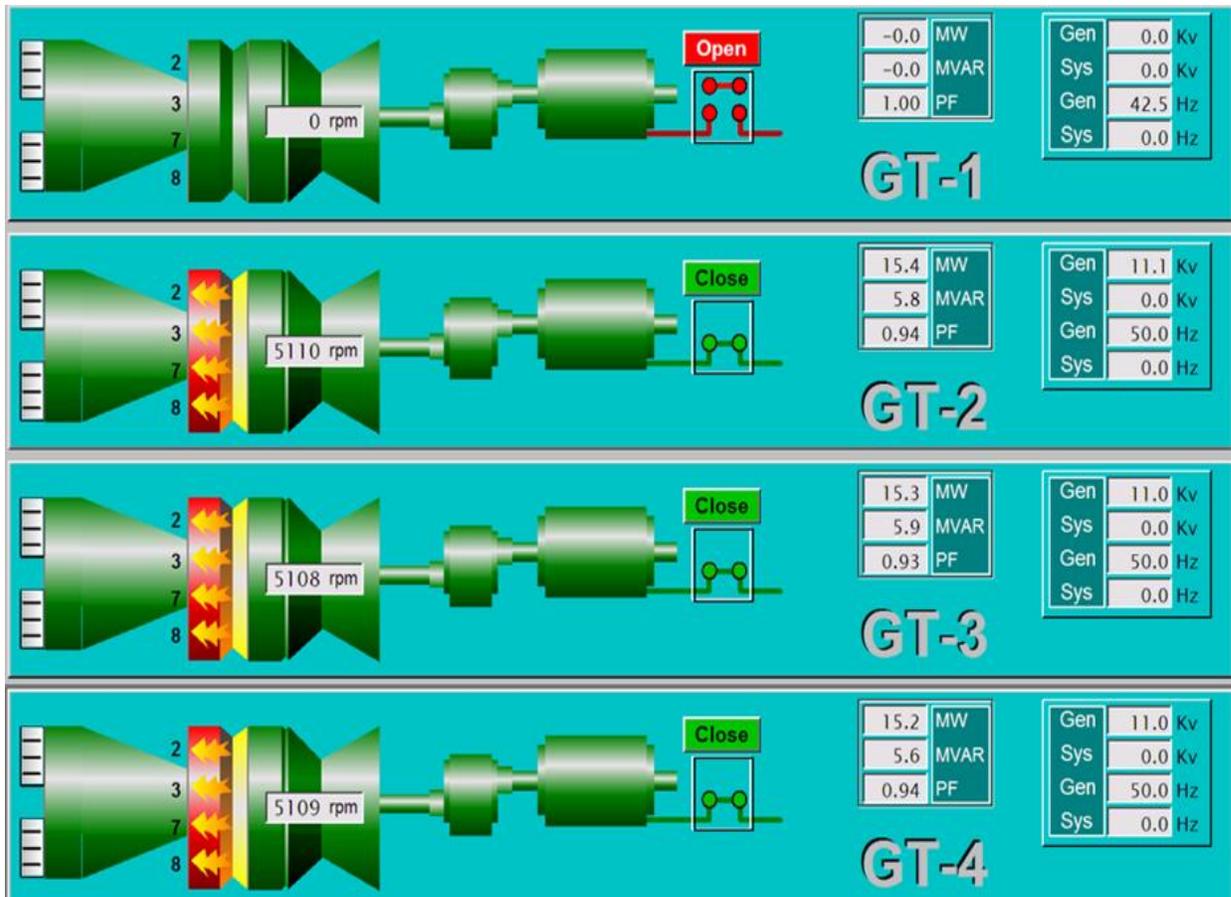


Fig. I.1 Turbo- générateurs de la centrale électrique

La tension générée par les génératrices 11KV est amplifiée à 60KV grâce à des transformateurs élévateurs pour alimenter les deux jeux de barre A et B.

A partir de ces deux jeux de barre, la centrale électrique alimente tout le champ d'El Gassi y compris la base de vie et le camp militaire de la manière suivante :

- ✓ Les lignes électriques L1 & L2 alimentent le champ GS1
- ✓ Les lignes électriques L3 & L4 alimentent le champ El Agreb
- ✓ Les lignes électriques L5 & L6 alimentent le champ Zotti brown field
- ✓ Les transformateurs 69 TR 111 A/B alimentent le champ New Zotti
- ✓ Les transformateurs 72 TR 121 A/B alimentent les auxiliaires PGP .

Présentation du procédé de la centrale électrique

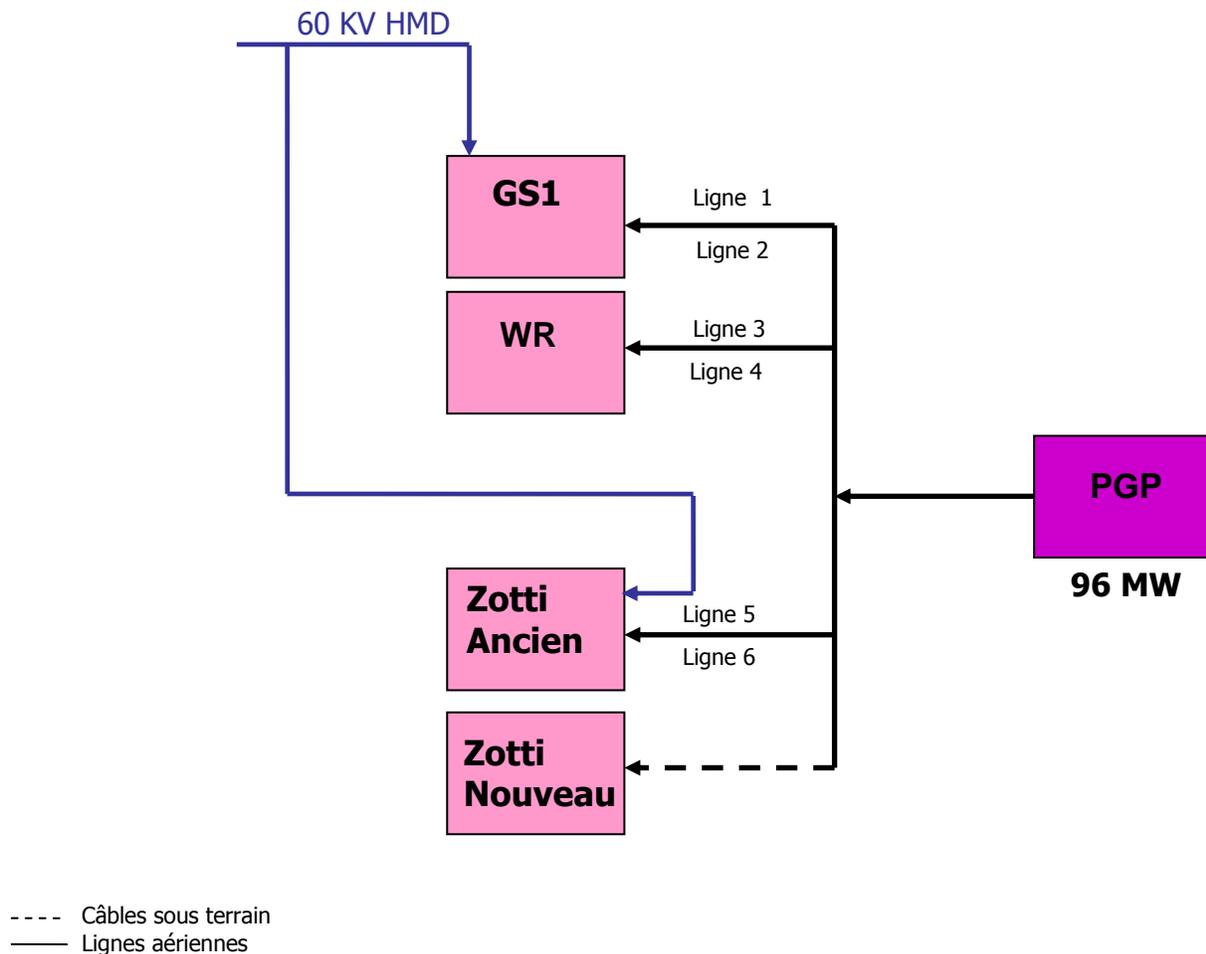


Fig. I.2 Distribution de l'énergie électrique de la centrale électrique

I.2 Description de la turbine à gaz [9]

I.2.1 Généralités

La turbine à gaz est une machine motrice permettant d'entraîner des alternateurs pour la génération d'électricité, ou des pompes et compresseurs, en général de forte puissance, de façon **autonome**.

Ses principales qualités sont :

- ✚ puissance spécifique élevée (kW/kg)
- ✚ installation simple (la principale servitude est la qualité et le volume de l'air aspiré)
- ✚ disponibilité élevée (> 95 %)
- ✚ poly combustible (gaz, fioul, ...)
- ✚ exige peu de fluide de refroidissement (eau ou air)

Présentation du procédé de la centrale électrique

- ✚ accepte les conditions climatiques extrêmes (moyennant des adaptations sur l'aspiration d'air et les auxiliaires combustible et lubrification)
- ✚ fonctionnement sous conduite et surveillance automatisée
- ✚ mise en régime rapide (quelques dizaines de minutes)

L'unité MS5001 PA est une turbine à gaz à une ligne d'arbres et cycle simple, avec système de combustion à écoulement inversé, à dix chambres de combustion. L'ensemble turbine à gaz MS5001 comprend six sections majeures :

- 1• Entrée d'air
- 2• Compresseur
- 3• Système de combustion
- 4• Turbine
- 5• Echappement
- 6• Systèmes de soutien

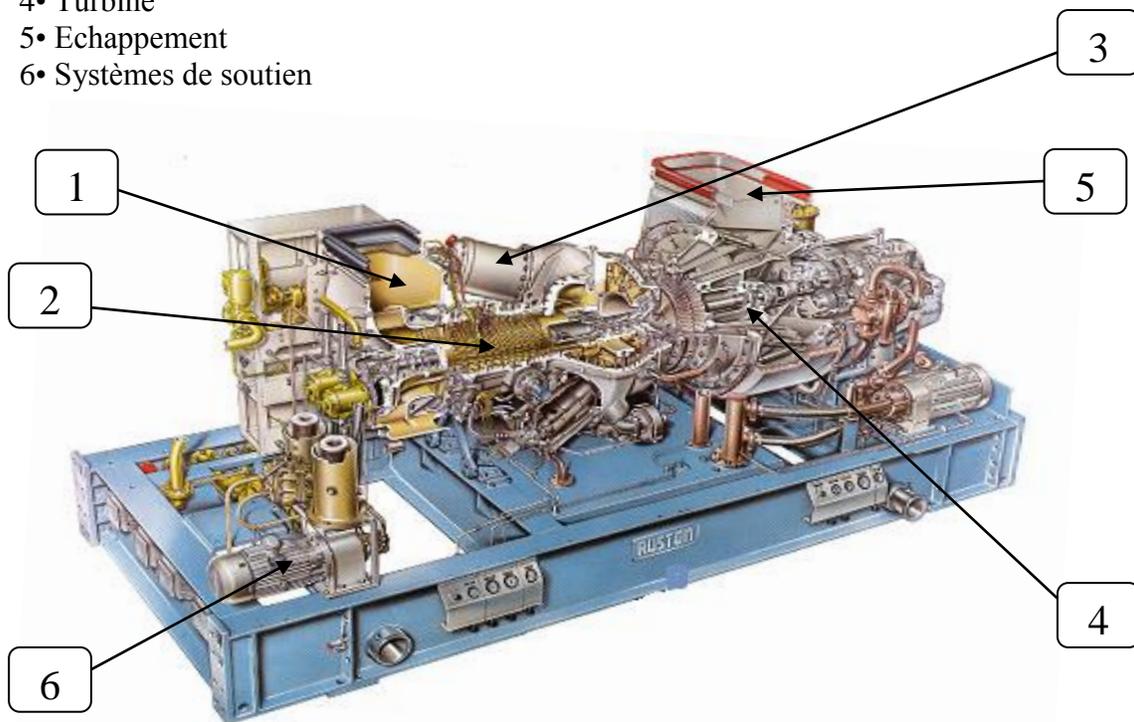


Fig. I.3 Sections majeures de l'ensemble turbine à gaz MS5001 [9]

I.2.2 Principe de fonctionnement

Une turbine à gaz fonctionne de la façon suivante :

- elle extrait de l'air du milieu environnant.
- elle le comprime à une pression plus élevée.
- elle augmente le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion.
- elle achemine l'air à pression et à température élevées vers la section de la turbine, qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique pour faire tourner l'arbre ; ceci sert, d'un côté, à fournir l'énergie utile à la machine conduite, couplée avec la

Présentation du procédé de la centrale électrique

machine au moyen d'un accouplement et, de l'autre côté à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air, qui a lieu dans un compresseur relié directement à la section turbine.

- elle décharge à l'atmosphère les gaz à basse pression et température résultant de la transformation mentionnée ci-dessus.
- La Fig. I.4, montre les variations de pression et de température dans les différentes sections de la machine correspondant aux phases de fonctionnement mentionnées ci-dessus.

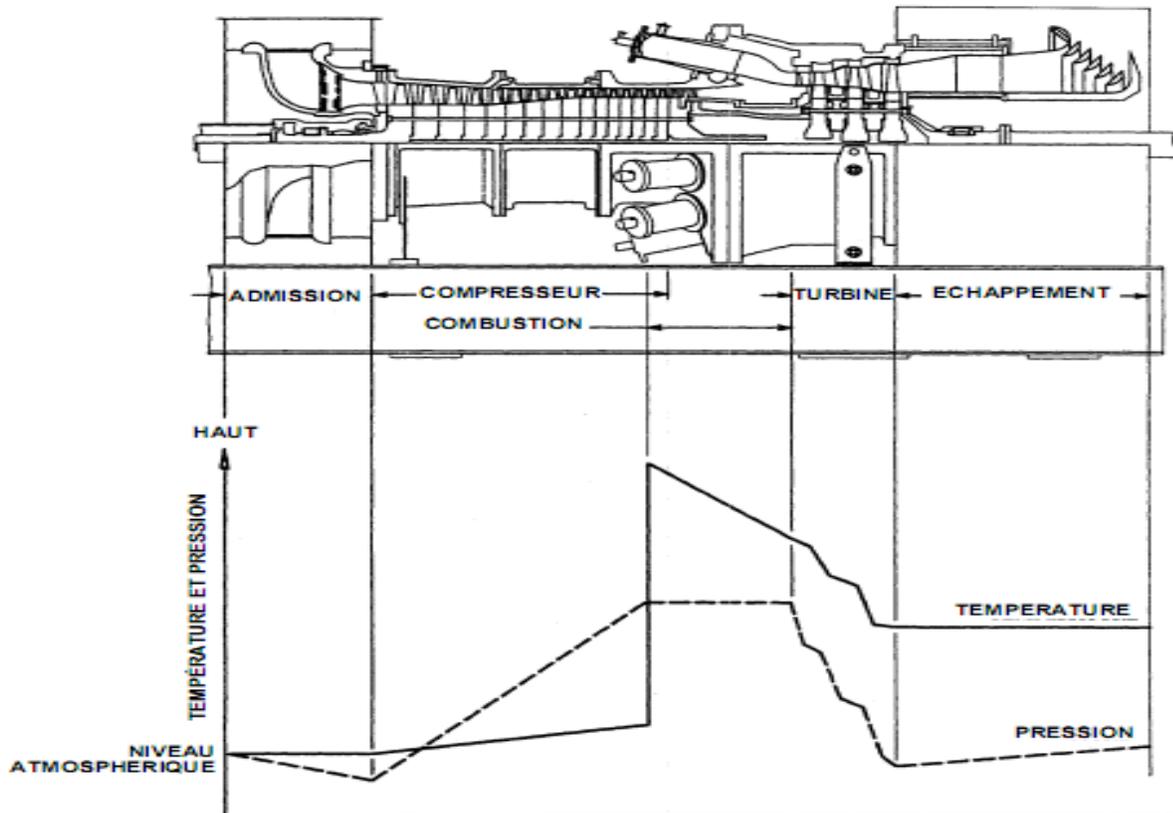


Fig. I.4 les variations de pression et de température [9]

La (Fig. I.4) met en évidence que la combustion se produit dans des conditions de pression presque constantes.

A la différence des machines alternatives, la compression et la détente sont des processus continus, comme il arrive pour la production d'électricité.

Au contraire, dans un moteur alternatif (par ex, un moteur Otto à quatre temps), la puissance est développée dans la phase d'expansion, comme dans une turbine, mais ce processus a lieu seulement pour 1/4 du cycle complet, tandis que dans la turbine à gaz une expansion a lieu sans interruption pendant tout le cycle. La même chose s'applique à la compression.

Présentation du procédé de la centrale électrique

Pour la même raison, étant donné qu'il n'y a aucune masse dans le mouvement alternatif, la régularité du cycle d'une turbine à gaz est incomparablement plus grande que celle d'un moteur alternatif (moteur Otto ou Diesel).

I.2.3 Eléments principaux d'une turbine a gaz

Une turbine à gaz (Fig. I.4) se compose de trois sections principales, décrites dans les paragraphes suivants. En ce qui concerne les détails de conception et de construction.

I.2.3.1 Section de compresseur

Le compresseur est du type à flux axial (fig. I.5). Le système à flux axial produit des débits d'air élevés, nécessaires pour obtenir des valeurs élevées de puissance utile avec des dimensions réduites. Ce concept sera repris plus tard, quand les principes thermodynamiques principaux du cycle de fonctionnement d'une turbine à gaz seront illustrés.

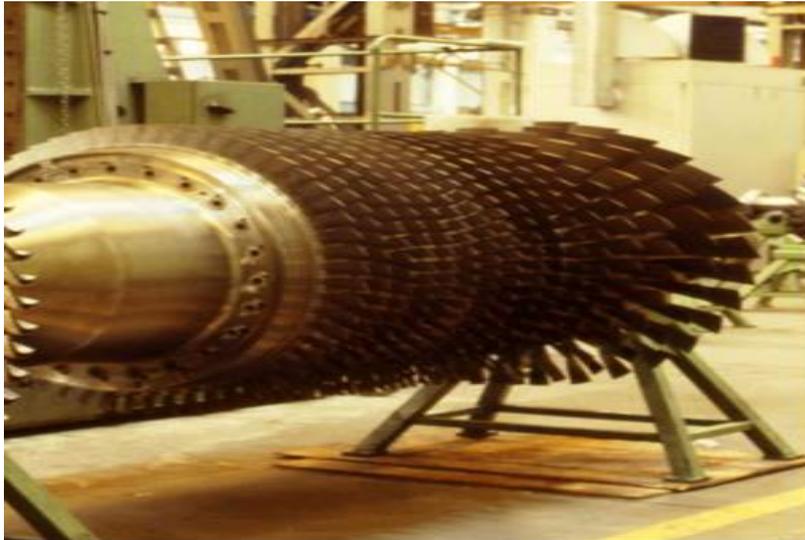


Fig. I.5 Compresseur axial

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

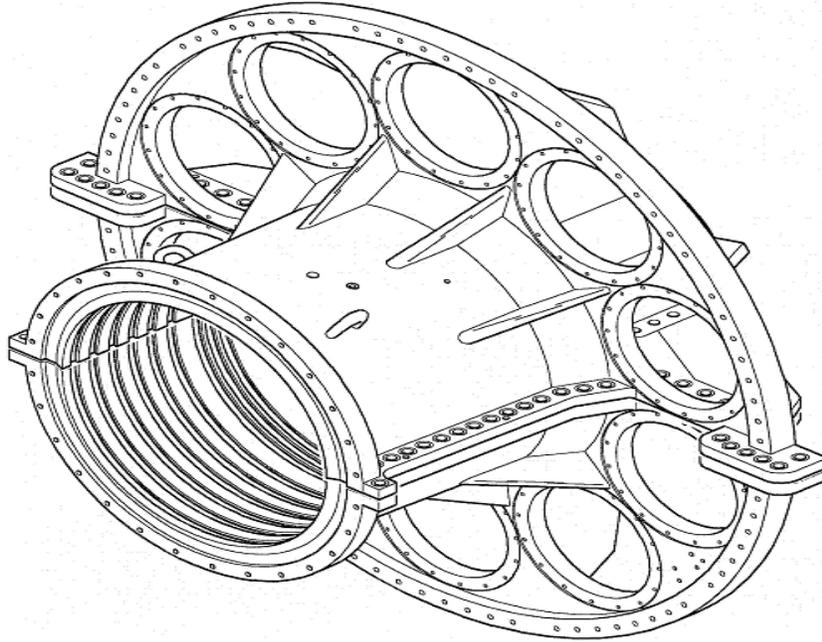


Fig. I.6 corps de refoulement de compresseur

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 modifié : ceci sert à changer le taux de refoulement de l'air et à reconstituer les triangles idéaux de vitesse durant les régimes transitoires.



Fig. I.7 La soupape d'entrer de Gas

Présentation du procédé de la centrale électrique

I.2.3.2 Section de combustion

Dans le cas des turbines à gaz pour service sévère, tel que montré dans la fig.I.4, la section de combustion se compose d'un système comprenant une ou plusieurs chambres de combustion annulaires (dans ce cas spécifique il y a dix chambres de combustion) disposées symétriquement le long d'une circonférence ; ces chambres de combustion reçoivent et brûlent du combustible au moyen d'un nombre égal des brûleurs (un pour chaque chambre de combustion).

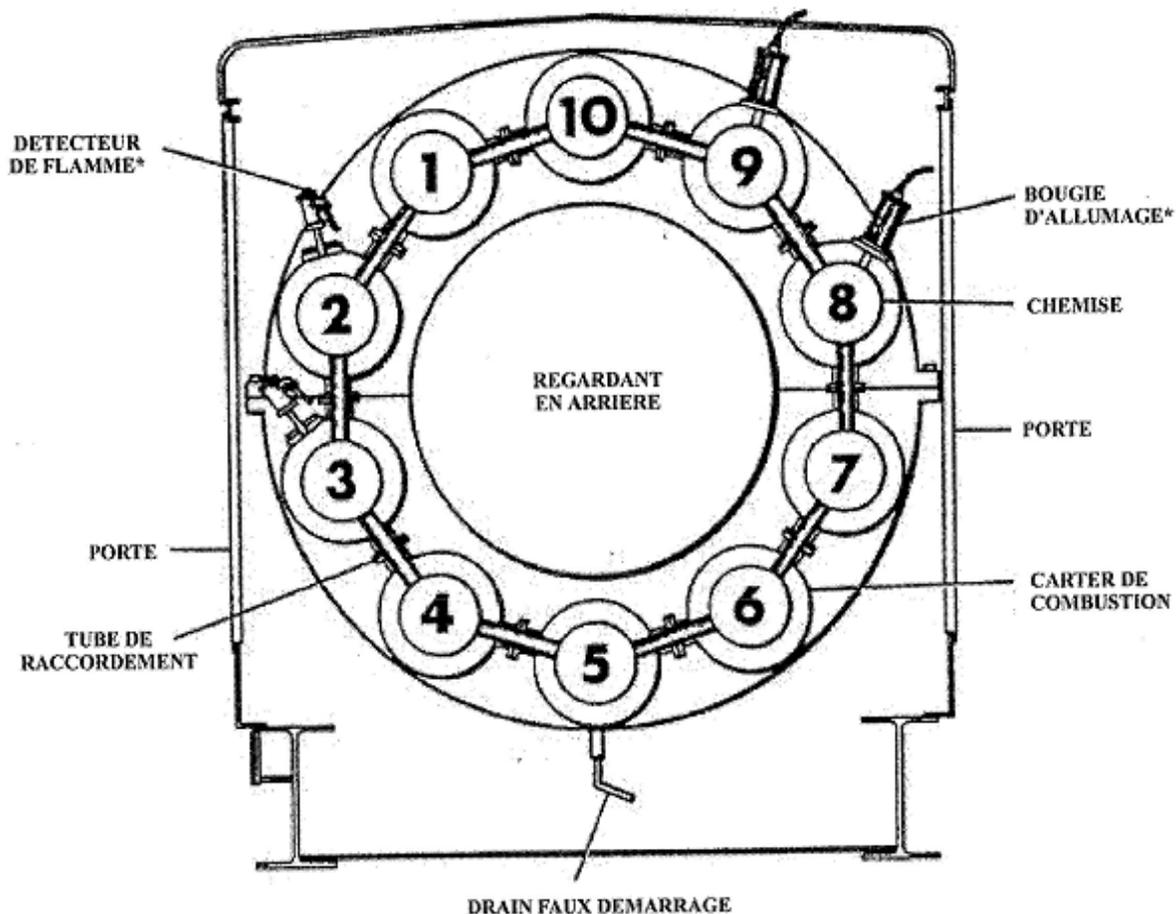


Fig. I.8 Disposition d'une chambre de combustion

L'air entre dans chaque chambre dans une direction opposée à la veine intérieure des gaz chauds (pour cette raison, cette méthode de distribution de l'air s'appelle à "débit inverse"). Ce courant extérieur d'air, qui s'écoule le long des chemises, sert à les refroidir. En outre, l'air qui n'est pas employé dans le processus de combustion, est employé pour refroidir les gaz chauds après la combustion ; en effet, il est introduit dans les chambres par les trous de mélange et refroidit le gaz à la température optimale d'admission de la turbine.

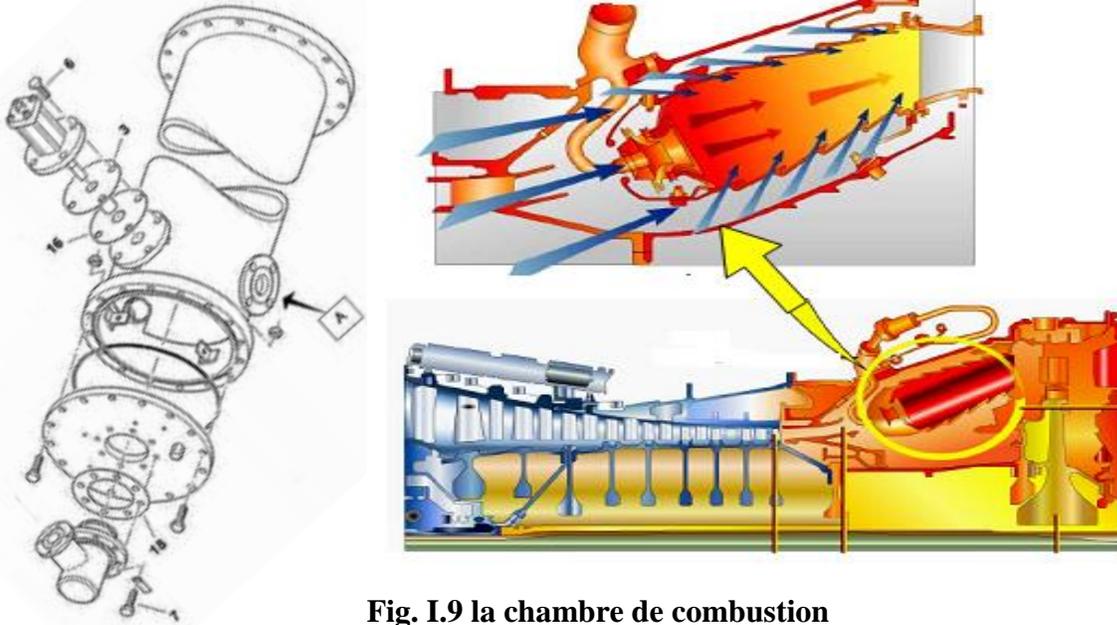


Fig. I.9 la chambre de combustion

❖ Les composants d'une chambre de combustion

- **le carter de combustion** : Les chambres de combustion sont proposées de manière concentrique autour du compresseur à flux axial et elles sont boulonnées à la cloison de la section de refoulement du compresseur. l'air pour la combustion est fourni directement du compresseur axial aux chambres de combustion.



Fig. I.10 Carter de combustion et leur flasque

Présentation du procédé de la centrale électrique

- **tube à flamme (chemise de combustion) :** L'air pénètre dans la chambre de combustion et il s'écoule en avant, en entrant dans le tube à flamme à travers les trous et les fentes dans la paroi de la chemise. Une partie de l'air atteint l'extrémité principale de la chambre de combustion et entre dans la chemise à travers le chapeau ou une coupelle rotative crée un tourbillon dans la chemise.

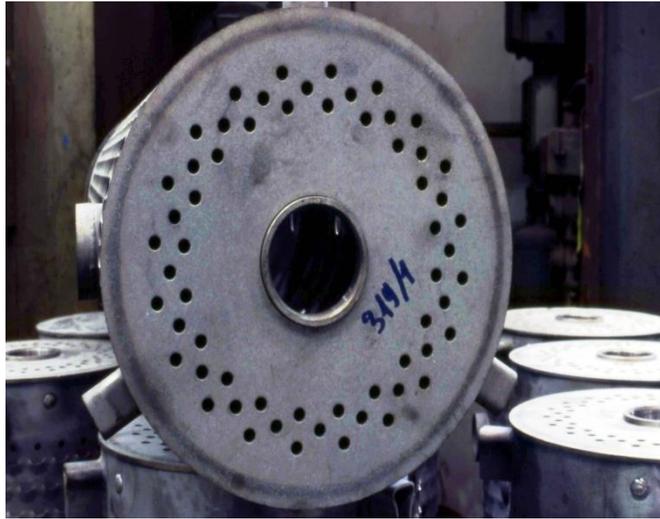


Fig. I.11 Chemise de combustion

- **injecteurs :** chaque chambre de combustion est équipée d'un injecteur de combustible qui introduit le combustible dans la chemise de combustion. le combustible gazeux est admis directement dans chaque chambre à travers les orifices de dosage positionnés sur le côté extérieur de la tôle de turbulence de l'injecteur



Fig. I.12 L'injecteur de fuel

Présentation du procédé de la centrale électrique

- **pièce de transition** : Elles représentent la liaison de la voie de gaz chaud entre les chemises de combustion et la tuyère de premier étage .Avant que l'air de refoulement du compresseur s'écoule dans la chambre de combustion il doit d'abord passé autour des raccords de réduction.



Fig. I.13 pièce de transition

- **Tubes d'interconnexions** : Les dix chambres de combustion sont connectées entre elles par l'intermédiaire des tubes de raccordement. Ces tubes rendent possible la propagation des flammes des chambres allumées qui contiennent des bougies d'allumage vers les chambres non allumées pendant la mise en marche.



Fig. I.14 Tubes d'interconnexions

Présentation du procédé de la centrale électrique

- **Bougies d'allumage** : ils sont installés dans deux des chambres de combustion .Elles reçoivent de l'énergie des transformateurs d'allumage. les chambres sans bougies d'allumage sont allumées des chambres allumées à travers les tubes de raccordement interconnectés pendant la mise en marche.



Fig. I.15 Bougies d'allumage

- **Détecteurs de flamme de type ultraviolet** : Pendant le fonctionnement il est essentiel qu'une indication de la présence ou de l'absence de la flamme soit transmise au système de commande. Pour cette raison, un système de surveillance de la flamme est utilisé et celui-ci consiste dans des capteurs multiples qui sont installés sur les chambres de combustion.



Fig. I.16 Détecteurs de flamme

I.2.3.3 Section de turbine

Dans la section de la turbine, les gaz à haute température provenant de la section de la combustion sont convertis en puissance sur l'arbre en chevaux. La puissance nécessaire pour entraîner le groupe de charge et le compresseur est fournie par le rotor de la turbine à deux étages. Le premier étage, ou roue de haute pression, et le deuxième étage, ou roue de basse pression, sont boulonnés ensemble pour former une seule unité par laquelle les distributeurs de premier et de deuxième étage dirigent le débit des gaz de combustion.

❖ Les composants de la turbine

- **Stator de la turbine** La section avant de la coquille de la turbine forme le carter pour l'extrémité arrière des sections de refoulement du compresseur et de combustion. La section arrière de la coquille de la turbine forme le carter pour les distributeurs de premier et de deuxième étage et les flasques pour les rotors de la turbine de premier et de deuxième étage.



Fig.22 Stator de la turbine

- **Distributeur de premier étage** : L'ensemble distributeur de premier étage, est formé de partitions à profil aérodynamique entre un flasque de roue interne et un flasque de roue externe. L'ensemble distributeur est divisé en segments, qui sont fixés dans un ensemble anneau de retenue bien fermé dans la coquille de la turbine par des attaches.



Fig. I.17 Distributeur de premier étage

- **Distributeur et diaphragme de deuxième étage :** L'ensemble distributeur et diaphragme de deuxième étage est positionné entre les roues de la turbine du premier et du deuxième étage. L'ensemble a des partitions creuses à profil aérodynamique entre un flasque de roue interne et un flasque de roue externe qui dirigent le débit du gaz dans les augets de la turbine du deuxième étage. L'ensemble distributeur est divisé en segments, qui sont placés et fixés dans des assemblages à rainure et languette dans les flasques du stator de la turbine du premier et du deuxième étage.



Fig. I.18 Distributeur et diaphragme de deuxième étage

Présentation du procédé de la centrale électrique

- **Ensemble rotor de la turbine** L'ensemble rotor de la turbine est formé de la zone turbine-à-compresseur de l'entretoise et des roues et augets de la turbine du premier et du deuxième étage. Les roues de la turbine sont forgées en alliage d'acier. La roue du deuxième étage est forgée avec un faux arbre sur lequel la surface de la portée d'arbre et la surface d'étanchéité sont usinées en vue du palier et de sont joint étanche à l'huile. A l'extrémité du faux arbre, il y a une bride qui fait le lien entre l'arbre et le dispositif entraîné.



Fig. I.19 Ensemble rotor de la turbine

- **Aubes de la turbine** Les augets de la turbine sont montés dans les roues en forme de queue d'aronde axiale à pied en sapin. Les augets ont des plaques – couvercle intégrales et des goupilles de fixation axiales et radiales réduisent les fuites entre étages. La conception de l'auget à longue tige permet l'égalisation des contraintes et réduit la température de la queue d'aronde.



Fig. I.20 Aubes de la turbine

I.2.4. cycle Brayton

Le cycle thermodynamique d'une turbine à gaz est connu en tant que cycle Brayton. La **Fig. 27** montre le diagramme d'une turbine à gaz (dans ce cas spécifique, une turbine MS 5001 à un seul arbre). Ce diagramme est utile pour comprendre plus facilement la signification du cycle thermodynamique.

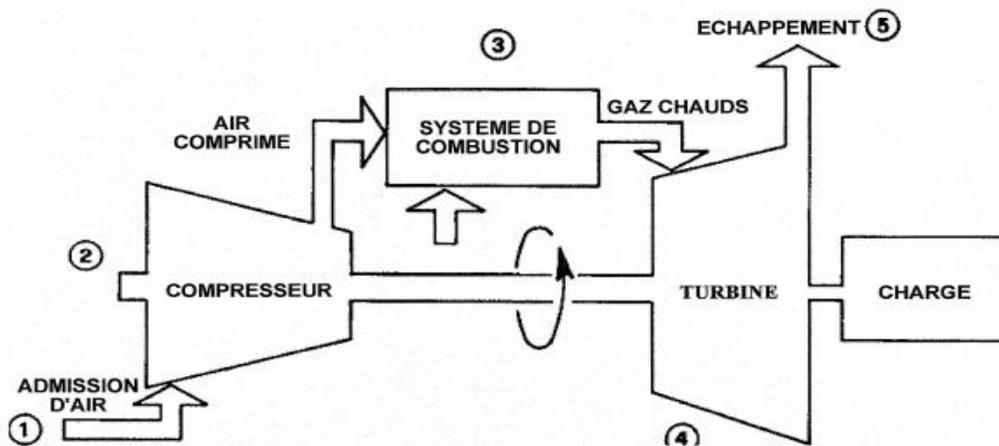


Fig. I.21 Diagramme de fonctionnement de la turbine à gaz

L'air entre dans le compresseur au point (1), qui représente les conditions de l'air atmosphérique. Ces conditions sont classées selon des valeurs de pression, température et humidité relative.

CONDITIONS

Température ambiante (°C)	15
Pression ambiante (mbar)	1013
Humidité relative(%)	60

L'air est comprimé à l'intérieur du compresseur et sort dans la condition indiquée au point (2). Pendant la transformation de (1) à (2), aucune chaleur n'est transférée à l'air mais la température de l'air augmente, en raison de la compression poly tropique, jusqu'à une valeur qui change en fonction du modèle de la turbine à gaz et de la température ambiante.

Présentation du procédé de la centrale électrique

Après avoir traversé le compresseur, l'air entre dans la section de combustion, pratiquement dans les mêmes conditions de pression et de température qu'au point (2) (excepté les pertes subies sur le chemin entre le refoulement du compresseur et l'admission à la chambre de combustion, qui s'élèvent à environ 3 à 4 % de la valeur absolue de la pression de refoulement). Le combustible est injecté dans la chambre de combustion par l'intermédiaire d'un brûleur, et la combustion a lieu à une pression pratiquement constante.

La transformation entre les points (2) et (3) ne représente pas seulement la combustion. En effet, la température du processus réel de combustion, qui a lieu dans des conditions pratiquement stœchiométriques, atteint localement, dans la zone de combustion à côté du brûleur, des valeurs (d'environ 2000 °C), qui sont trop hautes pour la résistance des matériaux en aval.

Par conséquent, la température finale de la transformation du point (3), est inférieure, car c'est le résultat du mélange des gaz de combustion primaire avec l'air de refroidissement et de dilution comme décrit précédemment.

La transformation suivante, entre les points (3) et (4), représente l'expansion des gaz à travers la section de la turbine, qui, comme mentionné auparavant, convertit l'énergie thermique et la pression, en énergie cinétique et, au moyen de la rotation de l'arbre, en travail utilisé pour la compression (interne, non utilisable) et travail utile externe, grâce à l'accouplement avec une machine conduite. Plus de 50% de l'énergie développée par la détente dans la turbine à gaz est nécessaire pour la compression par le compresseur axial. En aval de la section (4), des gaz sont évacués dans l'atmosphère.

La représentation thermodynamique des événements décrits jusqu'ici est évidente dans la figure. I.22 (diagrammes de pression - volume P-V et température - entropie T-S).

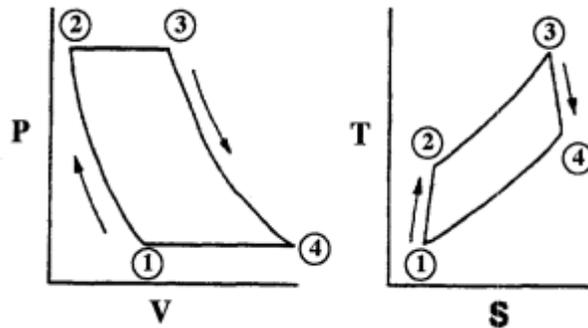


Fig. I.22 Cycle De Brayton

Dans le cycle illustré dans la figure ci-dessus, les 4 points correspondent aux mêmes points décrits ci-dessus. En particulier, veuillez noter la compression et les transformations d'expansion, évidemment, celles-ci ne sont pas isentropiques.

A cet égard, veuillez vous rappeler que :

Présentation du procédé de la centrale électrique

Le travail de compression spécifique W_c , de (1) à (2), est exprimé avec une grande approximation par l'équation suivante :

$$W_c = C_{p_m} (T_2 - T_1) \quad (\text{kJ/kg air d'admission}) \dots\dots\dots(I.1)$$

Le travail d'expansion spécifique W_t , de (3) à (4), est exprimé par :

$$W_t = C_{p_m} (T_3 - T_4) \quad (\text{kJ/kg gaz}) \dots\dots\dots(I.2)$$

La chaleur Q_1 , fournie à la chambre de combustion à partir de (2) à (3), est exprimée par:

$$Q_1 = C_{p_m} (T_3 - T_2) \quad (\text{kJ/kg gaz}) \dots\dots\dots(I.3)$$

Le cycle de la turbine à gaz "se ferme" idéalement avec la transformation de (4) à (1), qui correspond au refroidissement des gaz d'échappement, en éliminant la chaleur Q_2 dans l'atmosphère, comme si ces derniers étaient un réfrigérant aux possibilités infinies. L'équation thermodynamique qui décrit le refroidissement des gaz d'échappement est la suivante :

$$Q_2 = C_{p_m} (T_4 - T_1) \quad (\text{kJ/kg gaz.}) \dots\dots\dots(I.4)$$

Les diverses valeurs pour le C_{p_m} , exprimées par les rapports précédents, représentent la chaleur spécifique moyenne à une pression constante entre les valeurs extrêmes de la température dans l'intervalle examiné.

Pour une évaluation plus rigoureuse, il faut recourir au calcul intégral. Une fois que Q_1 , Q_2 , W_c et W_t , sont connus, on peut obtenir les valeurs pour les paramètres significatifs suivants :

Rendement thermodynamique

$$\eta = (Q_1 - Q_2)/Q_1 \dots\dots\dots(I.5)$$

Cette équation nous indique que, par rapport à la chaleur Q_1 , présentée dans la chambre de combustion par le combustible, le rendement augmentera alors que la chaleur Q_2 , "dissipée" dans l'atmosphère diminue.

Travail utile fourni à la machine conduite

$$W_u = G_{\text{gaz}} W_t - G_{\text{air}} W_c \dots\dots\dots(I.6)$$

Dans la dernière équation, G_{gaz} et G_{air} représentent respectivement les débits massiques des gaz d'admission à la turbine et l'air d'admission au compresseur nécessaires pour passer des valeurs spécifiques à des valeurs globales.

Jusqu'ici, toutes les descriptions et exemples se rapportent à une turbine à un seul arbre telle que la MS 5001. En effet, dans le diagramme illustré dans la **fig. I.21**, la section de la turbine entière est reliée mécaniquement au compresseur axial.

Présentation du procédé de la centrale électrique

I.3. Circuit fuel gaz

Le gaz alimentant les turbines est un mélange de gaz local de l'unité déshydratation et de gaz sec GR1/2 de Hassi Messaoud.

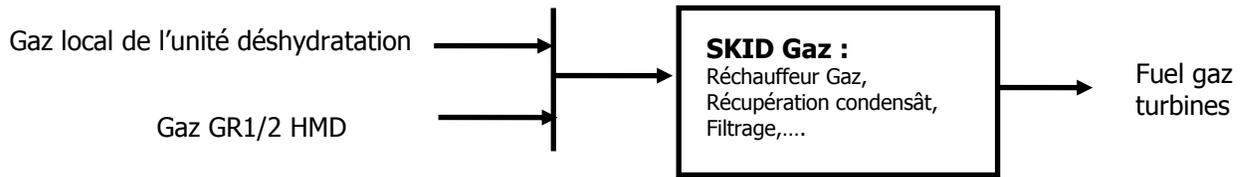


Fig. I.23 Circuit fuel gaz

Afin de respecter les spécifications du constructeur GE, le gaz est réchauffé à une température de 90 degré C, traverse un ballon de séparation pour récupérer le condensât et puis filtré pour être envoyé aux turbines comme fuel gaz.

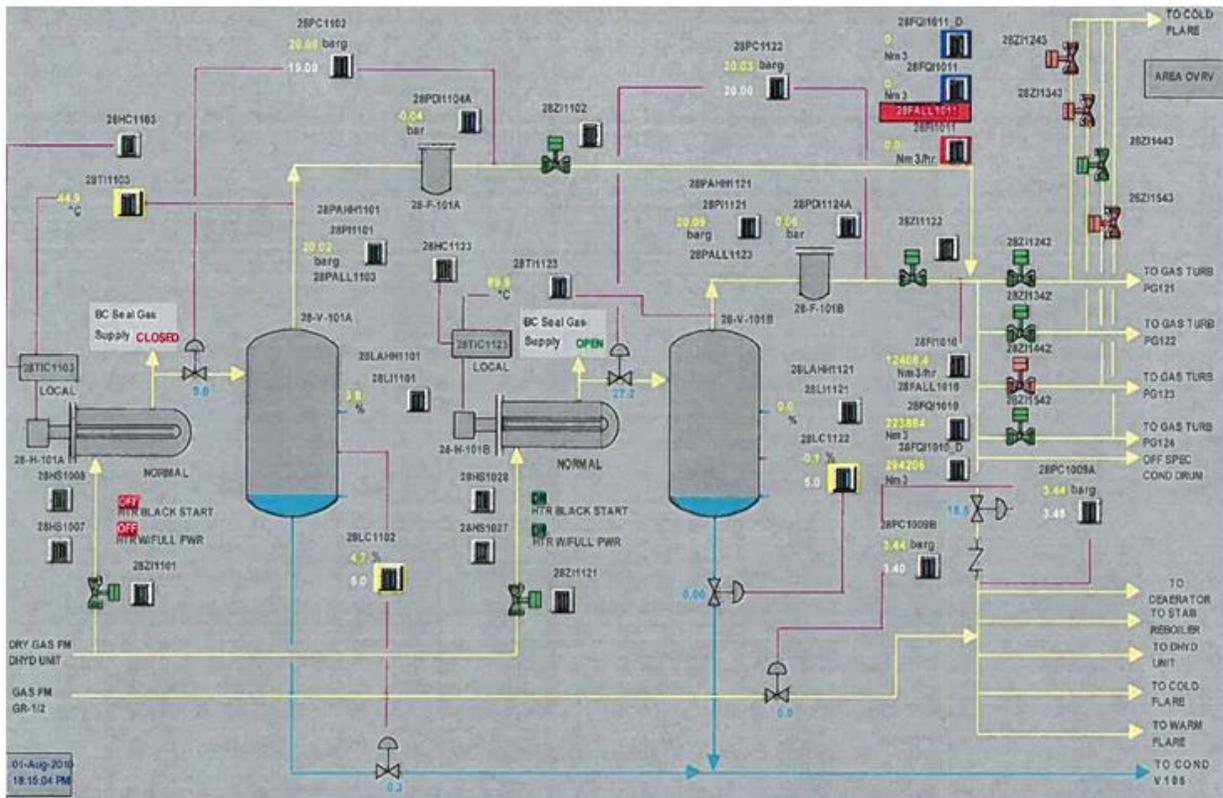


Fig. I.24 SKID Gaz

Présentation du procédé de la centrale électrique

I.4. Composition molaires et propriétés physico-chimiques du fuel gaz des turbines

Des échantillons de gaz ont été analysés par chromatographie en phase gazeuse conformément à la norme NFX 20-501 par le personnel du CRD Boumerdes.

Les propriétés physico-chimiques en l'occurrence la masse molaire, le facteur de compressibilité, la densité réelle relative, la masse volumique, les pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur ainsi que l'indice de Wobbe supérieur, ont été calculées selon la norme ISO 6976 (voire Annexe I).

Constituants	% Molaire
Azote	0.94
Dioxyde de carbone	2.23
Méthane	85.46
Ethane	9.60
Propane	1.49
i-Butane	0.09
n-Butane	0.14
i-Pentane	0.03
n-Pentane	0.02
Total	100
Propriétés physico-chimiques	
MM (g /mole)	18.76
Facteur de compressibilité	0.9974
PCS (Kcal /m ³)	9655.7
PCI (Kcal /m ³)	8723.4
Densité (P/R air)	0.6461
Masse volumique (Kg /m ³)	0.7917
Indice de Wobbe supérieur (Kcal /m ³)	12012.7

Tab. I.1 Composition molaires et propriétés physico-chimiques du fuel gaz des turbines.

Présentation du procédé de la centrale électrique

Le circuit fuel gaz des turbines est un circuit relativement simple et standard. Le gaz passe par la vanne GE SRV (speed ratio valve) et GCV (gaz control valve) pour être directement brûlé dans les chambres de combustion; ceci présente certaines insuffisances. permuter ;

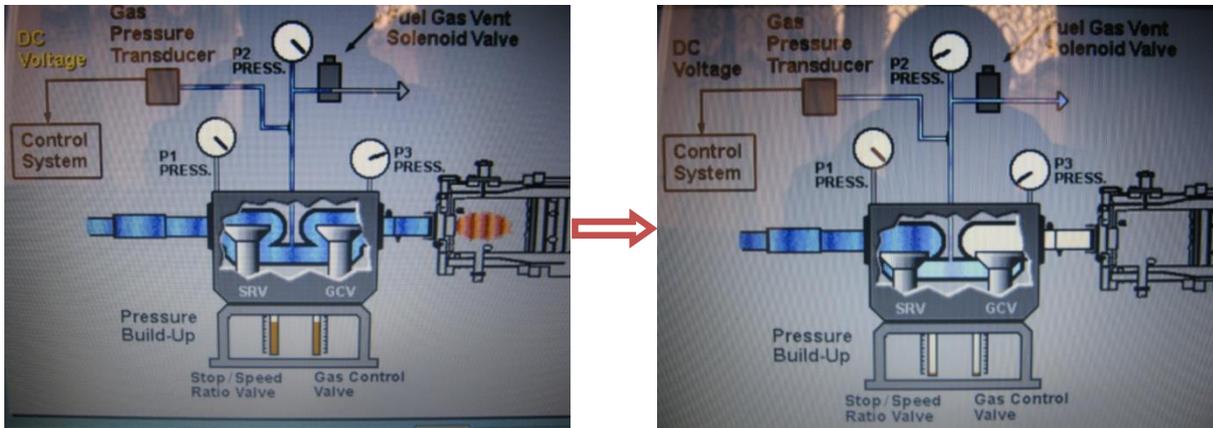


Fig. I.25 Circuit combustible existant (simple et standard)

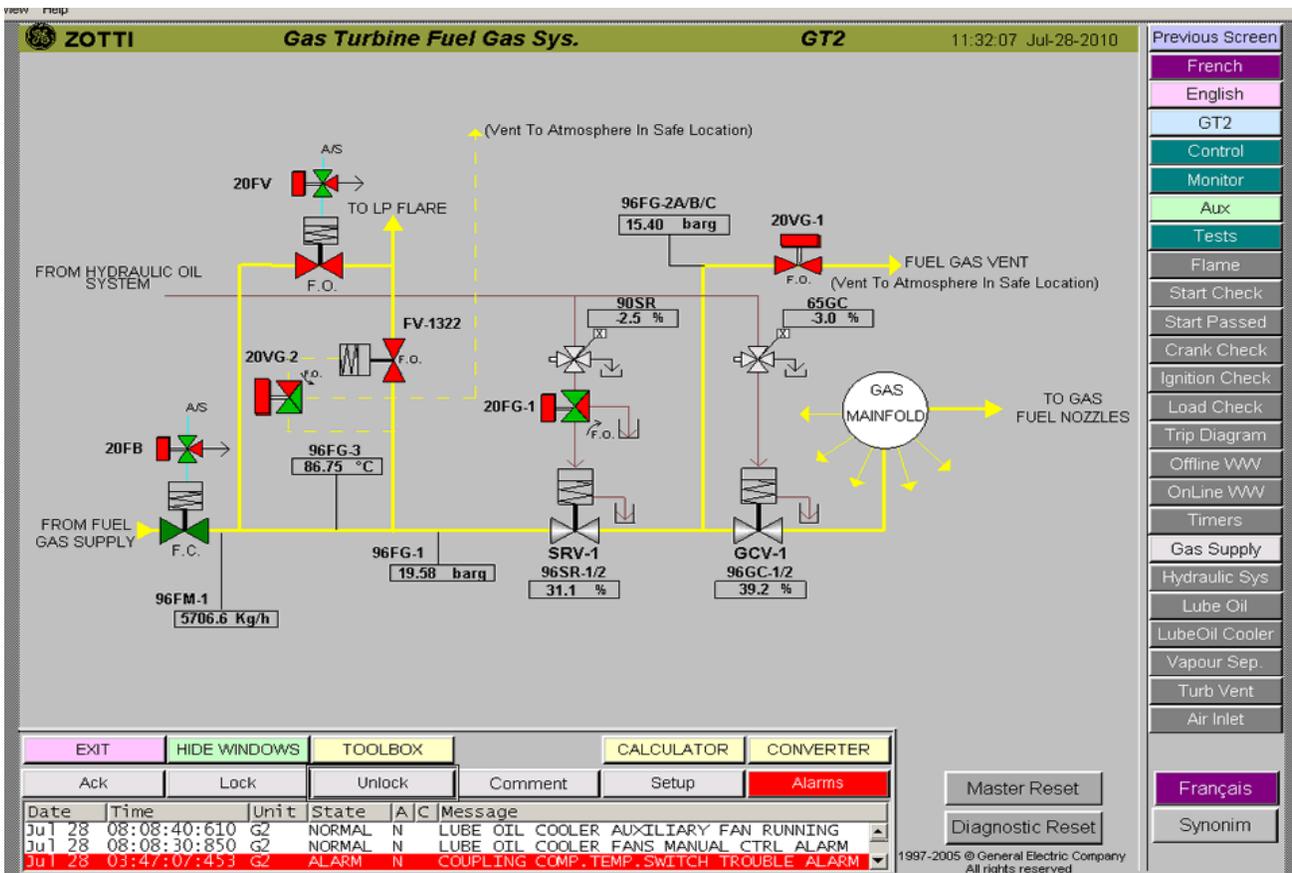


Fig. I.27 Circuit fuel gaz d'une turbine

Présentation du procédé de la centrale électrique

I.5. Insuffisances du circuit fuel gaz actuel

I.5.1. Emissions Excessives des NOx

Les turbines émettent 312 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ du gaz NO_2 à 15% O_2 en base laod (pleine charge); un taux excessif par rapport à la réglementation algérienne relative à la protection de l'environnement « *décret exécutif n° 06-02 du 07/01/2006 définissant les valeurs limites, les seuils d'alerte et les objectifs de qualité de l'air en cas de pollution atmosphérique* » (voire Annexe IIV)

Substance	Objectif de qualité de l'air ($\mu\text{g}/\text{Nm}^3$)	Valeur limite ($\mu\text{g}/\text{Nm}^3$)	Seuil d'information ($\mu\text{g}/\text{Nm}^3$)	Seuil d'alerte ($\mu\text{g}/\text{Nm}^3$)
Dioxyde d'azote	135	200 A ne pas dépasser pendant plus de 175h dans l'année	400	600

Tab. I.2 réglementations algériennes sur la qualité de l'air

•NB : Pour le dosage des NOx à l'échappement des turbines, nous avons contacté plusieurs centres (CRD Boumerdes, CRAPC Centre de recherche scientifique et technique en analyses physico-chimiques de Bab Ezouar ,le laboratoire des matériaux minéraux et composites de l'université de Boumerdes , l'école polytechnique d'El Harrach) mais en vain car ces centres ne possèdent pas les équipements spécifiques pour effectuer cette opération.

Alors, nous avons obtenu ces résultats à travers le fournisseur GE en leur communiquant toutes les données et informations nécessaires (caractéristiques fuel gaz, spécifications des turbines, paramètres de fonctionnement).

I.5.1.1. Impacts des émissions NOx

a)- Impacts sur l'environnement

Les NOx sont des gaz polluants qui peuvent notamment avoir des impacts en termes d'effets de serre, d'acidification de l'air, des pluies et des eaux et d'eutrophisation des sols.

Présentation du procédé de la centrale électrique

Comme tous les composés organiques volatiles COV, sous l'effet de rayonnement du soleil, les NOx favorisent la formation d'ozone dans les basses couches de l'atmosphère.

b)- Impacts sur la santé

Les NOx sont des gaz irritants qui pénètrent dans les ramifications les plus fines des voies respiratoires. Chez les personnes sensibles, ils peuvent provoquer des difficultés respiratoires, une hyperréactivité bronchique, et chez l'enfant ils favorisent l'accroissement de la sensibilité des bronches aux infections.

Le dioxyde d'azote est le polluant le plus nocif pour la santé humaine.

Pour ces différentes raisons, L'OMS (Organisation mondiale de la Santé) recommande de ne pas dépasser :

- **400** microgrammes/m³ de moyenne sur 1 heure
- **150** microgrammes/m³ de moyenne horaire sur 24 heures.

A titre d'exemple, la France a tracé un objectif prévu pour 2010 pour une réduction de 30% des émissions par rapport au niveau de 1990. « Directive 2001/81 du 23 octobre 2001 relative aux plafonds d'émission nationaux de certains polluants atmosphériques, JO du 27 novembre 2001.

Arrêté du 8 juillet 2003 portant approbation du programme national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (SO₂, NO_x, COV et NH₃), JO du 30 octobre 2003 »

I.5.2. Un niveau de bruit élevé

En Novembre 2007, le bureau VERITAS a mesuré le bruit dans le centre de Zotti avec un vent venant de l'ouest de 3m /s selon la norme ISO 10494.

Les résultats obtenus ont confirmé que le niveau du bruit en général est excessif dans le centre de Zotti.

A titre d'exemple, le bruit mesuré à 1 m de la cheminé d'échappement turbine varie entre 103 et 105 dB(A), alors que les spécifications exigent qu'il doit être inférieur à 85 dB (A).

Présentation du procédé de la centrale électrique

Résultats des mesures de bruit dans le centre Zotti :

Item	Equipement. No.	Description	dB (A)
1	51 – T – 101	Condensate Tank	81
2	51 – V – 103	Offspec Condensate Tank	72
3	49-V-101	Closed drain drum	87
4	50-T-101	Fire Water Tank	67
5	98-EH-10100	Power Plant Build	87
6	98-GCB-10000	MF Gas Comp Building	101
7	20-LCR-10003	Scraper Receivers	86
8	98-FWH-10000	Firewater Pump	72
9	98-IAH-10000	Instrument Air Compressor Shelter	76
10	98-GHB-10000	Guard House Area (Front gate)	83
11	98-ES-10000	Emergency Station	77
12	77-EG-111	Agency Diesel Generator	75
13	98-EH-10000	MF Substation	68
14	98-CLB-10000	Control room at plant side door	76
15		Switch Yard at north gate	80
16	30-Z-101	Cold Flare Stack	N/a
17	31-Z-102	Warm Flare Stack	N/a
18	30-V-101	Flare KO Drums	61
19	51-Y-101	Condensate Stabilizer	88
20	25-Y-101	Dehydration Unit	81
21	28-Y-101	Fuel Gas Conditioning	79
22		TG Lube Oil Coolers	71
23	77-EG-121	Emergency Diesel Generator	65
24		Slug Catchers	87
25	30-Y-101	Flare IG Panels	60
26	98-DWH-10000	Dilution Water	87
27	75-PG-121	Turbine Generator	87 at 1 m
28	75-PG-122	Turbine Generator	97 at Gauges
29	75-PG-123	Turbine Generator	83 at 3 m
30	75-PG-124	Turbine Generator	N/a
27a	75-PG-121	Generator Stack	108-0.5m Above tip
28a	75-PG-122	Generator Stack	109-0.5m Above tip
29a	75-PG-123	Generator Stack	89 – at base

MF Compresseurs

Item	Area	Description	dB (A)
1	MF 2	General Area	101
2	MF 1	General Area	100
3	GL 3	General Area	99
4	GL 2	General Area	96
5	GL 1	General Area	92
6	B 3	General Area	91
7	B 2	General Area	89
8	B 1	General Area	83

Présentation du procédé de la centrale électrique

Item	Equipement. No.	Description	dB (A)
1	Perimeter Fence	North West corner	82
2	Perimeter Fence	North	67
3	Perimeter Fence	North East corner	66
4	Perimeter Fence	East	70
5	Perimeter Fence	South east corner	73
6	Perimeter Fence	South	69
7	Perimeter Fence	South West corner	60
8	Perimeter Fence	West	74
9	CCR	Panel room (inside)	48
10	CCR	Front Steps	78
11	Road from main gate	West- East Crossroad Junction	82
12	Road from main gate	West- East Fire Water Tank Junction	70
13	Road from main gate	West- East Crossroad Junction Inst Air	74
14	Road	Instrument Air Compressor Shelter	81
15	Road Front – PGP	South	63
16	Road Front – PGP	North	66
17	Rear of PGP	Open ground close to PGP South	69
18	Rear of PGP	Open ground close to PGP North	74
19	MF Sub station	Open ground MF Sub. & MF Comp.	91

MF Compresseurs Building

Item	Area	Description	dB (A)
1	MF 2	General Area	100
2	MF 1	General Area	100
3	GL 3	General Area	92
4	GL 2	General Area	98
5	GL 1	General Area	102
6	B 3	General Area	100
7	B 2	General Area	96
8	B 1	General Area	N/a

MF Compresseurs Building (premier étage):

Item	Area	Description	dB (A)
1	First floor	Area of 1 st stage suction flow meters	104
2	First floor	Area of 1 st stage suction flow meters	101
3	First floor	Area of 1 st stage suction flow meters	102
4	Booster Compressors	Area of Venturi flow meter	111
5	Booster Compressors	Area of Venturi flow meter	114
6	Booster Compressors	Area of Venturi flow meter	111

Tab. I.3 Résultats des mesures du bruit dans le centre Zotti

Présentation du procédé de la centrale électrique

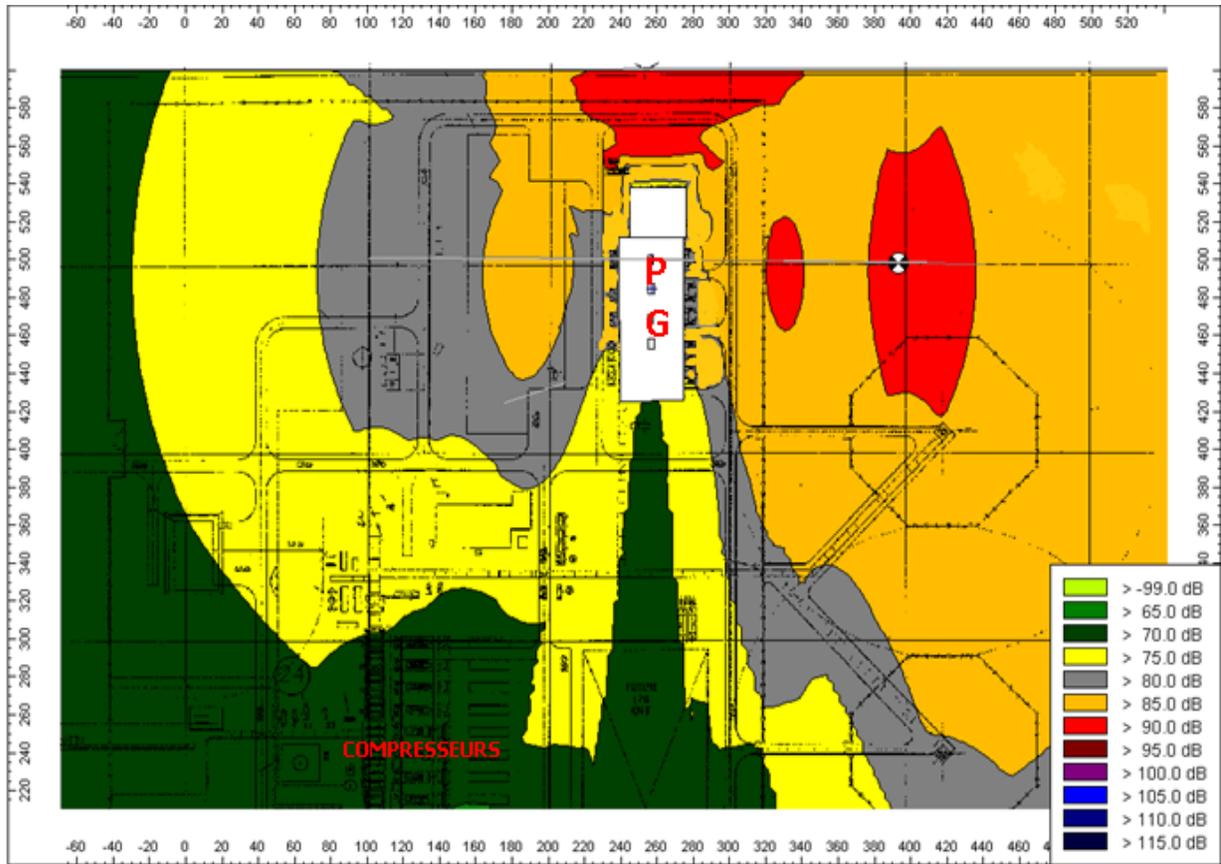


Fig. I.28 Cartographie de bruit du centre Zotti

I.5.3. Défauts de combustion

Le système fuel gaz actuel présente certains défauts de combustion :

- ✚ Flamme instable

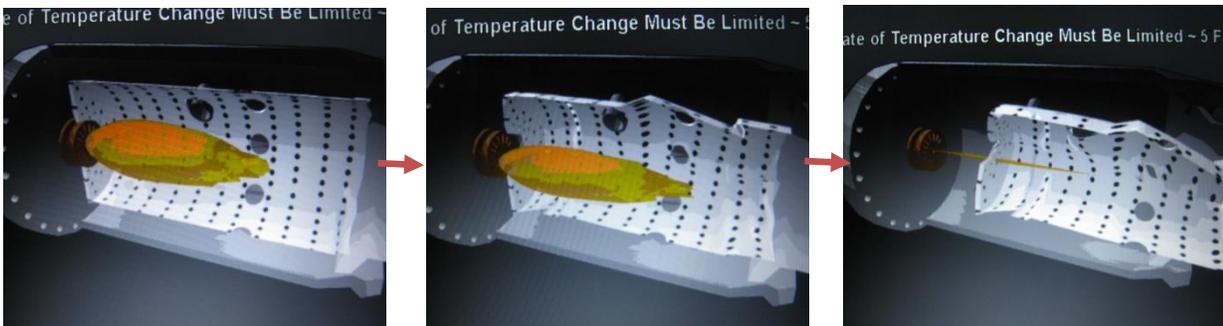


Fig. I.29 Flamme instable

Présentation du procédé de la centrale électrique

✚ Combustion incomplète

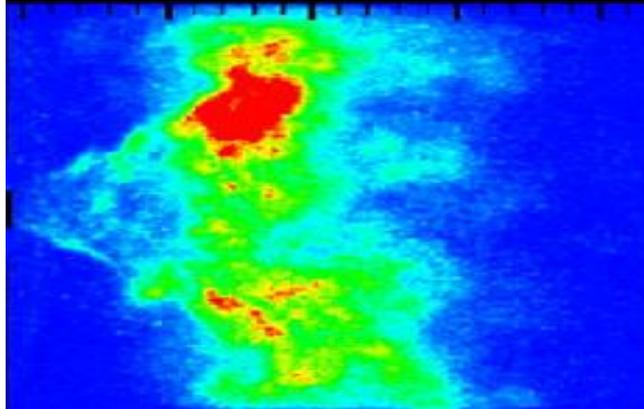


Fig. I.30 Combustion incomplète

✚ Perturbation de pression dans les chambres de combustion.

A savoir les caractéristiques (vitesse) d'une flamme stable sont :

- H₂ & Air : 320 Cm / Sec
- H₂ & O₂: 1000 Cm / Sec
- CH₄ & Air : 34 Cm / Sec
- Propane & Air : 39 Cm / Sec
- Propane & O₂ : 350 Cm / Sec

I.5.4. Rapport Air/Gaz non équilibré

Un rapport Air/Gaz non équilibré peut provoquer des endommagements des tubes à flamme (voir Fig. 36 & Tab. 5).

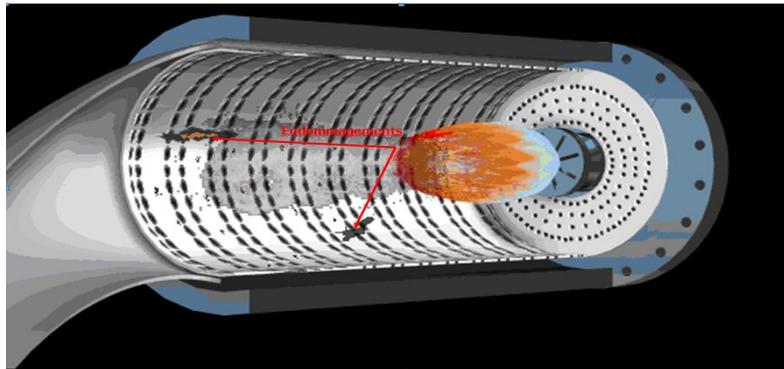


Fig. I.31 Tube à flamme endommagé

Présentation du procédé de la centrale électrique

Équipements	Quantité	Coût Euro €	Temps de livraison (Semaines)
Tubes à flamme : Liner 1 Liner 2 Liner 3 Liner 4 Liner 5	2 1 1 4 2	11166,09 11166,09 11166,09 11166,09 11166,09	05 05 05 05 05
Pièce de transition	10	13529,9	04



Tab. I.4 Equipements vulnérables suite à un rapport Air/Gaz non équilibré

I.5.5. Arrêts provoqués par mauvaise combustion

La machine s'arrête automatiquement lorsque le système de contrôle détecte un déséquilibre de température à l'échappement.

Systeme de controle MK VI

I. Systeme de controle MK VI

II.1. Evolution technologique des systemes de controle Speedtronic

La societe GE (generale electrique) est entrain de developper les systemes de controle des turbines Speedtronic; elle a commence par le MARK I en 1966. Ce systeme etait base sur le reliage.

En 1973 le MARK II a fait son apparition, systeme base sur la logique cablee.

La technologie des micros processeurs, la redondance ainsi que la philosophie de voting 2/3 a commence en 1991 dans les systemes Mark IV.

Dans les systemes MARK V GE, la technologie SIFT (*Softwar Implemented Fault Tolerance*) a cree afin de minimise les arrets de la machine provoquer par defaut instrumentation.

Et par la suite le MARK VI, MARK VIe (*enhanced*) et MARK VIeS (*Safety*).

Le MARK VIeS est la derniere generation des systemes Speedtronic d'ou les capteurs de gaz sont relativement incorpores dans les boucles de controle Speedtronic. L'objectif de cette evolution c'est d'avoir un diagnostique rapide efficace et d'augmenter la disponibilite des machines.



Fig. II.1 Le systeme MARK VI

Historique des systèmes Speedtronic

	Mark I	Mark II	Mark IV	Mark V	Mark VI	Mark VI e
Introduced	1966	1973	1982	1991	1997	2004
Shipments	850	2181	1080	3411	915	
Application	Gas Turbine	Gas Turbine	Gas Turbine	Gas / Steam	Turbine / BOP	Governor / BOP
Technology	Relays for Sequencing & Discrete Solid-state for Control	Discrete Solid-state for Sequencing. IC's & Microprocessor for Control	Complete Microprocessor Based. 8086/80286. Proprietary Backplane	Distributed Processors 186/196. Proprietary Backplane	Upgradable CPUs. VME Backplane. Distributed Controllers	Upgradable CPUs. cPCI Backplane. Networked I/O. Local/Remote
Redundancy	Single	Single	Single / Triple	Single / Triple	Single / Triple	Single / Dual / Triple
Operator Interface	Meters, PBs, Switches, Relay Annunciator	Meters, PBs, Switches, Solid-state Annunciator	Black & White Monitor with Membrane PBs	PC. Initially Proprietary. Later Windows, Cimplicity	Windows PC with Cimplicity GUI	Windows PC with Cimplicity GUI
Third Party Interface	Hardwired	Hardwired	Serial & Proprietary	Modbus & Ethernet TCP-IP GSM	Modbus, Ethernet GSM, OPC, DNP 3.0	Modbus, Ethernet GSM, OPC, DNP 3.0
Networks	NA	NA	NA	Arcnet	10MB Ethernet, Peer-to-Peer Communications	100MB Ethernet, Peer-to-Peer Communications
Maintenance Interface	Analog Cablibration, Pots, Timers	Analog Cablibration, Pots, Timers	Software Calibration	Software Calibration	Software Calibration, Windows Based	Software Calibration, Windows Based

Tab. II.1 Historique des systèmes Speedtronic

II.2. La philosophie des systèmes de contrôle Speedtronic Mark VI

La régulation de la turbine à gaz se fait par des fonctions de commande de démarrage, d'accélération, de vitesse, de température, d'arrêt et de régulation manuelle illustrées en Fig. II.2 Des capteurs surveillent la vitesse de la turbine, la température d'échappement, la pression de refoulement du compresseur et d'autres paramètres pour déterminer les conditions d'exploitation de l'unité. Lorsqu'il est nécessaire de modifier les conditions de fonctionnement de la turbine en raison de changements dans les conditions de charge ou d'environnement, la régulation module le débit de la combustible destination de la turbine gaz. Ainsi, si la température d'échappement tend dépasser sa valeur admissible pour une condition de fonctionnement donnée, le système de régulation de température réduit le combustible envoyé vers la turbine et, par conséquent, limite la température d'échappement.

Les conditions de fonctionnement de la turbine sont détectées et utilisées en tant que signaux de rétroaction vers le système de régulation SPEEDTRONIC. Il y a trois boucles de régulation principales : démarrage, vitesse et température, qui peuvent assurer le contrôle durant le fonctionnement de la turbine. La sortie de ces boucles de régulation est connectée à un portillon électronique à valeur minimale comme représenté en Fig. II.2 Les modes de régulation secondaires de l'accélération, du FSR manuel et de l'arrêt fonctionnent d'une manière similaire.

La référence de course de combustible (FSR) est le signal de commande pour le débit de combustible. Le portillon de sélection à valeur minimale connecte les signaux de sortie des six

Systeme de controle MK VI

modes de regulation vers le controleur de FST; la sortie FSR la plus basse des six boucles de regulation est autorisee a traverser le portillon vers le systeme de regulation de combustible en tant que FSR de controle.

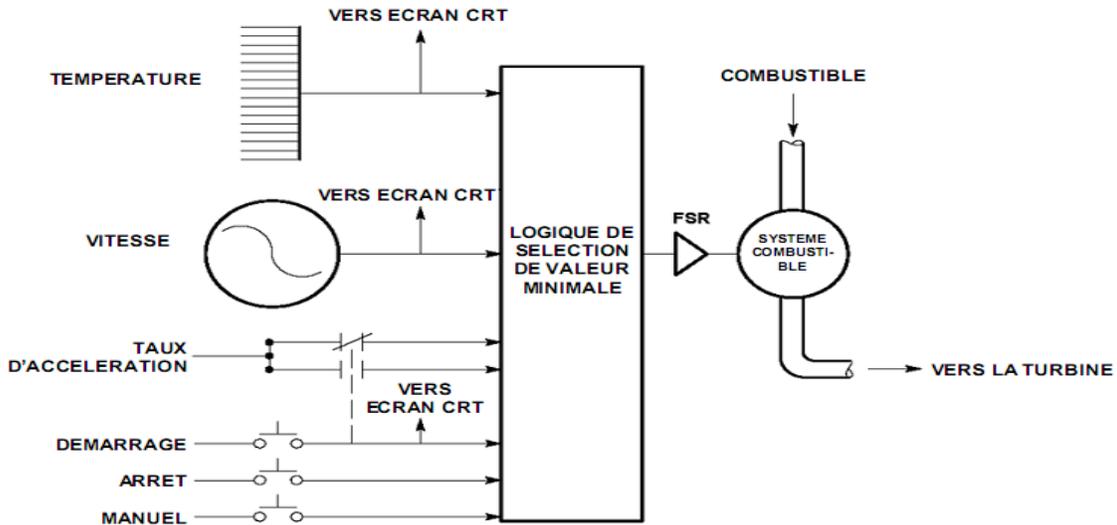


Fig. II.2 le controle simplifie schematique de MARK VI

II.3. panneau de commande [8]

Le Speedtronic MARK VI est un systeme destine pour le controle des turbines GE, se presente sous forme de deux types :

- Type 1 : **TMR**, *Triple Module Redondance*, constitue par trois racks identiques R, S & T. voir (Fig. II.7)
- Type 2 : **Simplexe**, est un systeme a un seul rack (utilise dans des turbines de type Aero derivees).

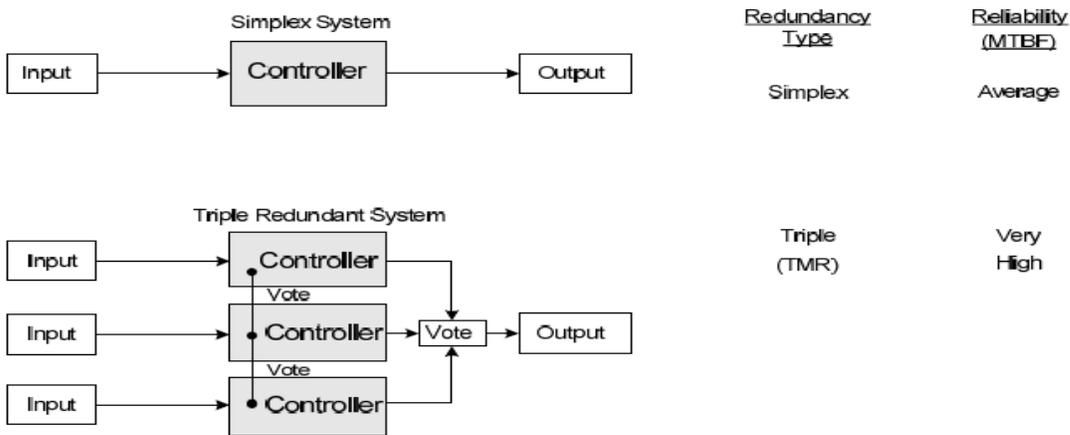


Fig. II.3 types de systeme MARK VI

Systeme de controle MK VI

II.3.1. Architecture MARK VI

L'armoire des controleurs MARK VI est constituee par trois racks, chaque rack contient 21 slots :

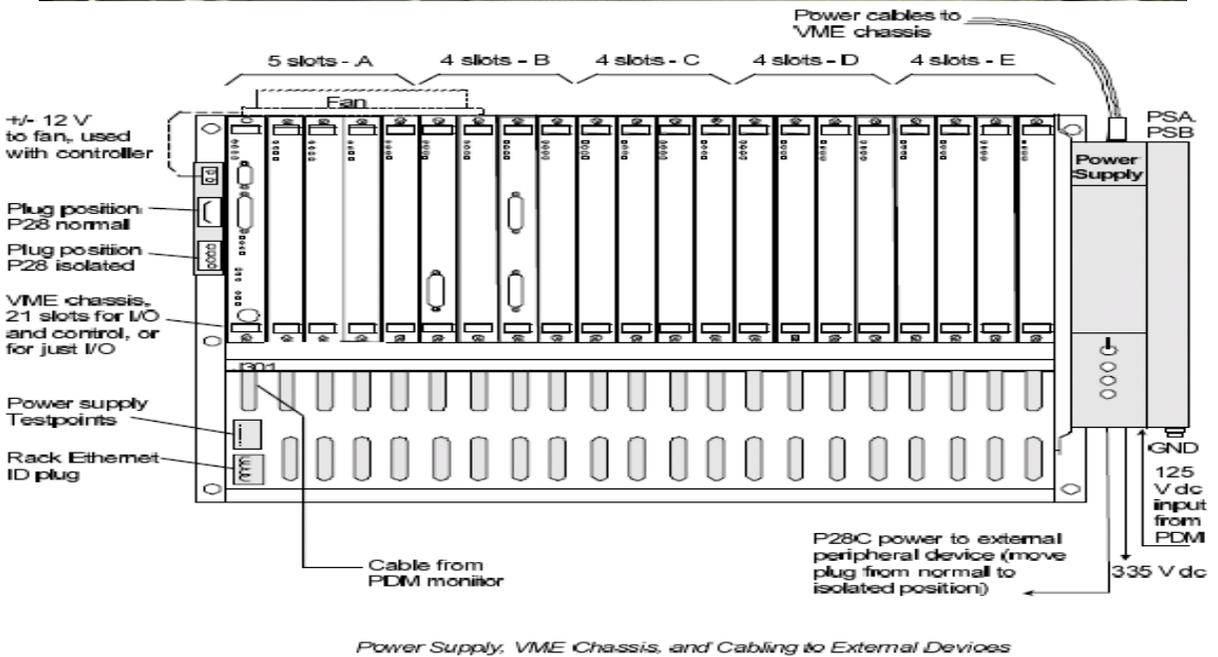
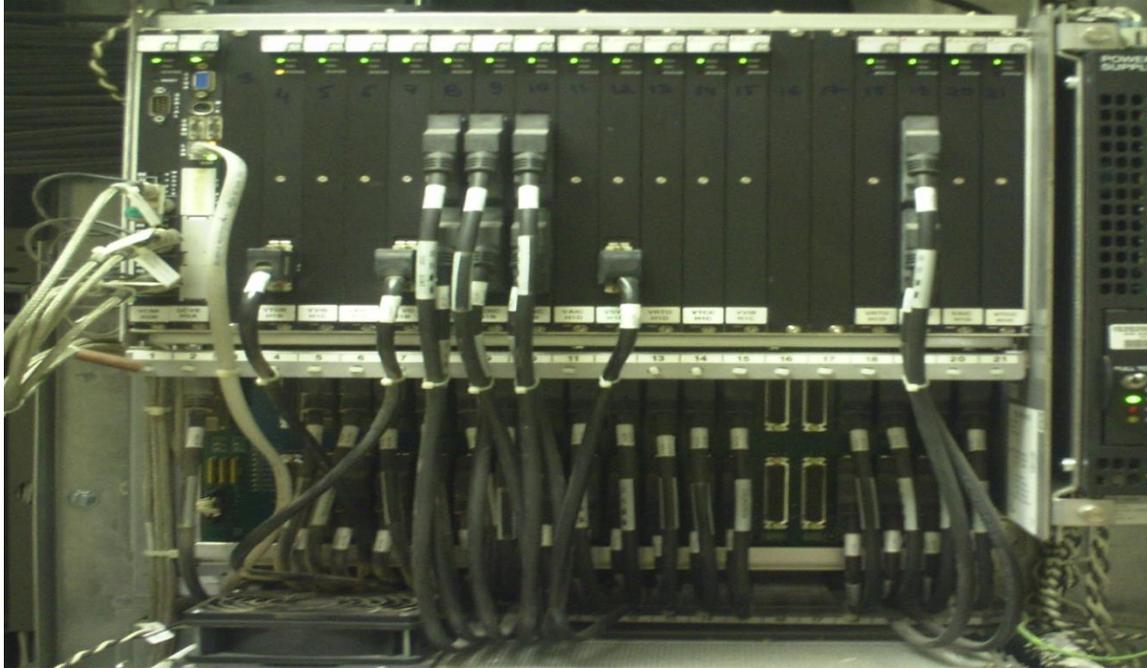


Fig. II.4 Rack "R" MARK VI

Systeme de controle MK VI

Ces trois controleurs « R », « S » & « T », communiquent entre eux avec un 4^{eme} module appele rack « P » (technologie SIFT : *Software Implémented Fault Tolérance*) pour l'élimination de maximum de declenchement causes par defaut instrumentation qui contient à son tour 3 cartes redondantes « X », « Y » & « Z ». Ce dernier protege la turbine contre les survitesses et assure la synchro check K25A voir (Fig. II.5-II.6).

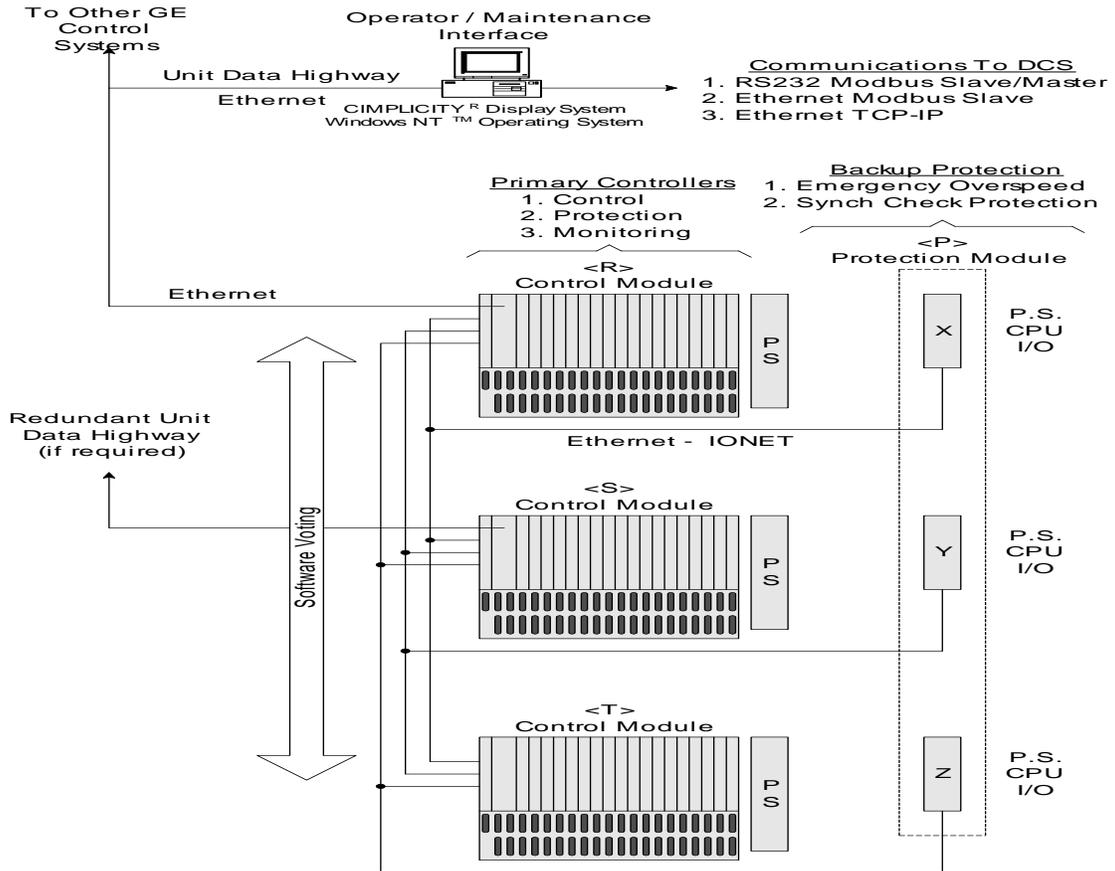


Fig. II.5 Technologie SIFT

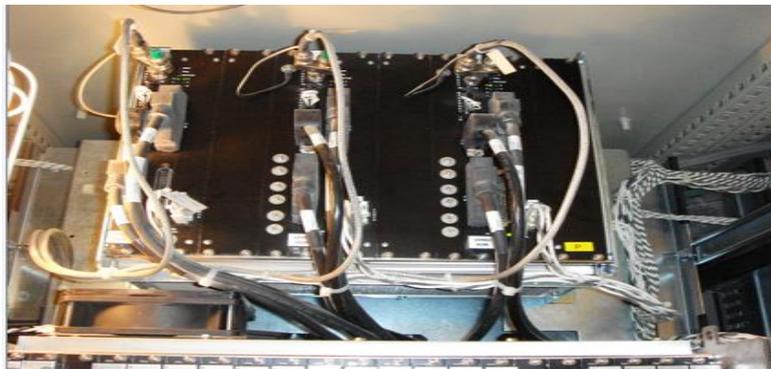


Fig. II.6 Protecteur P

Systeme de controle MK VI

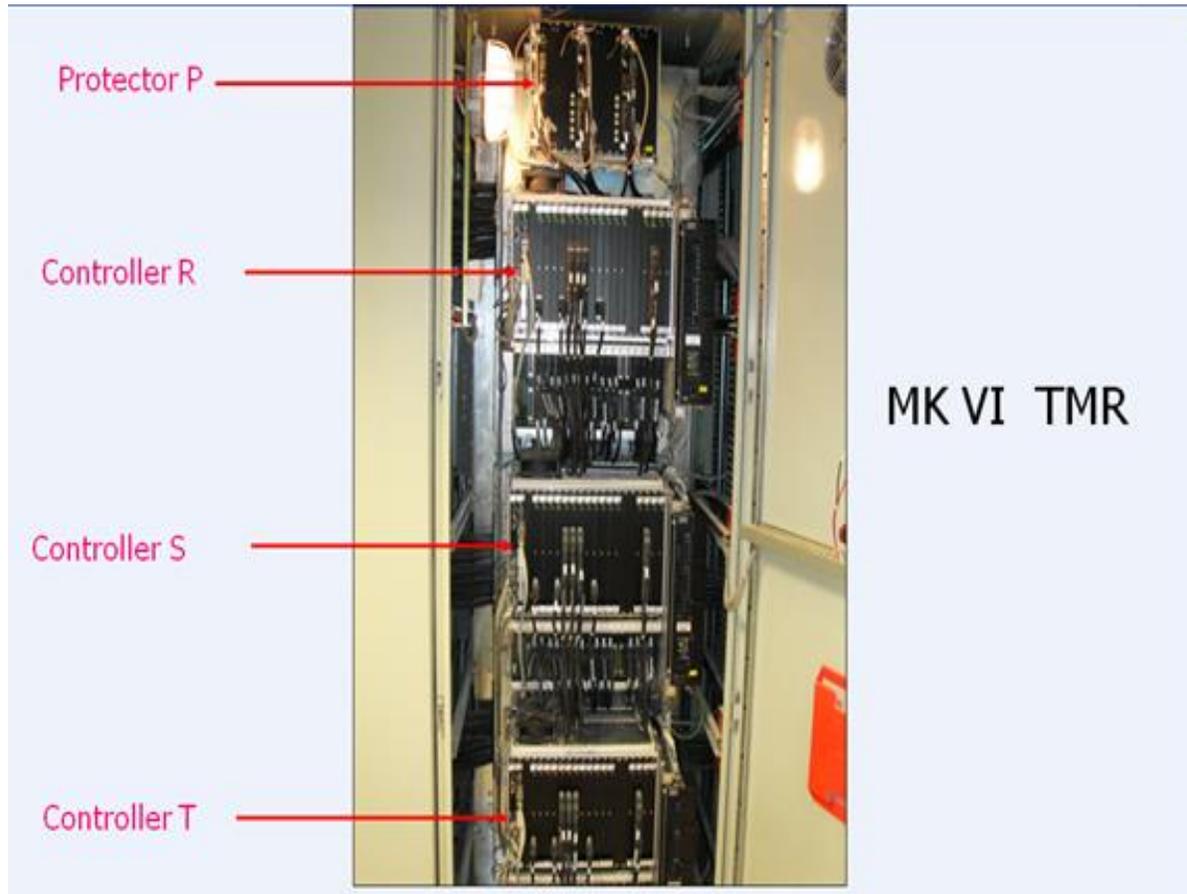


Fig. II.7 MARK VI TMR

Le panneau MARK VI est constitué d'une armoire HIOS (*High Input Output Signal*) pour le traitement des signaux (TOR Toute Ou Rien, limite Switch, pressostat, thermostat, commande électrovanne, commande d'un moteur,...).voir (Fig. II.8).

Toutes les signaux analogiques (vibration vitesse, température, pression, débit,...) sont connecté à l'armoire LIOS (*Low Input Output Signal*) voir (Fig. II.9).

Systeme de controle MK VI

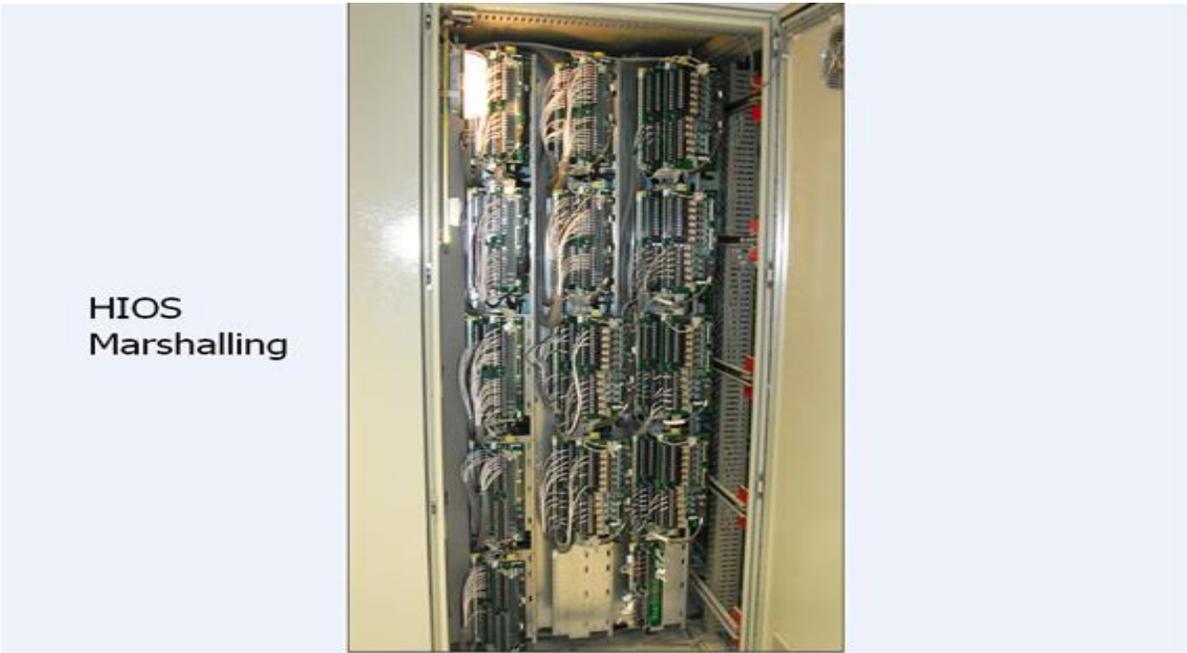


Fig. II.8. Armoire HIOS



Fig. II.9. Armoire LIOS

Systeme de controle MK VI

II.4. General Software Description

II.4.1. MARK VI software

L'installation de système de contrôle MARK VI nécessite les logiciels suivants :

- CIMplicity 5.5 avec SP 3.
- Toolbox.
- M6b file

Remarque : nous avons pu installer dans nos laptop personnel CIMplicity 5.5 avec SP3, Toolbox version V11.03.24C et certaines applications m6b files.
Nous avons pu aussi installer les séquences de DLN selon les procédures GE MARKVI (création des pins, création des blocs et des macros, création des alarmes, configuration des constantes, mis a jour des CIMplicity, validation build download...).

- A s'avoir que le MARK VI utilise le langage ladder

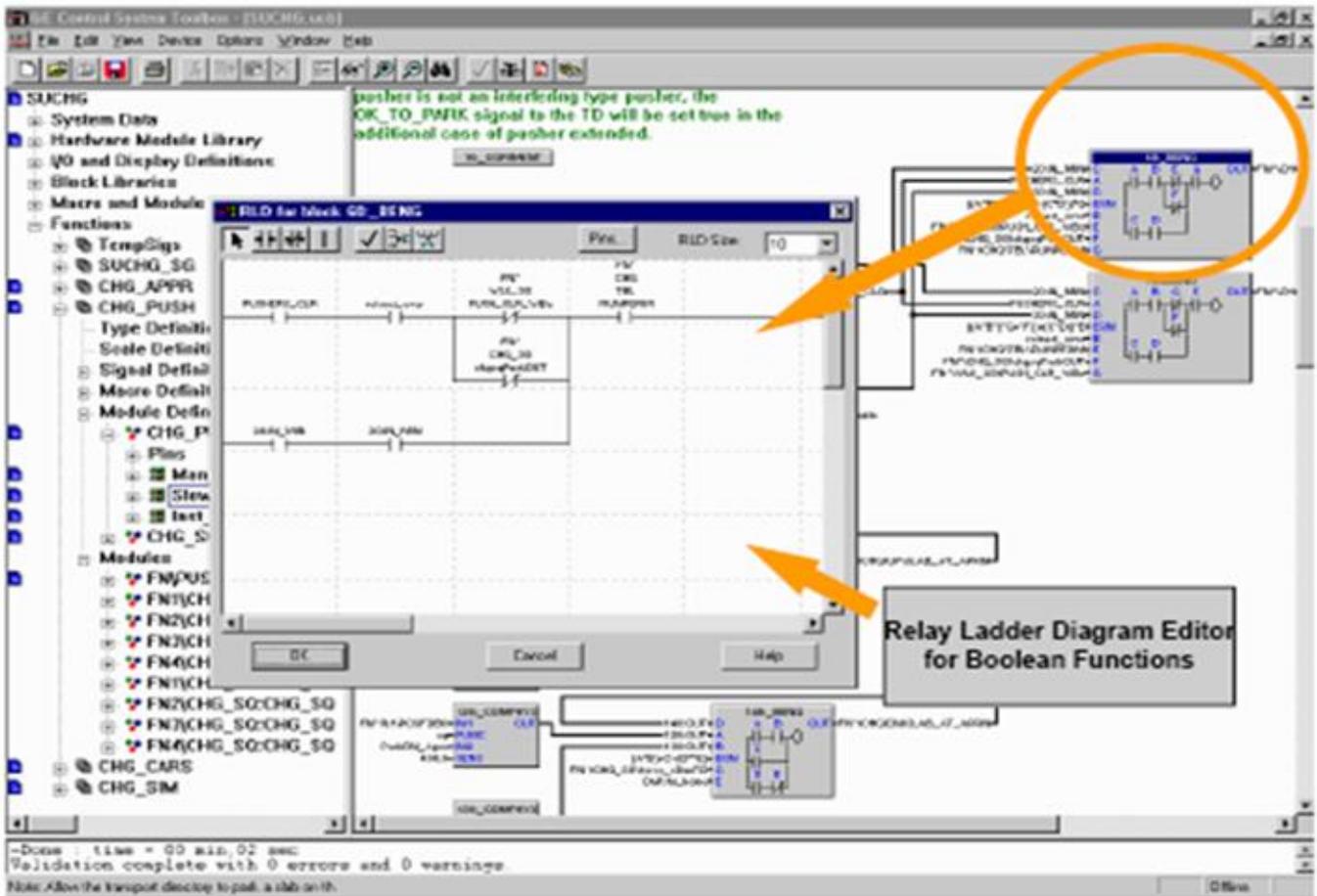


Fig. II.10 MARK VI Language Ladder

Système de contrôle MK VI

II.4.1.1. Interface Opérateur « HMI »

L'unité centrale de HMI est un Pentium 4 qui contient un port série, 04 ports Ethernet et un port parallèle pour l'imprimante.

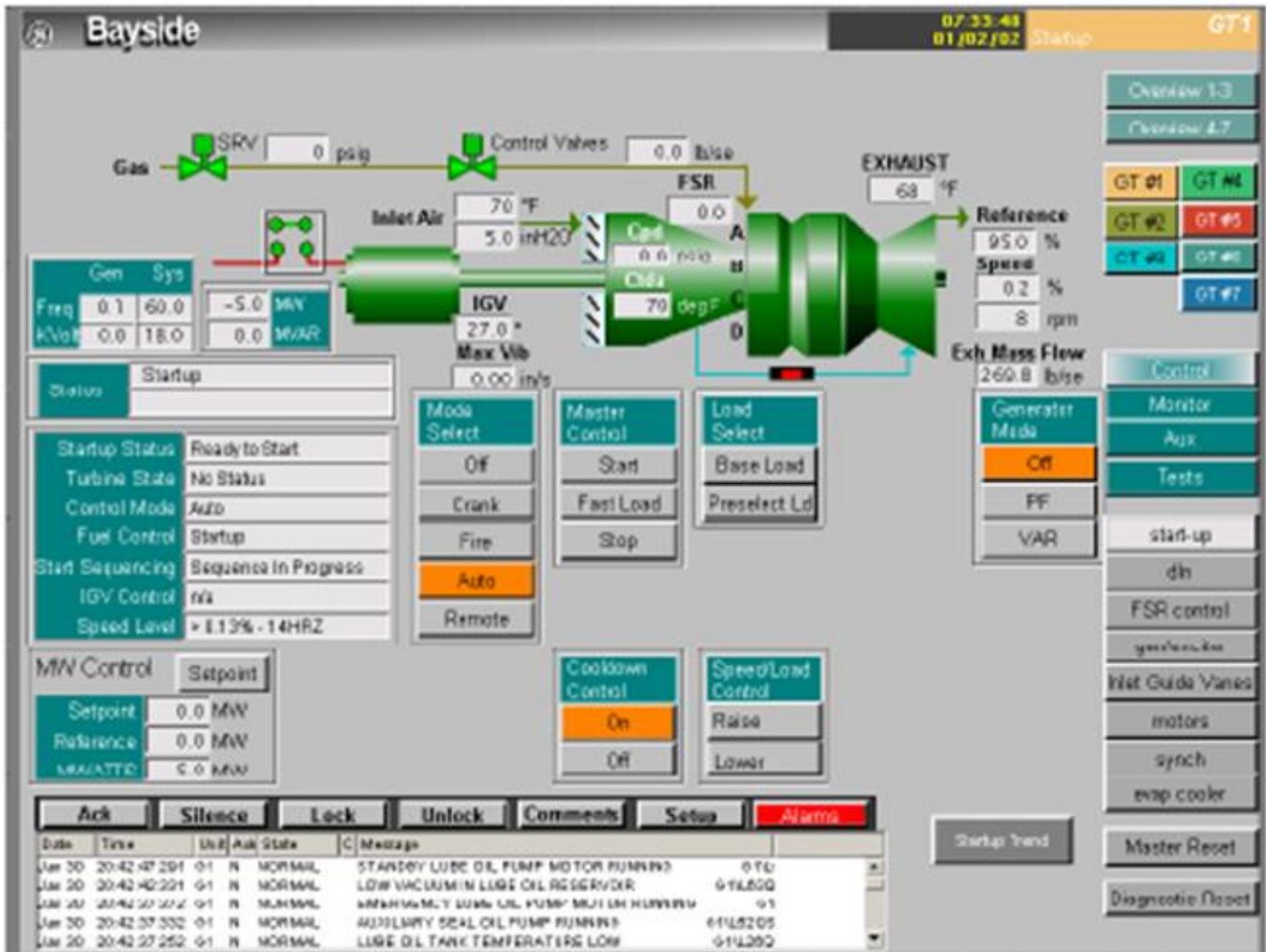


Fig. II.11 Interface Homme Machine

II.4.1.1.1. Composant de l'HMI

- *Cimplicity* pour affichage des pages graphiques
- TCI « Turbine Control interface » : pour gestion des alarmes, SOE (*Event, Sequence Of Event*), *modbus*, *printer*
- NTP : Network Time protocole
- *Cimplicity Bridge* : interface entre *cimplicity* et TCI
- SDB : Base de données

Systeme de controle MK VI

II.4.1.1.2. Réseau de communication

L'HMI est connecté à deux réseaux redondants UDH & PDH.

UDH (*Unit Data Highway*) : réseau spécifique entre MK VI et HMI

PDH (*Plant Data Highway*) : réseau pour communiquer avec les différents systèmes (DCS, Viewer,...)

Remarque : Il y'a toujours une communication principale à partir du contrôleur R du faite que c'est le seul qui nous donne la possibilité pour changer les adresses TCP/IP.

II.4.1.2. Toolbox

Toolbox est considéré comme le software fondamentale du système de contrôle MARK VI

II.4.1.2.1. version du Toolbox

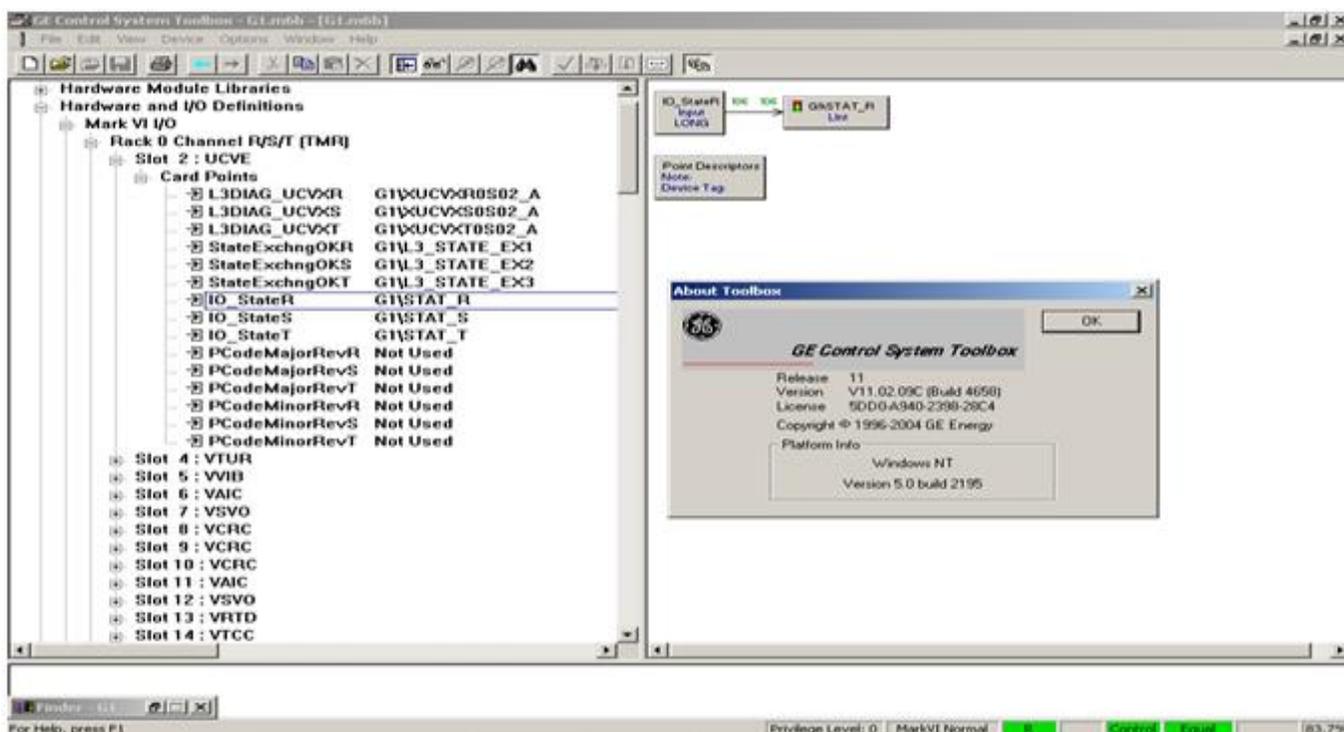


Fig .II.12 GE Control System Toolbox

Systeme de controle MK VI

II.4.2. Boucle de controle SRV

Parmi les boucles de regulation les plus importantes : PID intervalve Pressure Regulator : (boucle de controle SRV qui depend de deux parametres essentiel TNH & P2)

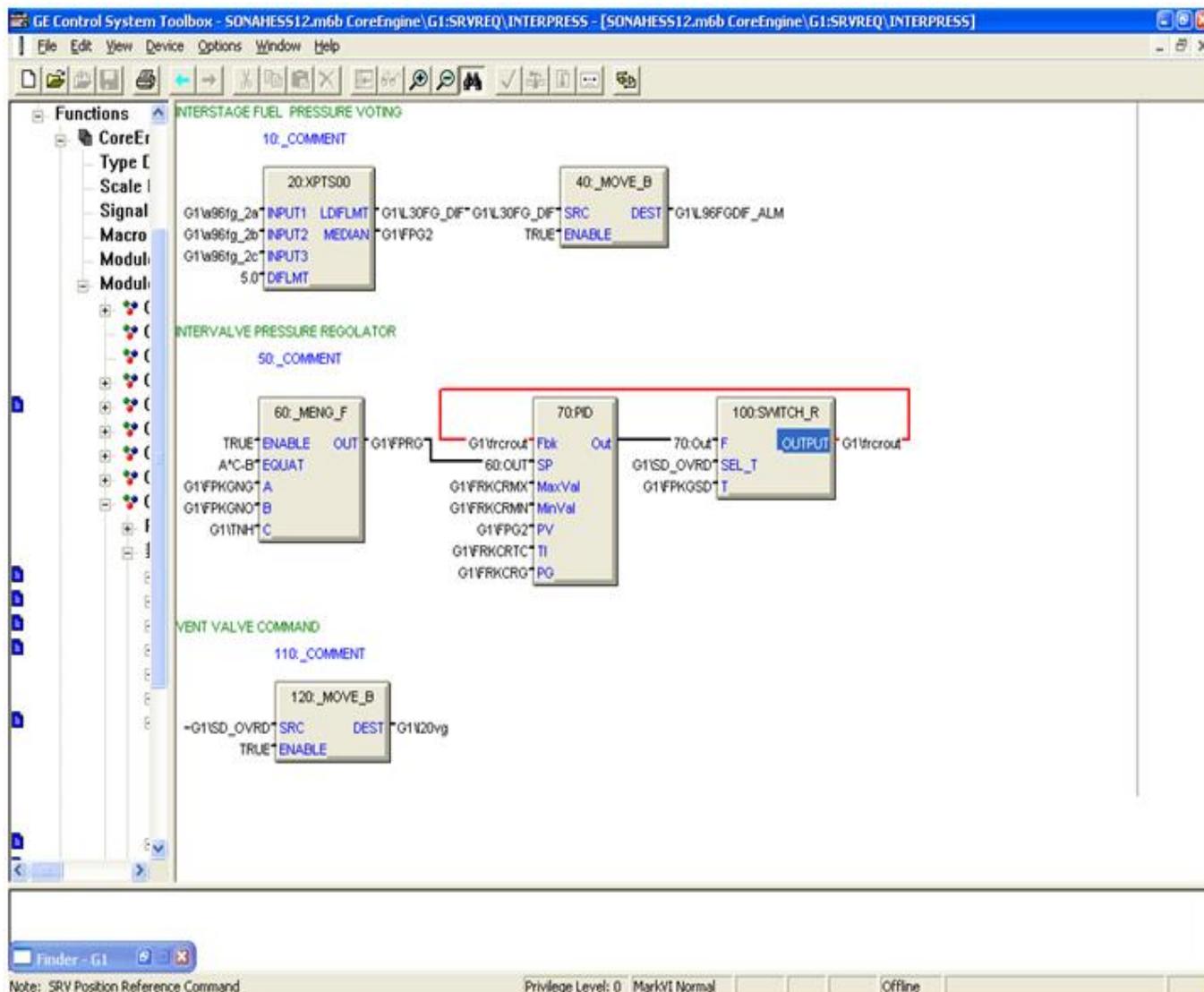


Fig. II.13 Boucle de controle SRV

Systeme de controle MK VI

II.4.3. Synchronisation avec GPS

Le système MARK VI synchronisé avec les autres systèmes à travers le GPS (*Global Position System*).

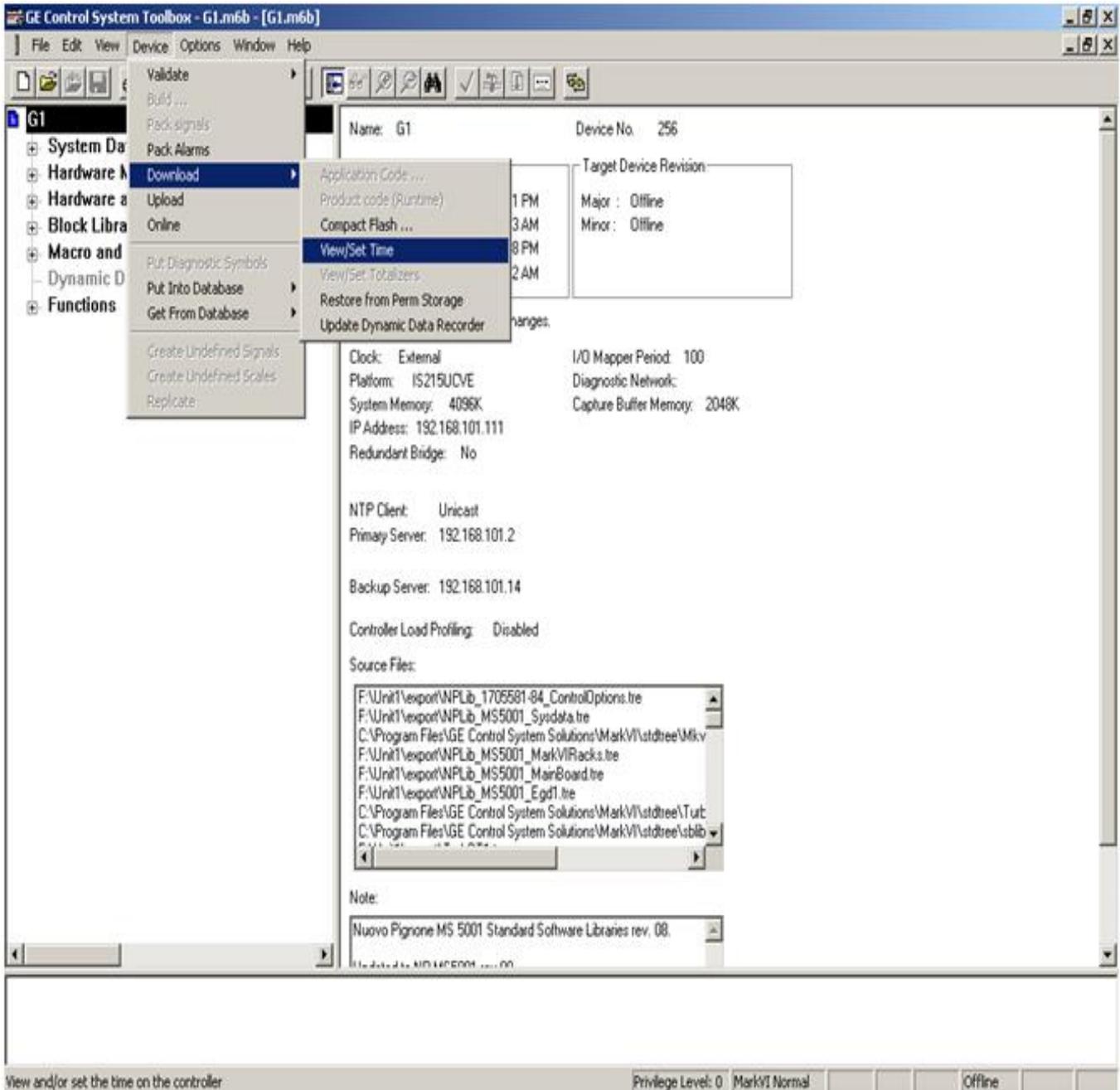


Fig. II.14 Synchronisation avec GPS

Systeme de controle MK VI

II.4.4. Network et communication

Le systeme de controle MARK VI est connecte avec plusieurs sous systemes tel que :

- Bently Nevada: temperature et vibrations
- System 1: analyse vibratoire et temperature



Fig. II.15 Bently Nevada

- Kidde Fire & Gas : protection de la machine contre les incendies (feu et gaz)



Fig. II.16 Fire & Gas

Systeme de controle MK VI

- DCS Emerson: controle des boucles de regulation SKID fuel gas
- ESD Triconex : secrete poste fuel gas
- PMS (*Power Management System*): controle et gestion de la puissance (load sharring, load shading, commande a distance,...)
- Notifier Fire & Gas : protection des buildings (salle de controle, MCC, salle batteries)
- HVAC (*Honeywell*): refroidissement de la salle machine et la salle de controle

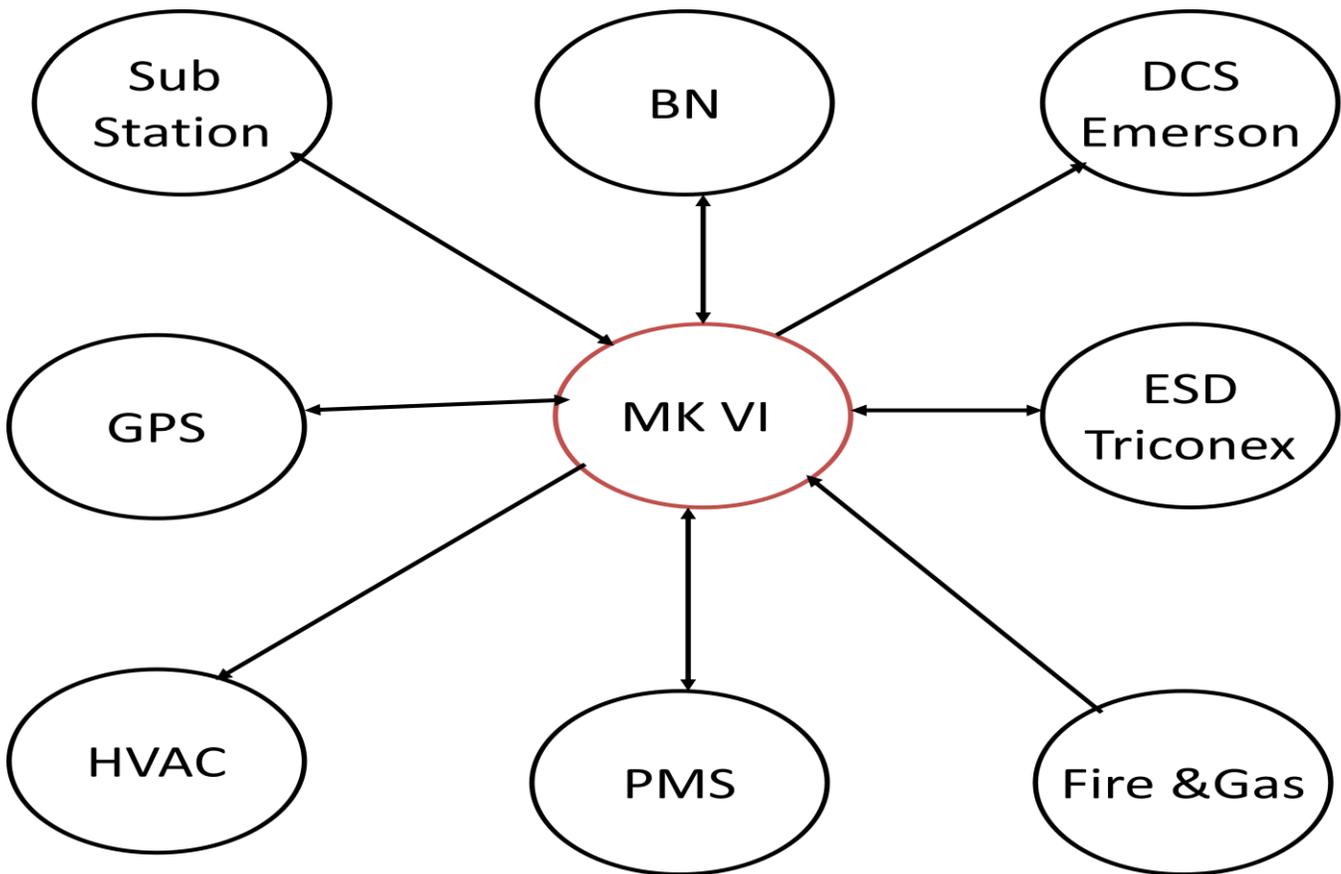


Fig. II.17 Communication MARK VI – Sous systemes

III. Calculs thermique et L'outil d'analyse

III.1 Calculs thermique

III.1.1 Caractéristiques de la turbine MS5001PA

Le modèle de la machine MS5001 PA est une turbine à gaz à cycle simple, à un seul arbre, à 10 chambres de combustion à flux inversé, conçues pour l'allumage du gaz combustible. Les caractéristique relevantes de la turbine sont décrites ci –dessus :

Caractéristique principales de la turbine :

Modèle turbine	MS5001PA- à un seul arbre
Quantité d'unités	1
Application	Entraînement de générateur
Cycle	Simple
Combustible	Gaz combustible
Température de l'alimentation à gaz combustible – °C	Min.: 28 — max.: 90
Pression de l'alimentation à gaz combustible- bar	Min.: 17 – max.: 24
Type de foyers	Multiple – No. 10
Puissance de sortie – valeur nominale ISO - KW	26300
Température de l'air du site- °C	min.: -12 max.: -40
Humidité relative %	70 moyenne _ min. 40 _ max. 90
Intervalle de vitesse de l'arbre sortie - rpm	Normal 5100: min. 4998 – max. 5202
Température d'échappement - °C	min.: -474 – max.:616
Consommation spécifique de chaleur- MJ/kW-HR	Normal: 12220
Consommation de combustible kg/hr	Voir: Consommation des utilités SOM6608340

Caractéristiques principales de la Boîte d'engrenages:

Fabricant	Flender Graffenstaden
Type de Boîte d'engrenages	TX80/2C
Rapports des vitesses (2,84)- rpm	5100/1500
Puissance nominale- KW	31500
Décalage	Horizontal

Calculs thermique et Outil d'analyse

Caractéristiques principales du générateur:

Fabricant	ABB	
Type de générateur	SP-04068-E-0N613	
Puissance nominale à la température de calcul de 15 °C – kVA	40000	
Facteur de puissance	en surexcitation	0,85
	en sous excitation	0,95 au minimum
Tension nominale..-V	11000	
Courant -A	1757	
Fréquence nominale- Herz ± 2%	50	
Vitesse nominale- rpm	1500	

Paramètre de fonctionnement dans les conditions ISO

T ₃ max (°C)	927
T ₄ max (°C)	525
Puissance utile (kW)	26 100
Puissance de chauffe (kJ/kWh)	12 493
Excès d'air E (%)	300 – 500
Le taux de compression P ₂ /P ₁	6 – 8
Débit d'air (kg/h) à 15 ⁰ C	438 000
Débit de combustible (kg/h)	7 200
PCI (kcal/kh)	10 835
Masse volumique de fuel gaz (kg/m ³)	PM = 18,911kg/kmol : ρ = 0,84
Masse volumique de fuel gaz (kg/m ³)	PM = 20,000kg/kmol : ρ = 0,89
Rendement chambre de combustion(%)	98
Rendement compresseur axial (%)	88
Rendement turbine total (%)	29
Rendement détente (%)	90
γ de l'air	1,4

Tab III.1 Paramètres de fonctionnement de la turbine MS5001PA

III.1.2 Détermination de la puissance utile maximale P_u

La puissance maximale développer par le compresseur centrifuge correspond à une vitesse de rotation de 10335 tr/min. Cette puissance P_u est égale à 19260 [KW]

III.1.2.1 Les paramètres de fonctionnement actuel de la turbine

Les différents données et paramètres nécessaires au calcul sont présentés dans le tableau suivant :

$T_1 \text{ max } (^{\circ}\text{C})$	17
$T_2 \text{ max } (^{\circ}\text{C})$	273
$T_3 \text{ max } (^{\circ}\text{C})$	787
$T_4 \text{ max } (^{\circ}\text{C})$	430
Puissance utile (kW)	19260
Puissance de chauffe (kJ/kWh)	12 493
Le taux de compression P_2/P_1	6,5
Débit d'air (kg/h) à 17°C	435 481
PCI (kcal/kh)	10 835
Masse volumique de fuel gaz (kg/m^3)	$\text{PM} = 18,911\text{kg}/\text{kmol} : \rho = 0,84$
Rendement chambre de combustion (%)	96
Rendement compresseur axial (%)	88
Rendement détente (%)	86
γ de l'air	1,4

Tab III.2 Paramètres de fonctionnement dans les conditions actuel

Toutes les données de calcul sont présentées dans la figure suivante :

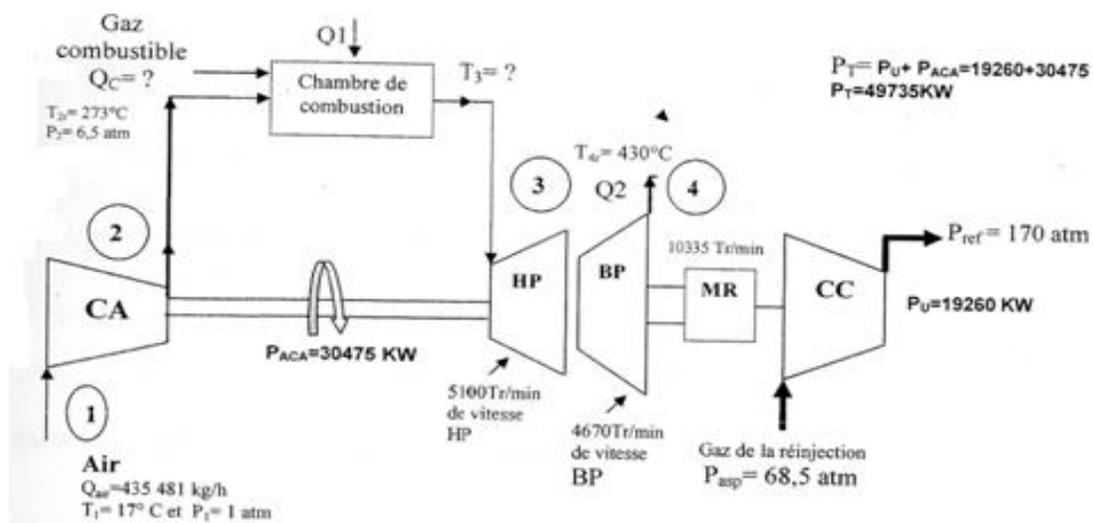


Fig.III.1 Schéma représentant les données de calculs

Avec :

CA : compresseur axial **HP** : roue haut pression **BP** : roue bas pression
MR : multiplicateur de vitesse **CC** : compresseur centrifuge 1^{er} étage

Calculs thermique et Outil d'analyse

Le principe de fonctionnement de la turbine est expliqué par les cycles théorique et réel de Joule (température en fonction de l'entropie).

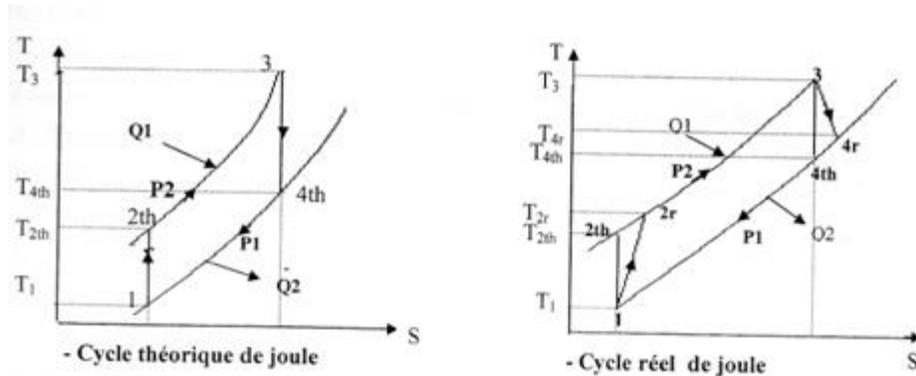


Fig.III.2 Cycles théorique et réel de fonctionnement d'une turbine à gaz

De 1 à 2 on a une compression isentropique
De 3 à 4 on a une détente isentropique

de 2 à 3 on a une combustion isobare
de 4 à 1 on a échappement isobare.

III.1.3 Détermination du débit de combustible (Q_c)

On doit déterminer le Q_c nécessaire pour le cas actuel ainsi que le Q_c avec modification dans l'angle des IGV (avec réduction du débit d'air d'admission)

Le Q_c peut être déterminé par trois méthodes :

1. Directement par l'utilisation d'un débitmètre
2. A partir de la puissance de chauffe donnée par le constructeur
3. Par calcul (on utilisant les données réel de fonctionnement)

III.1.3.1 Démonstration de l'équation de calcul du débit de combustible

$$Q_c = \{ (P_u + P_{ACA}) + (H_4 - H_2) * Q_{air} \} / ((PCI + h_c) * \eta_{cc}) - H_4 \quad (III.1)$$

La démonstration de l'équation (1) est la suivante :

$$P_T = P_u + P_{CA} = (H_3 - H_4) (Q_{air} + Q_c) \quad (III.2)$$

De (2) on tire la relation d'enthalpie (caractérise les chaleurs des transformations effectuées sous pression constante) H_3 :

$$H_3 = P_T / (Q_{air} + Q_c) + H_4 \quad (III.3)$$

On a encore

$$H_3 (Q_{air} + Q_c) - H_2 Q_{air} = (PCI + h_c) * \eta_{cc} * Q_c = Q_1 \quad (III.4)$$

A partir de l'équation (4) on obtient :

$$H_3 = ((PCI + h_c) * Q_c * \eta_{cc} + H_2 * Q_{air}) / (Q_{air} + Q_c) \quad (III.5)$$

On met (5) = (3) :

$$P_T / (Q_{air} + Q_c) + H_4 = ((PCI + h_c) * Q_c * \eta_{cc} + H_2 * Q_{air}) / (Q_{air} + Q_c)$$

$$P_T + (Q_{air} + Q_c) * H_4 = ((PCI + h_c) * Q_c * \eta_{cc} + H_2 * Q_{air})$$

$$P_T + Q_{air} * H_4 + Q_c * H_4 = ((PCI + h_c) * Q_c * \eta_{cc} + H_2 * Q_{air})$$

D'où on tire le Q_c

$$Q_c = \frac{P_T + (H_4 - H_2) * Q_{air}}{(PCI + h_c) * \eta_{cc} - H_4} \quad (III.6)$$

III.1.3.2 Détermination des paramètres nécessaires au calcul du débit de combustible Q_c

$$P_T = P_u + P_{CA} \quad (III.7)$$

$$P_{ACA} = [(Q_{air} * W_{CA}) * 4,18] / 3600$$

$$W_{CA} = H_2 - H_1 = C_{p \text{ moy } (T1, T2)} * (T_2 - T_1)$$

$$W_{CA} = C_{p \text{ moy } (T1, T2)} * (T_2 - T_1)$$

Puisque les gaz d'échappement sont constitués essentiellement de l'air, le débit de combustible étant dans ce cas négligeable, on calcule H_4 avec le C_p de l'air

$$H_4 = C_{p \text{ air } T4r} * T_{4r}$$

$$H_2 = C_{p \text{ air } T2r} * T_{2r}$$

a) Calcul de travail et de la puissance absorbée par le compresseur axial :

$$P_{ACA} = (W_{CA} * Q_{air}) \quad (III.8)$$

$$C_{p \text{ moy air}} = (C_{p17}^0 + C_{p273}^0) / 2 = (0,2317 + 0,2385) / 2 = 0,2351 \text{ kcal/kg} \cdot ^\circ\text{C}$$

$$W_{CA} = C_{p \text{ moy air}} (273 - 17) = 0,2351 * (273 - 17)$$

Le travail du compresseur axial est : $W_{CA} = 60,27 \text{ kcal/kg}$

La puissance absorbée par le compresseur axial :

$$P_{ACA} = (W_{CA} * Q_{air}) = 60,27 * 435\,481 * 4,18 / 3600 \quad (III.9)$$

$P_{ACA} = 30\,475 \text{ kW}$

b) Détermination de l'enthalpie sortie de gaz d'échappement H_4 :

$$H_4 = C_{p \text{ air } T_{4r}} * T_{4r}$$

Puisque on a une combustion avec un excès d'air très important, on peut négliger la quantité du gaz combustible consommée, et en considère que les gaz d'échappement sont constitués uniquement de l'air.

$$\text{A } T_{4r} = 430^\circ\text{C}$$

$$\text{On a : } C_{p \text{ air } T_{4r}} = 0,2444 \text{ k cal /kg}^\circ\text{C}$$

$$\text{Donc : } H_4 = 0,2444 * 430$$

$$H_4 = 105 \text{ Kcal / kg}$$

c) Détermination de l'enthalpie refoulement du compresseur axial H_2 :

$$\text{A } T_{2r} = 273^\circ\text{C}$$

$$\text{On a : } C_{pT_{2r}} = 0,2385 \text{ k cal/kg}^\circ\text{C}$$

$$\text{Donc : } H_2 = 0,2385 * 273$$

$$H_2 = 65,11 \text{ Kcal / kg}$$

d) Calcul de l'enthalpie du combustible :

$$h_C = C_{P(FG)} * T_{\text{amb}} = 0,2496 * 17$$

$$h_C = 4,24 \text{ Kcal / kg}$$

Pour le calcul de débit de combustible, on détermine sa valeur d'après la formule (1) :

$$Q_C = \{(P_u + P_{ACA}) + (H_4 - H_2) * Q_{\text{air}}\} / ((PCI + h_c) * \eta_{cc}) - H_4$$

$$Q_C = \{(19260 + 30475) + ((105 - 65,11) * 435481)\} * 3600 / (4,18) / ((10835 + 4,24) * 0,96) - 105$$

$$Q_C = 5854 \text{ Kg / h}$$

III.1.4 Détermination de la température sortie de chambre de combustion T_{3r} :

Puisque on à le débit du fuel gaz injecté dans les chambres de combustion on peut déterminer la température du cycle T_{3r}

On calcule en premier lieu l'enthalpie H_3

Par la formule (III.4) on a :

$$\begin{aligned} Q_1 &= H_3 (Q_{\text{air}} + Q_c) - H_2 Q_{\text{air}} \\ &= (\text{PCI} + h_c) * \eta_{\text{cc}} * Q_c. \end{aligned}$$

Donc :

$$\begin{aligned} H_3 &= \{ (\text{PCI} + h_c) * \eta_{\text{cc}} * Q_c + H_2 * Q_{\text{air}} \} / (Q_{\text{air}} + Q_c) \\ &= \{ (10835 + 4,24) * 0,96 * 5987 + 65,19 * 435481 \} / (435481 + 5987) \end{aligned}$$

$H_3 = 205,43 \text{ kcal/kg}$	\longrightarrow	$H_3 = 858,7 \text{ kJ / kg}$
--------------------------------	-------------------	-------------------------------

$$\begin{aligned} H_3 &= C_p (T_3 - 273) \\ C_p &= 0,261 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C} \\ T_3 &= (H_3 / C_p) + 273 \\ &= (205,43 / 0,26) + 273 \end{aligned}$$

$T_3 = 1060 \text{ K}^\circ$	\longrightarrow	$T_3 = 787 \text{ C}^\circ$
------------------------------	-------------------	-----------------------------

III.1.5 Détermination de la température théorique T_{4th}

$$\text{On a : } T_3 = (\epsilon)^{\delta-1/\delta} * T_{4th} \quad \longrightarrow \quad T_{4th} = 1 / ((\epsilon)^{\delta-1/\delta}) * T_{3r} = (P_4/P_3)^{\delta-1/\delta} * T_{3r}$$

Calculons δ au point T_3 :

$$\begin{aligned} \text{On a : } r &= C_p - C_v \\ \delta &= C_p / C_v \end{aligned}$$

Parmi les données on a : $C_p = 0,261 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C}$
 $PM_{\text{moy}} = 28,58 \text{ kg/ kmol}$ (la masse moléculaire moyenne des Gaz d'échappement)

Détermination de $C_v T_3$:

$$\left. \begin{aligned} r &= C_p - C_v \\ r &= 1,98 / PM_{\text{moy}} \end{aligned} \right\} \longrightarrow \begin{aligned} C_v &= (C_p - 1,98) / PM_{\text{moy}} \\ &= (0,261 - 1,98) / 28,58 \end{aligned}$$

$C_p T_3 = 0,1917 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C}$
--

Alors : $\delta_{\text{echap}} = 0,261 / 0,1917$

$\delta_{\text{echap}} = 1,361$

D'où : $\delta - 1 / \delta = 0,2652$

$$T_{4th} = (P_4/P_3)^{\delta-1/\delta} * T_{3r} = (1 / 6,5)^{0,2652} * (1060)$$

$T_{4th} = 645^{\circ}\text{K}$	→	$T_{4th} = 372^{\circ}\text{C}$
---------------------------------	---	---------------------------------

III.1.6 Détermination du rendement de détente de la turbine :

$$\eta_d = (T_{3r} - T_{4r}) / (T_{3r} - T_{4th}) = (1060 - 703) / (1060 - 645)$$

$\eta_d = 86 \%$

III.1.7 Détermination du rendement global de la turbine :

$$\eta_T = (Q_1 - Q_2) / Q_1$$

- Détermination de la chaleur fournie dans la chambre de combustion :

$$\begin{aligned} Q_1 &= (PCI + h_C) * Q_C * \eta_{CC} \\ &= (10835 + 4,24) * 5987 * 0,96 \end{aligned}$$

$Q_1 = 62\,298\,748 \text{ kcal/h}$

- Détermination de la chaleur perdue a l'échappement :

$$\begin{aligned} Q_2 &= C_p (T_4 - T_1) (Q_{air} + Q_C) \\ &= 0,261 * (430 - 17) * (435\,481 + 5987) \end{aligned}$$

$Q_2 = 45\,016\,359 \text{ kcal/h}$

- Application numérique :

$$\begin{aligned} \eta_T &= (Q_1 - Q_2) / Q_1 \\ &= (62\,298\,748 - 45\,016\,359) / 62\,298\,748 \end{aligned}$$

$\eta_T = 27,7 \%$

III.2 L'outil d'analyse

III.2.1 La Qualité Totale, la prévention et l'AMDEC

L'existence d'une entreprise est basée sur des interrelations entre son personnel et ses clients d'une part, et ses actionnaires, ses dirigeants et son personnel d'autre part. L'ensemble de ces interrelations est régi par un qui interagit aussi avec des partenaires externes, en amont et en aval. La stratégie qui vise la satisfaction simultanée de toutes ces parties est la qualité totale. Simple à définir, complexe à réaliser.

Les approches telles que l'inspection et le contrôle du produit ainsi que le contrôle statistique des procédés sont insuffisantes pour résoudre, prévenir et éviter les problèmes qui peuvent apparaître ultérieurement dans les différents systèmes du processus d'affaires d'une entreprise. Parmi les outils et techniques de prévention des problèmes potentiels, la méthode modes de défaillances, de leurs effets et leur criticité» (Failure Mode and Effect Analysis, FMEA). Cette technique a pour but d'étudier, d'identifier, de prévenir ou au moins de réduire les risques de défaillances d'un système, d'un processus, d'un produit.

III.2.2 Historique et domaines d'application

Il existe plusieurs méthodes d'analyse What if, HAZOP, FMEA, Ishikawa, Nœud du papillon,

Nous avons choisi comme outil d'analyse l'AMDEC (Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité). Cette méthode a été appliquée sur le circuit fuel gaz des turbines.

L'Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité est essentiellement une méthode d'analyse de système (systèmes au sens large composé d'éléments fonctionnels ou physiques, matériels, logiciels, humains, ...) s'appuyant sur un raisonnement inductif (causes - conséquences) L'AMDEC a été employée pour la première fois dans les années 1960 dans le domaine de l'aéronautique pour l'analyse de la sécurité des avions. La mise en œuvre s'est longtemps limitée à l'utilisation dans le cadre d'études de fiabilité de matériels.

III.2.3 Types d'AMDEC et définitions

III.2.3.1 Types

Bien qu'ayant subi de nombreuses critiques dues au coût et à la lourdeur de son application, elle reste néanmoins une des méthodes la plus répandue et la plus efficace dans son domaine. Elle est en effet de plus en plus utilisée en sécurité, maintenance et disponibilité non seulement pour le matériel, mais aussi pour le système, le fonctionnel et le logiciel.

On distingue trois types d'AMDEC :

1. L'AMDEC « produit » vise essentiellement à augmenter la fiabilité du produit lors de son utilisation. Elle est donc pratiquée principalement par les équipes de conception (bureaux d'études).
2. L'AMDEC « processus » vise à concevoir des processus « bons du premier coup » ou à réduire les dysfonctionnements des processus de fabrication existants pouvant avoir un effet sur la qualité du produit. Elle est principalement destinée aux services méthodes ou production.
3. L'AMDEC « moyen de production » vise à réduire l'indisponibilité des machines afin de gagner en productivité. Elle s'adresse plus particulièrement aux services maintenance.

III.2.3.2 Définitions d'un mode de défaillance, d'une cause de défaillance et de l'effet de cette défaillance

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

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

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

- déformation
- vibration
- coincement
- desserrage
- corrosion
- fuite

- perte de performance
- court – circuit
- flambage
- ne s'arrête pas
- ne démarre pas
- dépasse la limite supérieure tolérée

Une cause de défaillance est évidemment ce qui conduit à une défaillance. On définit et on décrit les causes de chaque mode de défaillance considérée comme possible pour pouvoir en estimer la probabilité, en déceler les effets secondaires et prévoir des actions correctives pour la corriger. Les effets d'une défaillance sont les effets locaux sur l'élément étudié du système et les effets de la défaillance sur l'utilisateur final du produit ou du service.

III.2.4. Deux aspects de la méthode:

III.2.4.1. l'aspect qualitatif

L'aspect qualitatif de l'étude consiste à recenser les défaillances potentielles des fonctions du système étudié, de rechercher et d'identifier les causes des défaillances et d'en connaître les effets qui peuvent affecter les clients, les utilisateurs et l'environnement interne ou externe.

III.2.4.2. l'aspect quantitatif.

Il s'agit d'une estimation de l'indice de criticité du trio cause-mode-effet de la défaillance potentielle étudiée selon certains critères. Plusieurs critères peuvent être utilisés pour déterminer cet indice. Souvent dans la pratique on considère qu'une défaillance est d'autant plus importante si:

- ses conséquences sont graves;
- elle se produit souvent;
- elle se produit et on risque de ne pas la détecter.

Dans la pratique on attribue trois notes — chacune sur une échelle de 1 à 10 — pour chaque trio cause-mode-effet:

- La note **G** gravité de l'effet - les conséquences sur le client/utilisateur
- La note **O** la probabilité d'occurrence - la fréquence d'apparition
- La note **D** la probabilité de non-détection - le risque de non-détection

L'indice de criticité (C) s'obtient en multipliant ces trois notes précédentes soit celle de la gravité, de la probabilité d'occurrence et de la probabilité de non-détection :

$$C = G \times O \times D$$

Calculs thermique et Outil d'analyse

Elément	Fonction	Mode de Défaillance	Cause	Effet	Moyen de Détection	Criticité				Actions correctives
						G	O	D	C	
Tube à flamme	Zone de combustion	Fissures & Dégradations	-Rapport Air/Gaz non équilibré -Gaz mal traité	Alarmes et Arrêt de la machine par mauvaise combustion	Thermocouples Echappement	2	2	2	8	-Inspections boroscopique -Installation du système DLN
Pièces de transition	Orientation des gaz chaud	Fissures & Dégradations	-Rapport Air/Gaz non équilibré -Mauvaise qualité de gaz	-Déséquilibre des températures à l'échappement -Choc thermiques des aubes	Thermocouples Echappement	2	2	2	8	-Inspections boroscopique -Installation du système DLN
Convoyeur D'échappement	Diriger les gaz chaud vers l'atmosphère	Desserrage des plaques de fixation pour minimiser le bruit	Probablement mal fixé depuis l'installation	-Bruit - Déséquilibre des températures à l'échappement	-Thermocouples Echappement -Sonomètres	1	2	2	4	-Réinstallation des Plaques -Installation des silencieux à l'échappement -Installation du système DLN

Tab III.3. Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC) du circuit combustible de la turbine à gaz

IV. Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

IV.1. Introduction

Les turbines émettent les gaz suivants :

- NO_x
- CO monoxyde de carbone
- CVO Composés Organiques Volatils qui contribuent à la formation de l'ozone
- SO₂ & SO₃ oxyde de soufre.

Les oxydes d'azote résultent de la combinaison dans l'air à haute température de l'azote et de l'oxygène.

On appelle oxyde d'azote toutes les formes oxydées de l'azote dont :

- Le protoxyde d'azote (N₂O)
- Le monoxyde d'azote (NO)
- Le trioxyde de diazote (N₂O₃)
- L'ion nitrate (NO₃⁻)
- Le dioxyde d'azote (NO₂)
- Le peroxyde d'azote (N₂O₄)
- Le pentoxyde de diazote (N₂O₅).

Les gaz **NO** et **NO₂** sont émis à grande quantité.

Il existe quatre moyens pour contrôler les émissions NO_x :

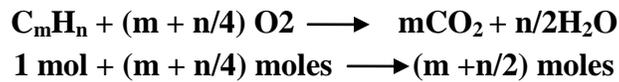
1. Injection de vapeur ou d'eau dans les chambres de combustion
 2. Système des catalyseurs installé à l'échappement des turbines.
 3. Système DLN (*Dry Low NO_x*)
 4. Un enrichissement du gaz naturel avec 10-15% de l'hydrogène
- H₂ (Méthode récente en cours de test dans les laboratoires de combustion).

Dans notre étude, on propose d'installer le système **DLN** car il est considéré comme le moyen le plus efficace, le plus fiable et le plus utilisé par GE.

IV.2. Technologie DLN [2]

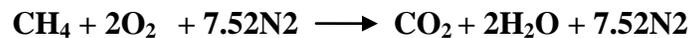
Cette technologie possède plusieurs avantages, elle va nous permettre d'avoir une **combustion Stœchiométrique** (c'est une combustion complète et parfaite d'où toute la quantité de fuel injecté dans la chambres de combustion est complètement brulé), une réduction des émissions NOx, une réduction de niveau de bruit...

L'équation d'une réaction stœchiométrique est comme suit :



N B : pour avoir une combustion complète **un mole** de fuel $C_m H_n$ lui faut **(m+n/2) mole** d'oxygène.

Pour notre cas le fuel gaz utiliser c'est de CH_4



Le ratio stœchiométrique d'Air λ

$$\lambda = \frac{\textit{Actual Air}}{\textit{Stoëchiométrique Air}}$$

Le ratio équivalent d'Air \emptyset

$$\emptyset = \frac{\left(\frac{F}{A}\right)}{\left(\frac{F}{A}\right)_s}$$

$$\emptyset = \frac{1}{\lambda}$$

F : nombre de moles de fuel

A : nombre de mole d'Air

S : stœchiométrique

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

Le ratio Stœchiométrique/le ratio équivalent et le type de mélange

Type de flamme/ type de mélange		
Riche	Stœchiométrique	Faible
$\lambda < 1$	$\lambda = 1$	$\lambda > 1$
$\phi > 1$	$\phi = 1$	$\phi < 1$

Tab. IV.1 Le ratio Stœchiométrique/le ratio équivalent et le type de mélange

IV.3. Evolution technologique et compatibilité [4]

Le système DLN a été officiellement commercialisé en 1999.

La compagnie GE a toujours contribué au développement de ce système (voir Fig. 54) du point de vue design pour diminuer au maximum les émissions NO_x tout en tenant compte de la génération des CO (voir Fig. IV.2); d'ailleurs c'est la seule compagnie qui a pu atteindre les 15 PPMvd sur les machines de technologies F (*Firing temperature class*).

Ce système a été installé au début sur 222 machines de type FA+e (*Firing temperature class 2420 ° F*).

La première génération est le système **DLN1**, compatible avec les machines MS 3002J, MS 5001P, MS7001EA et MS 9001E.

Le DLN 1 a permis d'avoir un intervalle entre 30 et 40 PPMvd (*parts per million by volume dry*).

Ensuite en 1994 GE a fait l'apparition du **DLN-2** compatible avec les machines de technologie F (6FA, 7FA, 9FA). Ce système a réduit les émissions NO_x à 25 ppm.

Grâce au **DLN 2-6** apparu en 1996, les émissions ont été réduites jusqu'aux 9 ppm en base load (pleine charge).

GE a fait des modifications sur le fuel gaz nozzle pour créer le **DLN-2+** en 1999. Ce système est compatible avec les machines 9FA+e.

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)



Dry Low NO_x Combustion Systems for GE Heavy-Duty Gas Turbines

•DLN1 GAS W/O TRANSFER (7EA NO LONGER BEING PRODUCED)	61B, 7EA
•DLN1 GAS	51P, 7EA, 9EA
•DLN2 .6	6FA
•DLN2.6	7FA+, 7FA+e
•DLN2.6 or IGCC	9EC
•DLN2.6+	9FA+e
•DLN2.5	7H & 9H

Tab. IV.2 Evolution technologique et compatibilité

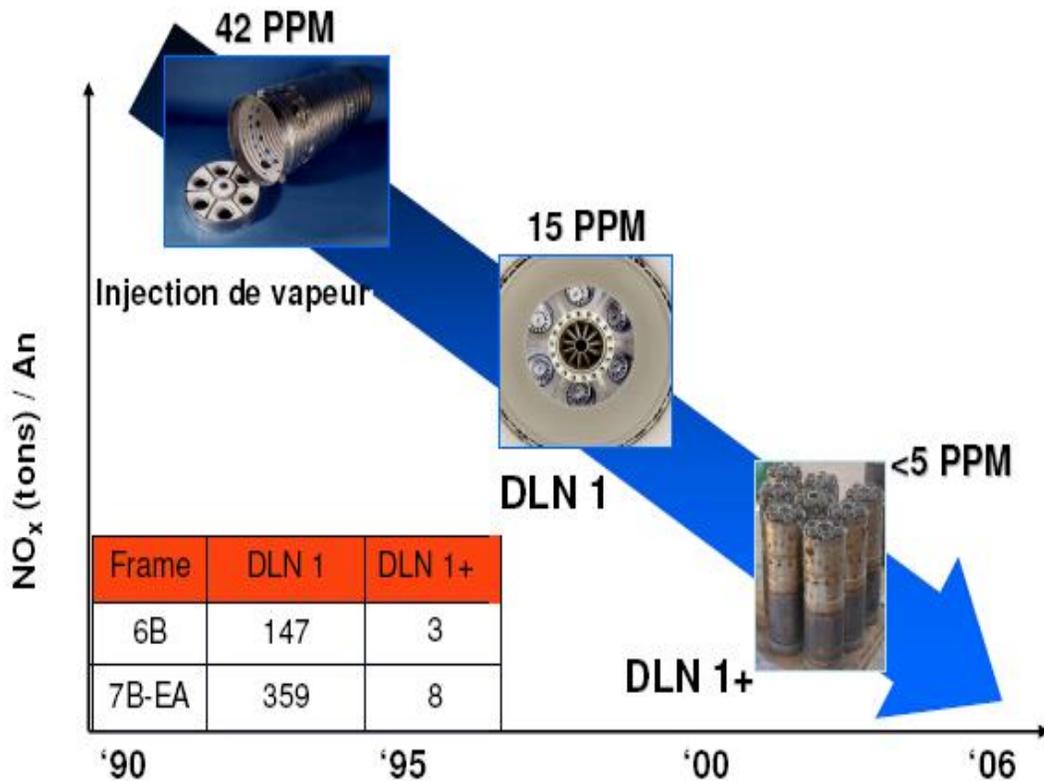


Fig. IV.1 Evolution technologique de GE pour les émissions NO_x

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN
(Dry Low NO_x)

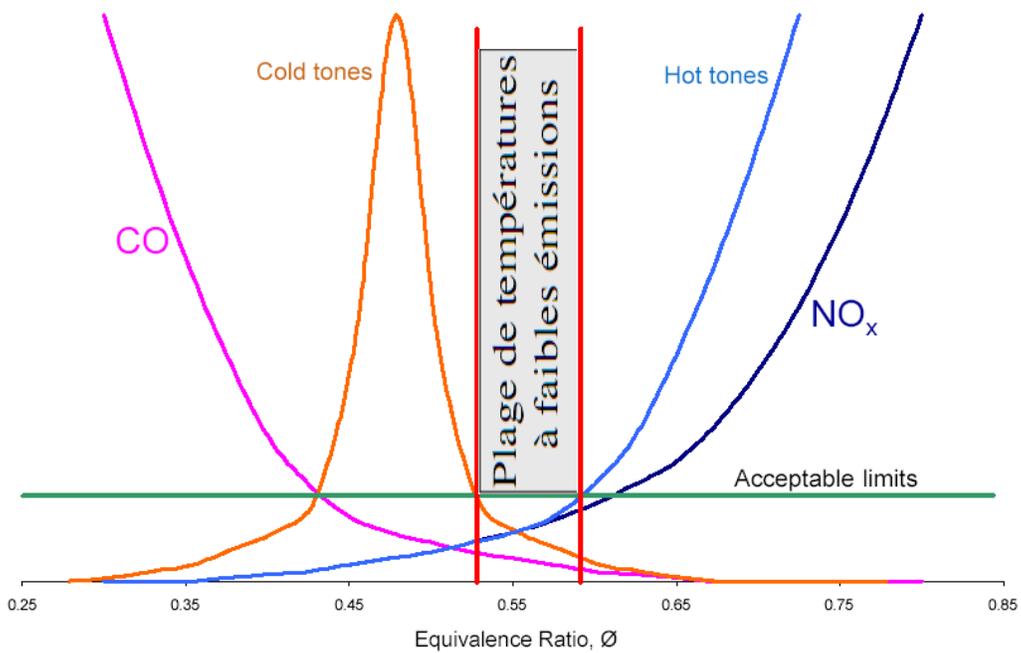
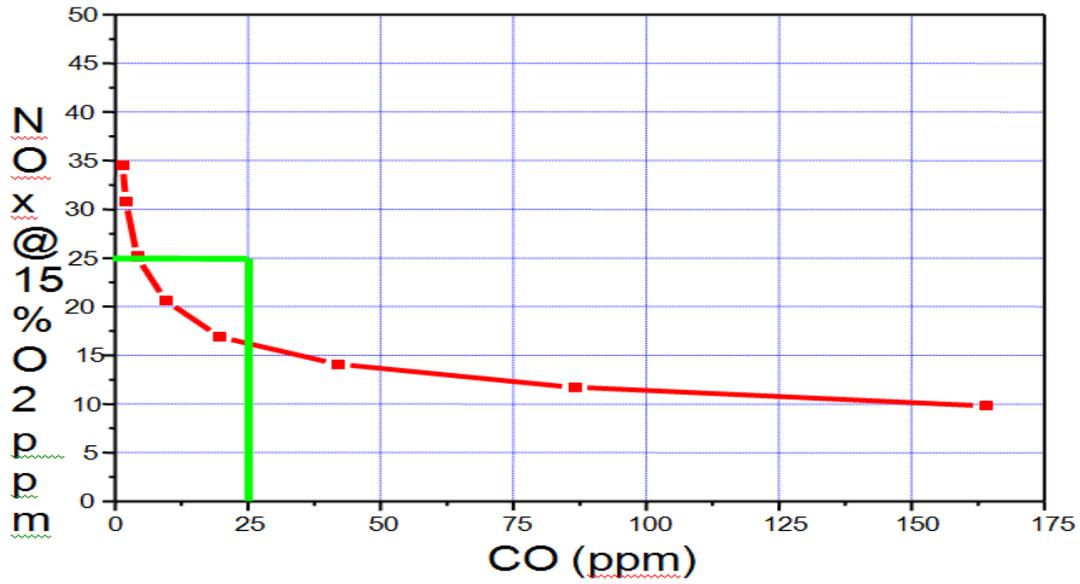


Fig. IV.2 L'intervalle de température à faibles émissions de NO_x et CO

Plus le taux des émissions NO_x & CO augmente, plus la taxe augmente. C'est le cas à titre d'exemple de la Californie (pollueur - payeur), (voire Annexe II).

**Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN
(Dry Low NOx)**

NOx Level GT Model -----> ppm	5	6B	7EA	7FA
	\$MILLION			
65	23.8	26.8	56.8	82.5
42	15.4	17.3	36.8	53.3
25	9.2	10.3	21.9	31.7
15	5.5	6.2	13.1	19.1
9	3.3	3.7	7.9	11.4
4.5	1.7	1.9	4	5.7

Tab. IV.3 Taux relatifs aux émissions NOx

CO Level GT Model -----> ppm	5	6B	7EA	7FA
	\$MILLION			
50	9.7	10.9	23.2	33.6
25	4.9	5.5	11.6	16.8
15	2.9	3.3	7	10.1
9	1.8	2	4.2	6.1

Tab. IV.4 Taux relatifs aux émissions CO

Les turbines installées à El Gassi sont de type MS 5001PA, par conséquent le DLN-1 est le système le plus approprié.

IV.3.1. Système DLN-1 [1]

IV.3.1.1 Informations générales

Le système de combustion est le type d'écoulement inversé comprenant des chambres de combustion disposées autour de la zone périphérique du carter du compresseur de décharge axial. Ce système se compose des éléments suivants :

- Carters des chambres de combustion avec les couvertures correspondantes.
- Gaines protectrices et couvertures.



Fig. IV.3 Tube à flamme DLN1

- Buses primaires de combustible (5 par chambre de combustion)



Fig. IV.4 Buses primaires DLN1

- Buses secondaires de combustible (1 par chambre de combustion)



Fig. IV.5 Buses secondaires DLN1

- Détecteurs de flamme avec refroidissement à eau (4 par machine)
- Bougies d'allumage et accessoires



Fig. IV.6 Détecteurs de flamme-Bougies d'allumage DLN1

- Accessoires des chambres de combustion :
 - Manchons d'écoulement;
 - Tubes de raccordement, etc.
- Manifold d'alimentation en eau du refroidissement des détecteurs de flamme.

IV.3.1.2. Caractéristiques de fabrication des composants d'un Système DLN

L'assemblage gaine/pièce de transition nécessite un support supplémentaire pour être monté sur le carter du compresseur axial de décharge. Les caractéristiques de fabrication et des matériaux des composants du système DLN sont similaires à ceux d'un système standard.

En fait, le refroidissement des gaines se fait avec la même méthode que pour un système standard, c'est à dire, par la combinaison du refroidissement « par contact » et du refroidissement par « écoulement pelliculaire ».

Les tuyaux de gaz ne diffèrent pas (pour les caractéristiques de fabrication, des matériaux) de ceux d'un système standard.

L'utilisation de conduites rigides ou flexibles et leur trajet dépendent de la place disponible et des nécessités d'accès et d'entretien dans les zones de combustion.

Les composants d'un système DLN sont conçus pour une durée utile égale à celle des systèmes standards. Ceci est amélioré par le fait que les systèmes DLN ont une distribution plus uniforme de la température des gaz d'échappement, avec des pics de température inférieurs à ceux d'un système standard.

Cependant, durant la première période de fonctionnement, une fréquence plus élevée des inspections dans la section de combustion est souhaitable par mesure de précaution.

IV.3.1.3 Description et modes de fonctionnement d'un système DLN [9]

Le foyer est de type à deux étapes/prémix conçu pour le gaz naturel et apte à opérer, dans la configuration à deux étapes, avec du gaz à haute teneur en hydrogène.

Le foyer se compose des quatre principaux éléments suivants :

- Système d'injection du carburant (buses, etc.)
- Gaine
- Venturi (section réduite)
- Partie centrale (supportant le brûleur secondaire).

Ces composants sont organisés de façon à former deux étages.

Le premier étage se compose de 5 brûleurs (primaires) disposés en anneau, suivis par une première zone de combustion (pauvre) qui, au-dessus de 40% de la charge, devient une zone de combustion prémix gaz/air, ceci sans combustion.

Dans ce mode de fonctionnement, à la première étape, l'air et le carburant sont mélangés de façon à constituer un mélange pauvre et uniforme pour alimenter le second étage.

Le second étage se compose d'un brûleur central (secondaire) ayant une zone de combustion du mélange (pauvre) en aval. De même que pour les chambres de combustion standard, ceci est suivi d'une zone de dilution.

La réduction venturi évite un retour de flamme dans la zone prémix lorsque le système opère en mode prémix (au-dessus de 40% de la charge avec flamme uniquement dans la zone où le brûleur secondaire opère.)

En plus de la vanne GE (SRV & GCV), dans le DLN-1 on trouve aussi la vanne GSV (Gas Splitter Valve) voir (Fig. 69)

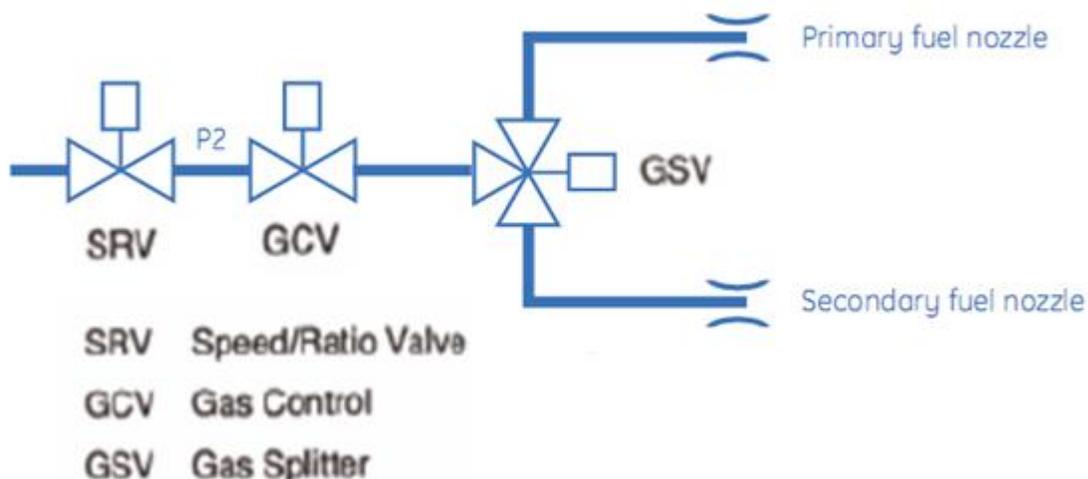


Fig. IV.7 Circuit fuel gaz avec DLN-1

IV.3.1.4. Modes d'opération du système DLN-1 [1]

Dans le système DLN-1 il existe quatre principaux modes (voir Fig 70) :

1. Mode Primaire
2. Mode Lean – Lean
3. Mode secondaire
4. Mode Premixed

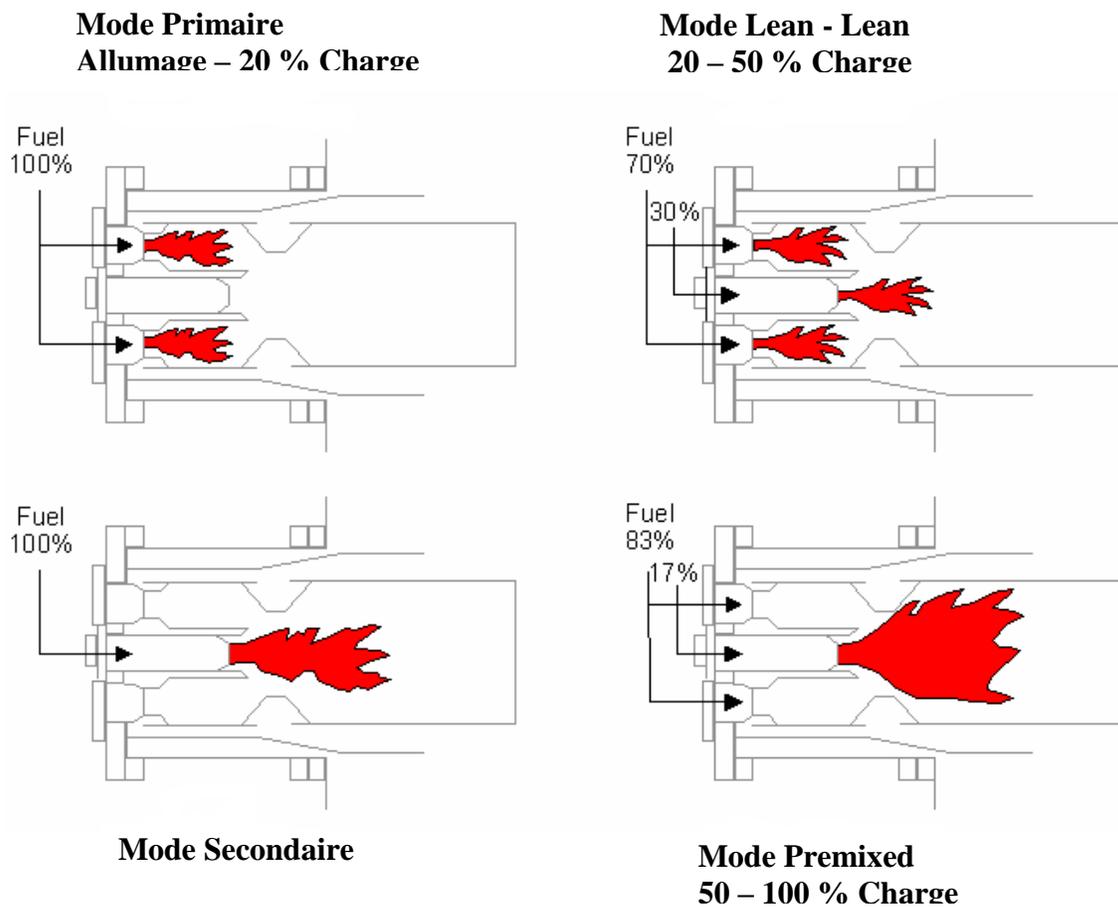


Fig. IV.8 Modes d'opération du système DLN-1

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

a) Mode primaire

Un mode dans lequel la soupape de séparation du carburant (GSV) est réglée sur la position 100% ou primaire à fond, et tout le carburant entre dans les buses primaires avec une combustion se produisant dans la zone de combustion primaire. Ce mode est typique d'un allumage à 1500 °F température de référence de combustion.

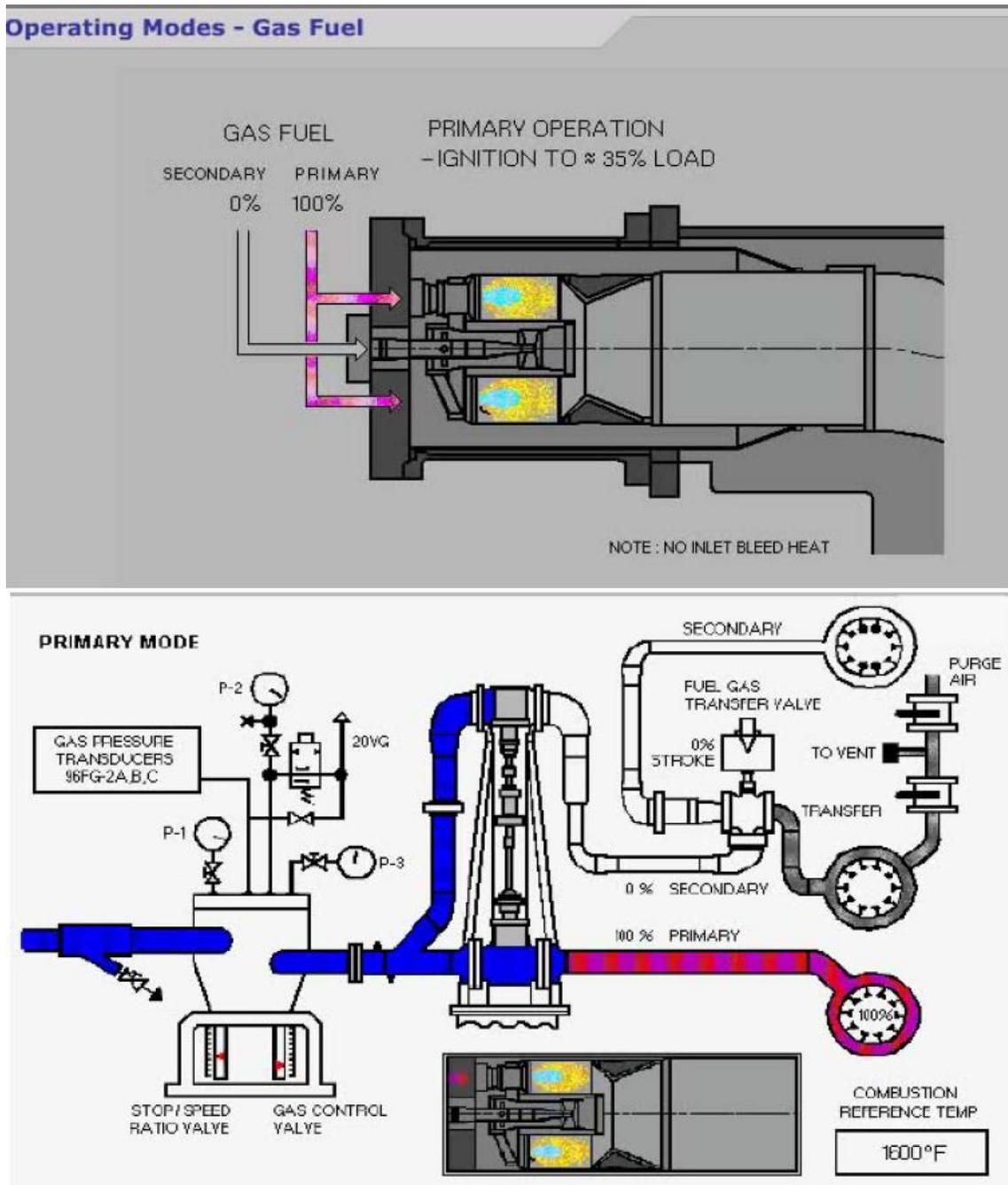


Fig. IV.9 Mode Primaire

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

b) Mode Lean-Lean

Dans ce mode, la soupape de séparation du carburant s'est déplacée en position intermédiaire, laissant passer du carburant dans les zones de combustion primaire et secondaire, avec combustion se produisant dans les deux zones. La séparation peut varier de 50 à 70% primaire. Le mode pauvre-pauvre est intermédiaire entre le mode de transfert primaire et secondaire, et de façon typique avec une référence de température de 1550 °F à 1850 °F

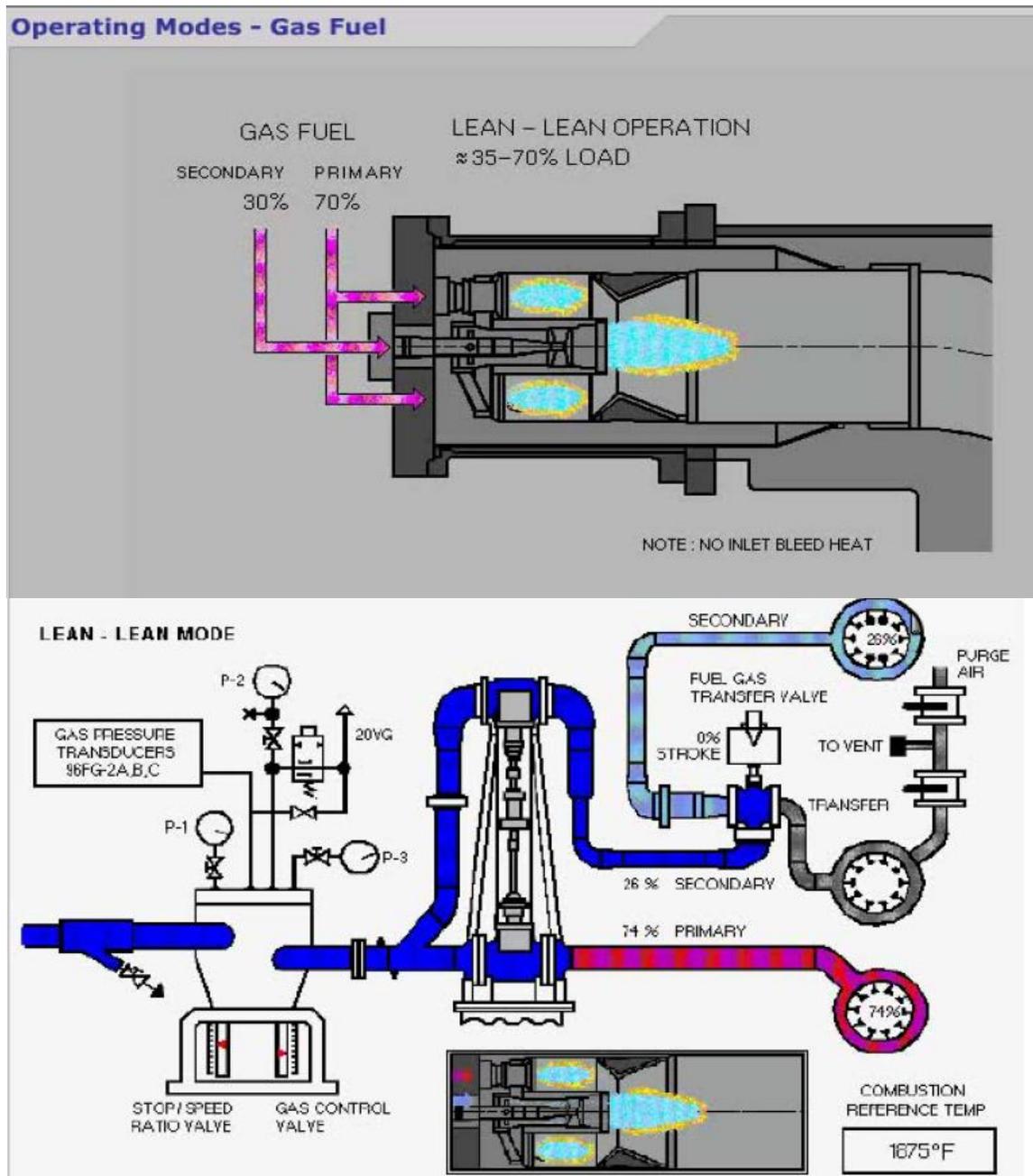


Fig. IV.10 Mode Lean- Lean

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

c) Mode secondaire

Dans ce mode, la référence de soupape de séparation du carburant intègre de 0% primaire jusqu'à la destination de séparation prémix, typiquement près de 80% de la secondaire. C'est un mode transitoire entre le transfert secondaire et l'état prémix prêt. Le carburant va être admis dans la zone de combustion primaire et secondaire par les buses primaires et secondaires, avec une combustion se produisant uniquement dans la zone secondaire.

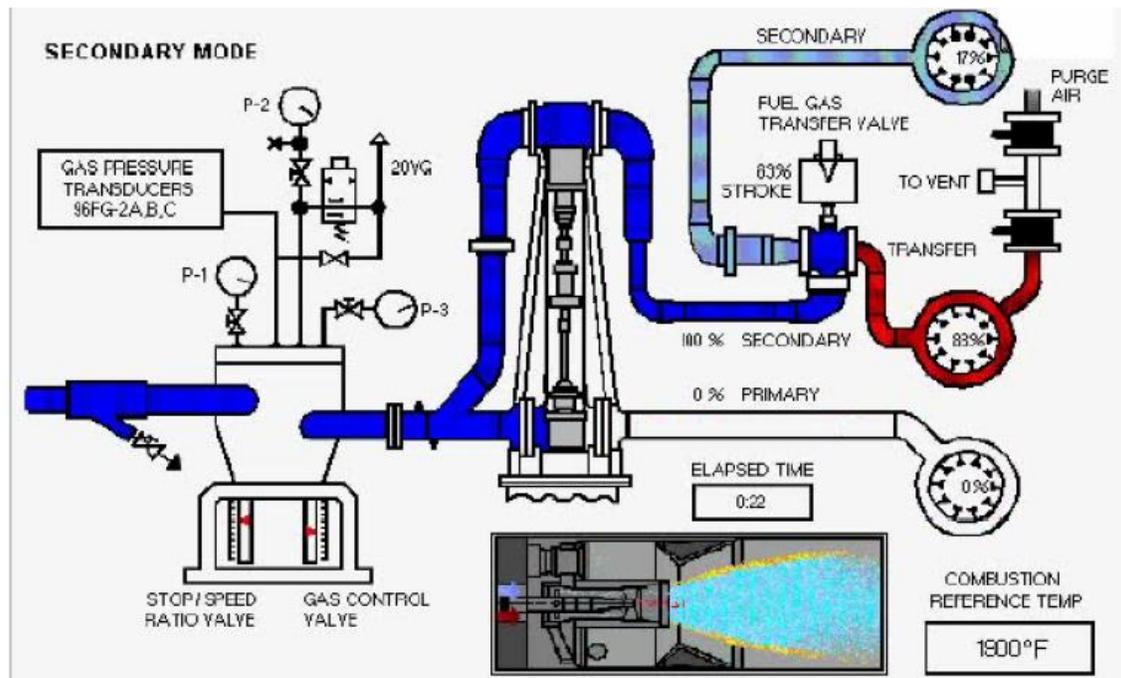
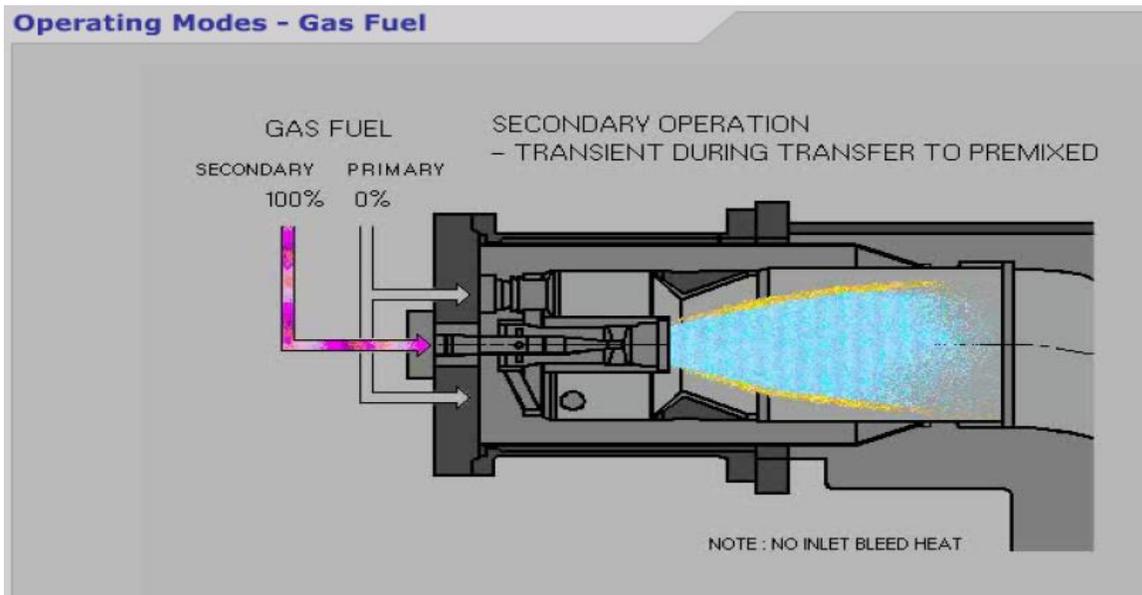


Fig. IV.11 Mode secondaire

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

d) Mode Premixed

C'est le mode d'opération optimal pour une turbine DLN avec l'obtention du plus faible taux de NO_x et CO. Dans ce mode, le carburant entrant à la fois dans la zone primaire et secondaire par les buses de carburant primaire et secondaire, avec combustion se produisant uniquement dans la zone secondaire. Approximativement 80% du carburant prémixe la zone primaire avant que la combustion se produise dans la zone de combustion secondaire en aval du venturi. Ce mode est actif après le transfert prémix par une charge de base et des pics approchant une température de référence de 1900 °F.

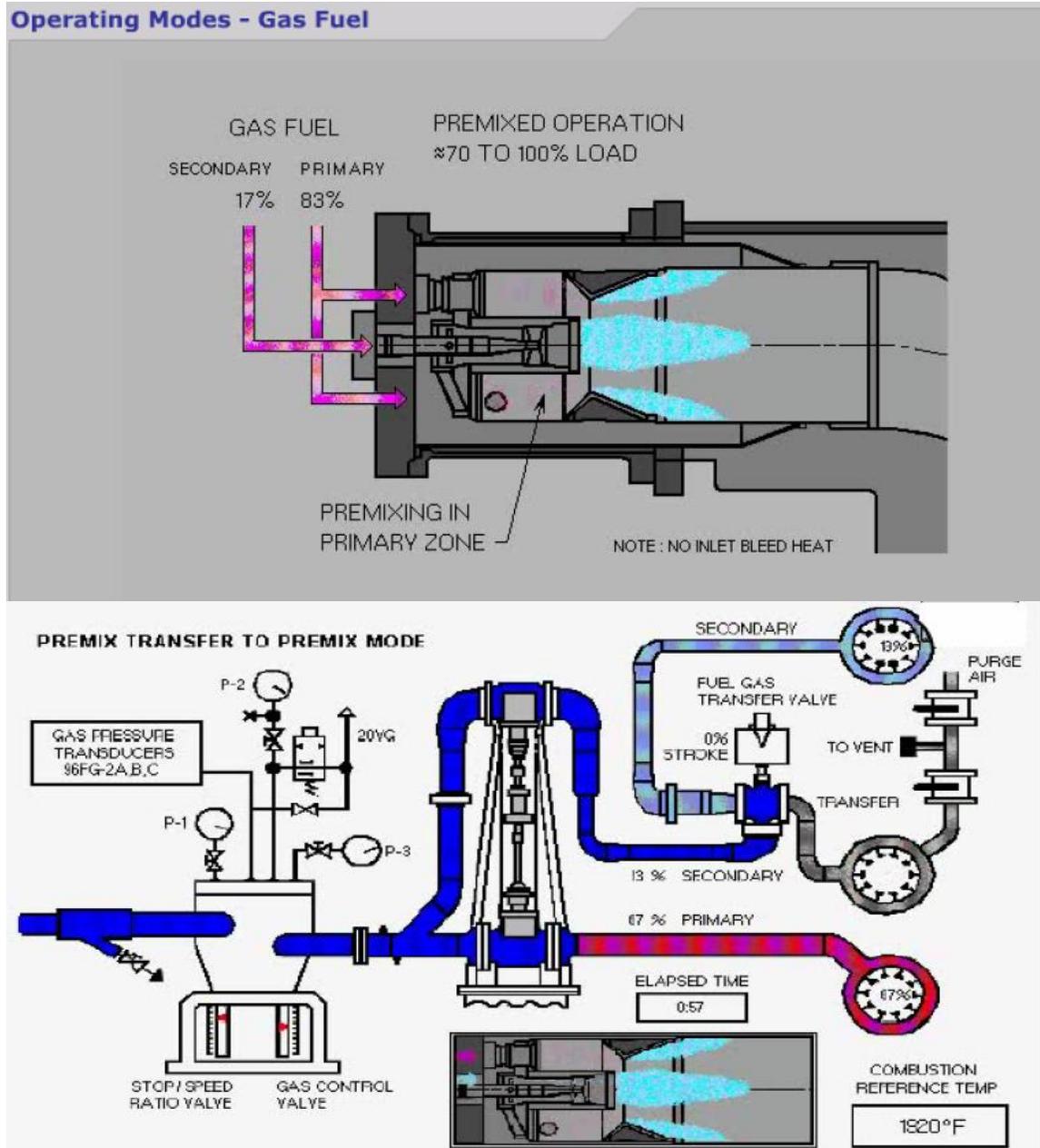


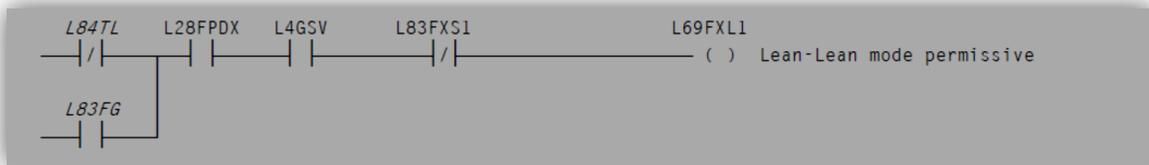
Fig. IV.12 Mode Premixed

IV.3.1.5. DLN-1 Software

Les séquences de système DLN (primary, lean-lean, secondary et prémixed) sont configurées dans toolbox MARK VI.

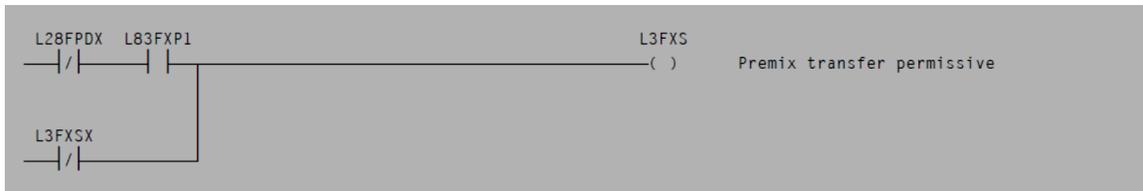
Voir quelques importantes séquences :

Séquence 1 : conditions nécessaire pour pouvoir passé de mode primary au mode lean-lean (lean-lean mode permissive).



- L84TL:** on total liquid fuel
- L28FPDX:** primary flame detection control
- L4GSV:** gas splitter valve master control signal
- L83FXS1:** secondary transfer mode selected
- L83FG:** increase gas fuel
- L69FXL1:** lean-lean mode permissive

Séquence2: conditions nécessaire pour se basculer du mode secondary au mode primixed



- L83FXP1:** premix transient Mode selected
- L3FXSX:** DLN directional Latch0

Séquence3: default de combustion



- L30SPA:** combustion trouble
- L60SP3:** exhaust temperature spread high
- L30SPAX:** combustion trouble

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NOx)

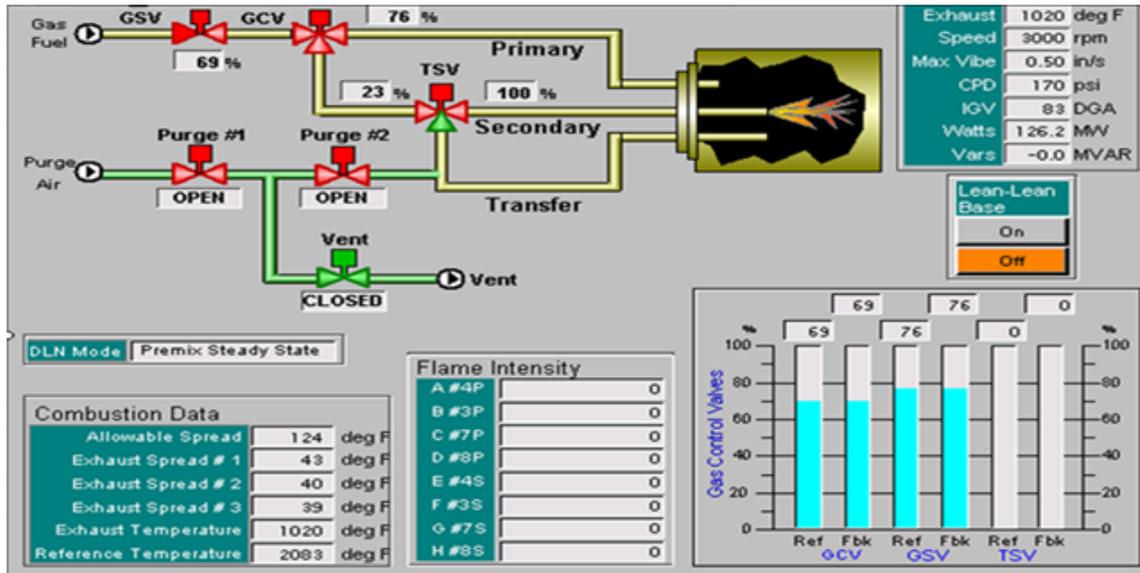
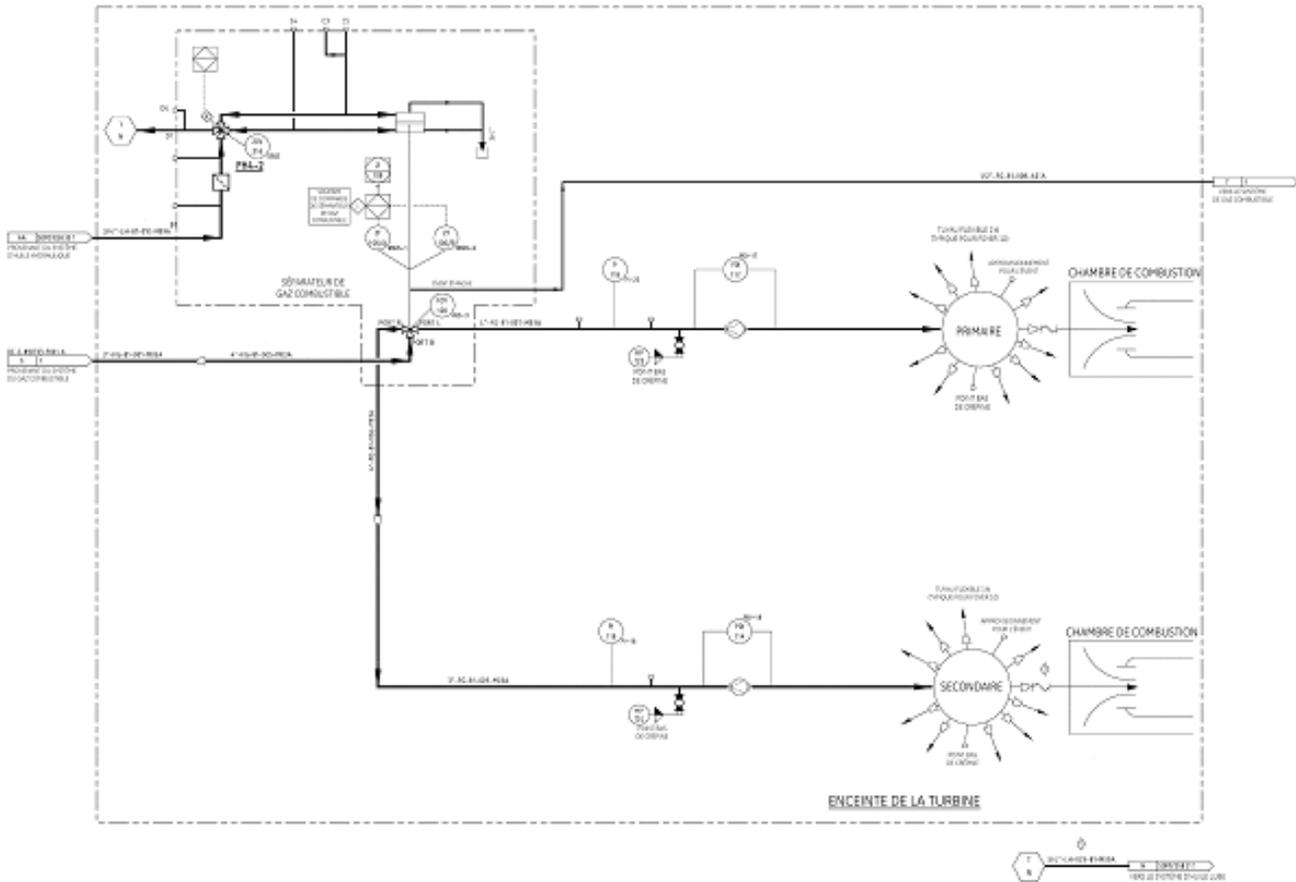


Fig. IV.13 Exemple d'application du système DLN-1

IV.4. Mesure des NO_x [10]

IV.4.1. Système CEMS (*Continuous Emissions Monitoring System*)

Le CEMS est un système complet standardisé utilisant la spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier (FTIR) pour la mesure simultanée en continu d'un grand nombre d'émissions dans les gaz de fumées des centrales et des usines d'incinération.

IV.4.1.1 Avantages de système CEMS

a) Système complet standardisé :

- Surveillance ultra précise et fiable des émissions de gaz des fumées.
- Pack complet modulaire avec prélèvement de gaz, préparation d'échantillons à chaud, mesure à 180°C, traitement des données et évaluation
- Nombreuses entrées et sorties TOR et analogiques
- Analyse simultanée de 22 composants gazeux en standard :

1- Monoxyde de carbone	2- Dioxyde de carbone	3- Oxydes d'azote
4- Oxydes de soufre	5- Méthane	6- Ethylène
7- Acétylène	8- Méthanol	9- Antimoine
10- Baryum	11- Brome	12- Cadmium
13- Calcium	14- Chrome	15- Cobalt
16- Cuivre	17- Fer	18- Manganèse
19- Mercure	20- Nickel	21- Sélénium
22- Argent		
- En outre (déduit de la mesure FTIR) : valeurs NO_x et carbone total
- Homologation pour mesures d'émissions par spectroscopie FTIR (QAL1 selon EN14181) possible pour dix composants de mesure
- Possibilité d'ajouter deux analyseurs supplémentaires max pour la mesure de l'oxygène et la mesure du carbone total par détecteur FID (éventuellement aussi avec homologation QAL1)
- Configuration simple et rapide
- Set testé, harmonisé et fiable
- Economique à l'achat et en service

b) Technologies homologuées éprouvées

- Détermination en continu de onze composants de mesure max.
- Mesure FTIR simultanée pour CO, CO₂, HCl, H₂O, NH₃, NO, NO₂, N₂O, SO₂
- Utilisation d'un analyseur d'oxygène ZrO₂ homologué avec amenée d'échantillons à chaud
- Mesure du carbone total par détecteur FID avec le FIDAMAT6 Simplicité d'utilisation
- Commande intuitive
- Configuration sur écran TFT grand format au moyen d'un clavier

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

c) Maintenance aisée

- Montage des armoires simplifiant la maintenance, avec cadre basculable
- Affichage numérique des demandes de maintenance

IV.4.1.2 Domaine d'application

En raison d'une part des exigences légales imposées par les décrets relatifs à la surveillance des émissions (par ex. dans les usines d'incinération), et d'autre part des demandes des exploitants d'installations de process, à qui l'analyse des gaz permet de tirer des conclusions quant à l'efficacité des processus (par ex. pour la commande de chaudières, les installations ...),

GE utilise le **CEMS** (*Continuous Emissions Monitoring System*) pour les mesures des NO_x et CO à l'échappement des turbines.

Dans notre étude, on se limite à des mesures **NO_x & CO**



Fig. IV.14 Armoire CEMS

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

IV.4.1.3 Constitution de système CEMS

Le système CEMS est un système d'analyse FTIR complètement équipé, constitué de plusieurs racks 19" :

- une unité de préparation d'échantillons avec pompe de gaz de mesure et contrôleur pour les conduites de gaz de mesure chauffées
- en interne, de l'unité de préparation d'échantillons à l'analyseur (fourni)
- en externe, de la sonde de prélèvement à l'armoire d'analyse (en option)
- le système de spectrométrie FTIR à proprement parler avec cuvette de gaz
- un PC industriel servant d'unité d'évaluation et de commande, avec clavier et écran TFT.

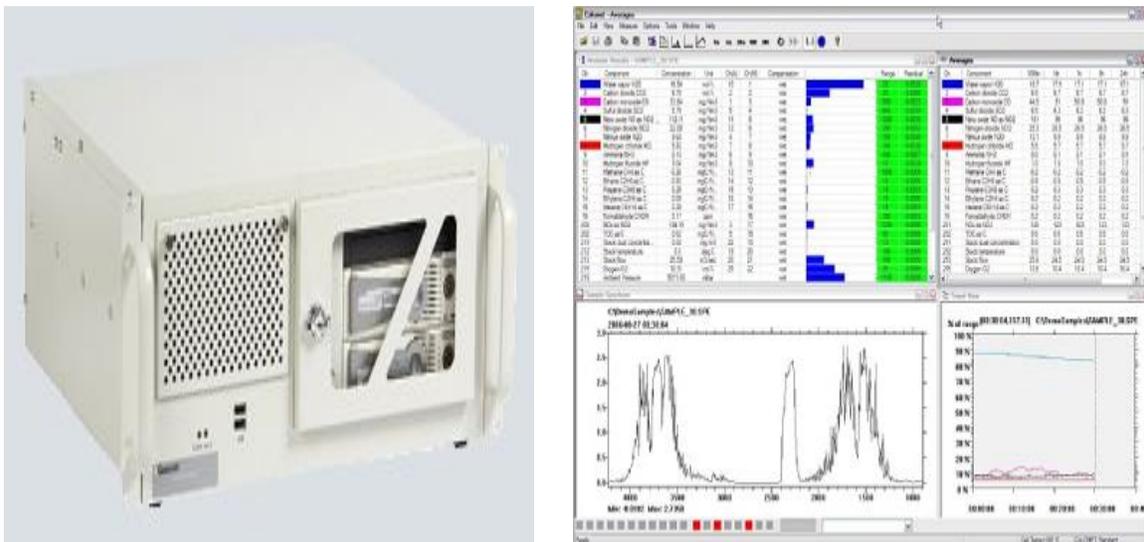


Fig. IV.15 Interface utilisateur du logiciel du système CEMS

Le système peut facultativement être complété avec :

- une sonde de prélèvement
- une conduite de gaz de mesure chauffée (de la sonde de prélèvement à l'armoire d'analyse)
- des analyseurs supplémentaires (2 au maximum)
- un analyseur d'oxygène ZrO₂
- un FID
- AMAT6 pour la mesure du carbone total

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

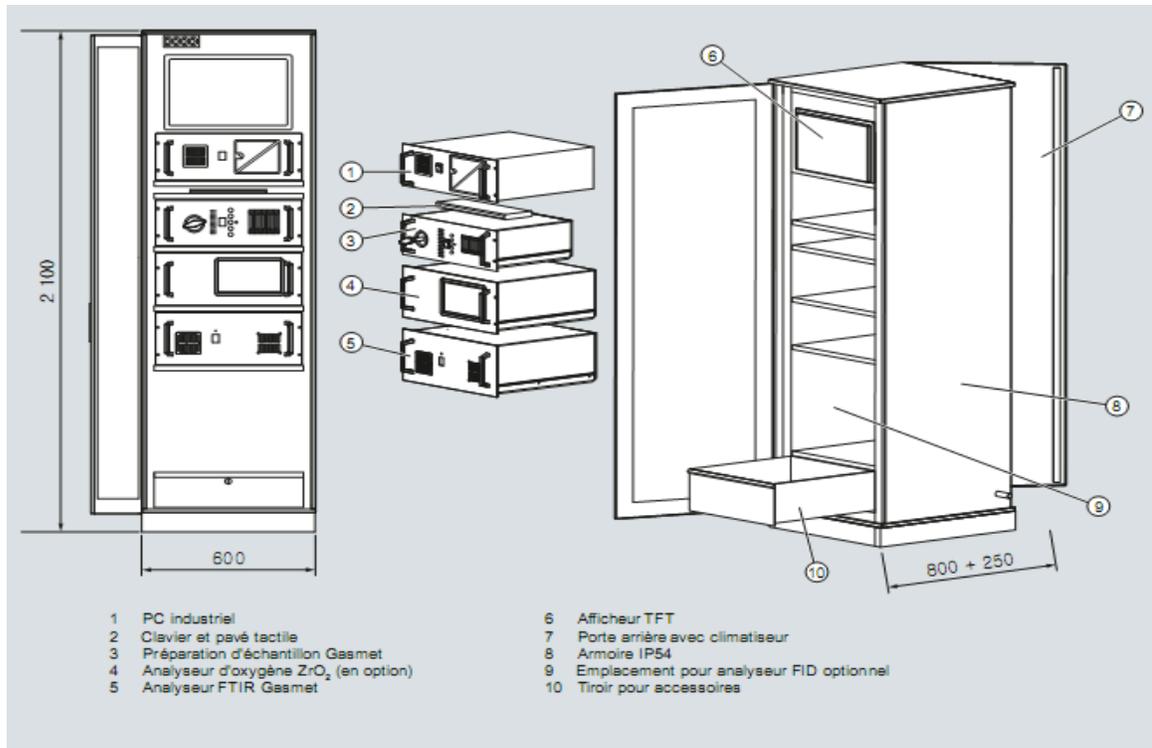


Fig. IV.16. Structure d'un système d'analyse CEMS

Les principaux éléments du CEMS sont le contrôleur, des analyseurs NO_x & CO et la sonde pour prendre l'échantillon du gaz.

a)- Le Contrôleur

C'est un automate Allen Brabley compact logix installé dans l'armoire avec les caractéristiques suivantes :

- (08) AI : Entrées analogiques
- (16) DI : Entrées logiques
- (04) AO : Sorties analogiques
- (16) DO : Sorties logiques
- TCP/IP Ethernet communication

Le rôle principal de cet automate est de calibrer les analyseurs de gaz et sauvegarder les enregistrements (Base de données).

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

b)- Analyseurs NO_x

Le module NOXMAT 600 CLD est chargé des mesures NO_x avec la configuration suivante : 0-10 ppm, 0-20 ppm, 0-50 ppm, 0-100 ppm, 0-200 ppm et 0-500ppm.

La méthode utilisée est la **chimiluminescence** ; c'est un phénomène de réaction chimique ayant pour conséquence la production de lumière.

La chimiluminescence est un phénomène général utilisé dans de nombreux domaines.

C'est le phénomène par lequel certaines molécules portées à un état excité par une réaction chimique retournent à l'état fondamental en restituant une partie de l'énergie sous forme d'émission de lumière.

Le phénomène utilisé ici est la chimiluminescence du monoxyde d'azote avec l'ozone. Cette technique, aboutie en 1978, est aujourd'hui la plus employée pour les mesures d'oxydes d'azote.

c)- Analyseurs CO

L'ultramat /Oxymat 6 Model 7MB2023 est le module qui fait des mesures CO avec les échelles suivantes : 0-100 ppm, 0-200 ppm, 0-500 ppm.

d)- Sonde modèle 270 SEC (*Sample Extraction Device*)

Une sonde de type « modèle 270 SEC (*Sample Extraction Device*) » est installée à l'échappement de la turbine pour prendre des échantillons de gaz.

Ces gaz seront transmis à l'analyseur une fois réchauffés et filtrés.

Ces sondes peuvent supporter des températures à l'échappement des turbines jusqu'à 1000 °F.

Le modèle 270 SEC peut être utilisé dans les turbines à gaz, les raffineries, les chaudières, process chimique, ...



Fig. IV.17 Sonde d'échantillonnage du gaz à l'échappement turbine
Modèle 270 SEC (*Sample Extraction Device*)

**Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN
(Dry Low NO_x)**

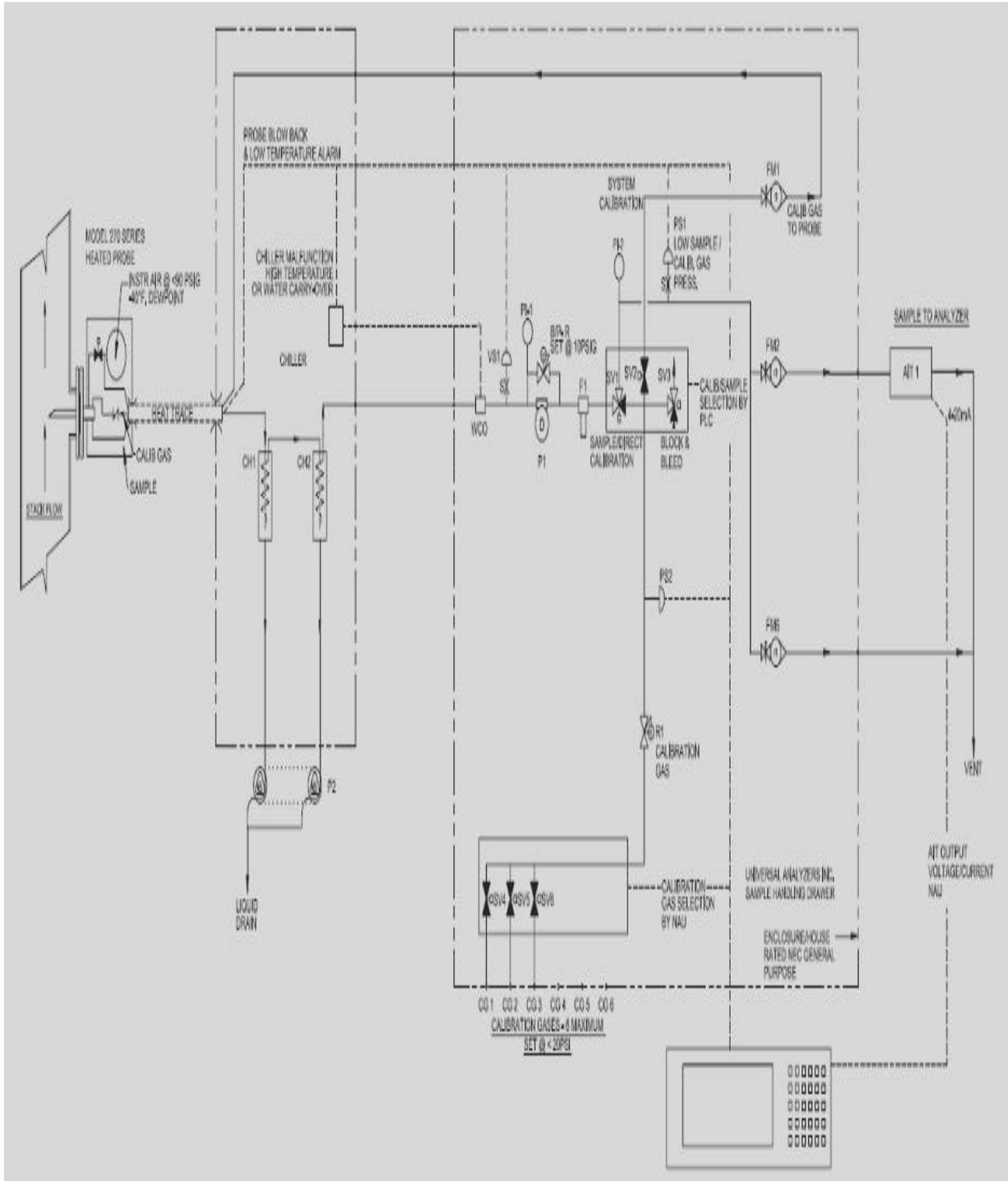


Fig. IV.18 Différents éléments constituant le système CEMS

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

IV.4.1.4 La Maintenance préventive de CEMS

Le tableau suivant présente succinctement les tâches recommandées pour assurer la maintenance préventive d'un système d'analyse CEMS. Les exigences réelles dépendent fortement des conditions individuelles de l'application et de l'installation. Les tâches exécutables par le personnel de service sont décrites en détails dans la documentation qui est livrée avec chaque système. Des formations ou des contrats de maintenance spécifiques sont proposés pour les tâches de plus grande envergure.

Intervalle de maintenance	Tâches	A exécuter par
Quotidien	Alimentation en gaz zéro	Automatisée
1 semaine	Contrôle visuel du système et des analyseurs qu'il contient Contrôle visuel de l'unité de préparation d'échantillons	Personnel de service
30 jours env.	Alimentation en gaz zéro et en gaz étalon	Automatisée
2 à 6 mois	Contrôle et remplacement éventuel des filtres de la sonde de prélèvement et de l'unité de préparation d'échantillons	Personnel de service spécialement formé (prévu dans l'entretien annuel si contrat de maintenance)
3 mois env.	Contrôle de la calibration d'oxygène de l'analyseur d'oxygène ZrO ₂	Automatisé (prévu dans l'entretien annuel si contrat de maintenance)
12 mois env.	Contrôle de la cellule de gaz de l'analyseur FTIR	Technicien d'entretien formé (prévu dans l'entretien annuel si contrat de maintenance)
12 mois env.	Si nécessaire : Remplacement du diaphragme de la pompe de gaz de mesure	Technicien d'entretien formé
12 mois env.	Alimentation en gaz étalons humides (pour mesure NH ₃ , HCl, HF), ajustement de la "calibration d'eau"	Technicien d'entretien formé spécialement (prévu dans l'entretien annuel si contrat de maintenance, y compris mise à disposition de l'unité de calibrage nécessaire à cet effet)
18 à 60 mois	Si nécessaire : Remplacement des composants optoélectroniques (par exemple, laser et source de lumière infrarouge) de l'analyseur FTIR	Technicien d'entretien formé

Tab. IV.5 Proposition pour la maintenance préventive d'un système d'analyse CEMS

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

IV.4.2. Communication entre CEMS et MARK VI

Le système de contrôle MARK VI contrôle et surveille le bon fonctionnement de l'instrumentation DLN (GSV, LVDT,...) et génère des alarmes et déclenchement en cas d'anomalies (voire annexe VIII)

Remarque : pas de déclenchement de la machine par émissions excessive Nox .
Comme le système CEMS possède des ports de communications et des sorties réserve certain paramètre de CEMS peuvent être communiqués au MARK VI (option)

IV.5. Avantages du système DLN 1 :

- Réduire les émissions NO_x à 51 µg/Nm³ (voire Annexe VI)
- Réduire le niveau du bruit
- Améliorer la qualité de la combustion :
 - ✚ Flamme très stable
 - ✚ Combustion complète
 - ✚ Minimiser les perturbations de pression dans les chambres de combustion
- Améliorer le FMDS des turbines (Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité et Sécurité) :
 - Réduire le coût de maintenance en protégeant la métallurgie et en réduisant la fréquence des révisions :
 - ✚ CI (Combustion Inspection) à 24 000 heures de marche au lieu de 12 000h
 - ✚ Coût d'une révision CI (travaux & réparation) est de l'ordre de **50 000 €**
 - Minimiser les arrêts provoqués par défaut /mauvaise combustion
- Gain en fuel.

Conclusion

Ce mémoire est le fruit d'un stage pratique effectué au sein de la société en partenariat SonaHess (Sonatrach & Hess) qui exploitent le champ pétrolier de Gassi El Agreb.

Ce stage pratique nous a permis tout d'abord de découvrir l'industrie pétrochimique avec toutes les installations qu'elle peut comprendre et tous les moyens humains et matériels engagés pour le fonctionnement de cette industrie de rang international.

Parmi ces installations, nous avons eu l'opportunité de traiter une problématique concernant la centrale électrique de GEA. Ce stage nous a permis de connaître le fonctionnement des turbines à gaz, le processus de production de l'énergie électrique ainsi que leur système de contrôle MARK VI.

La problématique traitée consiste en l'installation du système DLN-1 (Dry Low NOx) dans les turbines de la centrale électrique d'El Gassi, qui sera très bénéfique pour la compagnie SonaHess suite aux avantages considérables de ce système qui ont été déjà prouvés par GE. Les NOx sont des gaz polluants et nocifs pour la santé et par conséquent le contrôle et la surveillance des émissions de ces gaz sont très utiles/nécessaires pour le respect de la réglementation.

- ✓ Nous suggérons d'installer le système DLN-1 dans la future 5^{eme} turbine de la centrale électrique.
- ✓ Un upgrade (mise à niveau) progressif, bien géré dans le temps des quatre autres turbines tout en tenant compte de la continuité de la production d'énergie électrique et des nouvelles générations des systèmes DLN qui peuvent apparaître entre-temps surtout que la compagnie SonaHess s'est déjà engagée dans sa propre politique HSE à respecter davantage l'environnement et à l'amélioration continue.

Solution proposée pour améliorer le circuit fuel Gas actuel : système DLN (Dry Low NO_x)

- ✓ Suivant les calculs thermiques, le même effort devrait être fait sur le circuit réchauffeur de gaz *Watlow* suite à ces défaillances successives afin de bénéficier d'une manière optimale du gain en fiabilité de la technologie DLN.
- ✓ Diffuser le maximum d'informations sur le système DLN car cette technologie est peu connue et très peu installée en Algérie malgré ses avantages appréciables.

Bibliographies

- [1] Washam, R. M. «*Dry Low NOx Combustion System for Utility Gas Turbine*» (14/10/2005)
- [2] Davis, L. B. et Washam, R. M. «*Development of a Dry Low NOx Combustor* » (14/10/2005)
- [3] Dibelius, N.R., Hilt, M.B., and Johnson et R.H. «*Reduction of Nitrogen Oxides from Gas Turbines by Steam Injection* » (03/11/2001)
- [4] Miller, H. E. «*Development of the Quiet Combustor and Other Design Changes to Benefit Air Quality* » American Cogeneration Association, San Francisco (01/01/1999)
- [5] Cutrone, M. B., Hilt, M. B., Goyal, A., Ekstedt, E. E., et Notardonato, J. «*Evaluation of Advanced Combustor for Dry NOx Suppression with Nitrogen Bearing Fuels in Utility and Industrial Gas Turbines* » (14/10/2005)
- [6] Zeldovich, J. «*The Oxidation of Nitrogen in Combustion and Explosions* »
- [7] Washam, R. M. «*Dry Low NOx Combustion System for Utility Gas Turbine* ».
- [8] CHETOUANE Abdelhafid «*RAPPORT DE MISSION EN ITALIE*» (03/01/2012)
- [9] Document MS 5001 PA ALRAR Algérie (GEPS Oil # Gas Nuovo Pignone Volume I (14/10/2005)
- [10] Hilt, M. B. «*Analytical Application Sets Gasmet CEMS* » (30/08/2008)

Annexes

Annexe I

 سوناتراش sonatrach	TELECOPIE DE RESULTATS DIRECTION GISEMENT TEL N° : (024) 81.11.47 FAX N° : (024) 81.85.57	 Laboratoire accrédité N° : 1-2087 Portée disponible sur www.cofrac.fr
--	---	---

De : Mme. OUDJEDI Fatiha Chef de l'Unité Analyses Chromatographiques	A: R.MILOUDI / A.IHLEM Société : Groupement SONAHESSE
Réf: 450/DG	Pays : Algérie
Nbre page : 08 (y compris la page de garde)	Télécopie : 029 73 75 80
Date : 25/05/2010	Téléphone :

OBJET / : Résultats d'analyses des gaz naturel du gazoduc GR1/GR2

Veillez trouver ci-joint les résultats d'analyses des deux échantillons de gaz naturel prélevés le 17 et 18 mai 2010 au niveau du centre Zotti et du PC8 sur le gazoduc GR1/2 par le personnel de l'Unité Analyses Chromatographiques.

Les échantillons de gaz ont été analysés par chromatographie en phase gazeuse conformément à la norme NF X 20-501 destinée à l'Analyse d'un gaz naturel sans condensât. Les résultats d'analyses sont exprimés en pourcentage molaire

Meilleures salutations

Le Chef Unité Analyses Chromatographiques

Mme F.OUDJEDI



Annexes



RAPPORT

« Seuls les résultats d'essai(s) repérés par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation ».

N° : 30 / ET/10

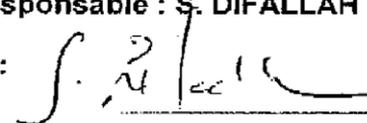


Laboratoire
accrédité
N° : 1-2087
Portée
d'extension
sur
www.cofrac.fr

IDENTIFICATION

Compositions Molaires et Propriétés Physico-chimiques des Échantillons de Gaz Naturel du GR1/2 Groupement SONAHNESS

N°OSIL : A9.0048

Nom et adresse du client	Travail réalisé
Mr R. MILOUDI / A.IHLEM Chef de Service Traitement et Corrosion Groupement SONAHNESS El Gassi BP 112 Hassi Messaoud ALGERIE	Direction : Gisements Laboratoire : Etudes Thermodynamiques
	Nom du responsable : S. DIFALLAH Signature : 
	Date ou période d'exécution: 23 Mai 2010

La reproduction de ce document n'est autorisée que sous la forme de fac-similé photographique intégral.

En cas d'émission du présent rapport par voie électronique et/ou sur support physique électronique, seul le rapport sous forme de support papier signé par le responsable fait foi en cas de litige.

Les incertitudes établies par le laboratoire sont communiquées sur demande.

Ce rapport comporte six (07) pages et zéro (0) annexe.

L'accréditation par le Cofrac atteste de la compétence du laboratoire pour les seuls essais et analyses repérés par le symbole * sur le présent document.

Le Cofrac est signataire de l'accord multilatéral de EA (European co-operation for Accreditation) et d'ILAC (International Laboratory Accreditation Cooperation) de reconnaissance de l'équivalence des rapports d'essais ou d'analyses.

Annexes



RAPPORT

« Seuls les résultats d'essai(s) repérés par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation ».

N° : 30 / ET/10



Laboratoire
accrédité
N° : 1-2087
Portée
disponible
sur
www.cofrac.fr

Détail des travaux			
Nature des opérations (Échantillonnage, Essai, Étude...)	Code des opérations	Intitulés des opérations	Noms des responsables Des Essais
Echantillonnage	MO-GIS-H1	Echantillonnage fluides pétroliers sous pression	Mr. REZIG MOHAMED
Essais	MO-GIS-H13	Analyse d'un gaz naturel sans condensât Extension du dosage aux hydrocarbures jusqu'en C ₇ Méthode par chromatographie en phase gazeuse	Mme OUDJEDI Fatiha
Calculs	Norme ISO 6976	Calcul des propriétés physico-chimiques des gaz sans condensat	Mme OUDJEDI Fatiha



RAPPORT

« Seuls les résultats d'essai(s) repérés par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation ».

N° : 30 / ET/10



Laboratoire
accrédité
N° : 1-2087
Portée
disponible
sur
www.cofrac.fr

- Note -

Ce travail fait suite à la campagne d'échantillonnage mensuel effectuée au niveau du centre Zotti et du PC8 sur la ligne d'arrivée GR1/ GR2 d'El Gassi.

Le travail consiste en la détermination de la composition molaire par chromatographie en phase gazeuse et le calcul des propriétés physico-chimiques des échantillons de gaz naturel. Les résultats sont donnés ci-après.

Personnes ayant participé à l'étude:

Mr. REZIG El Marhoune Mohamed, Cadre d'Etudes Techniques

Mme Hamada Marina, Ingénieur Analyses

Responsable de l'étude: Mme OUDJEDI Fatiha, Ingénieur Analyses spécialiste

Annexes



RAPPORT

« Seuls les résultats d'essai(s) repérés par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation »

N° : 30 / ET/10



Laboratoire
accrédité
N° : 1-2087
Portée
disponible
sur
www.cofrac.fr

SOMMAIRE

	Pages
NOTE	3
SOMMAIRE	4
1- INTRODUCTION	5
2- ECHANTILLONNAGE ET CONTRÔLE	5
3- ANALYSE ET CALCUL	5
4. RESULTATS	5-6
DESTINATAIRES	7



RAPPORT

« Seuls les résultats d'essai(s) repérés par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation »

N° : 30 / ET/10



Laboratoire
accrédité
N° : 1-2087
Portée
disponible
sur
www.cofrac.fr

1- INTRODUCTION

Le présent rapport fait état des résultats d'analyse compositionnelle et de calcul des propriétés physico- chimiques de deux (02) échantillons de gaz naturel réceptionnés au niveau de l'unité Analyses Chromatographiques le 23.05.2010.

2- ECHANTILLONNAGE ET CONTROLE

Le prélèvement des échantillons de gaz naturel a été réalisé le 17 et 18 mai 2010 par le personnel de l'Unité Analyses Chromatographique et a concerné les points du centre New Zotti et du PC8 sur le gazoduc GR1/2.

Les conditions de prélèvement sont données dans le tableau des résultats.

Un test de contrôle de recevabilité a été effectué sur les échantillons dès leur réception au laboratoire.

3- ANALYSE ET CALCUL

Les deux échantillons de gaz naturel jugés recevables, ont été analysés directement par chromatographie en phase gazeuse conformément à la norme **NF X 20-501** destinée à l'*Analyse d'un gaz naturel sans condensât* en vue de déterminer leur composition molaire. Les propriétés physico-chimiques en l'occurrence la masse molaire, le facteur de compressibilité, la densité réelle relative, la masse volumique, les pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur ainsi que l'indice de Wobbe (supérieur), ont été calculées à partir des compositions à une température de 15°C et une pression d'une atmosphère selon la norme ISO 6976

4- RESULTATS

Les compositions molaires et les propriétés physico-chimiques des gaz sont données dans le tableau ci - après.

Annexes



RAPPORT

« Seuls les résultats d'essai(s) repérés par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation »

N° : 30 / ET/10



Laboratoire
accrédité
N° : 1-2087
Portée
disponible
sur
www.cofrac.fr

Tableau: Compositions molaires et propriétés physico-chimiques des échantillons de gaz naturel prélevés sur le GR1/2 à New ZOTTI et PC8

Points de prélèvement	Gazoduc GR1/2	
	New ZOTTI	PC8
Pression _{prélèv} (Bar)	67	
Température _{prélèv} (°C)	25	35,9
Date _{prélèv}	17/05/2010	18/05/2010
Heure _{prélèv}	09h00	09h30
Date d'exécution	23/05/2010	
Constituants	% molaires	
Azote	0,94*	0,86*
Dioxyde de Carbone	2,23*	2,50*
Méthane	85,46*	85,01*
Ethane	9,60*	9,74*
Propane	1,49*	1,57*
i-Butane	0,09*	0,11*
n-Butane	0,14*	0,16*
i-Pentane	0,03*	0,03*
n-Pentane	0,02*	0,02*
Hexanes	0,00*	0,00*
TOTAL	100,00*	100,00*
Propriétés physico- chimiques à 15°C et 1 atm		
MM (g/mole)	18,76	18,87
Facteur de compressibilité Z	0,9974	0,9973
PCS (Kcal/m ³)	9655,7	9664,1
PCI (Kcal/m ³)	8723,4	8731,8
Densité (P/R air)	0,6461	0,6501
Masse volumique (Kg/m ³)	0,7917	0,7967
Indice de Wobbe supérieur (Kcal/m ³)	12012,7	11985,6

Annexes



RAPPORT

« Seuls les résultats d'essai(s) repérés par le symbole * sont effectués sous le couvert de l'accréditation ».

N° : 30 / ET/10



Laboratoire
accrédité
N° : 1-2087
Portée
disponible
sur
www.cofrac.fr

DESTINATAIRES

- | | |
|---------------------------------|----------------|
| - Groupement SONAHESSE EL GASSI | 01 Exemplaïres |
| - Archives | 01 Exemplaïre |

Annexes

Annexe II



Environmental Systems

Industrial & Power Systems Sales

September 21, 1992

Subject: The potential impact of Nonattainment Offset Requirements on The Power Generation Business

The power generation business is about to undergo a culture shock. Under the Clean Air Act Amendments of 1990, the States are required to propose their non-attainment (NA) area regulation by November 15, 1992. Nonattainment areas are those that have not yet achieved an air quality level for specific pollutants at least as good as the individual national ambient air quality standards for those pollutants. Although some states will miss the deadline (because EPA was late with its guidance), most will not. After the November date, offsets will be required in all nonattainment areas for each nonattainment pollutant (NO_x, CO, PM-10, Pb, SO₂). As a result, our gas turbine emissions guarantees may need to be re-examined to ensure that they balance the margins required to minimize the risk to GE with the added cost that our customers will incur if they must purchase unnecessary offsets if margins are too high. Furthermore, we may also need to re-examine the goals of our combustion development programs. Even if the GE emission level guarantees are low enough to obtain a permit it will be the goal of our customers in nonattainment areas to minimize the emissions of nonattainment pollutants in order to minimize the need to obtain the offsets for those pollutants. Offsets will be very expensive and the cost of any extra offset (vs. competitor guarantees) will be counted against the GE Price.

For example, a customer who evaluates a GE proposal that guarantees 5 #/hr of particulate matter when firing natural gas, would be required to obtain offsets for 4 #/hr more than a ABB proposal that guarantees 1 #/hr (as ABB quoted for the Lakewood, NJ project) for a facility in a PM-10 nonattainment area. We learned at a meeting with SMUD in Sacramento on August 11 and 12, 1992 that the price for PM-10 offsets in the Sacramento area (nonattainment for PM-10) is about \$40-50,000/ton. Thus, the cost to site two GE gas turbines would be about 1.75 million more than two ABB units just for the purchase of PM-10 offsets (at an offset ratio of 1:1). The units being considered in the Sacramento area are LM 6000's (for Carson Energy and Campbell Soup, winners of a solicitation in the SMUD service area). Evendale also normally guarantees 5 #/hr for PM, but based on the SMUD discussion has decided to offer 2.5 #/hr for these units (per Stan Keller, GEAE-M&I). The cost of NO_x and CO offsets in California is even higher (CO offsets are about \$60,000/ton and NO_x about \$70,000 to

Annexes

\$80,000/ton) and the emissions of those pollutants (in pounds/hour) is typically much greater than the PM-10. Thus, even if 9 ppm NO_x is acceptable for permitting, but our competitors guarantees 4 ppm dry, without SCR, the 5 ppm difference could mean \$6.4 million per unit extra cost for a FR 7EA (at \$70,000/ton and an offset ratio of 1:2:1 as required in serious nonattainment areas such as the Sacramento metro area, or Atlanta, or Baton Rouge). The cost in the South Coast Air Quality Management District (Los Angeles) where the offset ratio is 1:5:1 would exceed \$9 million for 5 ppm offsets for FR 7EA.

This is how gas turbine proposals will be evaluated in the future. The costs associated with the need to obtain any extra offsets will be evaluated against higher emitting units. Therefore, it seems obvious that our future objectives should be to minimize gas turbine emission levels regardless of what may be acceptable for obtaining a permit so that the offset requirement can also be minimized. There are 98 ozone (NO_x) nonattainment areas, plus the 11 state Northeast Ozone Transport Region, 42 CO nonattainment areas and 50 PM-10 nonattainment areas (Tables 1 attached). Since states can oppose more stringent permit requirements than EPA, offsets may also be required in attainment areas (as California has required for several years). And unlike the acid rain program SO₂ allowances, which have no geographic limitations (since acid rain is a long range transport problem), offsets must come from either the same nonattainment area or areas immediately adjacent to the nonattainment area.

The net result is that we are about to see a major change in the way that gas turbine proposals are evaluated. Customers will factor offset costs into each proposal evaluation. And when offsets can cost as much or more than the gas turbine, be assured that the customer will buy based on total cost (gas turbine plus offsets) rather than just the cost of the gas turbine. The cost for NO_x offsets for a 7EA in a severe NA area (such as NY-NJ-CT metro areas) would exceed \$14 million if the emission level is 9 ppm (at \$80,000/ton) and would be almost \$24 million at 15 ppm. Table 2 shows the cost of NO_x and CO offsets for a “moderate” nonattainment area (the Northeast Ozone Transport Region), with various levels of NO_x and CO emissions and for several models of gas turbines.

One other important factor to consider is the California paradigm. Based on the California experience offsets may not be available in some areas at any price. Some offset owners will not sell them because the offsets are held for future expansion of the offset owner’s facility. Other offset owners ask exorbitant prices because they know without offsets a new facility can not be built. Due to the scarcity of offsets, which in turn drove the price of the available offsets to absurdly high levels, most offsets used in California in the last few years have been eternally generated. Although project proponents (be they utilities of NUG’s) with several emission sources in the same area can internally generate offsets by reducing emissions in the other emitting sources that they own, IPP’s generally do not have the capability because they have only a single source.

Annexes

Another example closer to home is that of U. S. Generating submitting a permit application for the Rotterdam, NY plant at 4.5 ppm NO_x in order to avoid the need to obtain a PSD Air Permit from EPA (250 tons/year NO_x emission threshold) which can typically take a year or more to obtain. By emitting less than 250 TPY a NY State permit can be obtained instead and these typically take 3 to 4 months to obtain. U. S. Generating (Mark Carney) has said that the sole purpose of using the 4.5 ppm permit level was a desire to get their permit before November 15, 1992 so that they would not be required to obtain offsets (since 4.5 ppm is already LAER, lowest achievable emission rate control technology). Any final permit obtained before that date will be grandfathered and will not need offsets (some states have said that a final permit application submitted prior to the November date will grandfather a project, but NY DEC has said the permit itself must be final). U. S. Generating does not believe that the NO_x offsets will be available at a reasonable price.

If we look at the CO offsets we find the same situation as with NO_x offsets. At the California price of about \$50,000/ton we see that the offsets for a 7EA DLN 1 combustor at 25 ppm CO would cost \$11.6 million (with a 1:1 offset ratio). The cost of the CO offsets at 10 ppm would be 4.6 million.

In a multiple nonattainment area such as Sacramento (NA for NO_x, CO and PM-10), the cost of offsets to site an MS 7001EA with NO_x at 4.5 ppm, CO at 10 ppm and PM-10 at 5 #/hr will be in excess of \$9 million 9 (\$4 million for NO_x, \$4.4 million for CO and \$1.1 million for PM-10).

While it might be argued that emission levels below out current guarantees are not needed to obtain a permit, the fact is that where offsets are required, minimizing emissions of NA pollutants will minimize the cost to the customer. As a result, lower emission guarantees create a real price advantage to the customer. It is no longer a question of whether a GE unit can be permitted at a given emission level, but rather how much more that might cost a customer for offsets compared with a competitors unit. "Good enough to get a permit" will no longer be good enough if we hope to stay competitive.

M. M. Schorr

Annexes

Table 2

The Cost of NOx Offsets in the Northeast Ozone Transport Region*

NOx Level ppm	GT Model - - - - >	5	6B	7EA	7FA
		\$MILLION			
65		23.8	26.8	56.8	82.5
42		15.4	17.3	36.8	53.3
25		9.2	10.3	21.9	31.7
15		5.5	6.2	13.1	19.1
9		3.3	3.7	7.9	11.4
4.5		1.7	1.9	4	5.7

* A moderate nonattainment area, 1.15 offset ratio, assuming \$50,000/ton price

The Cost of CO Offsets**

CO Level ppm	GT Model - - - - >	5	6B	7EA	7FA
		\$MILLION			
50		9.7	10.9	23.2	33.6
25		4.9	5.5	11.6	16.8
15		2.9	3.3	7	10.1
9		1.8	2	4.2	6.1

** Assumes an offset ratio of 1:1 and \$50,000/ton price

Annexes

Annexe IV



GE
Oil & Gas

Nuovo Pignone Global Services
CONVERSIONS MODIFICATIONS & UPRATINGS DEPT

Budget Proposal n° 5061513410

to

SONAHESSE
Zotti - Algeria

for

DLN conversion for MS5001 PA Units

Prepared by :	Gaetano Lombardi <i>Application Engineer</i>	Vincenzo Scognamiglio <i>Commercial Manager</i>
Telephone :	+39 - 055 - 423.8026	+39 - 055 - 458.9917
Fax :	+39 - 055 - 423.2800	
E.mail :	gaetano.lombardi@ge.com	Vincenzo.Scognamiglio@ge.com
Place, Date of Issue:	Florence, October 4th 2010	

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP.

Annexes

1 Introduction

GE Oil and Gas is pleased to submit to your kind attention the current Commercial and Technical Budget Proposal #5061513410 to reduce NOx emissions by the conversion of the existing combustion system to DLN for the Frame 51PA units GE SN G07022, G07023, G07024, G07045 installed in Zotti Plant, Algeria.

GE Oil & Gas has considerable experience in performing conversions, modifications and upgrades (CM&U) such as this. As our proposal involves significant efforts in terms of engineering and customization, our experienced staff of engine and package engineers, field technicians, and project management team is at the customer disposal for making this project successful. These CM&Us are developed with the Customer in mind. From improving heat rate and power output, to increased reliability and availability, GE Oil & Gas is constantly innovating and developing new products. This CM&U proposal is the result of that effort and we look forward to discussing this with you in more detail.

2 Current Configuration

Ambient Temperature	0/35/55 °C (min/norm/max)
Altitude	200 m
Cycle Type (Combined or Simple)	Simple cycle
GT Model	MS5001PA
Relative Humidity	34%
Inlet Pressure Drop	102 mmH ₂ O
Exhaust Pressure Drop	102 mmH ₂ O
IGV (Min and Max)	56/85°
Inlet Bleed Heat (Yes/No)	No
Combustor Type	LHE
Diluent Injection Type (if any)	No
Control Panel	MKVI
Temperature Control Curve	Base Load Isotherm: 1040°F

Budget Proposal #5061513410	DLN Conversion MS5001PA - Sonahess	2
-----------------------------	------------------------------------	---

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP
© 2010 General Electric Company

Annexes

3 Dry Low Nox Conversion

3.1 PREFACE

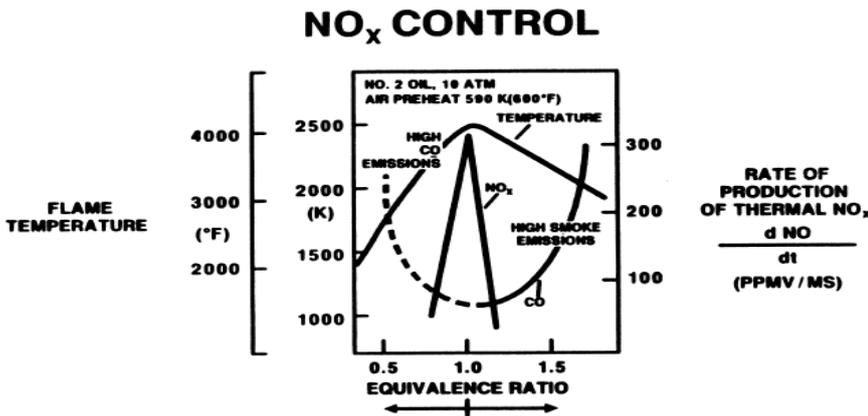
The Dry Low NO_x-I combustion system reduces NO_x emission, without steam or water injection on gas fuel units, through lean-premixed burning in multi-zone combustion liners, and by new fuel control equipment which directs fuel to the different liner zones depending upon the mode of operation. This modification includes new combustion casings, combustion liners, combustion covers and primary and secondary fuel nozzles. Several valves and piping arrangements will need to be modified or replaced.

3.2 TECHNICAL DESCRIPTION - DLN

There are two sources of NO_x emissions in the exhaust of the gas turbine. Thermal NO_x is generated by atmospheric nitrogen fixation in the flame. The conversion of fuel bound nitrogen (FBN) also generates NO_x. The methods described here control thermal NO_x emissions and are not effective in controlling the conversion of FBN. FBN is usually found in lower quality distillates and coal gasses, but no matter the source FBN must be taken into account when emissions calculations are made.

Thermal NO_x is generated by a chemical reaction sequence called the Zeldovich

Mechanism. This set of well-verified chemical reaction postulates that the generation of thermal NO_x is an exponential function of the temperature of the flame and a linear function of the time, which the hot gases are at flame temperature. Thus, temperature and residence time determine thermal NO_x emissions levels and are the principal variables that a gas turbine designer can adjust to



control emission levels.

Since, for a given fuel, the flame temperature is a unique function of the equivalence ratio, the rate of NO_x generation can be cast as a function of the equivalence ratio itself. This is illustrated in the figure, which shows that the highest rate of NO_x production occurs at the equivalence ratio (ER) of ~1.0, when the temperature is equal to the stoichiometric, adiabatic flame temperature.

As shown in the figure, the rate of NO_x production falls off dramatically as the flame temperature decreases since the two variables are exponentially joined. When ER is <1.0 we have a mixture fuel-lean, with more oxygen available than fuel and the resulting flame temperature is lower. The same effect occurs when ER is >1.0, but produces undesirable side effects like significant smoke and UHC's.

This temperature effect is, therefore, the key factor to reduce NO_x emissions, and that is the reason why diluent injection (water or steam) into a gas turbine combustor flame zone

Budget Proposal #5061513410	DLN Conversion MS5001PA - Sonahess	3
-----------------------------	------------------------------------	---

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP
© 2010 General Electric Company

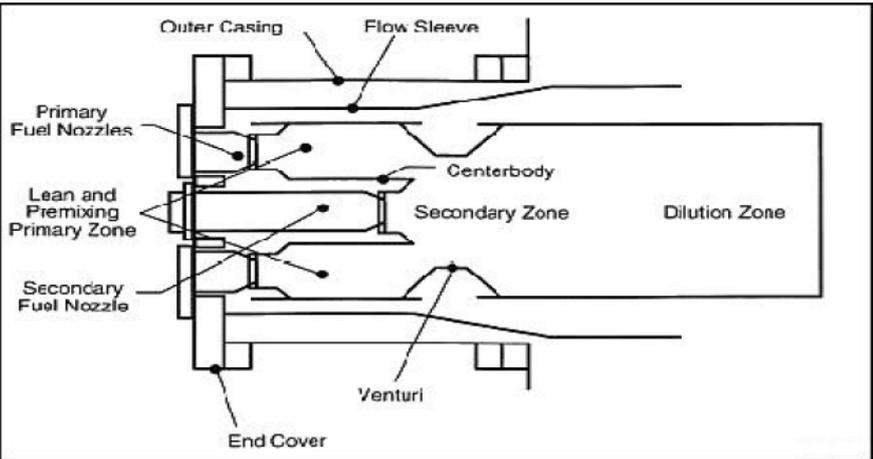
Annexes

reduces their production by reducing temperature. For the same reason, very lean dry combustors with their lower flame temperatures can be used to control emissions, with the advantage of avoiding the turbine efficiency and/or maintenance penalty associated with diluent injection.

There are two design challenges associated with very lean combustors:

- Care must be taken to ensure the flame is stable at the design operating point;
- Turndown capability is necessary since a gas turbine must ignite, accelerate, and operate over the load range.

The NP/GE DLN-1 combustor is a two-stage premixed combustor designed for use with natural gas. The combustion system includes four major components: fuel injection system, liner, venturi and cap/centerbody assembly.



natural gas. The combustion system includes four major components: fuel injection system, liner, venturi and cap/centerbody assembly. In Dry Low NOx-1 operation, fuel flow is administered to each combustion zone through the primary and secondary fuel nozzles while the airflow from the compressor is admitted inside the liner. The components are arranged to form two stages in the combustor. In the

premixed mode, the first stage serves to thoroughly mix the fuel and air and deliver a uniform, lean, unburned fuel-air mixture to the second stage. Total fuel flow is controlled by conventional methods, either by speed/ratio valve and gas control valve on gas fuel systems or by the fuel oil bypass valve for liquid systems.

The combustion system is arranged to form two stages for combustion. Turbine operation, from start-up to full load, involves four different modes of combustion in the multizone combustion liner. The distribution of the fuel and flame to the different combustion zones is matched to turbine speed and load conditions to obtain the best performance and emissions. The modes are;

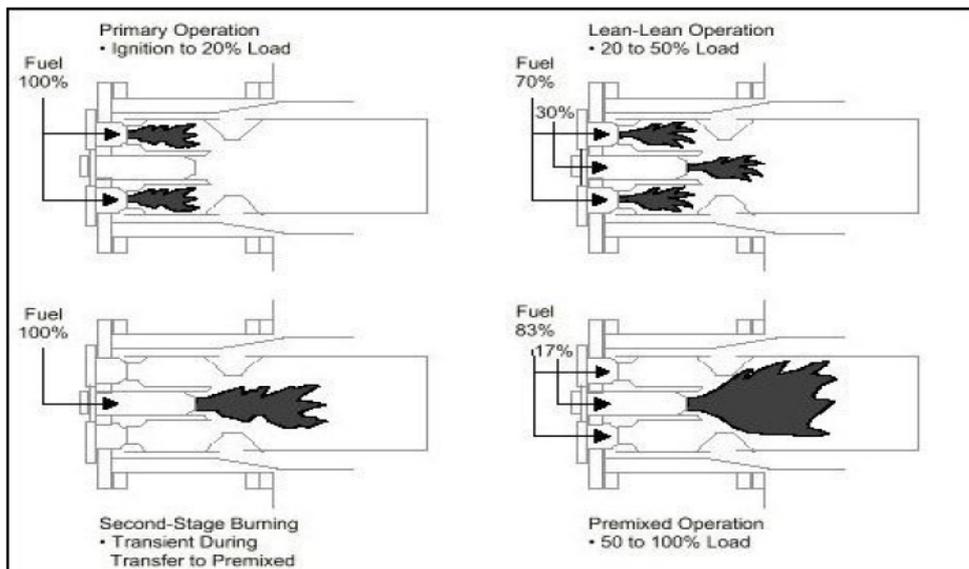
Budget Proposal #5061513410	DLN Conversion MS5001PA - Sonahess	4
-----------------------------	------------------------------------	---

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP
© 2010 General Electric Company

Annexes

Mode Operating Range

- Primary** Fuel only to the primary nozzles. Flame is in the primary zone only. This mode of operation is used to ignite, accelerate and operate the machine over low to mid loads, up to a pre-selected combustion reference temperature.
- Lean-Lean** Fuel to both the primary and secondary nozzles. Flame is in the primary and in the secondary zone. This mode of operation is used for intermediate loads, between two pre-selected combustion reference temperatures.
- Secondary** Fuel to the secondary nozzle only. Flame is in the secondary zone only. This mode is a transition state between lean-lean and premix modes. This mode is necessary to extinguish the flame in the primary zone, before fuel is reintroduced into what becomes the primary premixing zone.
- Premix** Fuel to both primary and secondary nozzles. Flame is in the secondary stage only. This mode of operation is achieved at and near the combustion reference temperature design point. Optimum emissions are generated in premix mode.



The load range associated with these modes will vary to a small extent with the ambient temperature. At ISO ambient, the Low NO_x premix operating range is VERY ROUGHLY 80% to 100% load. Greater operating ranges can be achieved through the use of Inlet Bleed to reduce load by bleeding Compressor Discharge Air. Inlet bleed heating system is not included in this proposal.

NOTE: All the indicated values (both in terms of fuel spit and percentage load) in the above picture are for reference only for a unit with variable IGV's and are intended to demonstrate the operating modes.

This modification requires the replacement of all combustion components including liners, fuel nozzles, outer casings and covers, with new Dry Low NO_x hardware including the necessary piping systems to accommodate the new combustion hardware. The

Budget Proposal #5061513410	DLN Conversion MS5001PA - Sonahess	5
-----------------------------	------------------------------------	---

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP
 © 2010 General Electric Company

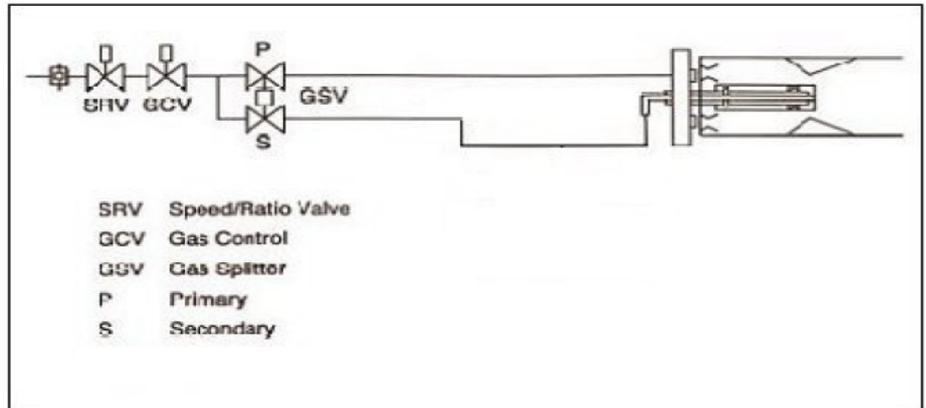
Annexes

combustion system supplied as part of this conversion includes features of an advance technology combustion system.

DLN SYSTEMS:

Here is a schematic of the DLN-1 fuel delivery systems. The gas fuel system is made up of the gas fuel stop/ratio valve (SRV), the gas control valve (GCV), the gas splitter valve (GSV).

The stop/ratio valve is designed to maintain a predetermined pressure, P2, at the control valve inlet. The gas control valve regulates the desired overall gas fuel flow delivered to the turbine in response to the command signal FSR from the control panel.



The total gas flow is separated into two stages by the Gas Splitter Valve that controls the percentage of the total fuel flow delivered to the different stages of the DLN-1 multi-nozzle combustor (the primary and secondary fuel nozzles).

For the purpose of the present technical proposal it is assumed that the new fuel gas line, the splitter valve and all relevant instruments can be line mounted inside the enclosure without any modification to the enclosure itself. Should any modification be needed it will be charged at additional price.

Reliable detection of the flame location in the DLN-1 system is critical to the control of the combustion process and to the protection of the gas turbine hardware. Four flame detectors in separate combustion chambers around the gas turbine are mounted to detect primary zone flame. Also, four flame detectors that look through the centerbody of the secondary fuel nozzle in separate combustion chambers are dedicated to detect the presence of secondary flame.

The spark plug and flame detector arrangements in DLN-1 combustor are different from those used in a conventional combustor. Since the first stage must be re-ignited at high load in order to transfer from the premixed mode back to lean-lean operation, the spark plug is not retractable. Two spark plugs located in different combustion chambers are used to ignite the fuel flow in the primary zone of the combustors. Flame is introduced in the secondary zone of the combustion chambers by igniting the secondary fuel flow with flame from the primary zone.

Budget Proposal #5061513410	DLN Conversion MS5001PA - Sonahess	6
-----------------------------	------------------------------------	---

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP
 © 2010 General Electric Company

Annexes

3.3 FUEL GAS COMPOSITIONS

For the current budget DLN conversion proposal, we are considering the following gas compositions communicated by the Customer:

Fuel Gas Name	New Zotti	PC8
Compound	Mol %	Mol %
Methane	85.46	85.01
Ethane	9.6	9.74
Propane	1.49	1.57
i-Butane	0.09	0.11
n-Butane	0.14	0.16
i-Pentane	0.03	0.03
n-Pentane	0.02	0.02
Carbon Dioxide	2.23	2.50
Nitrogen	0.94	0.86

These natural gas compositions meet GE spec GEI 41040 and are suitable to be burnt into a DLN1 combustion system, anyway for a Firm Proposal, the Customer has to provide a complete gas analysis (usually GE requires detailed gas composition up to C12), min, max gas temperature, min, max pressure **specified at TP100** (see original Gas Turbine P&I). Currently, considering the original fuel gas pressure and temperature at TP100:

Fuel gas temperature range: 80-100°C
Fuel gas pressure range: 17-24 barg,

for DLN conversion, original fuel gas temperature range can be maintained; instead minimum fuel gas pressure has to be increased up to 22 barg @ TP100.

Budget Proposal #5061513410	DLN Conversion MS5001PA - Sonahess	7
-----------------------------	------------------------------------	---

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP
© 2010 General Electric Company

Annexes

3.4 DLN CONVERSION EMISSION BENEFITS

The Dry Low NO_x-I combustion system lowers the NO_x emission levels on gas fuel fired units. The expected NO_x and CO emissions of units equipped with the DLN-1 system, with gas composition as specified in the present proposal (see page 7) and in the **premix mode and base load** operation are:

Turbine Model MS5001PA	NO _x @ 15% O ₂ (ppmvd)	CO (ppmvd)	Diluent
DLN-1	25	25	NO

Notes:

- Base load is defined as the gas turbine output with the gas turbine running on the base temperature control curve in the control specification at 100% shaft speed design point.
- Emissions will vary at different operating points however the customer can expect to meet the above emission levels in the PREMIX mode operation
- PREMIX mode operation and so above emission values are expected between 100% and 80% of base load without Inlet Bleed Heating. Emission will increase below 80% of base load without IBH.
- To achieve wider operational range below 80% load maintaining PREMIX mode (low emissions), the installation of inlet bleed heating system is required but not considered under the scope of this proposal.
- Converting to Dry Low NO_x combustion system is estimated to have a slight impact on turbine performance. Performance is reduced by the higher liner pressure drop of the DLN combustion liner compared to standard diffusion type combustion liner. Estimated output and efficiency reduction is approximately 1%.
- As per original Gas Turbine Data Sheet, the emission values at base load for existing configuration are:

Turbine Model MS5001PA	NO _x @ 15% O ₂ (ppmvd)	CO (ppmvd)	Diluent
LHE	152	20	NO

Budget Proposal #5061513410	DLN Conversion MS5001PA - Sonahess	8
-----------------------------	------------------------------------	---

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP
© 2010 General Electric Company

Annexes

4 Scope of Supply DLN Conversion for MS5001PA Gas Turbine

The following scope of supply is applicable for **#1 (One) Unit**:

4.1 Engineering Activities

- REQUISITION MANAGEMENT (1)
- FIELD MODIFICATION INSTRUCTIONS (1)
- GT DATA SHEET (1)
- GT PERFORMANCE MAP (1)
- P&I UPDATE (1)
- INSTRUCTION BOOK UPDATE (1)

4.2 Material

- PRIMARY FUEL NOZZLE ASSEMBLY (10)
- SECONDARY FUEL NOZZLES ASSEMBLY (10)
- DLN SPLITTER VALVE (AND SERVO ARRANGMENT) (1)
- SRV/GCV FUEL GAS VALVE (1)
- NEW DLN CAP&LINER (10)
- NEW COMBUSTION CHAMBER ARRANGMENT (1 SET)
- TRANSITION PIECE (10)
- TRANSITION PIECE ARRANGMENT (10)
- CONSUMABLE MATERIAL (1 SET)
- CONTROL OIL PIPING MODIFICATION (1)
- ADDITIONAL INSTRUMENTATION FOR DLN (1)
- FUEL PIPING MODIFICATION (1)
- CONDUIT ARRANGEMENT MODIFICATIONS (1)
- PRIMARY FLAME DETECTORS (4)
- SECONDARY FLAME DETECTORS (4)
- DLN IGNITION SYSTEM (1)
- DLN SPARK PLUG (2)
- DLN SPECIAL TOOL KIT (1)
- SOFTWARE/HARDWARE MODIFICATION OF MKVI (1)

Budget Proposal #5061513410	DLN Conversion MS5001PA - Sonahess	9
-----------------------------	------------------------------------	---

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP

© 2010 General Electric Company

Annexes

5 Assumption & Exclusions

Main assumption and exclusions from our scope of supply as detailed in section 4 are, such as but not limited to, the following major components:

5.1 ASSUMPTIONS

For the purpose of this proposal the following technical assumption have been made:

- ✓ The original "as shipped" configuration has been assumed for the Gas turbine
- ✓ Original Site conditions as per Table below have been assumed

Performance Basis	
Altitude	200 m
Minimum Ambient Temperature	0 °C
Normal Ambient Temperature	35 °C
Maximum Ambient Temperature	55 °C
Relative Humidity	34%

- ✓ Present configuration:

Inlet/Exhaust	
Inlet Pressure Drop	102 mmH2O
Inlet Conditioning Evap. Cooler, Chiller, etc.	None
IBH System	None
Exhaust Pressure Drop	102 mmH2O
Exhaust Equipment HRSG, Economizer, SCR, CO Catalyst etc.	None
Combustor	
System	LHE
Fuel(s)	See paragraph 3.3
Diluent Injection / Purpose None, Water, Steam / NOx abatement, Power Augmentation	None

Should the actual data be different from the one described above please provide data to GE Oil & Gas. The Firm Proposal will be revised accordingly.

5.2 EXCLUSIONS

- ✓ Field installation activity
- ✓ Any changes required to BOP equipment
- ✓ Any site survey
- ✓ Inlet Bleed heating system
- ✓ Any service, material, documentation or engineering not explicitly mentioned.

Budget Proposal #5061513410	DLN Conversion MS5001PA - Sonahess	10
-----------------------------	------------------------------------	----

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP
© 2010 General Electric Company

Annexes

6 Prices and Commercial Conditions

6.1 Prices

Total Budget Price for the Scope of Supply, as described at par 4.1 and 4.2, and relevant to **#1 (One) Unit**, is:

€ 2.300.000,00 (Euro)

Total Budget Price for the Scope of Supply, as described at par 4.1 and 4.2, and relevant to **#4 (Four) Units**, is:

€ 8.500.000,00 (Euro)

6.2 Commercial Conditions

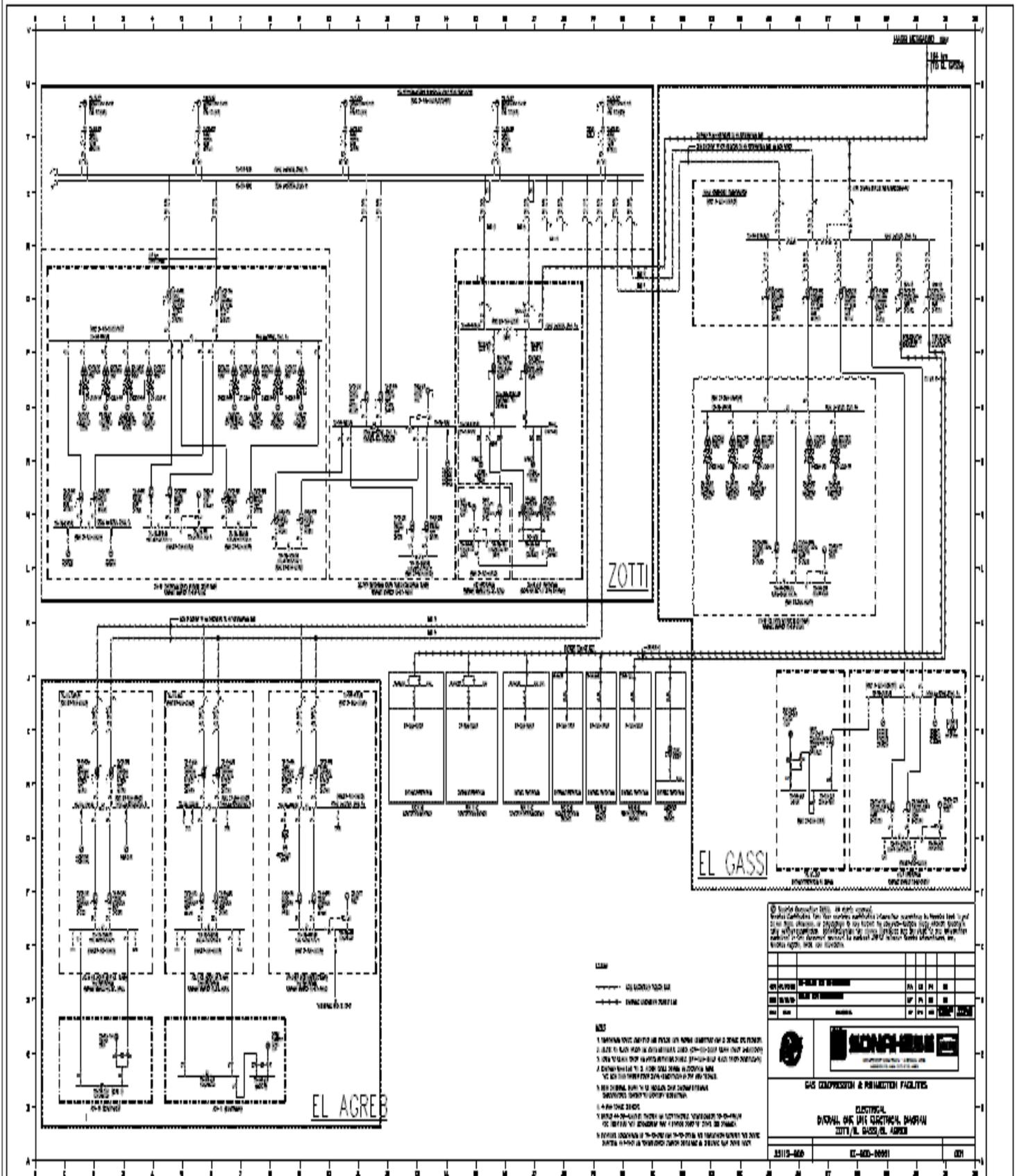
DELIVERY POINT:	FOB Leghorn (according to Incoterms 2000)
TITLE PASSAGE:	FOB Leghorn (according to Incoterms 2000)
PACKING:	Included per Manufacturer Standard
DELIVERY TIME:	48 weeks after Purchase Order confirmation. In any case final delivery time will be confirmed at the time of the Order and depending on shop slotting availability.
PAYMENT SCHEDULE:	30% of the total Euro P.O. amount upon signature of P.O; 25% of the total Euro P.O. amount upon ordering of identified major components; 45% of the total Euro P.O. amount upon FOB Leghorn delivery.
PAYMENT TERMS:	30 days from invoice date.
VALIDITY:	31/12/2010
GENERAL T&C:	Refer to the document "GE - NUOVO PIGNONE S.P.A. Terms and Conditions For Sale Of Parts & Services (see Annex 1 attached).

Budget Proposal #5061513410	DLN Conversion MS5001PA - Sonahess	11
-----------------------------	------------------------------------	----

This proposal is submitted in confidence for evaluation by the Purchaser and its contents are proprietary to Nuovo Pignone S.p.A. (NP). In taking receipt of this document, the purchaser agrees not to reveal its contents except to those in purchaser's organization who must evaluate it. Copies of this document may not be made without the prior written consent of NP. If the preceding is not acceptable, this proposal shall be returned to NP. This document is to be returned upon written request by NP
© 2010 General Electric Company

Annexes

Annexe V



ELECTRICAL OVERALL ONE-LINE ELECTRICAL DIAGRAM ZOTI, GASSI EL AGREB - 2012-001-00-000 (Rev.00)

Annexes

Annexe VI

Bennai, Mohamed

From: Scognamiglio, Vincenzo (GE Oil & Gas) [Vincenzo.Scognamiglio@ge.com]
Sent: 07 April 2011 11:13
To: Bennai, Mohamed
Cc: Rachid, Boussaa (GE Oil & Gas); Bobbio, Armando (GE Oil & Gas)
Subject: RE: DLN1 Proposal - feedback's request on "GE-NP Budget proposal #5061513410 GTG1-4 Sonahess_MS5001_DLN Conv"

Dear Mr. Bennai,
I didn't receive yet any your kind feedback on the Proposal in subject. Could you give us please any news in order to convert the Budget Proposal in a Firm one?

thanks a lot

Vincenzo

From: Bobbio, Armando (GE Oil & Gas)
Sent: Tuesday, October 05, 2010 12:03 PM
To: Bennai, Mohamed
Cc: Scognamiglio, Vincenzo (GE Oil & Gas); Rachid, Boussaa (GE Oil & Gas); Lombardi, Gaetano (GE Oil & Gas); Malquori, Dante (GE Oil & Gas); Serafini, Andrea (GE Oil & Gas)
Subject: DLN1 Proposal

Dear Mr. Bennai,

please find attached the budget proposal for the DLN1 solution.

I remain waiting for any further clarification you might require.

Please let me know if a meeting is necessary in order to present the Solution on the DLN1 and the Extendor Kit.

Best Regards

Armando Bobbio
GE
Oil&Gas
Global Services Upgrades
Sales Area Leader Algeria
T +39 055 423 2265
M +39 348 2872073
F +39 055 423 2800
E armando.bobbio@ge.com
www.geoilandgas.com

Via F. Matteucci, 2
50127 - Firenze, Italy
Nuovo Pignone S.p.A.

Annexe VII

8 Dhou El Hidja 1426
8 janvier 2006

JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 01

3

DECRETS

Décret présidentiel n° 06-01 du 7 Dhou El Hidja 1426 correspondant au 7 janvier 2006 portant convocation du collège électoral des wilayas de Béjaïa, Béchar, Tizi-Ouzou, Médéa et Oran pour des élections partielles en vue du remplacement de membres élus du Conseil de la nation.

Le Président de la République,

Vu la Constitution, notamment son article 77-6° ;

Vu l'ordonnance n° 97-07 du 27 Chaoual 1417 correspondant au 6 mars 1997, modifiée et complétée, portant loi organique relative au régime électoral, notamment ses articles 122, 123, 124 et 150 ;

Décète:

Article 1er. — Le collège électoral des wilayas de Béjaïa, Béchar, Tizi-Ouzou, Médéa et Oran est convoqué le jeudi 23 février 2006 pour des élections partielles en vue du remplacement de membres élus du Conseil de la nation.

Art. 2. — Le collège électoral de chacune des wilayas citées à l'article 1er ci-dessus est composé de l'ensemble des membres de l'Assemblée populaire de la wilaya et des membres des Assemblées populaires communales de la wilaya.

Art. 3. — Le présent décret sera publié au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 7 Dhou El Hidja 1426 correspondant au 7 janvier 2006.

Abdelaziz BOUTEFLIKA.

-----★-----

Décret exécutif n° 06-02 du 7 Dhou El Hidja 1426 correspondant au 7 janvier 2006 définissant les valeurs limites, les seuils d'alerte et les objectifs de qualité de l'air en cas de pollution atmosphérique.

Le Chef du Gouvernement,

Sur le rapport du ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement,

Vu la Constitution, notamment ses articles 85-4° et 125 (alinéa 2) ;

Vu la loi n° 90-09 du 7 avril 1990, complétée, relative à la wilaya ;

Vu la loi n° 03-10 du 19 Joumada El Oula 1424 correspondant au 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable ;

Vu le décret présidentiel n° 04-136 du 29 Safar 1425 correspondant au 19 avril 2004 portant nomination du Chef du Gouvernement ;

Vu le décret présidentiel n° 05-161 du 22 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 1er mai 2005 portant nomination des membres du Gouvernement ;

Vu le décret exécutif n° 02-115 du 20 Moharram 1423 correspondant au 3 avril 2002 portant création de l'observatoire national de l'environnement et du développement durable ;

Décète :

Article 1er. — En application des dispositions de l'article 10 de la loi n° 03-10 du 19 Joumada El Oula 1424 correspondant au 19 juillet 2003, susvisée, le présent décret a pour objet de définir les valeurs limites, les seuils d'alerte et les objectifs de qualité de l'air en cas de pollution atmosphérique.

Art. 2. — Au sens du présent décret, il est entendu par :

* **Objectifs de qualité** : Un niveau de concentration de substances polluantes dans l'atmosphère, fixé sur la base de connaissances scientifiques, dans le but d'éviter, de prévenir ou de réduire les effets nocifs de ces substances sur la santé humaine ou sur l'environnement, à atteindre dans une période donnée.

* **Valeur limite** : Un niveau maximal de concentration de substances polluantes dans l'atmosphère, fixé sur la base de connaissances scientifiques.

* **Seuil d'information** : Un niveau de concentration des substances polluantes dans l'atmosphère au delà duquel une exposition de courte durée a des effets limités et transitoires sur la santé de catégories de la population particulièrement sensibles.

* **Seuil d'alerte** : Un niveau de concentration des substances polluantes dans l'atmosphère au delà duquel une exposition de courte durée présente un risque pour la santé humaine ou pour l'environnement.

* **Centile 98** : Pourcentage de valeurs de dépassement autorisé par année civile, soit 175 heures de dépassement autorisées par année civile de 365 jours.

* **Centile 99,9** : Pourcentage de valeurs de dépassement autorisé par année civile, soit 24 heures de dépassement autorisées par année civile de 365 jours.

Art. 3. — La surveillance de la qualité de l'air concerne les substances suivantes :

- le dioxyde d'azote ;
- le dioxyde de soufre ;
- l'ozone ;
- les particules fines en suspension.

Art. 4. — La surveillance de la qualité de l'air est confiée à l'observatoire national de l'environnement et du développement durable.

Elle s'effectue selon les modalités techniques fixées par arrêté du ministre chargé de l'environnement.

Art. 5. — La détermination des objectifs de qualité de l'air et des valeurs limites de pollution atmosphérique est fixée sur une base moyenne annuelle.

Art. 6. — Les valeurs limites ainsi que les objectifs de qualité de l'air sont fixés comme suit :

1. Dioxyde d'azote :

- a) objectif de qualité : 135 micro grammes/Nm³ ;
- b) valeur limite : 200 micro grammes/Nm³ (centile 98).

2. Dioxyde de soufre :

- a) objectif de qualité : 150 micro grammes/Nm³ ;
- b) valeur limite: 350 micro grammes/Nm³ (centile 99,9).

3. Ozone :

- a) objectif de qualité : 110 micro grammes/Nm³ ;
- b) valeur limite : 200 micro grammes/Nm³.

4. Particules fines en suspension :

- a) objectif de qualité : 50 micro grammes/Nm³ ;
- b) valeur limite : 80 micro grammes/Nm³.

Art. 7. — Les seuils d'information et les seuils d'alerte sont fixés sur une base moyenne horaire.

Art. 8. — Les seuils d'information et les seuils d'alerte sont fixés comme suit :

1. Dioxyde d'azote :

- a) seuil d'information : 400 micro grammes/Nm³ ;
- b) seuil d'alerte : 600 micro grammes/Nm³.

2. Dioxyde de soufre :

- a) seuil d'information : 350 micro grammes/Nm³ ;
- b) seuil d'alerte : 600 micro grammes/Nm³.

3. Ozone :

- a) seuil d'information : 180 micro grammes/Nm³ ;
- b) seuil d'alerte : 360 micro grammes/Nm³.

4. Particules fines en suspension :

Selon les caractéristiques physiques et chimiques des particules concernées. Les seuils d'alerte sont fixés, le cas échéant, par arrêté conjoint du ministre chargé de l'environnement et du ministre concerné par l'activité engendrant le type de particule considérée.

Art. 9. — Lorsque les seuils d'information et les seuils d'alerte fixés par l'article 8 ci-dessus sont atteints ou risquent de l'être, le ou les walis concernés prennent toutes les mesures visant à protéger la santé humaine et l'environnement ainsi que les mesures de réduction et/ou de restriction des activités polluantes.

Art. 10. — Le présent décret sera publié au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 7 Dhou El Hidja 1426 correspondant au 7 janvier 2006.

Ahmed OUYAHIA.



Décret exécutif n° 06-03 du 7 Dhou El Hidja 1426 correspondant au 7 janvier 2006 modifiant et complétant le décret exécutif n° 91-176 du 28 mai 1991 fixant les modalités d'instruction et de délivrance du certificat d'urbanisme, du permis de lotir, du certificat de morcellement, du permis de construire, du certificat de conformité et du permis de démolir.



Le Chef du Gouvernement,

Sur le rapport du ministre de l'habitat et de l'urbanisme,

Vu la Constitution, notamment ses articles 85-4° et 125 (alinéa 2) ;

Vu la loi n° 90-29 du 1er décembre 1990, modifiée et complétée, relative à l'aménagement et l'urbanisme ;

Vu la loi n° 98-04 du 20 Safar 1419 correspondant au 15 juin 1998 relative à la protection du patrimoine culturel ;

Vu la loi n° 02-02 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à la protection et à la valorisation du littoral ;

Vu la loi n° 03-01 du 16 Dhou El Hidja 1423 correspondant au 17 février 2003 relative au développement durable du tourisme ;

Vu la loi n° 04-20 du 13 Dhou El Kaada 1425 correspondant au 25 décembre 2004 relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable ;

Vu le décret présidentiel n° 04-136 du 29 Safar 1425 correspondant au 19 avril 2004 portant nomination du Chef du Gouvernement ;

Vu le décret présidentiel n° 05-161 du 22 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 1er mai 2005 portant nomination des membres du Gouvernement ;

Annexes

Annexe VIII

ALARM MESSAGE	CAUSE	ACTION
L30FX1_ALM FAILURE TO FLAME OUT PRIMARY DURING TRANSFER - ALARM	FLAME FAILS TO EXTINGUISH IN THE PRIMARY ZONE	VERIFY CALIBRATION OF GSV, VALVE IS REACHING 0% STROKE
L94FX1 FAILURE TO FLAME OUT PRIMARY DURING TRANSFER – TRIP	ABNORMALLY LOW LOAD RAISE LOAD TO REACH OPERATING POINT IN PREMIX MODE	VERIFY PROPER OPERATION OF SPARK PLUGS, VERIFY CALIBRATION OF GSV
L30FX3_ALM FAILURE TO RE-IGNITE PRIMARY AFTER SEC LOAD RECOVERY - ALARM	FLAME IN THE PRIMARY ZONE IS NOT DETECTED UPON RE-IGNITION	VERIFY PROPER OPERATION OF SPARK PLUGS, VERIFY CALIBRATION OF GSV, VERIFY PROPER OPERATION OF PRIMARY FLAME DETECTORS
L94FX3 FAILURE TO RE-IGNITE PRIMARY AFTER SEC LOAD RECOVERY - TRIP	FLAME IN THE PRIMARY ZONE IS NOT DETECTED UPON RE-IGNITION	VERIFY PROPER OPERATION OF SPARK PLUGS, VERIFY CALIBRATION OF GSV, VERIFY PROPER OPERATION OF PRIMARY FLAME DETECTORS
L83LLEXT_ALM EXT LEAN-LEAN MODE HIGH EMISSIONS	UNIT FAILED TO TRANSFER TO PREMIX STEADY STATE MODE, OR WAS SELECTED TO OPERATE IN EXTENDED LEAN LEAN	CONSULT WITH GE TO RESOLVE FAILURE TO TRANSFER TO PREMIX IF EXTENDED LEAN LEAN IS SELECTED - NO ACTION
L30FX2_ALM FAILURE TO RE-IGNITE PRIMARY ZONE - ALARM	FLAME IN THE PRIMARY ZONE IS NOT DETECTED UPON RE-IGNITION	VERIFY PROPER OPERATION OF SPARK PLUGS, VERIFY CALIBRATION OF GSV, VERIFY PROPER OPERATION OF PRIMARY FLAME DETECTORS

L94FX2 FAILURE TO RE-IGNITE PRIMARY ZONE - TRIP	FLAME IN THE PRIMARY ZONE IS NOT DETECTED UPON RE-IGNITION	VERIFY PROPER OPERATION OF SPARK PLUGS, VERIFY CALIBRATION OF GSV, VERIFY PROPER OPERATION OF PRIMARY FLAME DETECTORS
L86GSVA GAS SPLITTER VALVE CONTROL TROUBLE	GSV COMMAND SETPOINT DIFFERENT FROM ACTUAL POSITION	EXAMINE GSV FOR STICKY OPERATION, JAMMING AND LVDT TROUBLE

Annexes

L86GSVT GAS SPLITTER VALVE TROUBLE - TRIP	GSV COMMAND SETPOINT DIFFERENT FROM ACTUAL POSITION FOR AN EXTENDED PERIOD	EXAMINE GSV FOR STICKY OPERATION, JAMMING AND LVDT TROUBLE
L3GSVFLT GAS SPLITTER VALVE POSITION TROUBLE	GSV SERVO TROUBLE, SERVO CURRENT EXCESSIVE, LVDT DRIFTING, VALVE DRIFTING	EXAMINE GSV SERVO VALVE AND LVDT'S FOR PROPER OPERATION
L86GTVA GAS TRANSFER VALVE CONTROL TROUBLE	GTV COMMAND SETPOINT DIFFERENT FROM ACTUAL POSITION	EXAMINE GTV FOR STICKY OPERATION, JAMMING AND LVDT TROUBLE
L86GTVT GAS TRANSFER VALVE TROUBLE - TRIP	GTV COMMAND SETPOINT DIFFERENT FROM ACTUAL POSITION FOR AN EXTENDED PERIOD	EXAMINE GTV FOR STICKY OPERATION, JAMMING AND LVDT TROUBLE
L3GTVFLT GAS TRANSFER VALVE POSITION TROUBLE	GTV SERVO TROUBLE, SERVO CURRENT EXCESSIVE, LVDT DRIFTING, VALVE DRIFTING	EXAMINE GTV SERVO VALVE AND LVDT'S FOR PROPER OPERATION
L63PG2H_ALM GAS TRANSFER PURGE INTERVAVLE PRESS HIGH	INTERVALVE PRESSURE OUT OF LIMITS	EXAMINE PRESSURE SWITCHES, PROPER VALVE POSITION & ENSURE NO VALVE LEAKAGE
L86PGTLO_ALM GAS TRANSFER PURGE VALVE FAIL TO CLOSE	TRANSFER PURGE VALVE FAIL TO CLOSE PROPERLY	VERIFY VALVE POSITION, CHECK POSITION FEEDBACK DEVICES. CHECK ACTUATION SYSTEM, CHECK ACTUATION TIME
L30PGTOF_ALM TRANSFER PURGE VALVE FAULT	PURGE VALVE FAIL TO OPEN PROPERLY	VERIFY VALVE POSITION, CHECK POSITION FEEDBACK DEVICES. CHECK ACTUATION SYSTEM, CHECK ACTUATION TIME
L86PGVL_ALM AUTO LOWERING LOAD - GAS XFER PURGE VLV FAULT	PURGE VALVE FAIL TO OPEN PROPERLY - LOCKED OUT OF PREMIX OPERATION UNTIL RESOLVED - MASTER RESET REQUIRED UPON RESOLUTION	VERIFY VALVE POSITION, CHECK POSITION FEEDBACK DEVICES. CHECK ACTUATION

Annexes

	OF PROBLEM	SYSTEM, CHECK ACTUATION TIME
L94GSDW COMBUSTION PROTECTION SHUTDOWN LOCKOUT	THE GAS SPLITTER VALVE POSITION IS GREATER THAN A CONSTANT & THE LOAD IS GREATER THAN A CONSTANT & PRIMARY FLAME IS DETECTED & CONDITIONS EXISTS FOR 10 SECONDS	DLN SYSTEM FAULT, UNSAFE TO OPERATE AT CURRENT LOAD POINT. VERIFY TTRF1 CALCULATION ACCURACY
L83RBO REMOTE BREAKER OPEN DETECTED	UNIT IS STILL SYNCHRONIZED AND OPERATING ON LOCAL GRID	MODE TRANSITIONS WILL NOT BE POSSIBLE IN THIS MODE, ESSENTIALLY ISOCHRONOUS OPERATION
L4DLNT_ALM DLN SYSTEM TROUBLE TRIP	DLN SYSTEM FAULT, TRIP IS REQUIRED.	CHECK DLN SYSTEM TRIPS AND ALL OTHER ANNUNCIATED ALARMS (M-RESET REQUIRED)

Annexes

Annexe IX

 **ALGESCO**

G. E. INTERNATIONAL
SONATRACH
SONELGAZ

Procès Verbal

Date : 07 Octobre 2009
Lieu : El Gassi Agreb - Algérie
Client : SONAHES
Entrepreneur : **ALGESCO spa**

ZOTTI CENTRALE ELECTRIQUE
Inspection des chambres de combustion (12000Hrs)

Le contractant **ALGESCO** décline toute responsabilité en cas de dommages causés sur la turbine à gaz GT122 (Numéro de série G07023) après révision CI (12000Hrs) suite à la réinstallation de pièces qui ont été identifiées endommagées par ALGESCO.

Le client SONAHES prendra toute la responsabilité de la turbine à gaz GT122 (Numéro de série G07023) dès sa remise en service

Ci-joint le détail de remplacement des pièces de rechange

1

 **ALGESCO**

G. E. INTERNATIONAL
SONATRACH
SONELGAZ

For SONAHES rep
pour SONAHES, lors de la mise en service

For ALGESCO rep
pour ALGESCO, lors de la mise en service

MAINTENANCE MANAGER

DJEMA ABDELOUAHAB
SUPERVISOR

EXPLOITATION MANAGER

2

 **ALGESCO**

G. E. INTERNATIONAL
SONATRACH
SONELGAZ

SONAHES GT122 **Injecteurs de gaz**

Identification pièces démontées	Diagnostic Algesco	Pièces installées	Observations
Injecteur gaz / Chambre1 N° Série T9693	Endommagé	Injecteur gaz / Chambre 1 N° Série T28015	Pièce Neuve
Injecteur gaz / Chambre2 N° Série T9700	Endommagé	Injecteur gaz / Chambre 2 N° Série T28012	Pièce Neuve
Injecteur gaz / Chambre3 N° Série T9699	Endommagé	Injecteur gaz / Chambre 3 N° Série T28014	Pièce Neuve
Injecteur gaz / Chambre4 N° Série T9694	Endommagé	Injecteur gaz / Chambre 4 N° Série T9694	Pièces réinstallées Décision Sonahes
Injecteur gaz / Chambre5 N° Série T9695	Endommagé	Injecteur gaz / Chambre 5 N° Série T9695	Pièces réinstallées Décision Sonahes
Injecteur gaz / Chambre6 N° Série T9698	Endommagé	Injecteur gaz / Chambre 6 N° Série T28013	Pièce Neuve

3

Annexes



ALGESCO

G. E. INTERNATIONAL
SONATRACH
SONELGAZ

Injecteur gaz / Chambre7 N° Série T9696	Bon état	Injecteur gaz / Chambre 7 N° Série T9696	Pièces réinstallées
Injecteur gaz / Chambre8 N° Série T9692	Endommagé	Injecteur gaz / Chambre 8 N° Série T9692	Pièces réinstallées Décision Sonahess
Injecteur gaz / Chambre9 N° Série T9691	Bon état	Injecteur gaz / Chambre 9 N° Série T9691	Pièces réinstallées
Injecteur gaz / Chambre10 N° Série T9697	Bon état	Injecteur gaz / Chambre 10 N° Série T9697	Pièces réinstallées

4



ALGESCO

G. E. INTERNATIONAL
SONATRACH
SONELGAZ

SONAHESS GT122

Tubes à flamme

Identification pièces démontées	Diagnostic Algesco	Pièces installées	Observations
Tube à flamme / Ch1 N° de série G18083L	Endommagé	Tube à flamme / Ch1 N° de série G18083L	Pièce Neuve
Tube à flamme / Ch2 N° de série G18091L	Endommagé	Tube à flamme / Ch2 N° de série G18091L	Pièces réinstallées Décision SONAHESS
Tube à flamme / Ch3 N° de série G18098L	Endommagé	Tube à flamme / Ch3 N° de série G18098L	Pièce Neuve
Tube à flamme / Ch4 N° de série G18099L	Endommagé	Tube à flamme / Ch4 N° de série G18099L	Pièces réinstallées Décision SONAHESS
Tube à flamme / Ch5 N° de série G18111	Endommagé	Tube à flamme / Ch5 N° de série G18111L	Pièces réinstallées Décision SONAHESS
Tube à flamme / Ch6 N° de série G18112L	Endommagé	Tube à flamme / Ch6 N° de série G18112L	Pièce Neuve

5

Annexes



ALGESCO

G. E. INTERNATIONAL
SONATRACH
SONELGAZ

Tube à flamme / Ch7 N° de série G18082L	Endommagé	Tube à flamme / Ch7 N° de série G18082L	Pièce Neuve
Tube à flamme / Ch8 N° de série G18101L	Endommagé	Tube à flamme / Ch8 N° de série G18101L	Pièce Neuve
Tube à flamme / Ch9 N° de série G18100L	Endommagé	Tube à flamme / Ch9 N° de série G18100L	Pièces réinstallées Décision SONAHESS
Tube à flamme / Ch10 N° de série G18110L	Endommagé	Tube à flamme / Ch10 N° de série G18110L	Pièces réinstallées Décision SONAHESS

6



ALGESCO

G. E. INTERNATIONAL
SONATRACH
SONELGAZ

SONAHESS GT122 Dispositifs de retenue

Toutes les pièces diagnostiquées par ALGESCO endommagées (Qty 09) ont été remplacées par des pièces neuves.

SONAHESS GT122 Tubes d'interconnexion

ALGESCO a identifié 04 tubes d'interconnexion endommagés sur un total de 10.
SONAHESS a décidé de changer le jeu complet.

7

Annexes



ALGESCO

G.E. INTERNATIONAL
SONATRACH
SOMELGAZ

MS5001 GT 122 Combustion Inspection

Algiers, October 13th, 2009

Client : SONAHSS
 Contract : ALG-17843
 Plant : SONAHSS
 Job Number : FO 4386
 # Crew :
 Period :
 1 Supervisor / 1 Work leader / 4 technicians
 From 28/09/2009 to 12/10/2009

As per the contract # IAP/05/CON/7600 Section 5 - 5.1

	Straight time per day	Overtime per hour	MOB/DEMOR
Field Engineer	5 665,05 DZD	7 471,20 DZD	7 590,00 DZD
Work leader	5 331,43 DZD	7 030,20 DZD	7 590,00 DZD
Qualified Technician	4 854,29 DZD	6 394,30 DZD	7 590,00 DZD

Name	Fonction	ST	OT	Total
DJEMA ABDELQUAHAB	TA	6 34 485,60 DZD	567 811,20 DZD	1 202 296,80 DZD
BOUAMAMA AERK	WL	426 514,40 DZD	534 295,20 DZD	960 809,60 DZD
REGRADJ RIAD	Tech	388 343,20 DZD	485 966,80 DZD	874 310,00 DZD
BACHANI SALAH	Tech	388 343,20 DZD	485 966,80 DZD	874 310,00 DZD
DOGHMANE FAYCAL	Tech	349 508,88 DZD	383 658,00 DZD	733 166,88 DZD
MORSIL HAMZA	Tech	349 508,88 DZD	383 658,00 DZD	733 166,88 DZD
TOTAL		2 575 538,48 DZD	2 943 664,80 DZD	5 519 203,28 DZD
Mob/Demob			53 130,00 DZD	
TOTAL AMOUNT TO INVOICE				5 572 333,28 DZD

13/10/2009

QUIS LAMMA
PROJECT MANAGER

Annexes



ALGESCO SPA

ALgerian Engineering Services Company
 BP 122 Hassi R'mel w.Laghouat -Algerie-
 RC N° : 01B0017548
 ID FISCAL: 099603060044731
 ART.IMP: 03060000208
 NIS:099603060727529

FACTURE

N°: 326 / 2009
 Date Facture: 19/10/2009

62045

Client

Direction : SONAHESS
 Code Client : 4704SONAHESS
 Adresse : RedMed Base de Vie, BP 509, Route de In
 Amenas, HASSI MESSAOUD
 Tél :029 75 82 60
 Fax :029 73 75 80

References

N° Job : FO 4386
 Réf. Contrat Client N°: ALG 17843
 Du: 26/07/2009
 Date de Livraison : 12/10/2009

Nature de la Prestation	Quantite	Prix Unitaire	Total
INTERVENTION FIELD DU 29/09/2009 AU 12/10/2009	1.00	5 572 333.28	5 572 333.28

PAID
 Payment Ref: FTA

Montant de la Prestation	5 572 333.28
Montant de la Pièce de Rechange	0.00
Montant HT	5 572 333.28
Montant TVA (0 %)	0.00
Montant TTC	5 572 333.28

Arrêtée la présente facture à la somme de :
 cinq millions cinq cent soixante-douze mille trois cent trente-trois DA et vingt-huit Centimes

Echéance: 30 Jours A la réception de la facture

Domiciliation bancaire Par virement à notre compte BEA/Hassi R'mel N° 0020008383083.60.20427

En exécution des taxes conformes
 men. du 18.12.91 portant
 la loi. pour l'article 9
 parvenis
 l'attribution des ré
 on de la présente facture.

Le Directeur Financier

ALGESCO SPA
 Y. ZITARI
 D.F.C.



ALgerian Engineering Services Company, joint-venture entre Sonatrach, Soneigaz et G.E.International Inc.

ALGESCO S.P.A BP 122 HASSI-R'MEL (LAGHOUAT) ALGERIE
 Tél. 029-98-81-54 FAX 029-98-83-57 e-mail : algesco@wissal.dz URL : tp://www.algesco.fr.st

Liste des abréviations

Sigles

SonaHess : Association entre SONATRACH et Amerada Hess
GEA: Gassi El Agreb
GE: General Electric
DLN: Dry Low NOx (a sec et à faible émission de NOx)
Ppmvd: Parts per million volume dry (particule par million à volume sec)
CEMS: Continuous Emission Monitoring System (le système qui dirigent les émissions continues)
PMS: Power Management system (système management de la puissance)
PGP: Power Generation Plant (la Plante de Génération de la puissance)
SRV: Speed Ratio Valve (soupape d'arrêt)
GCV: Gaz Control Valve (soupape de contrôle de Gas)
GSV: Gaz Splitter Valve (soupape de séparation de carburant)
COV : Composés Organiques Volatiles
IGV : Intel Gaz Valve (soupape d'entrer de Gas)
FMEA : Failure Mode Effect Analysis (L'Analyse de l'Effet de Mode de défaillance)
SEC : Sample Extraction Device (L'appareil d'échantillon d'extraction)
FMDS : Fiabilité, Maintenabilité, Disponibilité, Sécurité
CI : Combustion Inspection
MI : Majeur Inspection
OMS : Organisation Mondiale de la Santé
OOS: Oil Optimization System (le Système de l'Optimisation d'huile)
GTG: Gas Turbine Generator
CRD: Centre de Recherche et Développement
TMR: Triple Module Redondance (Le Module triple de Redondance)
SIFT: Software Implemented Fault Tolerance (Le logiciel a Rendu effectif Tolérance de la Faute)
HIOS: High Input Output Signal (Le haut Signal de la Production de l'Entrée)
LIOS: Low Input Output Signal (Le Signal de la Production de l'Entrée bas)
DI: Digital input (L'entrée numérique)
DO: Digital output (Sortie numérique)
RTD: Resistance Temperature Device (L'Appareil de la Température de la résistance)
UDH: Unit Data Highway (L'Autoroute du Données de l'unité)
DCS: distributed control system (le système du contrôle distribué)
PDH: Plant Data Highway (La Plante d'Autoroute du Données)
SOE: Sequence of Event (Séquence de Événement)
ESD: Emergency shutdown (L'urgence a fermé)
HVAC: Heating, Ventilation, and Air Conditioning (Chauffage, Ventilation, et Climatisation de l'Air)
LHE: Leah Head End (Fin de Guide principale)
EGD: Ethernet Global Data (Données Global d'Ethernet)
ADL: Asynchronous Device Language (L'Appareil de synchronisation de la Langue)

Notations techniques

- C_{pm} : Chaleur spécifique moyenne (Joule)
 Q_1 : Chaleur fournie dans la chambre de combustion (kcal/h)
 Q_2 : Chaleur dans l'atmosphère (kcal/h)
 G_{gaz} : Débit massique des Gas d'admission de la turbine (kg/h)
 G_{air} : Débit massique de l'air d'admission de compresseur (kg/h)
 W_t : Travail d'expansion (kcal/kg)
 W_c : Travail de compression spécifique (kcal/kg)
 W_{CA} : Travail réalisé par le compresseur axial (kcal/kg)
 W_u : Travail utile de la machine (kcal/kg)
 P_T : Puissance total de la turbine (kW)
 P_U : Puissance utile fournit a la machine réceptrice (kW)
 P_{ACA} : Puissance absorbé par le compresseur axial (kW)
 H_2 : Enthalpie au point T_2 (kcal/kg)
 H_3 : Enthalpie au point T_3 (kcal/kg)
 H_4 : Enthalpie au point T_4 (kcal/kg)
 h_C : Enthalpie du combustible a ca température ambiante (kcal/kg)
 Q_{air} : Débit d'air total entrant dans le compresseur axial (kg/h)
 Q_C : Débit de combustible nécessaire pour la combustion (kg/h)
 PCI : Pouvoir calorifique inférieur du combustible (kcal/kg)
 η : Rendement thermodynamique
 η_{CC} : Rendement de la chambre de combustion (%)
 T_1 : Température d'aspiration du compresseur axial (C°)
 T_2 : Température de refoulement du compresseur axial (C°)
 T_3 : Température de combustion (C°)
 T_4 : Température d'échappement (C°)
 λ : Le ratio stœchiométrique d'Air
 \emptyset : Le ratio équivalent d'Air
 F : nombre de moles de fuel
 A : nombre de mole d'Air
 S : stœchiométrique

Liste des figures

Fig. 01 Situation géographique du champ GEA.....	4
Fig. 02 Base de vie du champ El Gassi.....	5
Fig. 03 Centres du champ El Gassi.....	5
Fig. 04 Organigramme du Groupement SonaHess	6
Fig. 05 Production du champ GEA.....	7
Fig. I.1 Turbo- générateurs de la centrale électrique.....	11
Fig. I.2 Distribution de l'énergie électrique de la centrale électrique.....	12
Fig. I.3 Sections majeures de l'ensemble turbine à gaz MS5001	13
Fig. I.4 les variations de pression et de température.....	14
Fig. I.5 compresseur axial	15
Fig. I.6 corps de refoulement de compresseur	16
Fig. I.7 Les IGV (Intel Gaz Valve)	16
Fig. I.8 Disposition d'une chambre de combustion.....	17
Fig. I.9 la chambre de combustion	18
Fig. I.10 Carter de combustion et leur flasque.....	18
Fig. I.11 Chemise de combustion.....	19
Fig. I.12 L'injecteur de fuel	19
Fig. I.13 pièce de transition	20
Fig. I.14 Tubes d'interconnexions.....	20
Fig. I.15 Bougies d'allumage	21
Fig. I.16 Détecteurs de flamme.....	21
Fig. I.17 Stator de la turbine.....	22
Fig. I.18 Distributeur de premier étage.....	23
Fig. I.19 Distributeur et diaphragme de deuxième étage.....	23
Fig. I.20 Ensemble rotor de la turbine.....	24
Fig. I.21 Aubes de la turbine.....	24

**Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)**

Fig. I.22 Diagramme de fonctionnement de la turbine à gaz.....	25
Fig. I.23 Cycle De Brayton.....	26
Fig. I.24 Circuit fuel gas	28
Fig. I.25 SKID Gaz.....	28
Fig. I.26 Circuit combustible existant (simple et standard).....	30
Fig. I.27 Circuit fuel gaz d'une turbine.....	30
Fig. I.28 Cartographie de bruit du centre Zotti.....	35
Fig. I.29 flamme instable.....	35
Fig. I.30 Combustion incomplète.....	36
Fig. I.31 Tube à flamme endommagé.....	36
Fig. II.1 types de système MARK VI	39
Fig. II.2 le contrôle simplifié schématique de MARK VI.....	41
Fig. II.3 types de système MARK VI	41
Fig. II.4 Rack "R" MARK VI.....	42
Fig. II.5 Technologie SIFT.....	43
Fig. II.6 protecteur P.....	43
Fig. II.7 MARK VI TMR.....	44
Fig. II.8 Armoire HIOS.....	45
Fig. II.9 Armoire LIOS.....	45
Fig. II.10 MARK VI Language Ladder.....	46
Fig. II.11 Interface Homme Machine	47
Fig. II.12 GE Control System Toolbox.....	48
Fig. II.13 Boucle de contrôle SRV.....	49
Fig. II.14 Synchronisation avec GPS	50
Fig. II.15 Bently Nevada.....	51
Fig. II.16 Fire & Gas	51
Fig. II.17 Communication MARK VI – Sous systèmes	52
Fig. IV.1 Evolution technologique de GE pour réduire les émissions NOx.....	70

**Upgrade des turbines de la centrale électrique du champ pétrolier GEA par le système DLN
(Dry Low Nox)**

Fig. IV.2 NOx Vs CO.....	71
Fig. IV.3 Tube à flamme DLN1.....	73
Fig. IV.4 Buses primaires DLN1.....	73
Fig. IV.5 Buses secondaires DLN1.....	73
Fig. IV.6 Détecteurs de flamme-Bougies d'allumage DLN1.....	74
Fig. IV.7 Circuit fuel gaz avec DLN-1.....	75
Fig. IV.8 Modes d'opération du système DLN-1.....	76
Fig. IV.9 Mode Primaire.....	77
Fig. IV.10 Mode Lean- Lean.....	78
Fig. IV.11 Mode secondaire.....	79
Fig. IV.12 Mode Premixed.....	80
Fig. IV.13 Exemple d'application du système DLN-1.....	82
Fig. IV.14 Armoire CEMS.....	84
Fig. IV.15 Interface utilisateur du logiciel du système CEMS.....	85
Fig. IV.16 Structure d'un système d'analyse CEMS.....	86
Fig. IV.17 Sonde d'échantillonnage du gaz à l'échappement turbine.....	87
Fig. IV.18 Différents éléments constituant le système CEMS.....	88

Liste des tableaux

Tab. 1 Puits du champ GEA.....	8
Tab. I.1 Composition molaires et propriétés physico-chimiques du fuel gaz des turbines..	29
Tab. I.2. Réglementations algériennes sur la qualité de l'air.....	31
Tab. I.3. Résultats des mesures du bruit dans le centre Zotti.....	34
Tab. I.4 Equipements vulnérables suite à un rapport Air/Gaz non équilibré.....	37
Tab. II.1 Historique des systèmes Speedtronic.....	40
Tab III.1 Paramètres de fonctionnement de la turbine MS5001PA.....	55
Tab III.2 Paramètres de fonctionnement dans les conditions actuel.....	56
Tab. III.3 Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC) du circuit combustible de la turbine à gaz.....	65
Tab. IV.1 Le ratio Stœchiométrique/le ratio équivalent et le type de mélange.....	69
Tab. IV.2 Evolution technologique et compatibilité.....	70
Tab. IV.3 taux relatifs aux émissions NOx.....	72
Tab. IV.4 taux relatifs aux émissions CO.....	72
Tab. IV.5 Proposition pour la maintenance préventive d'un système d'analyse CEMS.....	89

ANNEXES

Annexe X



MANAGEMENT OF CHANGE REQUEST FORM

Section 1: General Information			
RESPONSIBLE PERSON: DELHOUM Smaine	MOC NO.:	PARENT WORK ORDER NO:	
DATE: 02/07/2012	LOCATION: Zotti MF Sub station REF		
CHANGE :	PERSONNEL <input type="checkbox"/>	PROGRAM/PROCEDURE <input type="checkbox"/>	FACILITY/EQUIPMENT <input checked="" type="checkbox"/>
	WELLSITE <input type="checkbox"/>	DRAWINGS,P&ID'S, ETC. <input type="checkbox"/>	NON-STANDARD OPS <input type="checkbox"/>
	SAFETY CRITICAL ELEMENT (SCE) <input type="checkbox"/>		OPS MAN SIGNATURE: <input type="checkbox"/>
		CONTROL SYSTEM <input checked="" type="checkbox"/>	Complies with site wide philosophy <input type="checkbox"/>
Section 2: Description of Change			
Upgrade des turbines à gas de la central électrique (GEA) par le système DLN			
Section 3: Basis for Change (attach supporting documentation)			
Please see attached email			
Discussed with and approved by Line Supervisor (Line Supervisor initial and date):			
Section 4: Duration of Change			
PERMANENT CHANGE <input checked="" type="checkbox"/>	START DATE	PRIORITY	
TEMPORARY CHANGE <input type="checkbox"/>	START DATE	END DATE	
EMERGENCY CHANGE <input type="checkbox"/>	START DATE	END DATE	
Section 5: Hazard Identification and Risk Assessment Summary (refer to SonaHess Risk Management procedure as required)			
QRA <input checked="" type="checkbox"/>	JSA <input type="checkbox"/>	OTHER <input type="checkbox"/>	
HAZID <input type="checkbox"/>	SIL <input type="checkbox"/>	N/A <input type="checkbox"/>	
COMMENTS:			
Section 6: Supporting Documentation Attached			
P&ID <input type="checkbox"/>	LOGIC DIAGRAM <input type="checkbox"/>	HAZARDOUS AREA DRAWINGS <input type="checkbox"/>	
SINGLE LINE DIAGRAM <input type="checkbox"/>	EQUIPMENT / INSTRUMENT DATA SHEET <input checked="" type="checkbox"/>	QA/QC REQUIREMENTS <input type="checkbox"/>	
LOOP DIAGRAM <input type="checkbox"/>	PIPING DESIGN <input type="checkbox"/>	ELECTRICAL CLASSIFICATION <input type="checkbox"/>	
CAUSE & EFFECTS <input type="checkbox"/>	UNDERGROUND DRAWINGS <input type="checkbox"/>	PLOT PLAN <input type="checkbox"/>	
Section 7: Affected Parties			
FIELD OPERATIONS <input type="checkbox"/>	MAINTENANCE/MECHANICAL <input checked="" type="checkbox"/>	WELLS <input type="checkbox"/>	
DRILLING <input type="checkbox"/>	MAINTENANCE/ELECTRICAL <input type="checkbox"/>	CONTRACTORS <input type="checkbox"/>	
PROJECTS <input type="checkbox"/>	MAINTENANCE/INSTRUMENTATION <input checked="" type="checkbox"/>	OTHER (SPECIFY) <input type="checkbox"/>	
Section 8: Affected Systems			
OPERATIONS <input type="checkbox"/>	WELLS <input type="checkbox"/>	HSE <input type="checkbox"/>	MAINTENANCE <input checked="" type="checkbox"/>
LOGISTICS <input type="checkbox"/>	OTHER:		
Section 9: Control Measures Summary			

ANNEXES

MOC NUMBER: _____

Section 10: Approvals					
FIELD OPERATIONS MANAGER	ACCEPT / REJECT	SIGNATURE	DATE	APPROVAL REQUIRED YES NO	
HSE MANAGER	ACCEPT / REJECT	SIGNATURE	DATE	APPROVAL REQUIRED YES NO	
CHEF D' TECHNICAL DEPT.	ACCEPT / REJECT	SIGNATURE	DATE	APPROVAL REQUIRED YES NO	
CHEF D'EXPLOITATION	ACCEPT / REJECT	SIGNATURE	DATE	APPROVAL REQUIRED YES NO	
OPERATIONS ENGINEER	ACCEPT / REJECT	SIGNATURE	DATE	APPROVAL REQUIRED YES NO	
MAINTENANCE MANAGER	ACCEPT / REJECT	SIGNATURE	DATE	APPROVAL REQUIRED YES NO	
AUTOMATION AND CONTROLS	ACCEPT / REJECT	SIGNATURE	DATE	APPROVAL REQUIRED YES NO	
PROCESS ADVISOR	ACCEPT / REJECT	SIGNATURE	DATE	APPROVAL REQUIRED YES NO	
WELLS MANAGER	ACCEPT / REJECT	SIGNATURE	DATE	APPROVAL REQUIRED YES NO	
	ACCEPT / REJECT	SIGNATURE	DATE	APPROVAL REQUIRED YES NO	
REASON FOR REJECTION / COMMENTS:					
Section 11: Closeout Summary					
Documentation updated, changes communicated and relevant personnel trained?			Yes <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	N/A <input type="checkbox"/>
PSSER Completed?			Yes <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	N/A <input type="checkbox"/>
Comments:					
The change (s) has been implemented, documentation closed out and operations restored to normal. MoC request is now closed.					
		Signature	Date		
Responsible Person:					
Operations Engineer:					
Document Control Center:					

ANNEXES

Documentation Closeout Checklist

Process / Mechanical									
	Required				Completed				
P&ID / PFD Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Line Lists Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Plot Plans Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____

Instrument									
	Required				Completed				
Cause and Effect Diagram Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Loop Diagram Termination Drawing Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Logic Diagram Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Trip Setpoint Register Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
DCS/PLC Documentation Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____

Electrical									
	Required				Completed				
Single Line Diagram Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Hazardous Area Drawings	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____

Civil									
	Required				Completed				
Underground Drawings Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Structural Drawings Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____

General									
	Required				Completed				
Maximo Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Critical Elements PM Scheduled?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
QA/QC Documentation Received and Filed?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Warehouse Stock Levels Adjusted?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Operating Proc to be developed/Updated?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
Training to be developed/modified?	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____
	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Yes	<input type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>	Signed _____

Liste des annexes

Annexe I.....	I
Annexe II.....	IX
Annexe III.....	XIII
Annexe IV.....	XIV
Annexe V.....	XXV
Annexe VI.....	XXVI
Annexe VII.....	XXVII
Annexe VIII.....	XXIX
Annexe IX.....	XXXVI
Annexe X.....	XXXVII

ملخص

التيار الوقودى الغازى للتربينات المركبة فى المركز الكهربائى الموجود بحقل القاسى العقرب (ق أ ع) بحاسى مسعود نسبيا بسيط و قياسى. و الذى يشكل عدة عوائق تؤثر سلبيا على الطبيعة و الصحة. و لعلاج هذه الحالة نقتراح تركيب نظام *DLN (Dry Low NOx)* لتحسين التيار الوقودى الغازى. هذه الدراسة تسمح لنا بإعطاء لنا معلومات دقيقة حول هذا النظام والذى يمكن لنا تركيبه فى الجزائر و هو غير رغم إيجابياته و جودته المبرهنة من شركة *GE (General Electric)* معروف فى التركيبات لكل العالم

Le résumé

Le circuit fuel gaz des turbines installées à la centrale électrique de Gassi El Agreb (GEA), Hassi Messaoud est relativement simple et standard, ce qui présente certaines insuffisances qui ont des impacts sur l'environnement et la santé.

Pour remédier à cette situation, nous avons proposé d'installer le système DLN (*Dry Low NOx*) afin d'améliorer le circuit fuel gaz.

Cette étude va nous permettre aussi de donner des informations détaillées sur le système DLN qui est peu installé en Algérie et très peu connu malgré ses avantages et sa fiabilité prouvés par GE (*General Electric*) dans les installations du monde entier.

Abstract

The circuit fuel-oil gas of turbines installed to the electric power station of Gassi El Agreb (GEA), Hassi Messaoud is relatively simple and standard, that present some insufficiencies that have impacts on the environment and health.

To remedy this situation, we proposed to install the DLN system (*Dry Low NOx*) in order to improve the circuit fuel-oil gas.

This survey is going to also permit us to give some detailed information on the DLN system that is installed little in Algeria and very little known in spite of his/her/its advantages and his/her/its reliability proven by GE (*General Electric*) in facilities of the whole world.

ملخص

التيار الوقودى الغازى للتربينات المركبة فى المركز الكهربائى الموجود بحقل القاسى العقرب (ق أ ع) بحاسى مسعود نسبيا بسيط و قياسى. و الذى يشكل عدة عوائق تؤثر سلبيا على الطبيعة و الصحة.

و لعلاج هذه الحالة DLN (*Dry Low NOx*) لتحسين التيار الوقودى الغازى. نقترح تركيب نظام

هذه الدراسة تسمح لنا بإعطاء لنا معلومات دقيقة حول هذا النظام والذى يمكن لنا

GE (*General Electric*) تركيبه فى الجزائر و هو غير معروف فى التركيبات لكل العالم رغم إيجابياته و جودته المبرهنة من شركة (*Electric*)

Le résumé

Le circuit fuel gaz des turbines installées à la centrale électrique de Gassi El Agreb (GEA), Hassi Messaoud est relativement simple et standard, ce qui présente certaines insuffisances qui ont des impacts sur l'environnement et la santé.

Pour remédier à cette situation, nous avons proposé d'installer le système DLN (*Dry Low NOx*) afin d'améliorer le circuit fuel gaz.

Cette étude va nous permettre aussi de donner des informations détaillées sur le système DLN qui est peu installé en Algérie et très peu connu malgré ses avantages et sa fiabilité prouvés par GE (*General Electric*) dans les installations du monde entier.

Abstract

The circuit fuel-oil gas of turbines installed to the electric power station of Gassi El Agreb (GEA), Hassi Messaoud is relatively simple and standard, that present some insufficiencies that have impacts on the environment and health.

To remedy this situation, we proposed to install the DLN system (Dry Low NOx) in order to improve the circuit fuel-oil gas.

This survey is going to also permit us to give some detailed information on the DLN system that is installed little in Algeria and very little known in spite of his/her/its advantages and his/her/its reliability proven by GE (General Electric) in facilities of the whole world.