

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougara-Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Transport et Equipements des
Hydrocarbures



Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme de

Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbure

Option : Génie mécanique-Mécanique des Chantiers Pétroliers (MACP-18)

Présenté par :

FERHOUM Islam

LAKHDARI Mohammed

THÈME

**Etude thermodynamique et maintenance de la turbine à gaz
SGT5-4000F**

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation	Qualité
- GACEB Mohamed	Professeur	UMBB	Président
- SAHNOUNE Khaled	MC/B	UMBB	Encadrant
- BETTAYEB Mourad	MC/B	UMBB	Examineur
- HALIMI Djamel	MC/B	UMBB	Examineur

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, nous aimerions remercier Allah le tout-Puissant pour nous donner la foi et la confiance, ainsi que la volonté et le courage de réaliser ce mémoire de fin d'études.

*Nous tenons également à adresser nos remerciements à notre encadreur de mémoire **M. SAHNOUNE Khaled**, pour sa patience, sa disponibilité, et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter notre réflexion, et nous tenons aussi à remercier les membres de jury.*

*Nous souhaitons exprimer notre gratitude envers **M. GUENOUN Mustapha**, notre encadreur industriel chez la société SPE "SONELGAZ". Nous le remercions sincèrement pour ses précieuses explications qui ont éclairé notre parcours de recherche, ainsi que pour sa collaboration précieuse tout au long de la réalisation de ce modeste travail.*

Nous remercions tous les enseignants du département Transport et équipements des hydrocarbures.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont participé dans ce travail.

Dédicace

Je remercie Allah le tout-puissant de m'avoir donné le courage et la volonté pour réaliser ce travail.

Je dédie ce modeste travail à ceux qui m'ont soutenu, encouragé durant toute ma période d'étude, et pour leurs sacrifices consentis. À ceux qui ont toujours voulu que je sois le meilleur : À ma mère et mon père.

À ma sœur, mes frères et toute ma famille pour leur soutien et leur encouragement. Que Dieu, les donnees longues vie et une bonne santé.

À tous les professeurs et les enseignants.

À mon binôme Mohammed.

À tous mes amis et tous les étudiants de l'université. Je leur souhaite à tous de très beaux succès dans la vie.

ISLAM

Dédicace

Je remercie Allah le tout-puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents et je remercie Allah de les avoir protégés pour être témoin de ma réussite.

À mon très cher frère.

À toute ma famille sans exception.

À tous les professeurs et les enseignants.

À mon binôme Islam.

À tous mes amis.

À tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer.

MOHAMMED

Résumé

De nos jours, la turbine à gaz occupe une place prépondérante dans diverses installations de production d'énergie, telles que les centrales électriques, ainsi que dans les secteurs du transport du gaz. Cette technologie joue un rôle essentiel dans l'économie nationale, témoignant de son importance croissante.

Dans notre travail on va effectuer une étude thermodynamique d'une turbine à gaz qui est installée dans un cycle combiné dans la centrale de RAS-DJINET, ainsi une simulation sous logiciel THERMOFLEX qui va nous permettre de faire une comparaison de ces résultats avec les résultats analytiques, ensuite on se penchera vers une interprétation concernant les facteurs qui influent sur l'efficacité de la turbine à gaz.

En dernier lieu on va présenter les différentes inspections appliquer et l'application de la méthode d'analyse AMDEC afin d'améliorer la maintenance préventive et corrective et de bien gérer la disponibilité de la turbine .

Mots-clés : Turbine à gaz, thermodynamique, THERMOFLEX, maintenance préventive, maintenance corrective, AMDEC, Disponibilité.

Abstract

Nowadays, the gas turbine plays a major role in a variety of energy production facilities, such as power plants, as well as in the gas transportation sectors. This technology plays a vital role in the national economy, demonstrating its growing importance.

In our work we will do a thermodynamic study of a gas turbine which is installed in a combined cycle in the RAS-DJINET plant, as well as a simulation with THERMOFLEX software which will allow us to make a comparison of these results with the results analytical, then we will look at an interpretation concerning the factors that influence the efficiency of the gas turbine.

Finally, we will present the various inspections to be applied and the application of the FMEA analysis method in order to improve preventive and corrective maintenance and to properly manage the availability of equipment.

Key-words : Gas turbine , thermodynamic, THERMOFLEX, Preventive maintenance, Corrective maintenance , FMEA, availability.

ملخص

في الوقت الحاضر ، تحتل التوربينات الغازية مكانة بارزة في مختلف مرافق توليد الطاقة ، مثل محطات الطاقة وكذلك في قطاعات نقل الغاز. تلعب هذه التقنية دورًا حيويًا في الاقتصاد الوطني ، مما يدل على أهميتها المتزايدة .

سنقوم في عملنا هذا بإجراء دراسة ديناميكية حرارية لتوربين غازية مثبتة في دورة مركبة في محطة RAS-DJINET ، بالإضافة إلى محاكاة في برنامج THERMOFLEX والتي ستسمح لنا بإجراء مقارنة بين هذه النتائج والنتائج التحليلية ، ثم سنتناول تفسيرًا يتعلق بالعوامل التي تؤثر على كفاءة التوربين الغازية .

أخيرًا ، سوف نقدم عمليات التفتيش المختلفة المطبقة وتطبيق طريقة تحليل AMDEC لتحسين الصيانة الوقائية والتصحيحية وإداره المعدات المتاحة للتوربين بشكل صحيح .

الكلمات المفتاحية : التوربين الغازي ، الديناميكا الحرارية ، THERMOFLEX ، الصيانة الوقائية ، الصيانة التصحيحية AMDEC ، التوفر .

Sommaire

Sommaire

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I : Généralité sur la centrale thermique

I.1 Introduction.....	2
I.2 Présentation de la centrale à cycle combiné de Ras-Djinet	2
I.3 Rôle de la centrale thermique	3
I.4 Description de la centrale.....	3
I.5 Cycle combiné	4
I.6 Les composants de la centrale.....	6
I.6.1 Chaudière de récupération à trois niveaux de pression avec resurchauffe	6
I.6.2 Le condenseur (MAG10AC001)	8
I.6.3 Le générateur Siemens (SGEN TM) SGen5-2000H	9
I.6.4 Le transformateur	10
I.6.5 Les pompes hydrauliques	10
I.6.6 Turbine à vapeur ST SST5-3000.....	10
I.6.7 Turbine à gaz SGT5-4000F	12
I.7 Derniers développements sur les turbines à gaz	13
I.8 Avantages et inconvénients des turbines à gaz	13
I.9 Généralités sur les turbines à gaz	14
I.10 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz	14
I.11 Classification des turbines à gaz	15
I.11.1 Par le mode de travail	15
I.11.2 Par le mode de fonctionnement thermodynamique	15
I.11.3 Par le mode de construction	17
I.12 Principaux composants de la turbine à gaz SGT5-4000f	18
I.12.1 Section d'admission	18
I.12.2 Section de compression	19
I.12.3 Section de combustion	21
I.12.4 Section turbine.....	23
I.12.5 Section d'échappement.....	25
I.12.6 Système de refroidissement par air	26
I.12.7 Système de lubrification.....	28
I.13 Conclusion	29

Chapitre II : Etude Thermodynamique

II.1	Introduction	30
II.2	Enoncé du principe de la thermodynamique	30
II.3	Le cycle de brayton.....	31
II.3.1	Le cycle idéal	31
II.3.2	Le cycle réel	32
II.4	Calculs thermodynamiques.....	33
II.4.1	Etude de cycle à gaz.....	33
II.5	Conclusion	39

Chapitre III : Simulation de cycle gaz

III.1	Introduction	40
III.2	Présentation du THERMOFLEX	40
III.3	Modélisation de la turbine à gaz SGT5-4000F	41
III.3.1	Les données d'entrée	41
III.4	Résultats de la simulation	43
III.5	Interprétation des résultats	43
III.5.1	Comparaison des résultats	43
III.5.2	Influence de la température ambiante sur la TAG	44
III.6	Conclusion	50

Chapitre IV : Maintenance de la turbine à gaz SGT5- 4000F

IV.1	Introduction	51
IV.2	Définition de la maintenance	51
IV.3	But de la maintenance	51
IV.4	Les différents types de la maintenance	52
IV.4.1	La maintenance préventive	52
IV.4.1.1	La maintenance préventive systématique	52
IV.4.1.2	La maintenance préventive conditionnelle	52
IV.4.1.3	Avantages et inconvénients de la maintenance préventive	52
IV.4.2	La maintenance corrective.....	53
IV.4.2.1	La maintenance palliative	53
IV.4.1.2	La maintenance curative	53
IV.4.1.3	Avantages et inconvénients de la maintenance corrective	53

IV.5	Les opérations de maintenance	53
IV.5.1	Les opérations de maintenance préventive	53
IV.5.2	Les opérations de maintenance corrective	54
IV.6	Les choix de type de maintenance	54
IV.7	Facteurs d'exploitation influençant l'entretien	54
IV.7.1	Combustible.....	54
IV.7.2	Fréquence des démarrages.....	55
IV.7.3	Cycle de charge	55
IV.7.4	Milieu.....	56
IV.7.5	Entretien.....	56
IV.8	Les inspections appliquées sur la turbine à gaz SGT5-4000F	57
IV.8.1	La maintenance conditionnelle (inspection en fonctionnement).....	57
IV.8.2	La maintenance systématique	57
IV.8.2.1	L'inspection mineure (inspection MI)	57
IV.8.2.2	L'inspection du circuit de gaz chaud (inspection HGPI)	57
IV.8.2.3	Inspection du circuit de gaz chaud élargie (inspection eHGPI)	58
IV.8.2.4	La révision (inspection MO).....	58
IV.9	Présentation de la méthode l'AMDEC.....	59
IV.9.1	Définition.....	59
IV.9.2	Objectifs de l'AMDEC	60
IV.9.3	Déroulement de l'AMDEC.....	60
IV.10	Application de la méthode AMDEC	64
IV.11	Interprétation des résultats de l'AMDEC.....	73
IV.11.1	Les opérations préventives proposées	75
IV.11.2	La nouvelle criticité	76
IV.12	Conclusion	76
	Conclusion générale	77
	Références bibliographiques	78
	Annexe	

Liste des figures

Liste des figures

Chapitre I

Figure I-1 : Vue de ciel pris par Google Maps de la centrale à CC RAS-DJINET	2
Figure I-2 : Vue externe de la centrale à CC RAS-DJINET	3
Figure I-3 : Vue sur l'ensemble des composants de la centrale	4
Figure I-4 : Schémas descriptifs d'une centrale à cycle combiné	5
Figure I-5 : Vue d'extérieur de la GVRC de la centrale à CC de Ras-Djinet	6
Figure I-6 : Chaudière de récupération à 3 niveaux de pression	8
Figure I-7 : Vue de l'extérieur du condenseur (MAG10AC001).....	9
Figure I-8 : Vue d'extérieur du générateur	9
Figure I-9 : Vue d'extérieur du transformateur	10
Figure I-10 : Composants de la turbine à vapeur SST5-3000	11
Figure. I-11 : La turbine à gaz SGT5-4000F	12
Figure. I-12 : La variation de pression et température dans une turbine à gaz	14
Figure I-13 : Turbine à action et à réaction	15
Figure I-14 : le cycle fermé d'une turbine à gaz	16
Figure I-15 : le cycle ouvert d'une turbine à gaz	16
Figure. I-16 : Schéma de la turbine mono- arbre	17
Figure. I-17 : Schéma de la turbine bi- arbre	17
Figure. I-18 : Les composants spécifiques de la turbine à gaz	18
Figure I-19 : Schéma typique du système d'aspiration	19
Figure. I-20 : Schéma du commande des IGV	20
Figure. I-21 : Compresseur axial et ses éléments	20
Figure. I-22 : Composants de la chambre de combustion	22
Figure. I-23 : Vue intérieure de la chambre de combustion	23
Figure. I-24 : Stator turbine (distributeur)	24
Figure. I-25 : Rotor turbine (roue de turbine)	24
Figure. I-26 : Diffuseur de gaz d'échappement	25
Figure. I-27 : Refroidissement des aubes de rotor.....	27
Figure. I-28 : Refroidissement des ailettes de stator.....	27

Chapitre II

Figure II-1 : Cycle de Brayton	32
Figure II-2 : Diagramme de cycle théorique de TAG à combustion isobare en (P, V) et (T, S)	32
Figure II-3 : Diagramme (T, S) du cycle simple ouvert réel	32

Chapitre III

Figure III-1 : L'interface de simulation sur le THERMOFLEX	40
Figure III-2 : Création de schéma de turbine à gaz	41
Figure III-3 : Données d'entrées d'air.....	41
Figure III-4 : Les caractéristiques chimiques de gaz combustible	42
Figure III-5 : Résultats de la simulation.....	43
Figure III-6 : Comparaison entre les rendements analytique et simulation	43
Figure III-7 : Variation de débit massique de l'air en fonction de la température ambiante.....	45
Figure III-8 : Variation de travail consommé par le compresseur en fonction de la température ambiante	45
Figure III-9 : Variation de la température de sortie de compresseur en fonction de la température ambiante ..	46
Figure III-10 : Variation de la quantité de chaleur dégagée en fonction de la température ambiante.	47
Figure III-11 : Variation de la température des gaz d'échappements en fonction de la température ambiante	48
Figure III-12 : Variation de travail de la turbine en fonction de la température ambiante	48
Figure III-13 : Variation de puissance nette en fonction de la température ambiante	49
Figure III-14 : Variation de rendement de la turbine à gaz en fonction de la température ambiante. .	49

Chapitre IV

Figure IV.1: Les différentes formes de maintenance.....	52
Figure IV.2: Influence de type du carburant sur la maintenance.....	55
Figure.IV.3 : Effet des démarrages	55
Figure IV.4 : Effet de la charge	56
Figure IV.5 : Types de l'AMDEC.....	59
Figure IV.6: Les étapes la méthode AMDEC	61
Figure IV.7: Vue schématique des principales subdivisions et mécanismes de défaillance observés lors des inspections.....	74

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I-1 : Valeurs thermodynamiques des configurations usuelles des chaudières.....	8
Tableau I-2 : Caractéristiques techniques de la TAV ST SST5-3000	11
Tableau I-3 : Caractéristiques techniques de la TAG ST SGT5-4000F	12
Tableau I-4 : Composants de la chambre de combustion.	22

Chapitre II

Tableau II-1 : Les données de la centrale pour trois températures ambiantes différentes.....	34
Tableau II-2 : Chaleur spécifique de l'air	34
Tableau II-3 : Constituants et caractéristiques chimiques de combustible.....	37
Tableau II-4 : Tableau comparatif des résultats pour les trois températures	39

Chapitre II

Tableau III-1 : Donnés d'entrées de combustible.....	42
--	----

Chapitre IV

Tableau IV-1 : Exemples de feuille de travail de l'AMDEC.....	61
Tableau IV-2 : Niveau de fréquence	62
Tableau IV-3 : Niveau de gravité.....	62
Tableau IV-4 : Probabilité de non détection	63
Tableau IV-5 : Limites de criticité.....	63
Tableau IV-6 : AMDEC, Sous-système 1	65
Tableau IV-7 : AMDEC, Sous-système 1	66
Tableau IV-8 : AMDEC, Sous-système 1	67
Tableau IV-9 : AMDEC, Sous-système 2	68
Tableau IV-10 : AMDEC, Sous-système 2	69
Tableau IV-11 : AMDEC, Sous-système 3	70
Tableau IV-12 : AMDEC, Sous-système 3	71
Tableau IV-13 : AMDEC, Sous-système 3	72
Tableau IV-14 : Classement des différents composants selon la criticité.....	73
Tableau IV-15 : Les opérations préventives proposées	75
Tableau IV-16 : La nouvelle criticité des différents composants	76

Nomenclature

Nomenclature

Variable	Désignation	Unité
C_p	Chaleur spécifique	[J/(Kg.K)]
C_{pa}	Chaleur spécifique air	[J/(Kg.K)]
$C_{p\text{ mél}}$	Chaleur spécifique de mélange	[J/(Kg.K)]
R	Constante universelle des gaz parfaits	[J/(mol.K)]
r	Constante spécifique des gaz parfaits	[KJ/(kg.K)]
Q_{air}	Débit d'aire	[Kg/s]
Q_{gaz}	Débit de gaz	[Kg/s]
$Q_{mél}$	Débit mélange	[Kg/s]
H	Enthalpie	[KJ/Kg]
f	Fraction de debit	-
X	Fraction molaire	-
Ma	Masse molaire de l'air	[g/mol]
M_{gaz}	Masse molaire de gaz	[g/mol]
$M_{mél}$	Masse molaire de mélange	[g/mol]
PCI	Pouvoir calorifique inférieure	[KJ/Kg]
P	Pression	[bar]
P_i	Puissance	[MW]
Q	Quantité de chaleur	[KJ]
Q_P	Quantité de chaleur à pression constant	[KJ]
a	Rapport de pression	-
γ	Rapport des chaleurs spécifiques de l'air	-
η	Rendement	[%]
T	Température	[°C] /[K]
T_{is}	Température isentropique	[°C] /[K]
W	Travail	[KJ/Kg]

Indices

amb	Ambiante
atm	Atmosphérique
cc	Chambre de combustion
comp	Compresseur
CC	Cycle combiné

Abréviations

AMDEC	Analyse des Modes de Défaillances, de leurs Effets et de leurs Criticités
AFNOR	Association Française de Normalisation
CEN	Comité Européen de Normalisation
eHGPI	expanded hot gas path inspection
GVRC	Générateur de vapeur à récupération de chaleur
HGPI	Hot gas path inspection
HRSG	Heat recovery steam generator
IGV	Intel guide vanes
MI	Minor inspection
MO	Major Overhaul
TAG	Turbine à gaz
TAV	Turbine à vapeur

Introduction Générale

Introduction Générale

L'évolution de nos sociétés humaines est très étroitement liée à l'échange d'énergie. En apprenant à maîtriser le feu, la force du vent et de l'eau, à utiliser le bois, le charbon, le pétrole... les hommes ont sans cesse cherché à améliorer leur bien-être. Mais, selon la façon dont l'énergie est produite, partagée ou utilisée, elle peut aussi être un facteur de régression.

La production d'électricité est réalisée depuis la fin du XIX^e siècle dans des centrales électriques. Les centrales transforment des énergies primaires, généralement grâce à des générateurs électriques entraînés soit par une machine thermique alimentée en combustible fossile comme centrale à cycle gaz, vapeur et combiné, ou par des énergies renouvelables comme centrale à énergie solaire, énergie éolienne, etc.

En Algérie, l'énergie électrique est produite principalement à partir du gaz naturel, l'ensemble des centrales utilisant cette énergie primaire dépasse les 96%. Le gaz est utilisé dans des centrales thermiques à vapeur, à gaz, ainsi que dans les centrales à cycle combiné.

SONELGAZ a développé son plan de production par la création des nouvelles centrales telle que la nouvelle centrale à cycle combiné de Ras-Djinet.

On se propose à cet effet d'effectuer une étude relative à l'analyse des performances d'une turbine à gaz SIEMENS de type SGT5-4000F ainsi que l'effet des conditions environnementales sur le fonctionnement de cette dernière.

Cette étude comporte quatre chapitres principaux :

- Chapitre I : Description générale de la centrale à cycle combiné (turbine à gaz, turbine à vapeur, chaudière...) et particulièrement pour la machine considérée (TAG de type SGT5-4000F).
- Chapitre II : Étude thermodynamique qui a pour objet d'étudier l'influence de la température ambiante sur l'efficacité de la turbine à gaz.
- Chapitre III : Simulation de cycle gaz sous logiciel THERMOFLEX.
- Chapitre IV : 1) Maintenance de la turbine à gaz pour connaître les différentes phases d'entretien et d'inspection.
2) L'application de l'outil AMDEC sur la turbine SGT5-4000F pour établir un plan d'action d'entretien approprié pour améliorer sa disponibilité. Et nous finirons ce travail par une conclusion générale.

CHAPITRE I

Généralités sur la centrale thermique

I.1 Introduction

La consommation d'électricité en Algérie est en augmentation continue avec une hausse annuelle d'environ 5%. Afin de répondre à cette hausse de demande, la construction des centrales électriques est demandée. L'Algérie a installé plusieurs centrales à cycle combiné, gaz et vapeur, et parmi elles, la centrale à cycle combiné de Ras-Djinet.

I.2 Présentation de la centrale à cycle combiné de Ras-Djinet [1]

La centrale à cycle combiné de Ras-Djinet 1131.1 MW est située au nord de l'Algérie près de la ville de Boumerdès à environ 70 kilomètres à l'est de Alger. Elle s'étend sur une surface d'environ 35 hectares.



Figure I-1 : Vue de ciel pris par Google Maps de la centrale à CC RAS-DJINET

❖ Réalisation de projet :

▪ Projet de réalisation :

Centrale électrique à cycle combiné RAS-DJINET d'une puissance de 1131,1 MW aux conditions site.

▪ Le maître de l'ouvrage :

SPE : Société algérienne de production de l'électricité.

Représenté par : CEEG : Compagnie de l'ingénierie de l'électricité et du gaz.

▪ Constructeur :

DAEWOO ENGINEERING & CONSTRUCTION.

Date de démarrage des travaux : 24 octobre 2012

❖ Mise en service

La première turbine a été mise en service en mai 2018, la deuxième Octobre 2018 et la troisième en mi 2019. Veuillez noter que l'électricité produite par cette centrale est détournée vers trois transformateurs (400 kV chacun) situés l'un à Si Mustapha et l'autre à El Affroune (Blida), et le troisième transformateur à Akbou (Béjaia), avant le transfert de cette électricité vers le réseau national de transport d'électricité.

I.3 Rôle de la centrale thermique

La centrale thermique a pour but d'utiliser l'énergie chimique du combustible pour produire l'énergie électrique en passant par l'intermédiaire des transformations thermiques et mécaniques.



Figure I-2 : Vue externe de la centrale à CC RAS-DJINET

I.4 Description de la centrale [1]

La centrale à cycle combiné de Ras-Djinet se compose essentiellement de trois unités mono-arbre « single shaft » et chaque unité se compose de :

- Une turbine à gaz de type SGT5-4000F de Siemens.
- Une turbine à vapeur de type ST SST5-3000 de Siemens.
- Un générateur Siemens (SGEN TM) SGen5-2000H.
- Une chaudière de récupération d'un cycle eau / vapeur à trois niveaux de pression avec resurchauffe.

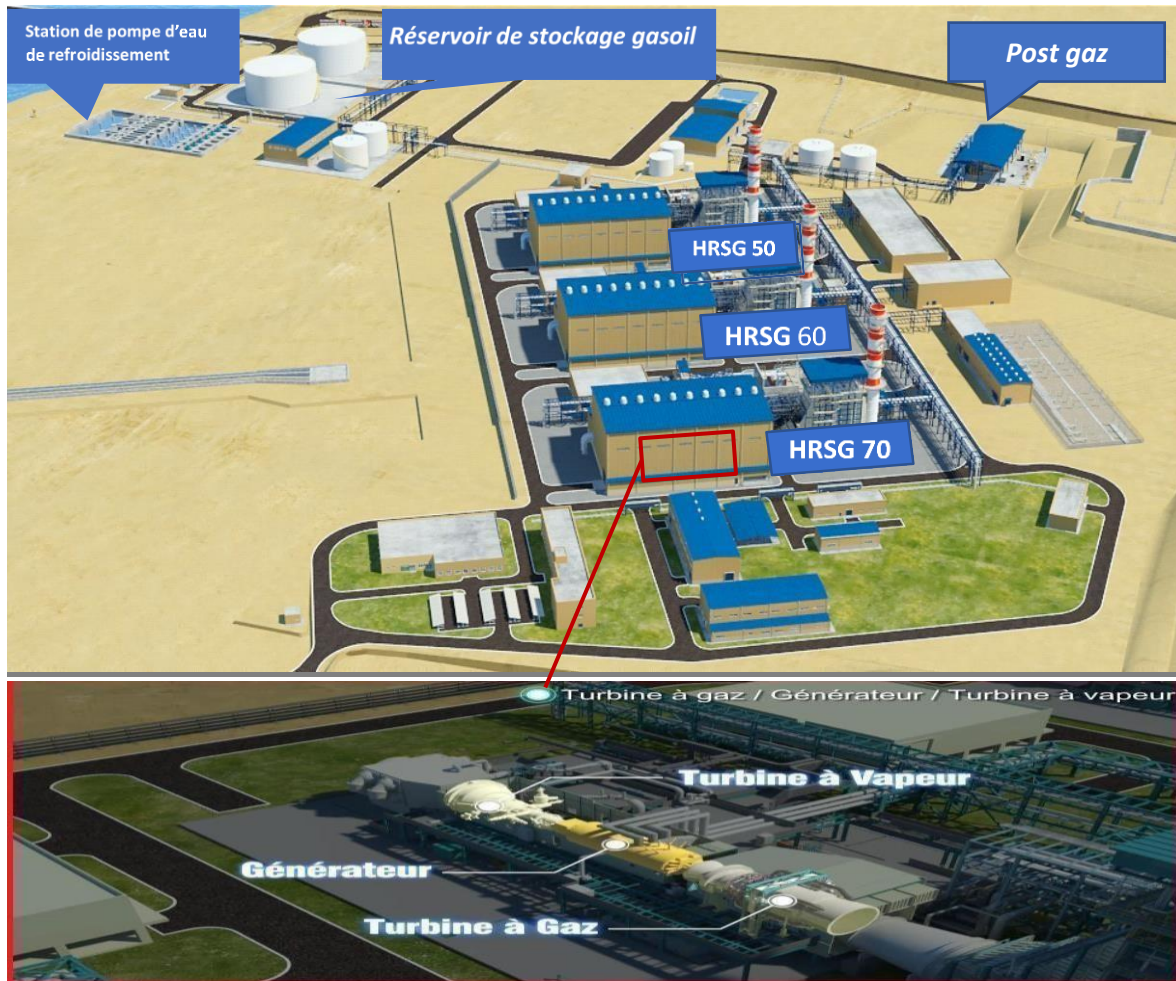


Figure I-3 : Vue sur l'ensemble des composants de la centrale [1]

I.5 Cycle combiné [1]

Principe de fonctionnement :

Une centrale thermique à cycle combiné produit de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la combustion de combustible.

Tout d'abord l'air de l'atmosphère est aspiré par un compresseur à haute pression, l'air assez comprimé est ensuite propulsé dans la chambre de combustion où il se mélange aux combustibles.

Le mélange air/combustible s'enflamme et produit des gaz d'échappement qui activent la rotation de la turbine, cette turbine fait à son tour tourner l'alternateur.

L'eau de mer est pompée vers la station de dessalement puis vers la station de déminéralisation puis injectée dans la chaudière (GVRC) à trois niveaux de pression où elle sera transformée en vapeur.

La chaleur des gaz qui sortent de la turbine à combustion est ensuite récupérée dans la GVRC dans lesquelles circulent de l'eau, cette dernière ainsi chauffée par ces gaz est ensuite dirigée vers un ballon dans lequel elle se transforme en vapeur.

La vapeur est alors envoyée vers la turbine à vapeur et là fait tourner.

L'énergie produite par la rotation de cette deuxième turbine est transmise à l'alternateur et s'ajoute à celles déjà transmises par la turbine à combustion.

La vapeur dégagée par la TAV et envoyée vers le condenseur où y circule de l'eau de mer froide, ainsi la vapeur se condense et sera renvoyée vers la GVRC pour faire un circuit fermé.

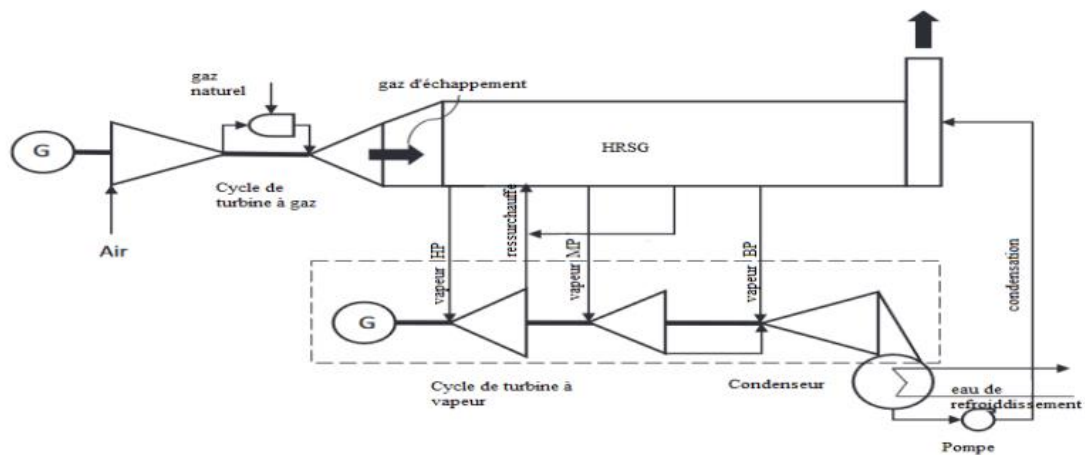
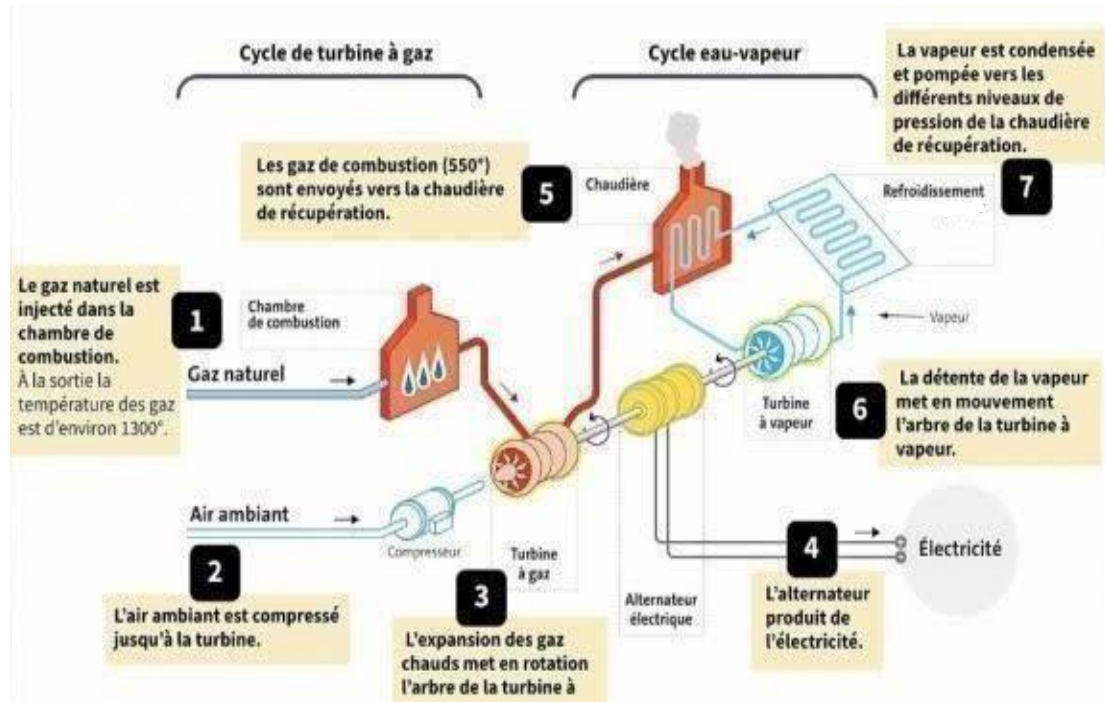


Figure I-4 : Schémas descriptifs d'une centrale à cycle combiné [2] [3]

Cette installation permet d'améliorer le rendement dans le cycle thermodynamique par rapport aux turbines à gaz en circuit ouvert où aux centrales thermiques à vapeur.

I.6 Les composants de la centrale

I.6.1 Chaudière de récupération à trois niveaux de pression avec resurchauffe [1]

La principale fonction du générateur de vapeur à récupération de chaleur est de générer la quantité et la qualité de vapeur requises en utilisant la chaleur perdue des gaz d'échappement de la turbine à gaz (TAG), qui est ainsi transportée vers la turbine à vapeur. Chaque module de la centrale à cycle combiné est fourni avec une chaudière (GVRC) ainsi que tous les accessoires nécessaires. Le gaz d'échappement de la turbine à gaz (TAG) est amené à un générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) qui est conçu comme une chaudière triple pression horizontale (trois niveaux de pressions) avec réchauffage. Cette conception permet d'augmenter le rendement d'un cycle combiné de 0,5 point par rapport à un cycle à deux niveaux de pression avec resurchauffe qui est comparable avec un trois niveaux de pression simple. [4]



Figure I-5 : Vue d'extérieur de la GVRC de la centrale à CC de Ras-Djinet

Et elle se compose de :

➤ **Sections économiseur pour chaque niveau de pression (HP, MP et BP)**

La fonction principale de la section économiseur du HSRG est de préchauffer l'eau de condensation (pour économiseur BP) ou bien l'eau d'alimentation (pour économiseur MP et économiseur HP) .

➤ **Sections évaporateur pour chaque niveau de pression (BP, MP et HP)**

L'eau provenant de l'économiseur (à l'état liquide sous-saturé) passe à l'état saturé. Le mélange diphasique est admis dans le ballon où se fait la séparation liquide/vapeur provenant de l'évaporateur.

La partie liquide circule à nouveau dans l'évaporateur naturellement (thermosiphon) ou de manière assistée (pompe de circulation) jusqu'à la vaporisation.

➤ **Ballon vapeur pour chaque niveau de pression (HP, MP et BP)**

L'eau de la chaudière traverse l'économiseur et l'évaporateur et arrive dans le ballon où la vapeur est séparée de l'eau et prélevée pour alimenter le surchauffeur.

➤ **Sections surchauffeur pour chaque niveau de pression (BP, MP et HP)**

La surchauffeur est utilisée dans la chaudière pour augmenter la température de la vapeur, réduisant ainsi les gouttelettes d'eau dans la vapeur qui peuvent corroder les aubes de turbine et provoquer l'érosion.

➤ **Section resurchauffeur**

Dans la section du resurchauffeur (RH) sont collectées deux débits différents : vapeur IP, vapeur d'échappement HP qui ont presque les mêmes caractéristiques de pression et de température afin de les réchauffer et les réinjecter dans la turbine pour une meilleure récupération d'énergie.

➤ **Dégazeur intégral ballon BP**

Le dégazeur a pour fonction d'éliminer les gaz non condensables comme l'O₂ et le CO₂ des condensats lors du remplissage initial de la chaudière et du démarrage de l'installation. Il fait partie intégrante du ballon basse pression (BP). Le ballon BP agit comme un réservoir de stockage pour le dégazeur.

➤ **Cheminée HRSG avec silencieux**

La cheminée du HRSG et son silencieux sont fournis pour acheminer les gaz d'échappement de la turbine à gaz depuis la sortie du HRSG vers l'atmosphère. Des ports d'échantillonnage sont fournis dans la cheminée pour les contrôles d'émission. Les gaz d'échappement chauds de la turbine à gaz font du bruit. De ce fait, un silencieux est fourni afin de réduire le bruit en sortie de cheminée.

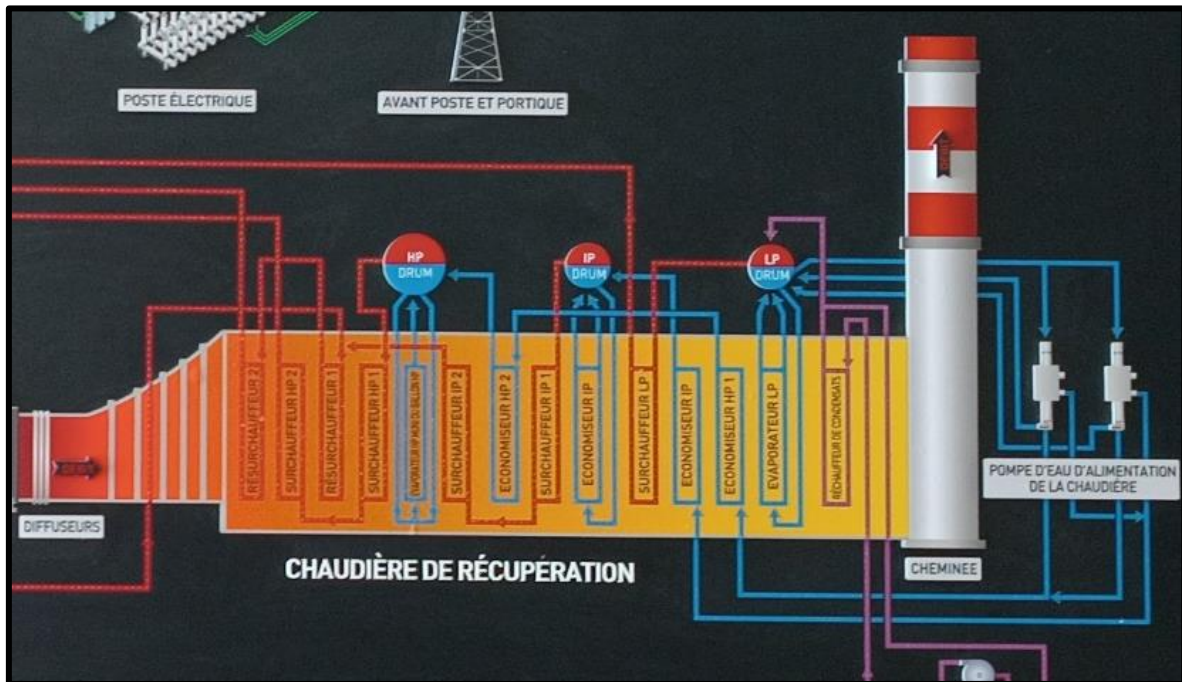


Figure I-6 : Chaudière de récupération à 3 niveaux de pression [1]

Caractéristiques de la GVRC de la centrale à CC de Ras-Djinet :

Chaudière	Caractéristiques de la vapeur	
	Pression (bar)	Température (C°)
Trois niveaux de pression avec resurchauffe	HP/MP/BP 120.81/31.31/4.51	HP/MP/BP 566.5/565.7/236.6
HP/MP/BP : haute pression/moyenne pression/basse pression.		

Tableau I-1 – Valeurs thermodynamiques des configurations usuelles des chaudières [1]

I.6.2 Le condenseur (MAG10AC001)

Placé juste après la TAV et il est constitué de deux faisceaux doubles passe, il travaille avec un design axial. Son rôle dans la centrale est de condenser la vapeur qui sort de la turbine avec l'eau de mer. Le condenseur est équipé de deux ventilateurs d'extraction de vapeur, équipée aussi de deux pompes d'extraction pour extraire la vapeur condensée (l'eau) et la pomper vers la chaudière.



Figure I-7 : Vue de l'extérieur du condenseur (MAG10AC001)

I.6.3 Le générateur Siemens (SGEN™) SGen5-2000H

Le générateur sera capable d'évacuer la puissance de la sortie turbine (turbine à gaz + turbine à vapeur) à laquelle il est raccordé sans dépasser la limite de température admissible. Un (1) modèle SGen5-2000H de Siemens est fourni pour chaque module .

Les caractéristiques générales de générateur sont les suivantes :

- Tension nominale : 22 kV
- Fréquence : 50 Hz
- Type de refroidissement : Refroidi à l'hydrogène



Figure I-8 : Vue d'extérieur du générateur

I.6.4 Le transformateur

Un transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative. Le transformateur élévateur a pour but d'augmenter la tension générée par l'alternateur (22 KV à 400 KV).

La tension générée (22kV) est abaissée à (6 kV) par le transformateur abaisseur pour alimenter les équipements auxiliaires.



Figure I-9 : Vue d'extérieur du transformateur

I.6.5 Les pompes hydrauliques

Deux pompes qui travaillent en alternance d'alimentation GVRC horizontale. Leur rôle est de fournir l'eau d'alimentation aux ballons. La pompe est une pompe centrifuge horizontale à plusieurs étages.

I.6.6 Turbine à vapeur ST SST5-3000 [5]

Les turbines à vapeur (TAV) employées dans les installations de cycle combiné ne sont pas différentes de celles qui équipent les autres installations de production d'énergie. L'énergie thermique contenue dans la vapeur est convertie en énergie mécanique par expansion à travers la turbine. L'expansion se fait par une série de pales fixes (stator) qui orientent le flux de vapeur dans des jets à grande vitesse pour le rotor. L'ensemble compact est composé de deux cylindres avec échappement axial pour une utilisation dans les centrales électriques à cycle combiné.

Cette centrale électrique se compose de trois (3) turbines à vapeur fournies par Siemens. Elle contient deux parties principales cylindriques HP et MP/BP relié entre eux avec un axe s'appelle l'arbre, la raison d'une telle différence étape est intéressante avec une plus grande température de vapeur, vient une grande efficacité de la centrale. Les turbines à vapeur ont leurs propres vannes, et pour chaque entrée il y a une vanne pour réguler et contrôler le débit du vapeur. Cette dernière s'écoule vers le condenseur d'une manière axiale. Le rotor de la turbine est accouplé avec l'alternateur par un embrayage.

Ses caractéristiques sont :

Turbine à vapeur SST5-3000	Données techniques
Type	Mono-arbre
Vitesse	3000 Tr / min
Corps HP	Type : H30
	Nombre d'étage : 27 étages
Corps MP/BP	Section MP : 16 étages
	Section BP : 7 étages
Puissance nominale	139 MW
Température d'entrée	jusqu'à 610 °C
Pression de retour du condenseur (pression de sortie)	0,0514 bar
Rendement pour CC	20%

Tableau I-2 – Caractéristiques techniques de la TAV ST SST5-3000 [1]

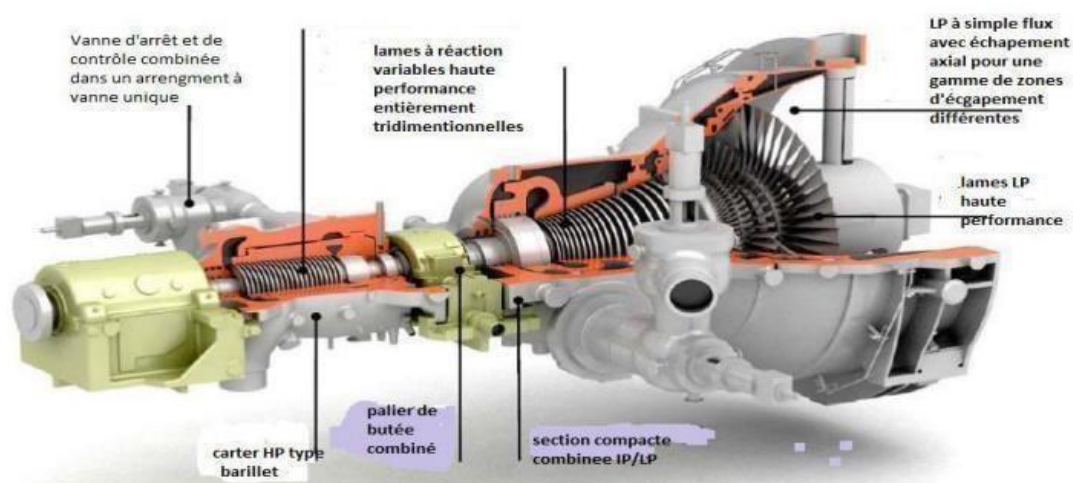


Figure I-10 : Composants de la turbine à vapeur SST5-3000 [1]

I.6.7 Turbine à gaz SGT5-4000F [5]

La robuste turbine à gaz SGT5-4000F a été optimisée pour offrir des performances exceptionnelles et un excellent rendement. La facilité d'entretien permet de réduire les temps d'arrêt, ce qui garantit une disponibilité maximale de la turbine à gaz.

La turbine à gaz SGT5-4000F, qui a fait ses preuves, se caractérise par des performances élevées, de faibles coûts de production d'énergie, de longs intervalles entre les inspections et une conception conviviale.

Caractérisée par sa conception robuste, la SGT5-4000F est dotée d'un compresseur axial à 15 étages, d'un système de combustion annulaire et d'une turbine à 4 étages entièrement refroidie par air.

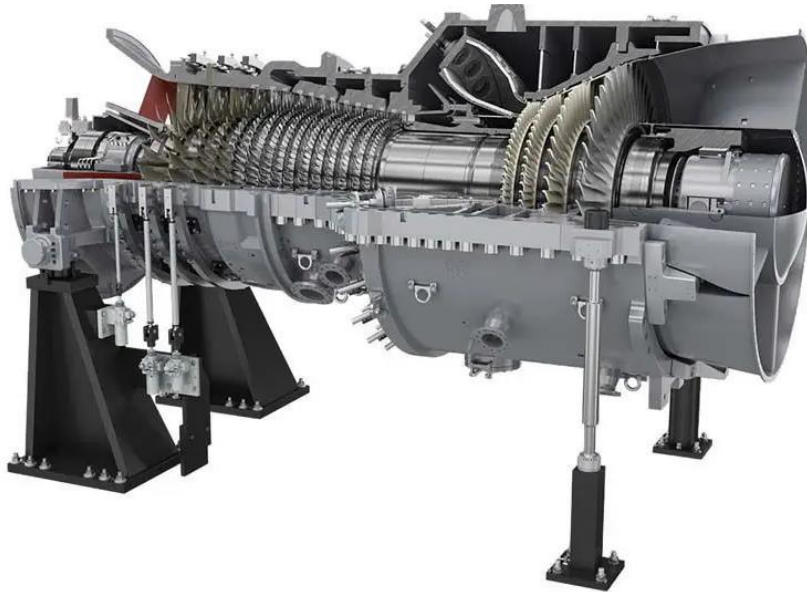


Figure. I-11 : La turbine à gaz SGT5-4000F [5]

Ses caractéristiques sont :

Puissance de sortie	300 MW
Carburant	Gaz/ Fuel
Nombre d'étage	Section compresseur: 15
	Section turbine: 04
Fréquence	50 Hz
Vitesse de turbine	3000 Tr / min
Rapport de pression	20/1
Rendement	40%

Tableau I-3 – Caractéristiques techniques de la TAG SGT5-4000F [1]

I.7 Derniers développements sur les turbines à gaz [6] :

Au fil des années, les turbines à gaz ont subi de nombreuses améliorations et développements, notamment dans les domaines suivants :

➤ **Augmentation de l'efficacité thermodynamique :**

De nombreuses recherches visent à augmenter l'efficacité thermodynamique des turbines à gaz. Un exemple est l'introduction de cycles combinés augmentant ainsi l'efficacité globale du système.

➤ **Amélioration des matériaux :**

Des progrès ont également été réalisés dans le développement de matériaux capables de résister à des températures et des pressions élevées, ce qui permet d'augmenter la performance des turbines à gaz. Par exemple, l'utilisation de superalliages à base de nickel et de matériaux céramiques avancés réduisent la dégradation thermique et offrent une résistance à l'oxydation.

➤ **Conception aérodynamique optimisée :**

L'amélioration de la conception aérodynamique des composants de la turbine, tels que les aubes du compresseur et de la turbine, permet de réduire les pertes mécaniques et d'améliorer l'efficacité globale. L'utilisation des techniques de modélisation numérique avancées et d'optimisation assistée par ordinateur facilite cette amélioration.

➤ **Contrôle et surveillance intelligents :**

L'intégration de technologies de contrôle et de surveillance intelligentes dans les turbines à gaz permet de surveiller en temps réel leur performance et de détecter rapidement les anomalies ou les problèmes potentiels. Cela conduit à une maintenance préventive efficace et à une réduction des temps d'arrêt.

➤ **Réduction des émissions :**

Bien que les développements récents dans les turbines à gaz aient conduit à des améliorations significatives en termes d'efficacité et de fiabilité, il reste encore des défis à relever. L'un de ces défis est de réduire davantage les émissions de gaz à effet de serre pour répondre aux exigences environnementales strictes.

I.8 Avantages et inconvénients des turbines à gaz [7] :

❖ **Avantages :**

- Pour une même puissance, la turbine à gaz occupe un espace moins qu'un groupe diesel
- Faible poids permettant l'installation en étage ou en terrasse.
- Possibilité d'utiliser deux combustibles (gaz naturel et fuel domestique par exemple).

❖ **Inconvénients :**

- Consommation spécifique plus élevée que les moteurs diesel.
- Sensible à la température ambiante.
- Émissions polluantes.

I.9 Généralités sur les turbines à gaz [8] :

Une turbine à gaz est un type de moteur à combustion interne dans lequel l'air est comprimé à haute pression avant d'être mélangé avec du carburant et brûlé dans une chambre de combustion. Les gaz chauds résultants sont ensuite expulsés à travers une série de pales de turbine, qui tournent un arbre et produisent une puissance mécanique. La puissance mécanique peut être utilisée pour produire de l'électricité, pour propulser des véhicules tels que des avions ou des navires ou pour actionner des pompes et des compresseurs.

I.10 Principe de fonctionnement de la turbine à gaz [9] :

Une turbine à gaz fonctionne de la façon suivante :

- ❖ La turbine à gaz extrait de l'air du milieu environnant.
- ❖ Comprimer à une pression plus élevée.
- ❖ Augmenter le niveau d'énergie de l'air comprimé en ajoutant et en brûlant le combustible dans une chambre de combustion.
- ❖ Acheminer 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.
- ❖ Décharger à l'atmosphère les gaz d'échappement à basse pression et température résultant de la transformation mentionnée ci-dessus.

Le fonctionnement peut aussi être illustré par ce qu'il est convenu d'appeler le « diagramme d'écoulement des gaz » qui montre l'évolution des paramètres : pression P (vert), température T° (jaune).

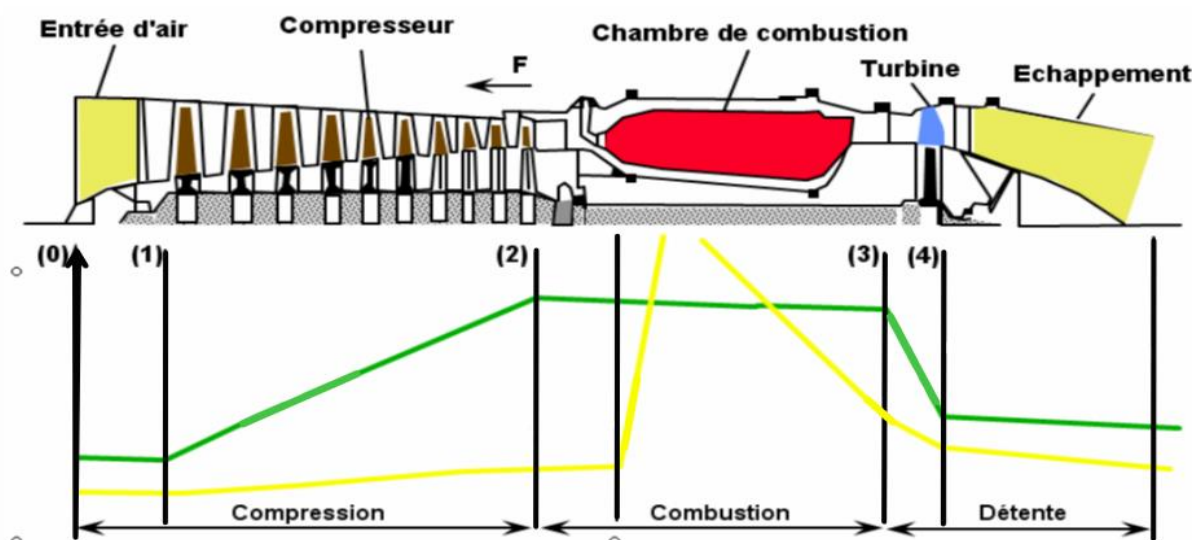


Figure. I-12 : La variation de pression et température dans une turbine à gaz [10]

I.11 Classification des turbines à gaz [11] :

On peut classer les turbines selon différents points :

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

I.11.1 Par le mode de travail :

On distingue deux types de turbines :

❖ Etage à action :

Toute la détente a lieu dans l'aubage fixe. Le rôle de l'aubage mobile est d'utiliser l'énergie cinétique engendrée par cette détente, c'est-à-dire de transformer cette énergie cinétique en énergie mécanique disponible sur l'arbre de la machine.

❖ Etage à réaction :

Le fluide ne se détend dans l'aubage fixe que partiellement, le reste de la détente a eu lieu dans l'aubage mobile.

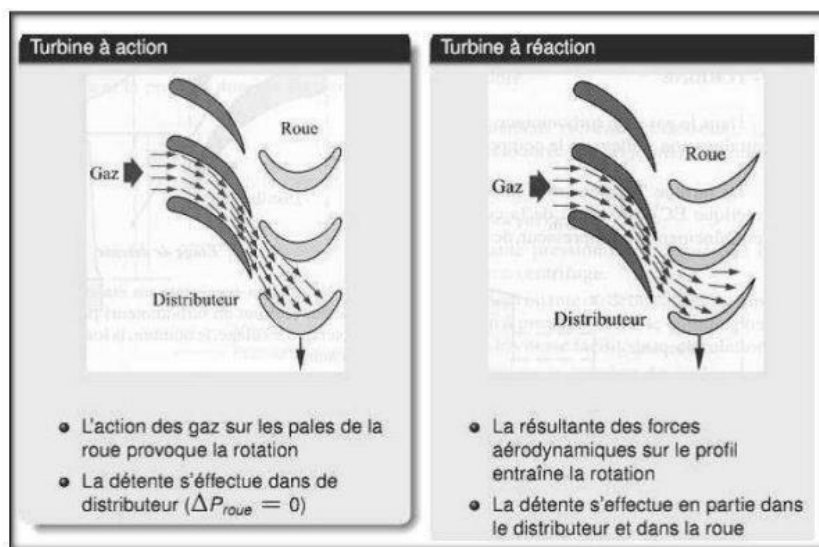


Figure I-13 : Turbine à action et à réaction [12]

I.11.2 Par le mode de fonctionnement thermodynamique :

❖ La turbine à gaz à cycle fermé :

La turbine à gaz à cycle fermé où l'air est chauffé dans un échangeur de chaleur par la combustion de carburant. L'air sorti de la turbine est ensuite refroidi et réinjecté dans le compresseur.

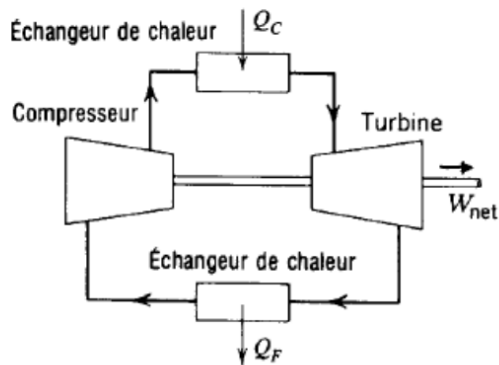


Figure I-14 : le cycle fermé d'une turbine à gaz [11]

❖ La turbine à gaz à cycle ouvert :

C'est une turbine dont l'aspiration et l'échappement s'effectue directement dans l'atmosphère, ce type de turbine qui le plus répandu se divise en deux classes : turbine à cycle simple et turbine à cycle régénéré .

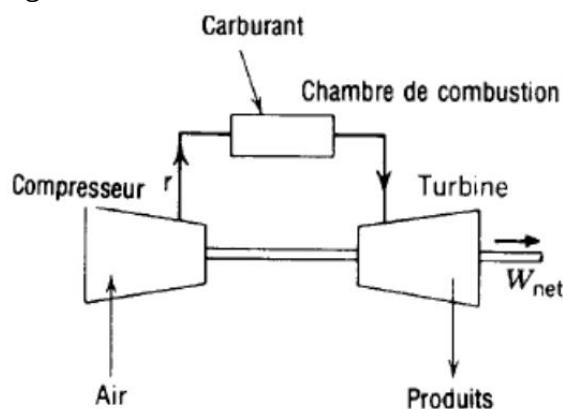


Figure I-15 : le cycle ouvert d'une turbine à gaz [11]

a) - Turbine à cycle simple :

Après la détente dans la turbine, les gaz possédant encore un potentiel énergétique sont perdus dans l'atmosphère à travers la cheminée.

b) - Turbine à cycle régénéré :

Après la détente dans la turbine, les gaz possédant encore un potentiel énergétique sont récupérés pour augmenter l'efficacité de cycle.

I.11.3 Par le mode de construction :

❖ Turbine mono- arbre

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

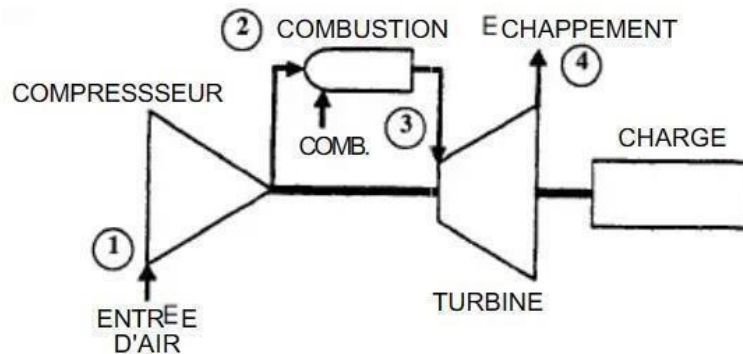


Figure. I-16 : Schéma de la turbine mono- arbre [11]

❖ Turbine bi- arbre

Les deux sections de la turbine ne sont pas reliées mécaniquement ce qui leur permette de tourner à des vitesses différentes. Ce type est utilisé dans les applications qui demandent une large variation de vitesse telle que l'entraînement des compresseurs. Le compresseur et la roue haute pression sont appelés générateur de gaz, généralement la vitesse de générateur de gaz est constante, par contre la vitesse de la roue basse pression, varie selon le régime de la machine réceptrice.

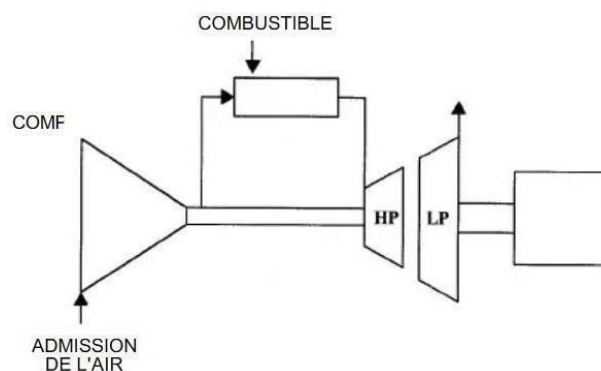
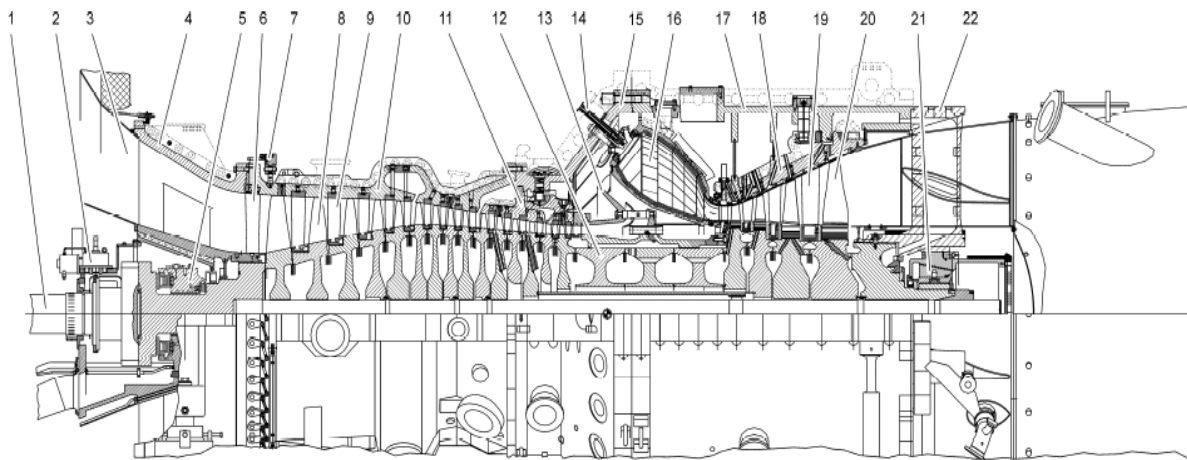


Figure. I-17 : Schéma de la turbine bi- arbre [11]

I.12 Principaux composants de la turbine à gaz SGT5-4000f [1] :



No.	Élément	No.	Élément	No.	Élément	No.	Élément
1	Arbre intermédiaire	7	Système de réglage	13	Diffuseur d'échappement du compresseur	19	Aubes stationnaires de turbine
2	Vileur hydraulique	8	Aubes mobiles du compresseur	14	Montage de brûleur	20	Aubes mobiles de turbine
3	Conduit d'admission	9	Aubes stationnaires du compresseur	15	Boîtier externe 2	21	Palier d'essieu
4	Boîtier du roulement du compresseur	10	Porteur I des aubes stationnaires	16	Chambre de combustion	22	Boîtier d'échappement
5	Palier de butée et d'essieu combinés	11	Porteur II des aubes stationnaires	17	Boîtier externe 3		
6	Aubes directrices d'entrée à pas variable	12	Rotor	18	Montage des aubes stationnaires de turbine		

Figure. I-18 : Les composants spécifiques de la turbine à gaz [1]

I.12.1 Section d'admission :

Le système d'aspiration d'air doit être conçu pour :

- L'admission d'air ambiant à une température, une densité et une humidité spécifiques.
- Le traitement de l'air de combustion à un certain degré de pureté, de contamination et d'humidité
- L'alimentation de la turbine à gaz avec une quantité précise d'air de combustion filtré.
- Protéger l'aubage du compresseur de la turbine à gaz contre l'usure prématurée.

Pour avoir une fiabilité, les éléments suivants permettent de réaliser ces performances :

- Conduits
- Silencieux
- Coudes
- Plenum d'entrée
- bell-mouth (convergent d'entrée du compresseur)

Pour protéger les ailettes de l'érosion due à des solides/poussières en suspension, notre compresseur dispose en amont de son entrée un dispositif de filtration de l'air, constitué d'un pré-filtre et de trois filtres qui permettent tous de retenir la plupart des résidus et particules en suspension dans l'air. L'air est conduit jusqu'à une boîte d'entrée « plenum chamber » avant d'entrer dans le compresseur.

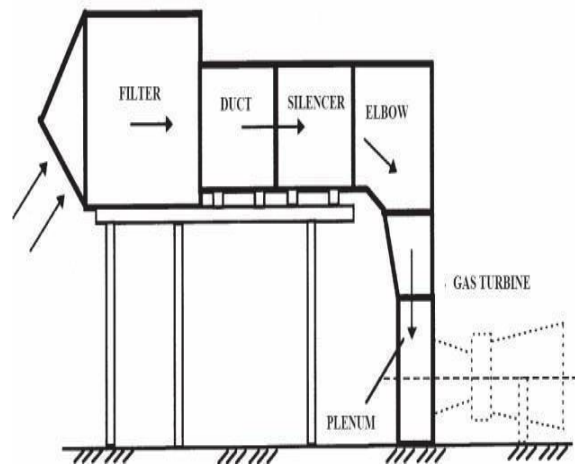


Figure. I-19 : Schéma typique du système d'aspiration [8]

En général un grillage d'acier inoxydable est installé comme dernière protection avant l'entrée dans le compresseur.

Pour éviter des vibrations et les pertes de pression à l'entrée du compresseur la volute d'entrée («bell-mouth») est particulièrement étudiée.

I.12.2 Section de compression :

Le compresseur de la turbine à gaz SGT5-4000F comprend 15 étages, l'air d'admission est comprimé en étages par une série d'aubes sous forme de voilure stationnaire et rotative. Les aubes rotatives (rotor) fournissent de la force pour augmenter la vitesse de l'air dans chaque étage et les aubes stationnaires (stator) convertissent la vitesse en pression et guident aussi l'air vers le prochain étage du rotor. Les aubes du rotor du compresseur sont attachées à des roues qui sont tournées par l'arbre de la turbine à gaz.

❖ Côté aspiration du compresseur :

Le corps d'admission a pour fonction de diriger l'air de manière uniforme dans le compresseur. Il contient des aubes de guidage (IGV: Inlet Guide Vanes) situées à l'entrée des compresseurs. Leur fonction est de diriger le flux d'air entrant dans le compresseur.

Les IGV peuvent être contrôlés pour modifier l'angle d'attaque des aubes en fonction des conditions de fonctionnement de la machine. Cela permet d'optimiser le flux d'air entrant dans le compresseur et d'améliorer l'efficacité à charge partielle .

Grace à un système hydraulique les IGV permettent à la turbine d'accélérer rapidement et en douceur sans pompage du compresseur évitant ainsi les pulsations qui sont dues à l'inversion du flux d'air à l'entrée du compresseur qui peuvent provoquer des détériorations de la turbine. [13]

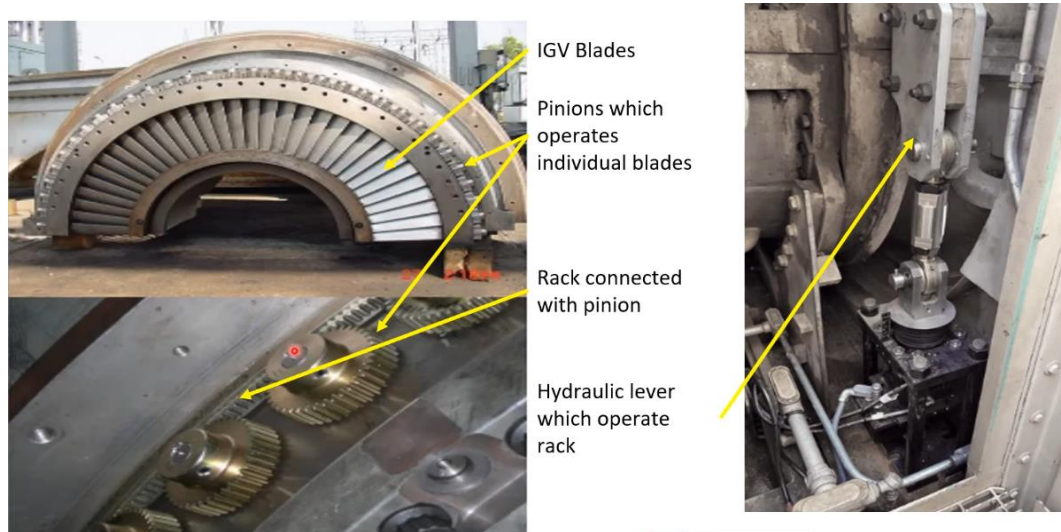


Figure. I-20 : Schéma du commande des IGV [14]

❖ **Côté refoulement du compresseur :**

Le corps de refoulement du compresseur constitue la partie finale du compresseur, à la sortie du compresseur la vitesse de l'air est trop élevée pour une combustion optimale. Pour cela l'enveloppe inclut un diffuseur qui va diminuer progressivement la vitesse de l'air.

❖ **Le rôle du compresseur axial :**

- Fournir de l'air comprimé à la chambre de combustion.
- Assurer un débit et une pression aussi élevés pour avoir une grande puissance utile.
- Utiliser l'air comme un agent de refroidissement pour les différents composants de la turbine.

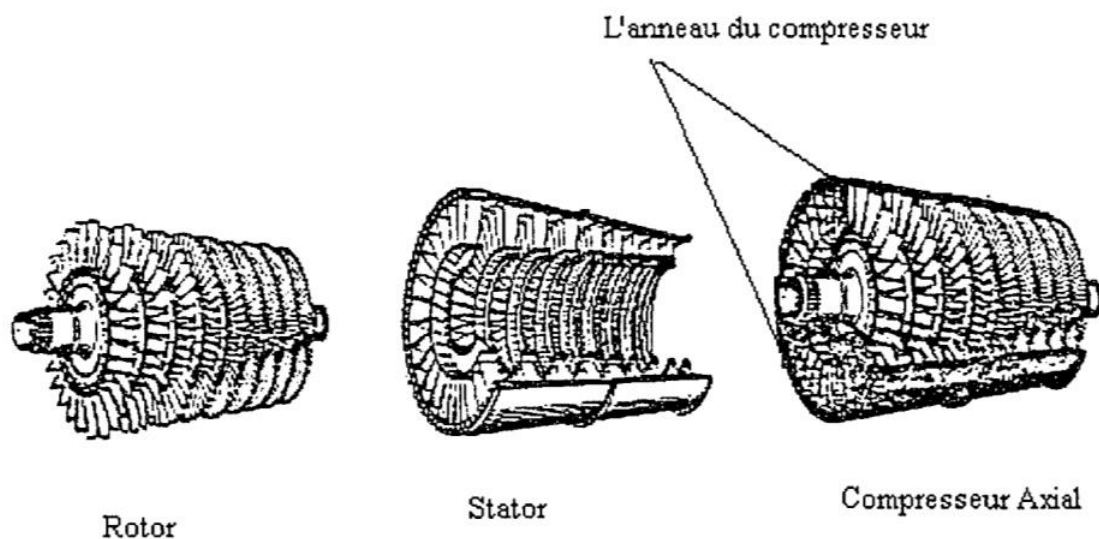


Figure. I-21 : Compresseur axial et ses éléments [15]

I.12.3 Section de combustion [1] :

- Type : chambre de combustion annulaire.
- Nombre de bruleurs : 24
- Nombre de dispositif d'allumage par bruleur : 01
- 4 détecteurs de flamme : 02 capteurs pour le système de combustion au gaz naturel et 02 capteurs pour le système de combustion au mazout.

La chambre de combustion annulaire est située entre le compresseur et la turbine. En amont de l'entrée de la chambre de combustion, le débit d'air qui est comprimé et chauffé dans le compresseur est divisé en parties :

- Une partie circule directement vers la turbine, où elle est utilisée pour refroidir les aubes et les ailettes de la turbine.
- L'autre partie entre dans l'espace annulaire entre le boîtier externe de la chambre de combustion et circule autour de la paroi extérieure de la chambre de combustion.
- La majeure partie de l'air est alimentée dans la zone de combustion via des bruleurs, et une autre partie va passer à la zone secondaire et la zone de dilution pour une combustion complète.

❖ Enveloppe de combustion :

L'enveloppe de combustion est un élément soudé autour de l'arrière de la caisse, il reçoit l'air de refoulement d'un compresseur axial

❖ Brûleurs hybrides :

La chambre de combustion est dotée d'un système d'injection de combustible émettant une quantité mesurée de carburant dans la chemise de combustion. Il est appelé hybride car il peut fonctionner à la fois avec un combustible liquide et un combustible gazeux.

❖ Bougie d'allumage :

La bougie d'allumage est un dispositif qui provoque l'inflammation du mélange gazeux dans la chambre de combustion.

❖ Détecteurs de flamme :

Un détecteur de flamme est un type de capteur capable de détecter et de réagir à la présence d'une flamme.

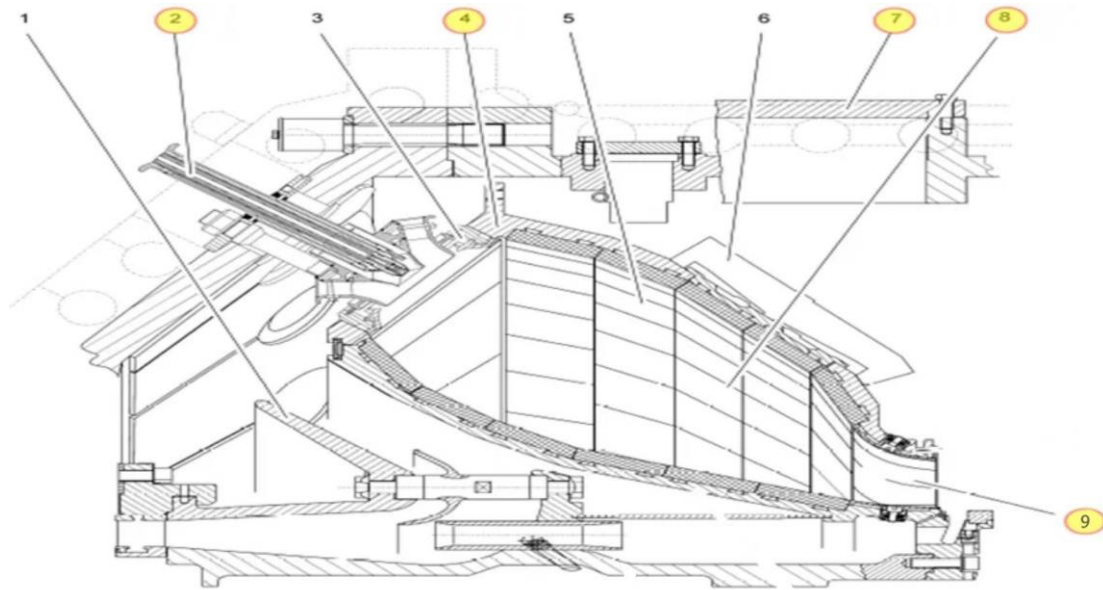


Figure. I-22 : Composants de la chambre de combustion [1]

1	Diffuseur de déflexion
2	Bruleur hybride
3	Support de bruleur
4	Coque externe de la chambre de combustion
5	Bouclier thermique en céramique
6	Trou d'homme
7	Boitier externe de la chambre de combustion
8	Zone de combustion
9	Sortie de la chambre de combustion

Tableau I-4 – Composants de la chambre de combustion. [1]

- **Avantages :**

- Plus léger par rapport aux autres chambres.
- Faible perte de pression.
- L'élimination du problème de la propagation de la flamme.
- Combustion homogène.



Figure. I-23 : Vue intérieure de la chambre de combustion [1]

I.12.4 Section turbine [10] :

Le rôle de la turbine de puissance est de transformer l'énergie calorifique fournie lors de la combustion en énergie mécanique disponible sur l'arbre (de cette turbine de puissance). Cette turbine comprend 4 étages, chaque étage étant constitué d'une rangée d'aubes fixes (distributeur) suivie d'une rangée d'aubes mobiles (roue de turbine).

➤ **Stator (distributeur) :**

Les aubes fixes sont généralement montées sur un anneau cylindrique. L'anneau se monte dans le carter turbine ou parfois même forme le carter turbine. Le stator a pour but de transformer la pression en vitesse et de diriger l'écoulement des gaz sortant de la chambre de combustion sur les aubes de rotor de la turbine.

Le premier étage distributeur est par ailleurs fixé sur la bride arrière de la chambre de combustion. Les aubes distributeurs sont le plus souvent creuses pour permettre le passage d'air de refroidissement ou de pressurisation.

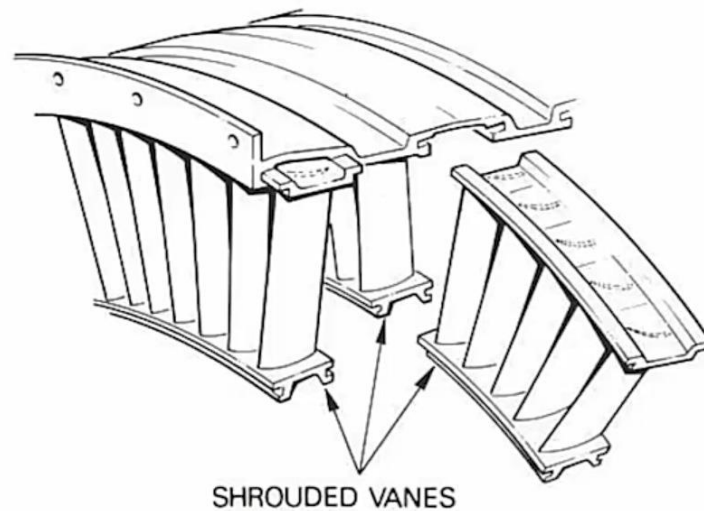


Figure. I-24 : Stator turbine (distributeur) [10]

➤ **Rotor (roue) :**

La roue est constituée d'un disque à la périphérie duquel on trouve les pales. Le disque est soit solidaire de l'arbre, soit monté sur celui-ci par un accouplement de type curvic-coupling. Pour limiter la conduction de température, ses faces avant et arrière sont refroidies par circulation d'air. Il comporte, en outre, des masses ou des cordons permettant l'équilibrage.

Le rôle de rotor est de transformer l'énergie du gaz brûlé en énergie mécanique disponible sur l'arbre.

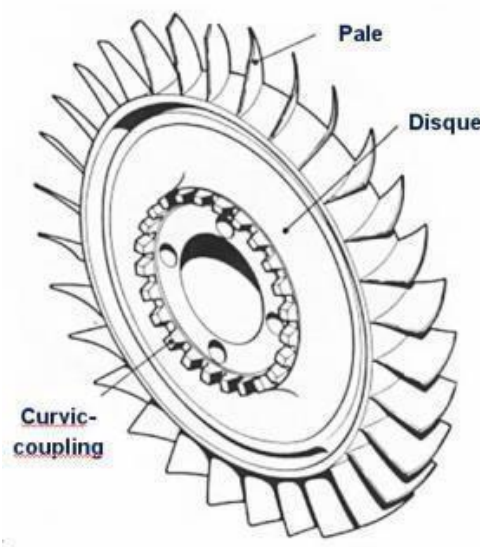


Figure. I-25 : Rotor turbine (roue de turbine) [10]

Les pales de turbine peuvent être taillées dans la masse ou rapportées par un procédé quelconque. Le procédé le plus utilisé est la fixation dite en pied, qui permet de répartir convenablement les efforts. Les pales rapportées sont, par ailleurs, disposées de façon à réaliser l'équilibrage statique et dynamique du rotor. Le jeu entre l'extrémité des pales et le carter extérieur est d'une grande importance ; il doit être ajusté pour obtenir un bon rendement (fuite minimum) sans provoquer le contact des pales.

I.12.5 Section d'échappement [1] :

Les gaz d'échappement sont dirigés vers un générateur de vapeur à récupération de chaleur via un diffuseur. Ensuite, les gaz vont être expulsés vers l'atmosphère.

Les principaux composants du système d'échappement sont :

➤ Diffuseur d'échappement :

- Les gaz d'échappement de la turbine à gaz passent à travers le diffuseur d'échappement où la pression statique augmente en fonction de la diminution de la vitesse.
- Un trou d'homme situé dans la partie supérieure du diffuseur d'échappement est prévu pour permettre l'accès au diffuseur d'échappement lors des inspections.

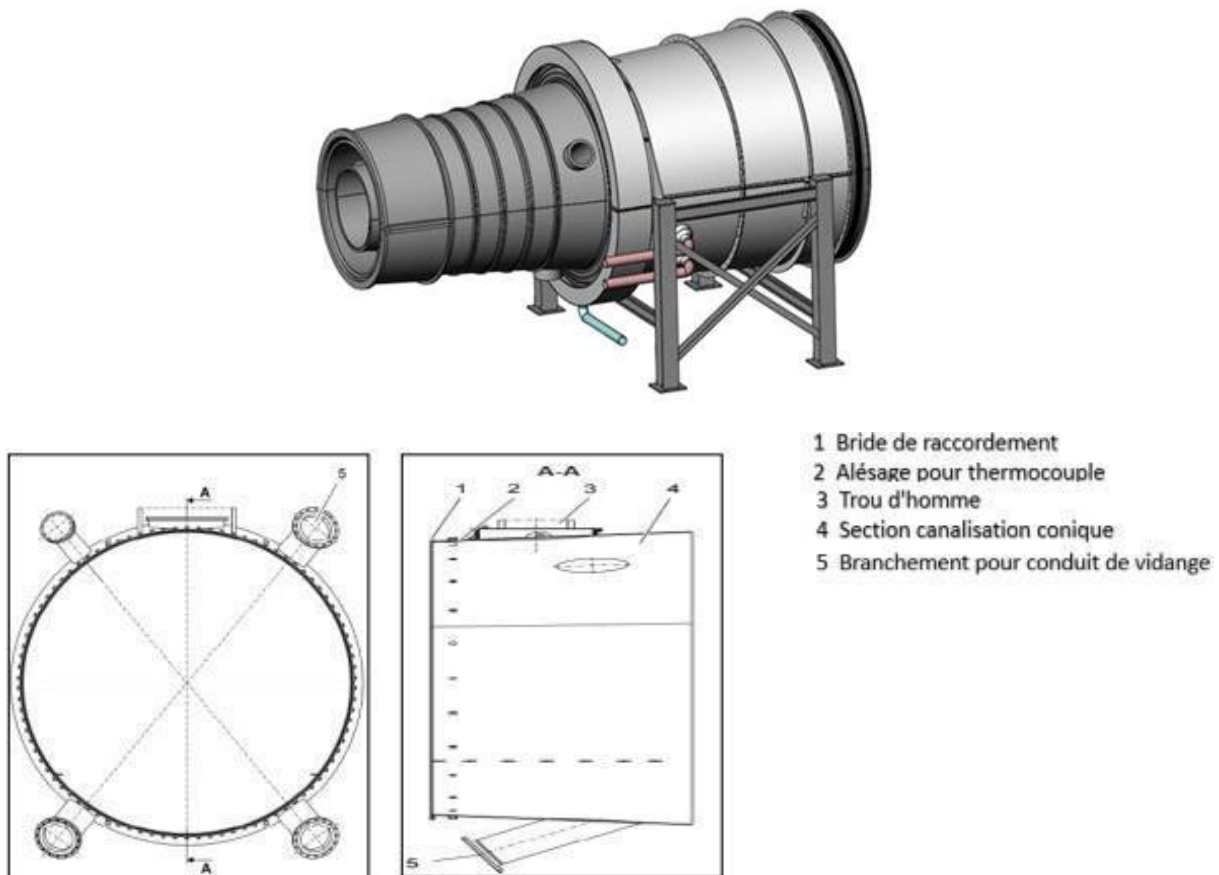


Figure I-26 : Diffuseur de gaz d'échappement. [1]

➤ **Plénum d'échappement :**

A pour but de diriger l'écoulement des gaz dans les conduits d'échappement.

➤ **Joint de dilatation :**

Un joint de dilatation est un joint destiné à absorber les variations de dimensions du plénum d'échappement et du conduit d'évacuation sous l'effet thermique.

➤ **Conduit d'échappement :**

A pour but de transporter les gaz d'échappement vers la chaudière (GVRC).

I.12.6 Système de refroidissement par air [1] :

Fonction :

- L'aubage de la turbine doit être refroidi par air afin d'éviter que la température du matériel de la turbine ne dépasse les limites maximales admissibles.
- L'air de refroidissement doit être fourni à divers niveaux de pression pour les rangées respectives d'aubage de turbine. Il est donc extrait des étages de compression correspondants.
- Le contrôle de l'air de refroidissement assure un refroidissement suffisant et constant des aubes et des ailettes tout en garantissant la fourniture de la quantité d'air de refroidissement adéquate.
- De l'air sous haute pression doit être utilisé pour combler les écarts, les dégagements et les espaces creux à l'intérieur de la turbine à gaz pour des raisons liées à la conception mécanique, ce qui empêche les gaz chauds de pénétrer dans ces régions. Donc on peut conclure que dans la plupart des cas, l'air de refroidissement remplit également des fonctions d'étanchéité.

• **Débit d'air de refroidissement pour l'étage 1 de la turbine :**

Une partie du débit d'air de sortie du compresseur est utilisée comme air de refroidissement de l'étage 1 de la turbine. Le premier anneau d'ailettes est alimenté avec l'air provenant par les tubes de guidage d'air de refroidissement. L'air de refroidissement de l'étage 1 des aubes de turbine est extrait de la sortie du compresseur et fourni à ces aubes par le biais des canaux internes du rotor.

• **Débit d'air de refroidissement pour l'étage 2 de la turbine :**

L'air de refroidissement est extrait en deux points situés en aval de l'étage 13 du compresseur, puis fourni aux ailettes de l'étage 2 de la turbine.

L'air de refroidissement destiné aux aubes mobiles de l'étage 2 de la turbine est extrait en aval de l'étage 12 du compresseur et fourni aux aubes par le biais des canaux internes du rotor.

- **Débit d'air de refroidissement pour l'étage 3 de la turbine :**

L'air de refroidissement est extrait en deux points situés en aval de l'étage 9 du compresseur, puis fourni aux ailettes de l'étage 3 de la turbine

L'air de refroidissement destiné aux aubes mobiles de l'étage 3 de la turbine est extrait en aval de l'étage 10 du compresseur et fourni aux aubes par le biais des canaux internes du rotor.

- **Débit d'air de refroidissement pour l'étage 4 de la turbine :**

L'air est extrait à un point en aval de l'étage 5 du compresseur, puis fourni aux ailettes de l'étage 4 de la turbine.

L'air de refroidissement destiné aux aubes de l'étage 4 est extrait en aval de l'étage 10 du compresseur et fourni aux aubes par le biais des canaux internes du rotor.

Le refroidissement des parties chaudes est d'une importance considérable puisqu'il permet d'augmenter le rendement et la vie des composants. L'air de refroidissement entre dans le profil aérodynamique via le pied de pale et sort des aubes.

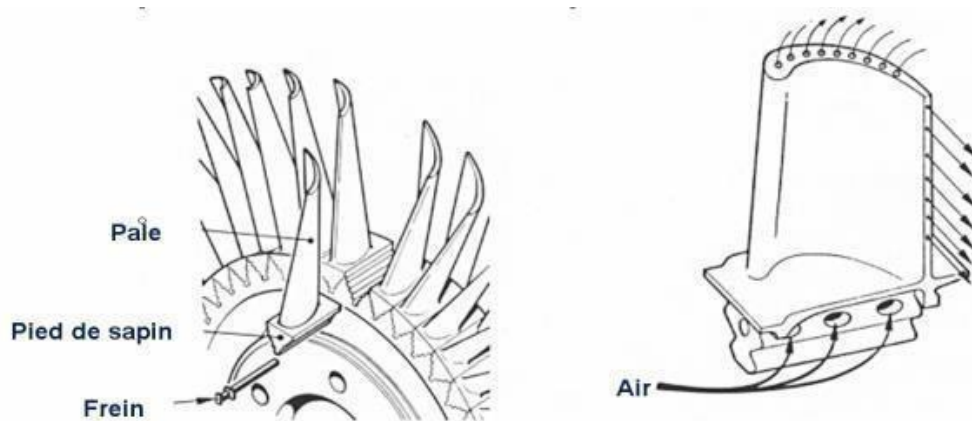


Figure I-27 : Refroidissement des aubes de rotor [10]

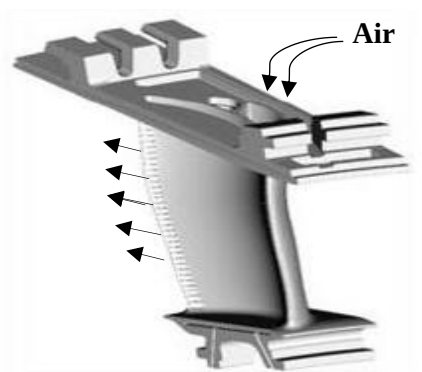


Figure I-28 : Refroidissement des ailettes de stator [1]

I.12.7 Système de lubrification [1] :

Le système de l'huile de lubrification a pour fonction principale :

- Alimenter les paliers en huile pour éviter le contact métal-métal entre la portée de l'arbre et le palier et réduit la friction.

Les composants principaux de système d'huile de lubrification :

- **Réservoir d'huile principal :**

L'huile nécessaire au fonctionnement est stockée dans le réservoir. Des contaminants solides, de taille importante, dans l'huile de reflux sont retirés par les crépines, avant que l'huile n'atteigne la section d'aspiration du réservoir. De l'air et des vapeurs d'huile sont purgés hors du réservoir par l'extracteur des vapeurs d'huile.

- **Les pompes à huile à pleine charge :**

Les pompes à huile à pleine charge sont des pompes submersibles qui purgent l'huile directement à partir du réservoir d'huile principal.

Une pompe à huile, à pleine charge doit être toujours en fonctionnement pour alimenter le système de lubrification.

- **Refroidisseurs d'huile :**

Un refroidisseur d'huile est toujours en marche afin d'évacuer la chaleur générée par les paliers et qui provient de l'huile de la turbine. Le deuxième refroidisseur d'huile est en veille. La permutation avec le refroidisseur d'huile doit s'effectuer lorsque le refroidisseur d'huile qui est en marche présente des obstructions ou des fuites. Le débit maximum d'eau de refroidissement à travers le mécanisme de refroidissement d'huile en fonctionnement doit être maintenu pour des raisons de bon transfert de chaleur et pour empêcher la formation de dépôts dans les tubes du refroidisseur.

- **Chauffage du réservoir d'huile principal :**

La tâche du système de chauffage du réservoir d'huile principal consiste à maintenir une température minimale de l'huile lorsque la turbine est à l'arrêt. Ceci assure que l'activation de l'alimentation de turbine en huile de lubrification est possible à tout moment. Autrement, il y a le risque de dommages subis par le matériel mécanique en raison d'un excès de viscosité. Pendant que le système d'alimentation de la turbine en huile est en fonctionnement, le système de chauffage du réservoir d'huile principal est activé si la température de l'huile tombe au-dessous d'un niveau minimum. Ceci assure un débit volumétrique d'huile adéquat pour le refroidissement des paliers. Le système de chauffage du réservoir d'huile principal est activé et désactivé manuellement dans la salle des commandes .

I.13 Conclusion :

Ce Chapitre présente d'une façon générale les différents composants d'une installation énergétique de production de l'électricité dans un cycle combiné. Puis on s'est focalisé sur la Turbine à gaz du type siemens (SGT5-4000F) sur laquelle on a pu effectuer notre stage pratique.

CHAPITRE II

Etude

Thermodynamique

II.1 Introduction

Le mot thermodynamique est composé de deux parties : « thermo » qui veut dire chaleur et « dynamique » qui signifie travail ou mouvement. Le mot composé veut dire mouvement produit à partir de la chaleur. La thermodynamique est apparue en tant que science à partir du XVIII^e siècle avec la création de la machine à vapeur. Son but est d'étudier les différentes formes d'énergies et les possibilités de conversion entre elles :

Énergie thermique ↔ énergie mécanique, chimique...etc.

En général, les turbines sont fabriquées par les constructeurs, pour travailler dans des conditions standards, mais en réalité celles-ci travaillent dans des régions aux conditions climatiques différentes, afin de mettre en évidence cet impact un calcul thermodynamique est réalisé pour :

- Conclure l'impact de la température sur le rendement de la turbine à gaz .

II.2 Enoncé du principe de la thermodynamique [16]

Le caractère non destructif de l'énergie et l'équivalence entre les différentes formes d'énergie nous permet de formuler le premier principe de la thermodynamique, par rapport à :

1. Un système isolé : L'énergie d'un système isolé est constante ,cette affirmation n'exclut bien sûr pas une transformation à l'intérieur du système isolé .

2. Un système non-isolé : L'énergie d'un système non isolé peut varier par échange avec le milieu extérieur. La quantité d'énergie échangée (transformée) est la même mais de signe opposé suivant que l'on se réfère au système ou au milieu extérieur.

Si l'on considère que l'échange se fait seulement sous forme de chaleur (Q) et de travail mécanique (W), l'énergie totale échangée au cours de la transformation d'un système, d'un état initial (EI) à un état final (EF), sera égale à leur somme algébrique (Q + W). L'énergie totale (Q+W) échangée par un système au cours de son passage d'un état initial à un état final est indépendante de la manière dont la transformation est effectuée.

=>A cette énergie (Q+W) est associée la variation d'une FONCTION D'ETAT.

La plupart des transformations sont effectuées à pression constante et le plus souvent sous la pression atmosphérique. Le système peut alors échanger de la chaleur et du travail avec le milieu extérieur.

Pour une transformation élémentaire :

$$dU = \delta Q + \delta W \quad (\text{II.1})$$

Avec : δQ = chaleur échangée à P constante

$$\delta W = - P_{\text{ext}} dV = -PdV \text{ (puisque } P = P_{\text{ext}} = P_{\text{atmosphérique}})$$

$$dU = \delta Q - P dV$$

Pour une évolution entre deux états 1 et 2 :

$$\Delta U = Q - P \Delta V$$

$$U_2 - U_1 = Q - PV_2 + PV_1$$

Soit :
$$Q = (U_2 + PV_2) - (U_1 + PV_1)$$

$$(EF) (El)$$

$$Q = \Delta(U + PV) \quad (II.2)$$

La quantité de chaleur échangée sous pression constante est donc égale à la variation d'une nouvelle fonction, définie par :

$$H = U + PV \quad (II.3)$$

Cette nouvelle fonction, appelée **enthalpie**, est une grandeur thermodynamique correspondant à une fonction d'état extensive, c'est-à-dire une fonction d'état proportionnelle à la quantité de matière en présence. En revanche, l'enthalpie est indépendante de la façon dont un système a atteint son état. Elle s'appuie sur la situation initiale et sur la situation finale sans considérer les états intermédiaires.

L'enthalpie H est une fonction extensive. Nous pouvons alors écrire pour une transformation élémentaire :

$$\Delta(U + PV) = Q_P$$

D'où :
$$\Delta H = Q_P \quad (II.4)$$

On considère que notre système est en repos donc la variation de l'énergie cinétique et de l'énergie potentielle sont négligeables ($\Delta E_c, \Delta E_p = 0$).

II.3 Le cycle de brayton [17]

II.3.1 Le cycle idéal :

Il est appelé aussi cycle théorique simplifié, la forme idéale se compose de deux processus isobares et de deux processus isentropiques. Les isobares comprennent le système de chambre de combustion de la TAG et le côté de gaz d'échappement. Les isentropiques représentent la compression (compresseur) et la détente (extenseur de turbine).

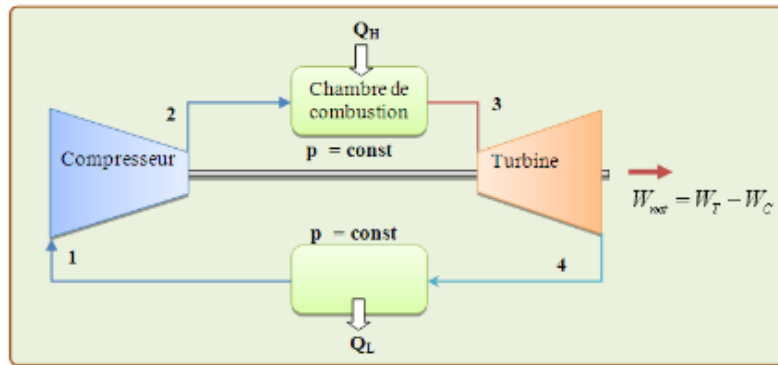


Figure II-1 : Cycle de Brayton [17]

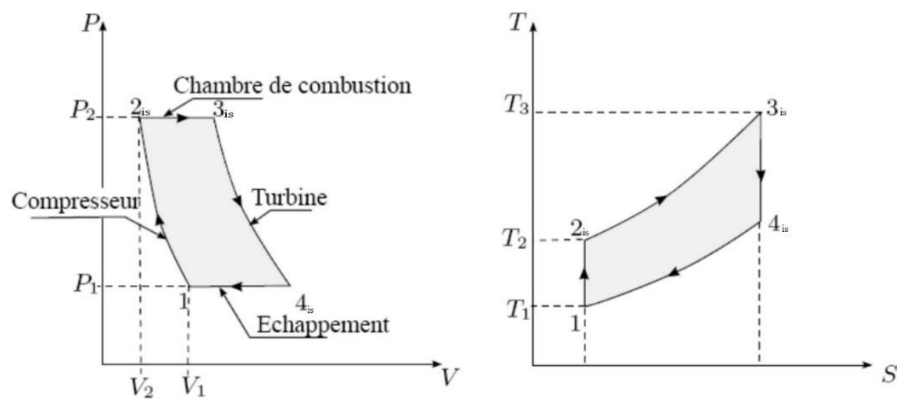


Figure II-2 : Diagramme de cycle théorique de TAG à combustion isobare en (P, V) et (T, S) [17]

Les différentes étapes du cycle :

- 1 à 2_{is} : Compression isentropique.
- 2_{is} à 3_{is} : Apport de chaleur à pression constante (combustion isobare).
- 3_{is} à 4_{is} : Détente isentropique des gaz dans la turbine.
- 4_{is} à 1 : Echappement : Evacuation des gaz brûlés à pression constante.

II.3.2 Le cycle réel :

Le cycle réel est le type de cycle le plus commun, utilisé dans le domaine des TAG. Le cycle réel simple ouvert (Figure II-3) indique l'inefficacité du compresseur et de la turbine.

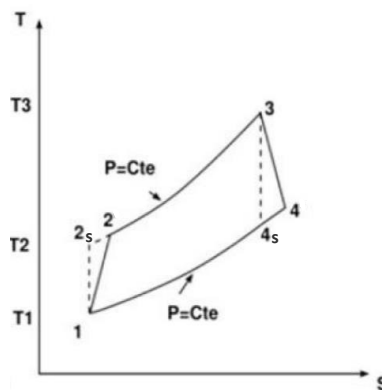


Figure II-3: Diagramme (T, S) du cycle simple ouvert réel [17]

Les différentes étapes du cycle :

- 1 - 2 : Compression réelle.
- 2 - 3 : Combustion avec perte.
- 3 - 4 : Détente réelle.
- 4 - 1 : Gaz échappement.

Le cycle réel se différencie du cycle idéal de la manière suivante :

- La compression est adiabatique, de rendement isentropique η_c : en raison des travaux de frottement, la température réelle est plus élevée que la température théorique, et la transformation de compression n'est plus isentropique 1-2_{is}, Mais 1-2, tel que $T_2 > T_{2is}$.
- La détente dans la turbine est adiabatique, de rendement isentropique η_t : en raison des travaux de frottement, la transformation de la détente ne s'effectue pas suivant un arc d'isentropique, mais suivant un arc tel que $T_4 > T_{4is}$.

$$\eta = \frac{W_T - W_C}{Q_{cc}} = \frac{W_u}{Q_{cc}} \quad (\text{II.5})$$

On utilise les lois de Laplace pour l'état isentropique :

$$\frac{T_{2is}}{T_1} = \frac{T_{4is}}{T_3} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} = \left(\frac{P_4}{P_3}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad (\text{II.6})$$

$$\alpha = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_3}{P_4} \quad (\text{II.7})$$

II.4 Calculs thermodynamiques :**II.4.1 Etude de cycle à gaz :****Hypothèses :**

- Variation de l'énergie cinétique et potentielle négligeable.
- Perte de pression négligeable dans la section d'admission ($P_1 = 1,013 \text{ bar}$)
- Les transformations dans le compresseur et la turbine sont adiabatiques.
- Combustion isobare.

- Les données de la centrale à trois températures différentes pour fonctionner 100% de charge

Tamb (T ₁)	°C	12	21,1	32,87
P entrée comp (P ₁)	bar	1,013	1,013	1,013
Tsortie comp (T ₂)	°C	427,37	439,4	458,8
Rapport de pression (α)	-	18,59	18,19	16,88
Tsortie cc (T ₃)	°C	1289,13	1289,13	1289,13
Tsortie turbine (T ₄)	°C	584,34	593,4	603,1
Psortie turbine (P ₄)	bar	1,02	1,01	1,03
Débit d'air	Kg/s	681	660	634
Débit de gaz	Kg/s	15,15	14,89	14,33
Pouvoir calorifique inférieure	Kj/Kg	46499	45001	44414

Tableau II-1 Les données de la centrale pour trois températures ambiantes différentes [1]

- **Pour T_{amb} = 12 °C :**

➤ **Compresseur**

- Calculer la pression de sortie de compresseur :

D'après l'équation (II.7) :

$$P_2 = \alpha * P_1$$

$$P_2 = 18,59 * 1,013$$

$$P_2 = 18,83 \text{ bar}$$

- Calculer la chaleur spécifique :

L'expression de la chaleur spécifique moyenne de l'air est définie par :

$$C_{pa}(moy) = \frac{C_{pa}(\text{état 1}) + C_{pa}(\text{état 2})}{2} \quad (\text{II.8})$$

Les valeurs de Cp en fonction de la température sont données dans les tables thermodynamiques

Température de l'air (K)	Chaleur spécifique Cp (J/Kg.K)
250	1003
300	1005
600	1051
650	1063
700	1075
750	1087

Tableau II-2 Chaleur spécifique de l'air [18]

Pour calculer C_{pa} (294.25 K) en fait une interpolation entre 273 et 300

$$C_{pa}(285) = ((300 - 250)/(1005 - 1003)) = ((300 - 285)/(1005 - x))$$

$$C_{pa}(285) = 1004.4$$

Calculer $C_{pa}(700,37)$ avec la même méthode

$$C_{pa}(700,37) = ((750 - 700)/(1087 - 1075)) = ((750 - 700,37)/(1087 - x))$$

$$C_{pa}(711.55) = 1075,09$$

$$C_{pa}(moy) = \frac{1004.4 + 1075,09}{2}$$

$$C_{pa}(moy) = 1039.74 \text{ j/Kg.K}$$

- Travail réel du compresseur

$$W_c = C_{pair} * (T_2 - T_1) \quad (\text{II.9})$$

$$W_c = 1039,74 * (427,37 - 12)$$

$$W_c = 431.8 \text{ kj/kg}$$

Cas d'une compression isentropique :

- Travail isentropique du compresseur

$$W_{cis} = C_{pair} * (T_{2is} - T_1) \quad (\text{II.10})$$

- La température isentropique de sortie T_{2is} :

On utilise les lois de Laplace pour l'état isentropique (eq, II.6):

$$T_{2is} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} * T_1$$

Calcul du rapport des chaleurs spécifiques de l'air γ :

$$\gamma = \frac{C_{pa \text{ moy}}}{C_{pa \text{ moy} - r}} \quad (\text{II.11})$$

$$\text{Avec } r = \frac{R}{M_a} \quad (\text{II.12})$$

Sachant que :

La constante universelle des gaz parfaits $R = 8,314 \text{ j/mole. K}$

Et la masse molaire de l'air est donné par : $M_a = 28.976 \text{ g/mole}$

Donc :

$$r = \frac{8,314}{28.976 \times 10^{-3}} = 286,927 \text{ j / kg.k}$$

$$\gamma = \frac{1039,74}{1039,74 - 286,927} = 1,38$$

La température isentropique à la sortie du compresseur T_{2is}

$$T_{2is} = \left(\frac{18,83}{1,013} \right)^{\frac{1,38-1}{1,38}} * 285$$

$$T_{2is} = 637,3 \text{ K} = 364,3 \text{ °C}$$

$$\text{Donc : } W_{cis} = 1039,74 * (364,3 - 12)$$

$$W_{cis} = 366,3 \text{ kJ/kg}$$

- Rendement isentropique de compression η_{cis}

$$\eta_{cis} = \frac{W_{cis}}{W_c} \quad (\text{II.13})$$

$$\eta_{cis} = \frac{366,3}{431,8} = 0,848 = 84,8 \%$$

- La puissance du compresseur

$$P_c = Q_{air} * W_c \quad (\text{II.14})$$

$$P_c = 681 * 431,8$$

$$P_c = 294,06 \text{ MW}$$

➤ Chambre de combustion

Pour notre turbine à gaz on utilise le gaz naturel comme combustible, Il est à noter que la pression d'injection de gaz doit être supérieure à celle d'air.

- La chaleur spécifique de mélange (air-gaz) :

$$Cp_{mél} = \frac{\gamma}{\gamma-1} * r \quad (\text{II.15})$$

$$r = \frac{R}{M_{mél}} \quad (\text{II.16})$$

$$M_{gaz} = \sum Xi * M_{CmHn} \quad (\text{II.17})$$

Constituants du gaz		Fraction molaire (Xi)
Méthane	CH_4	0.835
Éthane	C_2H_6	0.069
Propane	C_3H_8	0.021
Isobutane	iC_4H_{10}	0.0035
Butane	nC_4H_{10}	0.0053
Iso-pentane	iC_5H_{12}	0.0011
Pentane	nC_5H_{12}	0.0012
Hexane	C_6H_{14}	0.0014
Hélium	He	0.0019
Azote	N_2	0.0585
Dioxyde de carbone	CO_2	0.0021
La somme		1

Tableau II-3 Constituants et caractéristiques chimiques de combustible [1]

$$M_{\text{gaz}} = (X_1 \times M_{CH_4}) + (X_2 \times M_{C_2H_6}) + (X_3 \times M_{C_3H_8}) + (X_4 \times M_{iC_4H_{10}}) + (X_5 \times M_{nC_4H_{10}}) + (X_6 \times M_{iC_5H_{12}}) + (X_7 \times M_{nC_5H_{12}}) + (X_8 \times M_{C_6H_{14}}) + (X_9 \times M_{He}) + (X_{10} \times M_{N_2}) + (X_{11} \times M_{CO_2})$$

$$M_{\text{gaz}} = (0.835 \times 16) + (0.069 \times 30) + (0.021 \times 44) + (0.0035 \times 58) + (0.0053 \times 58) + (0.0011 \times 72) + (0.0012 \times 72) + (0.0014 \times 86) + (0.0019 \times 2) + (0.0585 \times 28) + (0.0021 \times 44)$$

$$M_{\text{gaz}} = \mathbf{18.8846 \text{ g/mol}}$$

$$f = \frac{Q_{\text{gaz}}}{Q_{\text{air}}} = \frac{15,15}{681} = 0.0222 \quad (\text{II.18})$$

On sait que la masse molaire de l'air est : 28.976 g/mol

$$\text{Alors : } M_{\text{mél}} = M_a + (f * M_{\text{gaz}}) = 28.976 + (0.0222 * 18.8846)$$

$$M_{\text{mél}} = \mathbf{29.40 \text{ g/mol}}$$

$$r = \frac{R}{M_{\text{mél}}} = \frac{8,314}{29,40} \quad (\text{II.19})$$

$$r = 0.2828 \text{ kJ/kg. K}$$

$$\text{Donc : } C_{p_{\text{mél}}} = \frac{1,33}{1,33-1} * 282,8$$

$$C_{p_{\text{mél}}} = \mathbf{1139,77 \text{ J/kg. K}}$$

- Quantité de chaleur dégagée par la chambre de combustion :

$$Q_{cc} = C_p \text{ mél} * (T_3 - T_2) \quad (\text{II.20})$$

$$Q_{cc} = 1139,77 * (1289,13 - 427,34)$$

$$Q_{cc} = 982,24 \text{ KJ/kg}$$

- La puissance de la chambre de combustion :

$$P_{cc} = Q_{cc} * \dot{Q}_{\text{mél}} \quad (\text{II.21})$$

$$P_{cc} = 982,24 * 696,15$$

$$P_{cc} = 683,79 \text{ MW}$$

➤ La turbine

- Travail réel de la turbine :

$$W_T = C_p \text{ mél} * (T_3 - T_4) \quad (\text{II.22})$$

$$W_T = 1139,77 * (1289,13 - 584,34)$$

$$W_T = 803,3 \text{ kJ/kg}$$

Cas d'une détente isentropique :

- Travail isentropique de la turbine

$$W_{Tis} = C_p \text{ mél} * (T_{4is} - T_3) \quad (\text{II.23})$$

- La température isentropique de sortie T_{4is} :

On utilise les lois de Laplace pour l'état isentropique (eq, II.6):

$$T_{4is} = \left(\frac{P_4}{P_3} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} * T_3$$

$$T_{4is} = \left(\frac{1,02}{18,83} \right)^{\frac{1,33-1}{1,33}} * 1562,13$$

$$T_{4is} = 757,77 \text{ K} = 484,77 \text{ °C}$$

Donc : $W_{Tis} = 1139,77 * (1289,13 - 484,77)$

$$W_{Tis} = 916,79 \text{ kJ/kg}$$

- Rendement isentropique de détente η_{Tis}

$$\eta_{Tis} = \frac{W_T}{W_{Tis}} \quad (\text{II.24})$$

$$\eta_{Tis} = \frac{803,30}{916,79} = 0,876 = 87,6 \%$$

- La puissance de la turbine :

$$P_T = W_T * Q_{mél} \quad (II.25)$$

$$P_T = 803,3 * 696.15$$

$$P_T = 559,22 \text{ MW}$$

➤ **Les paramètres du cycle gaz**

- Travail utile :

$$W_u = W_T - W_C \quad (II.26)$$

$$W_u = 803,3 - 431,8$$

$$W_u = 371,5 \text{ KJ /kg}$$

- La puissance utile :

$$P_u = W_u \times Q_{mél} \quad (II.27)$$

$$P_u = 371,5 \times 696.15$$

$$P_u = 258,62 \text{ MW}$$

- Le rendement global de cycle à gaz :

$$\eta_{Tg} = \frac{P_u}{P_{cc}} = \frac{W_u}{Q_{cc}} \quad (II.28)$$

$$\eta_{Tg} = \frac{258,62}{683,79} = \frac{371,5}{982,24}$$

$$\eta_{Tg} = 37,8 \%$$

- Par la même méthode on va calculer le rendement de cycle gaz pour les températures $T_{amb} = 21,1^\circ\text{C}$, $T_{amb} = 32,87^\circ\text{C}$, les résultats obtenus sont illustrés sur le tableau II-4 :

	Q air [kg/s]	Q gaz [kg/s]	Wc [kj/kg]	WT [kj/kg]	Wu [kj/kg]	Qcc [kj/kg]	Pc [MW]	PT [MW]	Pu [MW]	η_{Tg} [%]
Tamb= 12°C	681	15,15	431,8	803,3	371,5	982,24	294,06	559,22	258,62	37,8
Tamb= 21,1°C	660	14,89	435.5	792,8	357,3	968,17	287,4	538,02	241,14	36,8
Tamb=32,87°C	634	14,33	444,78	781,9	337,12	946,38	281,99	506,94	218,57	35,5

Tableau II-4 Tableau comparatif des résultats pour les trois températures

II.5 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons effectué une étude thermodynamique de cycle gaz par l'application des lois standard pour connaître l'influence de la température sur l'efficacité de la turbine à gaz SGT5-4000F, d'après les résultats on a conclu que le rendement de la TAG devient plus important avec la diminution de la température ambiante.

CHAPITRE III

Simulation de cycle gaz

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous avons réalisé une simulation sur le cycle gaz en utilisant les caractéristiques techniques de notre installation en vue de comparer les résultats obtenus avec les résultats de chapitre précédent. Et pour étudier l'influence de la température sur notre cycle. Ensuite, nous donnons une interprétation des résultats de simulation sous logiciel THERMOFLEX .

III.2 Présentation du THERMOFLEX [19]

THERMOFLEX est un logiciel de simulation thermique largement utilisé dans l'industrie de l'énergie pour la conception et l'analyse de systèmes énergétiques. Il permet de modéliser et de simuler des systèmes tels que les centrales électriques, les réseaux de chauffage et de refroidissement, les systèmes de cogénération et d'autres applications énergétiques complexes.

Le THERMOFLEX a pour but de :

- Calculer avec précision les performances thermodynamiques
- Créer automatiquement des conceptions préliminaires physiques détaillées pour tous les composants
- Fournir plus d'une centaine de pages de résultats détaillés comprenant des diagrammes détaillés d'équilibre thermique, l'impact environnemental, les spécifications de l'équipement, les ventilations des coûts et les performances économiques

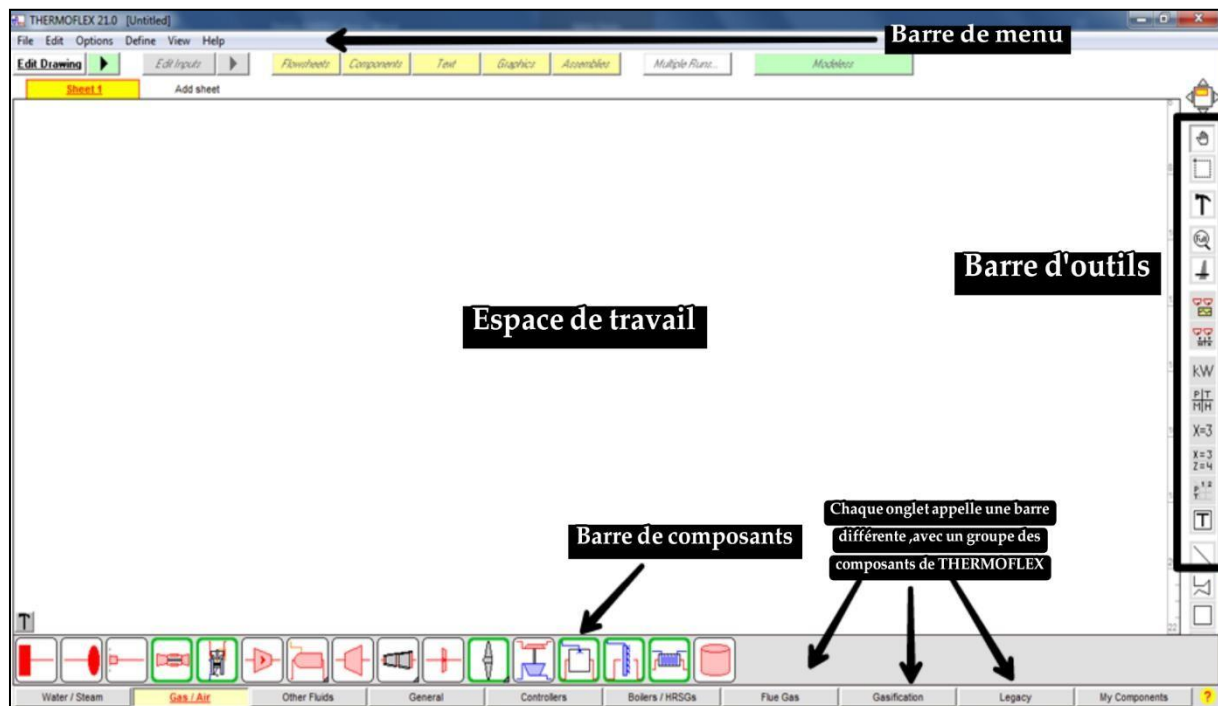


Figure III-1 : L'interface de simulation sur le THERMOFLEX

III.3 Modélisation de la turbine à gaz SGT5-4000F

- Simulation de cycle gaz pour les températures ambiantes $T_{amb} = 12\text{ °C}, 21,1\text{ °C}, 32,87\text{ °C}$:

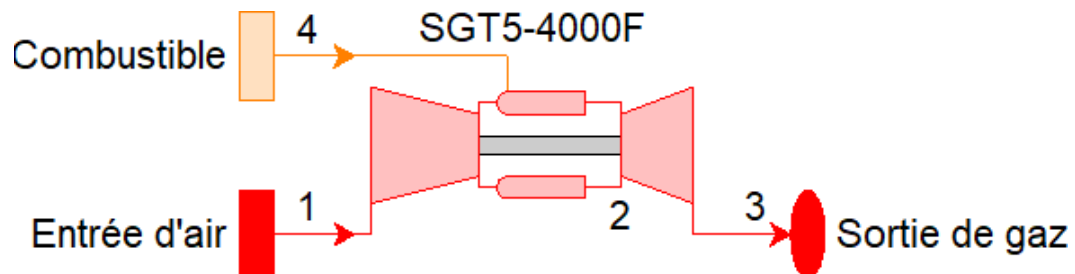


Figure III-2 Création de schéma de turbine à gaz

III.3.1 Les données d'entrée :

➤ L'entrée d'air :

Input Menu - Edit Mode		
File GTP/GTM/STM Economics & Regional Costs		
Site Menu Components Miscellaneous Gen/Motors		
		0
1. Site altitude	m	0
2. Ambient temperature	C	12
3. Ambient relative humidity	%	65
4. Ambient wet bulb temperature	C	8,722
5. Ambient pressure	bar	1,013

Input Menu - Edit Mode		
File GTP/GTM/STM Economics & Regional Costs		
Site Menu Components Miscellaneous Gen/Motors		
		0
1. Site altitude	m	0
2. Ambient temperature	C	21,1
3. Ambient relative humidity	%	65
4. Ambient wet bulb temperature	C	16,78
5. Ambient pressure	bar	1,013

Input Menu - Edit Mode		
File GTP/GTM/STM Economics & Regional Costs		
Site Menu Components Miscellaneous Gen/Motors		
		0
1. Site altitude	m	0
2. Ambient temperature	C	32,87
3. Ambient relative humidity	%	65
4. Ambient wet bulb temperature	C	27,23
5. Ambient pressure	bar	1,013

Figure III-3 données d'entrées d'air

➤ Le combustible :

Températures ambiantes (°C)	Débits de combustible (Kg / s)
T amb = 12°C	15,15
T amb = 21,1°C	14,89
T amb = 32,87°C	14,33

Tableau III-1 donnés d'entrées de combustible

PROFUEL - Fuel Selection and Definition Utility

☐ Fuel Library ☒ User-defined

OK Cancel View Fuel Summary

Fuel Type

☒ Gas ☐ Liquid ☐ Solid ☐ Liquefied Gas

Heating Values

☐ Define HHV ☒ Define LHV

Load Fuel Mix Fuels Save Fuel

Fuel name: Natural gas (No H2S)

Fuel supply temperature: 177 C

Composition specified by:

☐ Volume percent ☒ Weight percent ☐ Atomic percent

Hydrogen	H2	0	%	Pentene	C5H10	0	%
Oxygen	O2	0	%	Benzene	C6H6	0	%
Water Vapor	H2O	0	%	Toluene	C7H8	0	%
Nitrogen	N2	8.67	%	Xylene	C8H10	0	%
Carbon Monoxide	CO	0	%	Acetylene	C2H2	0	%
Carbon Dioxide	CO2	0.49	%	Naphthalene	C10H8	0	%
Methane	CH4	70.73	%	Methanol	CH3OH	0	%
Ethane	C2H6	10.96	%	Ethanol	C2H5OH	0	%
Propane	C3H8	4.89	%	Ammonia	NH3	0	%
n-Butane	C4H10	1.63	%	Hydrogen Sulfide	H2S	0	%
n-Pentane	C5H12	0.56	%	Sulfur Dioxide	SO2	0	%
Hexane	C6H14	0.64	%	Isobutane	C4H10	1.23	%
Ethylene	C2H4	0	%	Carbonyl Sulfide	COS	0	%
Propylene	C3H6	0	%	Hydrogen Cyanide	HCN	0	%
Butylene	C4H8	0	%	Argon	Ar	0.2	%
Sum of vol. percentage				100.000 %			

Figure III-4 Les caractéristiques chimiques du gaz combustible

III.4 Résultats de la simulation

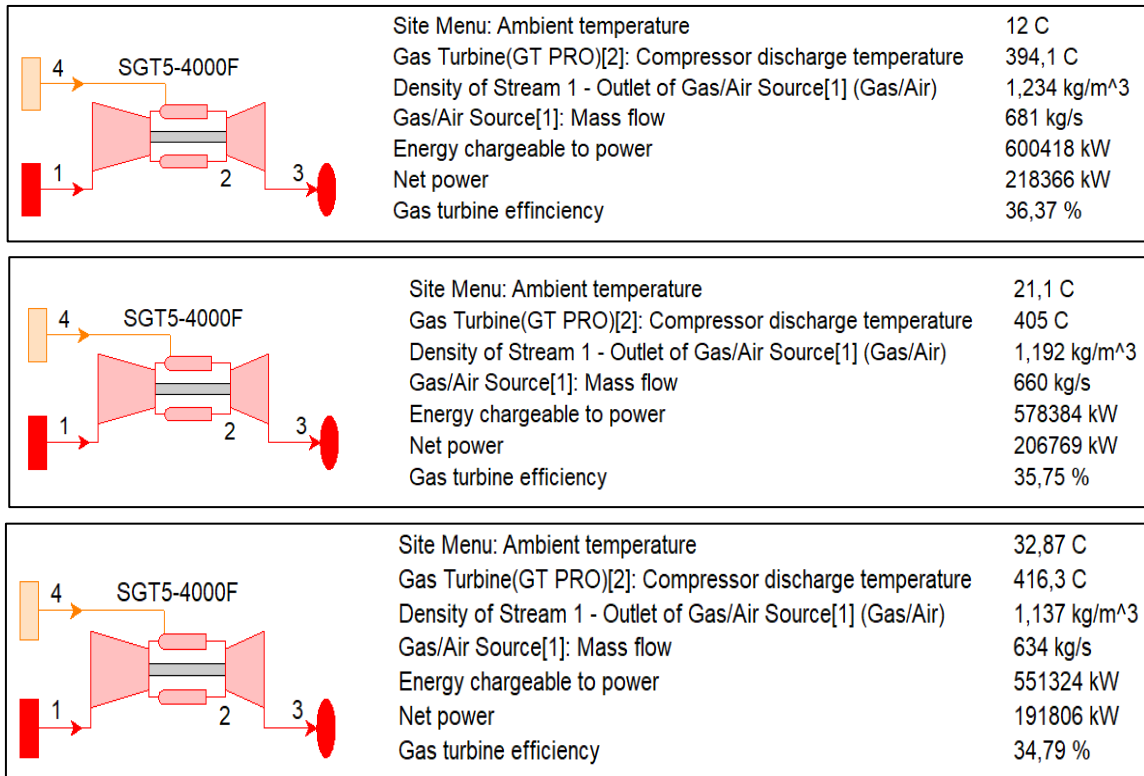


Figure III-5 Résultats de la simulation

III.5 Interprétation des résultats

III.5.1 Comparaison des résultats :

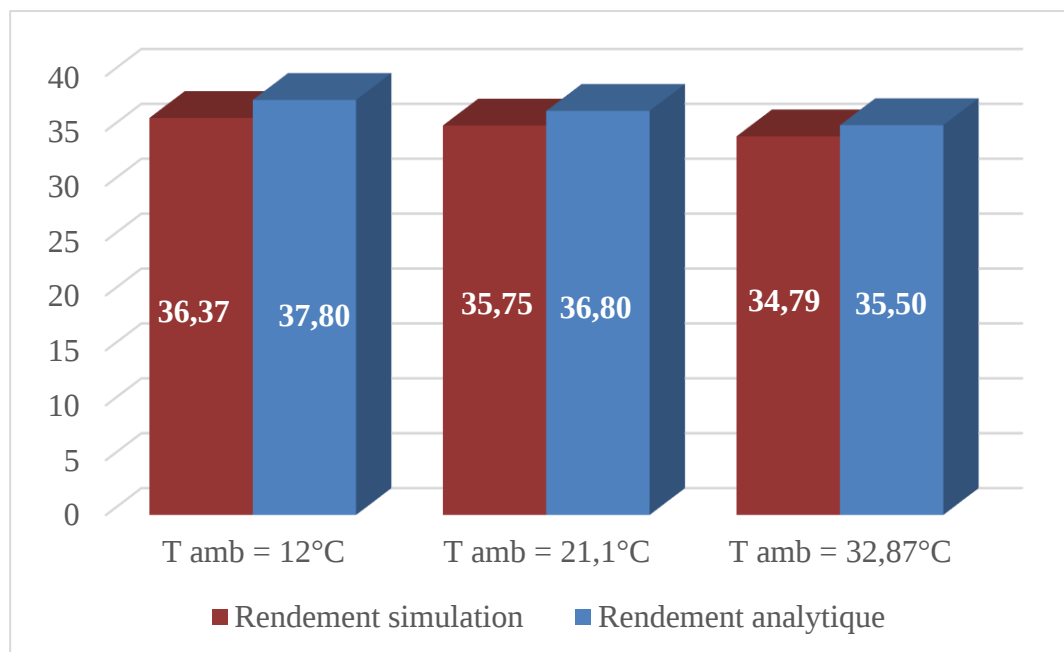


Figure III-6 Comparaison entre les rendements analytiques et simulation

➤ **Analyse des résultats :**

Les résultats présentent un rapprochement entre les résultats analytiques et de simulation en matière de rendement.

Erreur cycle gaz : Pour $T_{amb} = 12^{\circ}\text{C} \implies 3,7 \%$

 Pour $T_{amb} = 21,1^{\circ}\text{C} \implies 2,8 \%$

 Pour $T_{amb} = 32,87^{\circ}\text{C} \implies 2,01 \%$

L'efficacité obtenue par la simulation est plus exacte que celle obtenue par le calcul analytique car :

- Logiciel utilise les données fournies par le constructeur pour effectuer son travail ce qui lui permet de prendre en compte les spécifications techniques et les caractéristiques précises du système assurant ainsi une modélisation plus fidèle et des résultats plus fiables.
- En utilisant la simulation, le rendement de la TAG SGT5-4000F peut être plus précisément déterminé en prenant en compte les pertes de charges au niveau des filtres, les pertes de pression dans la chambre de combustion et d'autres facteurs.
- Le calcul analytique se fait par des formules thermodynamiques standards.

III.5.2 Influence de la température ambiante sur la TAG :

La température est l'un des facteurs les plus importants qui influencent sur le fonctionnement des turbines à gaz. La performance et l'efficacité de la turbine à gaz dépendent fortement de la température de l'air qui entre à la turbine à gaz.

➤ **L'influence de la température ambiante sur le débit massique d'air :**

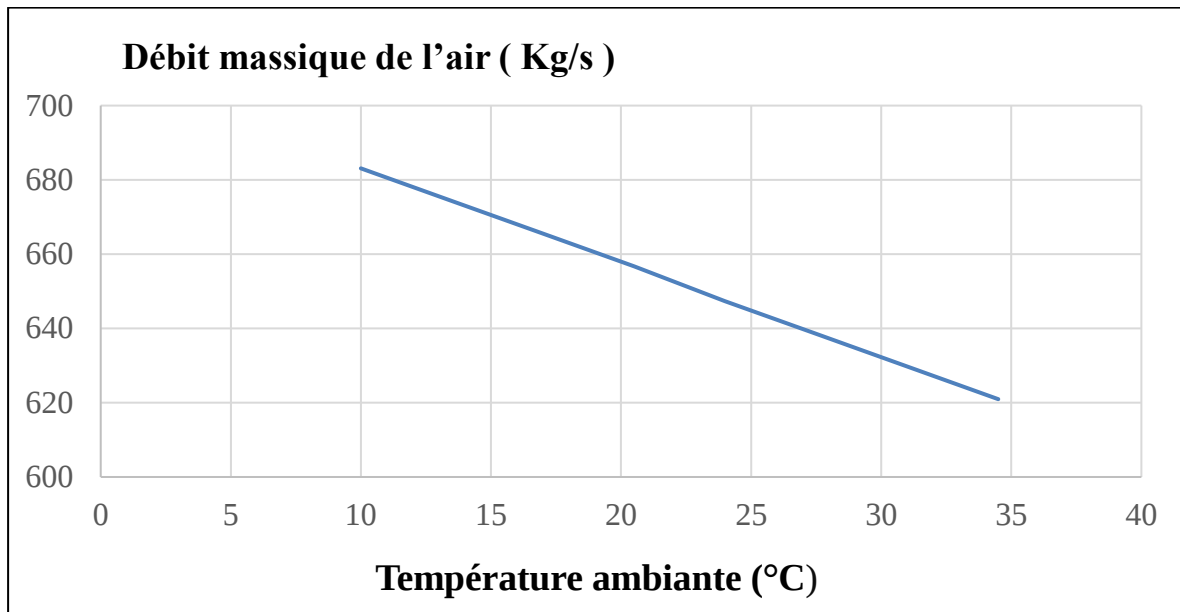


Figure III-7 Variation de débit massique de l'air en fonction de la température ambiante

- ❖ On remarque la diminution du débit massique d'air d'admission avec l'augmentation de la température ambiante.
- **L'influence de la température ambiante sur le travail consommé par le compresseur**

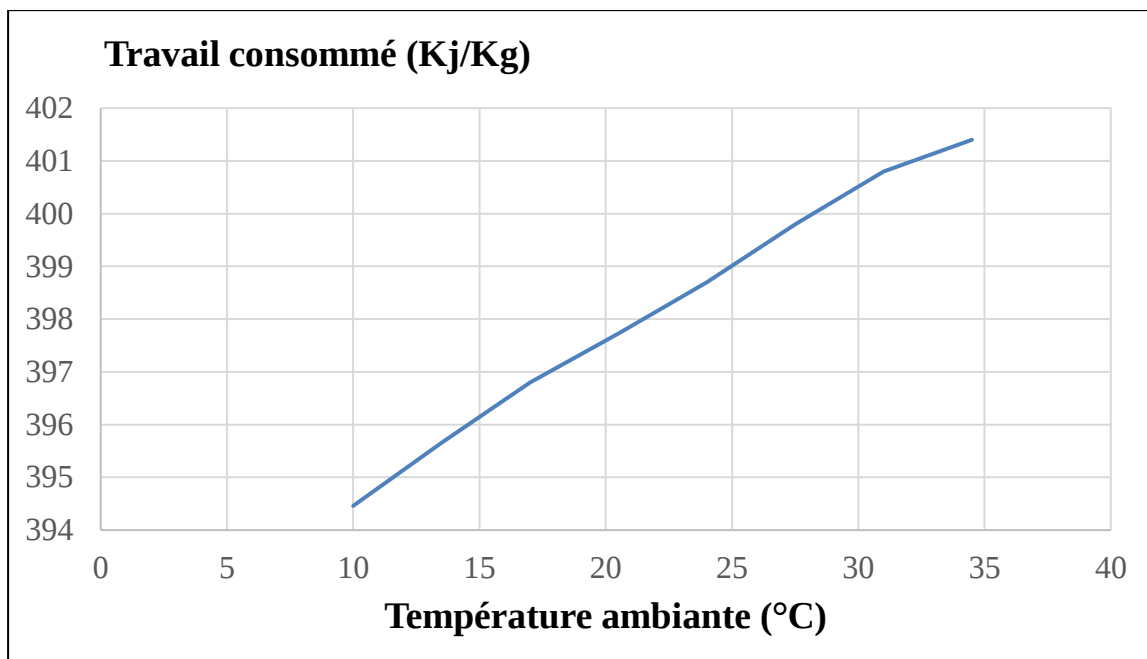


Figure III-8 Variation de travail consommé par le compresseur en fonction de la température ambiante

- ❖ Ce graphe montre que le travail consommé par le compresseur devient plus important lorsque la température ambiante augmente.
- **L'influence de la température ambiante sur la température de sortie de compresseur T_2 :**

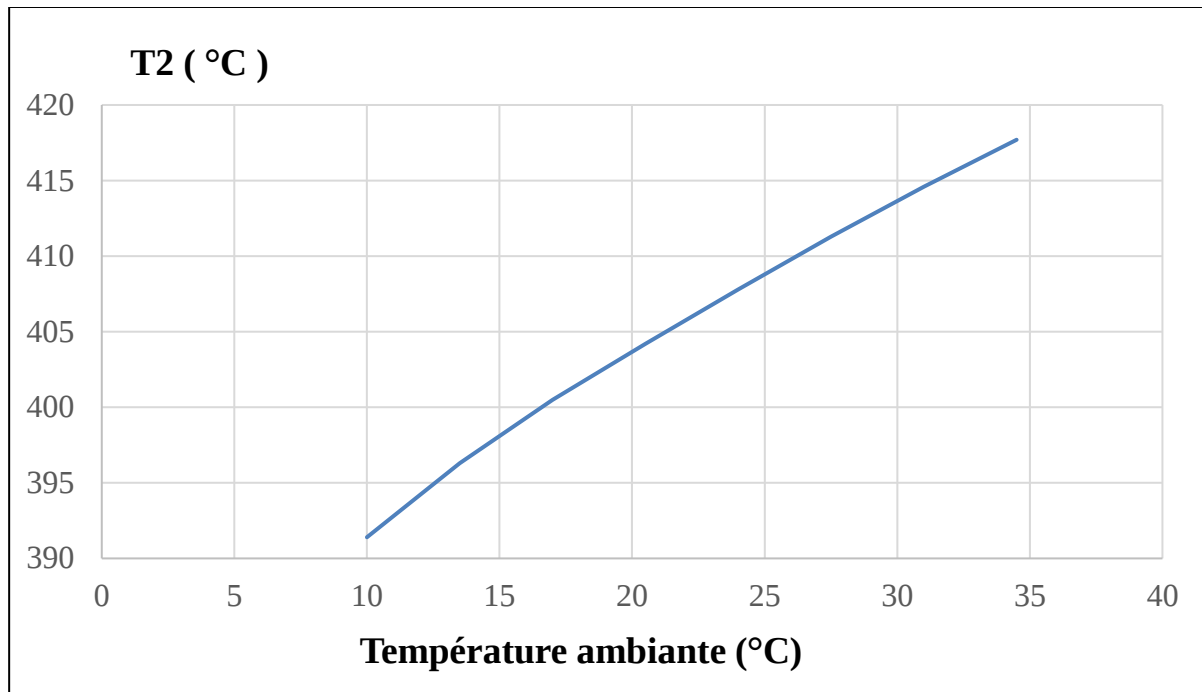


Figure III-9 Variation de la température de sortie de compresseur en fonction de la température ambiante

- ❖ L'analyse de la figure III-9 montre que la température de sortie de compresseur augmente proportionnellement avec l'augmentation de la température ambiante.

- **L'influence de la température ambiante sur la quantité de chaleur dégagée Q_{cc} :**

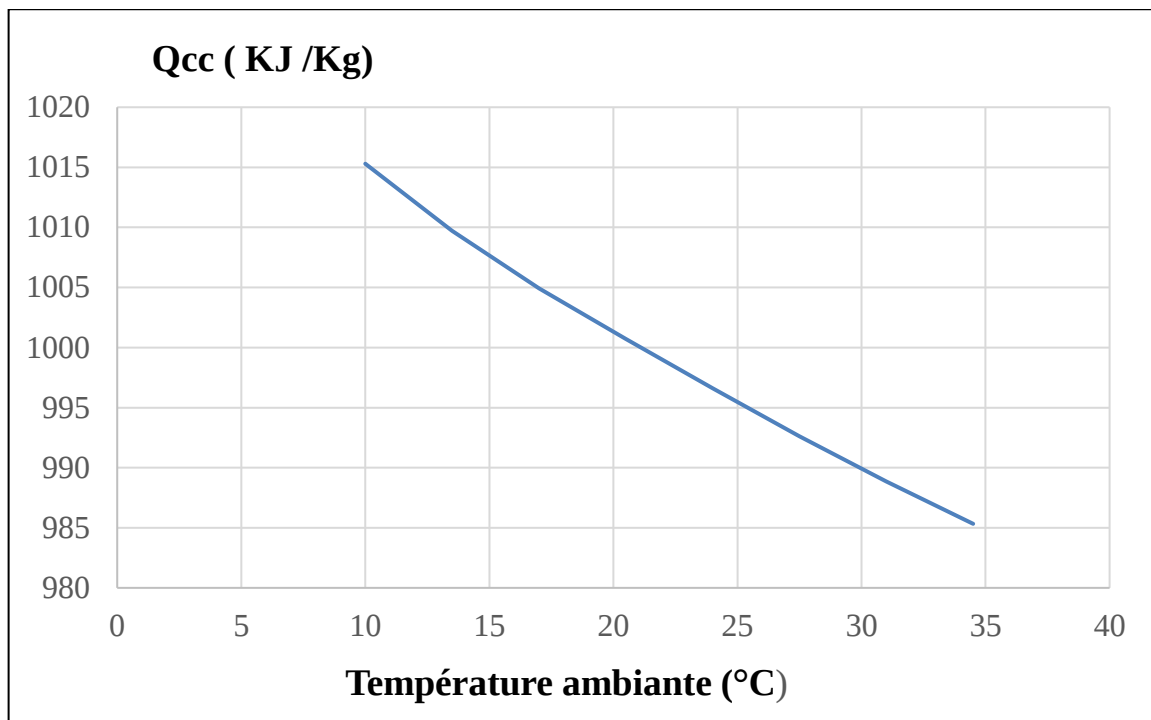


Figure III-10 Variation de la quantité de chaleur dégagée en fonction de la température ambiante

- ❖ La quantité de chaleur dégagée dans la chambre de combustion est bien déterminée pour connaître la quantité de combustible injecté afin d'éviter le dépassement de la température maximale dans la chambre combustion, alors l'analyse des résultats montre que l'augmentation de la température ambiante provoque l'augmentation de la température de sortie de compresseur qui entraîne une diminution de la quantité de chaleur dégagée.

- **L'influence de la température ambiante sur la température des gaz d'échappements :**

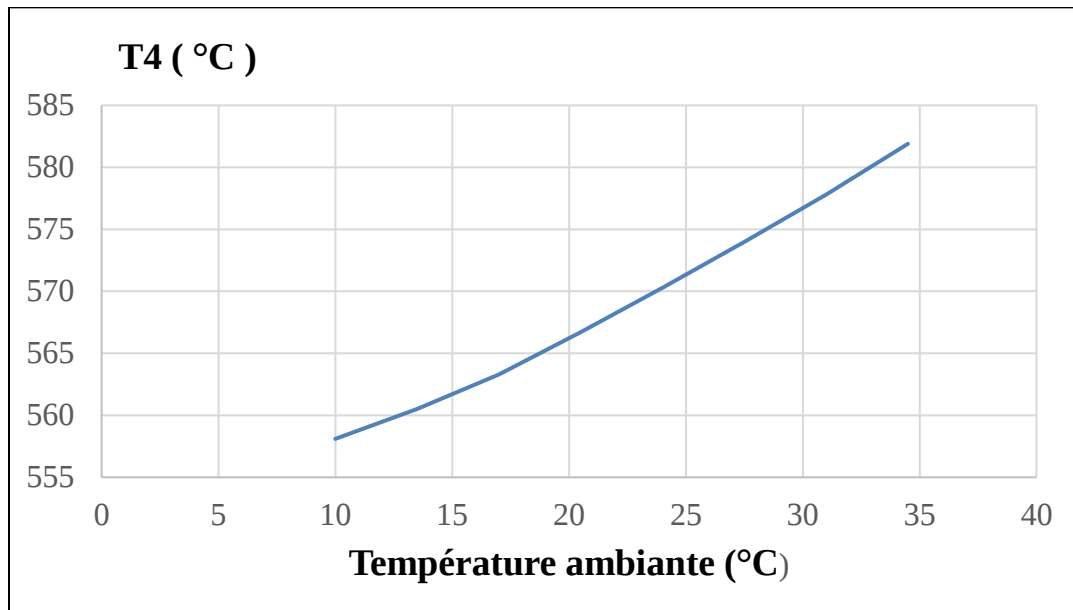


Figure III-11 Variation de la température des gaz d'échappements en fonction de la température ambiante

- ❖ D'après cette figure, on voit que la température d'échappement augmente proportionnellement avec l'augmentation de la température d'entrée .

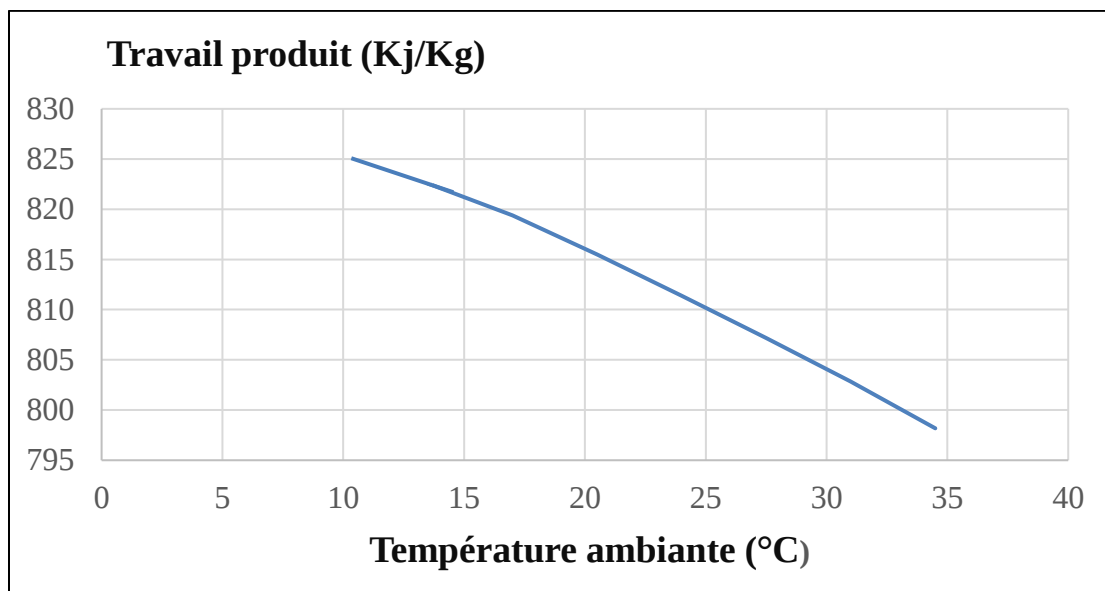


Figure III-12 Variation de travail produit par la turbine en fonction de la température ambiante

- ❖ On remarque que le travail produit par la turbine est inversement proportionnel à l'augmentation de la température ambiante

➤ **L'influence de la température ambiante sur la puissance nette :**

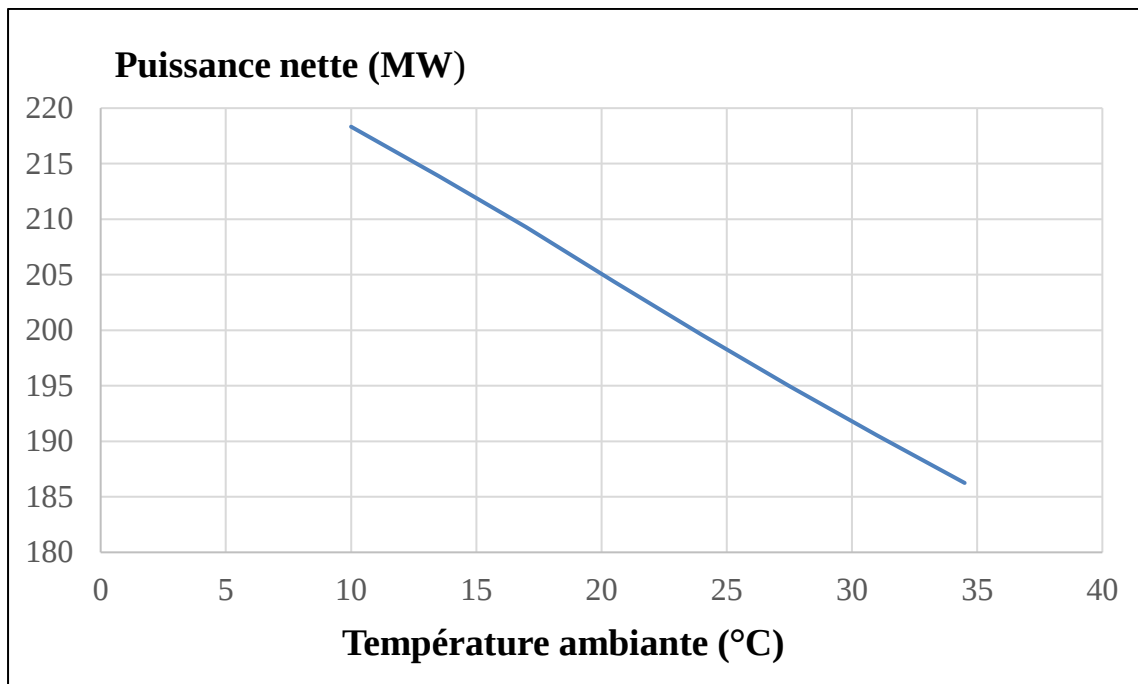


Figure III-13 Variation de puissance nette en fonction de la température ambiante

- ❖ Après l'analyse de la figure III-13 on conclut que la puissance nette produite par la turbine à gaz est diminuée avec l'augmentation de la température ambiante.
- **L'influence de la température ambiante sur le rendement de la turbine à gaz SGT5-4000F :**

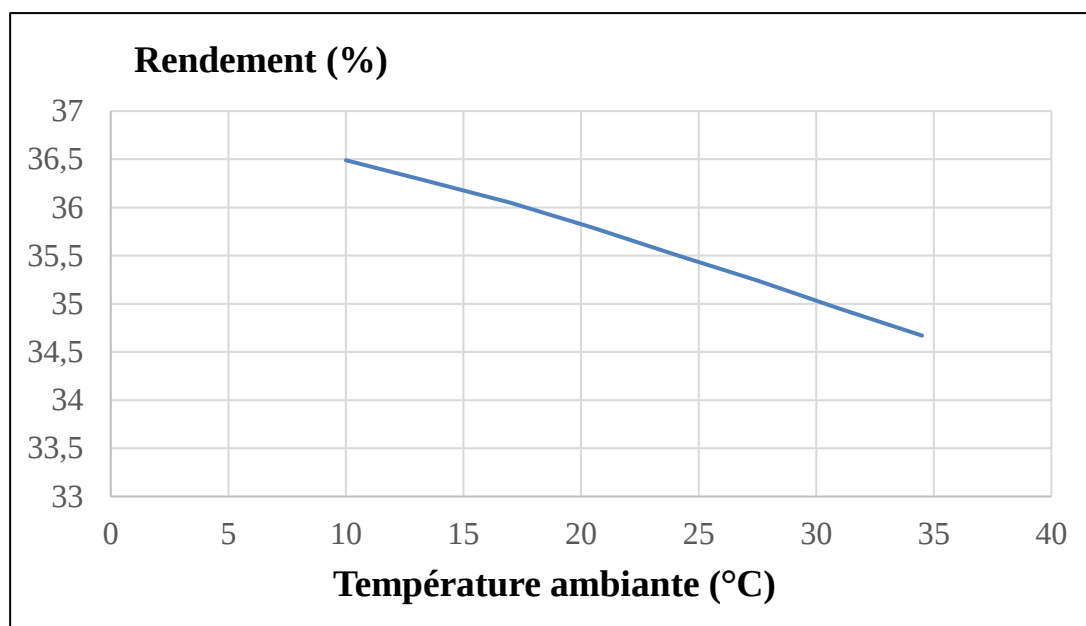


Figure III-14 Variation de rendement de la turbine à gaz en fonction de la température ambiante.

- ❖ Le rendement de la turbine à gaz diminue avec l'augmentation de la température ambiante.

➤ **Analyse des résultats :**

D'après les études graphiques, on voit que l'augmentation de la température ambiante cause :

- La diminution de la densité qui comprend la diminution de débit d'air.
- L'augmentation de travail consommé par le compresseur.
- L'augmentation de température de sortie de compresseur (T2) qui a permis d'économiser la chaleur dégagée par la chambre de combustion.
- L'augmentation de la température d'échappement qui a provoqué la diminution de travail produit par la turbine
- La diminution de la puissance nette et l'efficacité de la turbine à gaz.

III.6 Conclusion :

Suite à la simulation qui a été faite, on distingue :

- Les résultats de la simulation sont plus justes que ceux de l'étude analytique.
- La température ambiante influe sur plusieurs paramètres de la TAG ce qui cause une diminution de rendement.

CHAPITRE IV

Maintenance de la turbine à gaz SGT5- 4000F

IV.1 Introduction

Les installations et les équipements ont tendance à se détériorer dans le temps sous l'action de causes multiples (usure, déformations, corrosions...). Donc n'importe quelle machine tournante doit comprendre un programme planifié d'inspection périodique dont le cas échéant, la réparation et le remplacement des pièces défectueuses, afin d'assurer une utilisation et une fiabilité maximales de la machine.

En général le but de toutes les entreprises est de minimiser les coûts, pour réaliser ce dernier il faut appliquer une bonne gestion de maintenance. Alors dans ce chapitre on va parler sur :

- Les différentes formes de maintenance.
- Les inspections appliquées sur la turbine à gaz SGT5-4000F.
- L'application de la méthode d'analyse AMDEC et ces buts.

IV.2 Définition de la maintenance [20]

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

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

IV.3 But de la maintenance [20]

Parmi les objectifs essentiels de la maintenance on cite :

- Accroître les performances et les bénéfices.
- Maintenir l'outil de production dans l'état requis avec un minimum de dépenses et plus l'entreprise est concurrentielle et profitable.
- Augmenter la durée de vie d'un bien.
- Une bonne gestion de stock (éviter la sous-alimentation et la sur-alimentation).
- Assurer le bon fonctionnement.

IV.4 Les différents types de la maintenance

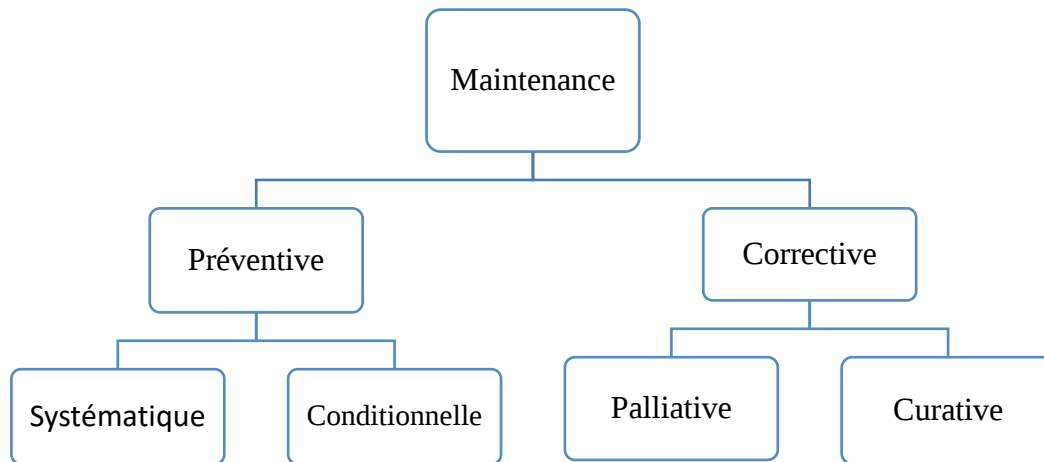


Figure IV.1: Les différentes formes de maintenance

IV.4.1 La maintenance préventive :

La maintenance préventive est définie ainsi : « maintenance exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinée à réduire la probabilité des défaillances ou la dégradation du fonctionnement d'un bien ».

Il existe deux formes essentielles de la maintenance préventive.

IV.4.1.1 La maintenance préventive systématique :

Maintenance préventive exécutée à des intervalles de temps préétablis ou selon un nombre défini d'unités d'usage mais sans contrôle préalable de l'état du bien.

IV.4.1.2 La maintenance préventive conditionnelle :

Maintenance préventive basée sur une surveillance du fonctionnement du bien et/ou des paramètres significatifs de ce fonctionnement.

IV.4.1.3 Avantages et inconvénients de la maintenance préventive [21] :

➤ Les avantages :

- Réduction des coûts de perte de production.
- Bonne planification des opérations et des ressources.
- Généralement, peu de catastrophes.
- Sécurité accrue.
- Améliorer la fiabilité du matériel.

➤ **Les inconvénients :**

- Révisions non nécessaires (l'entretien n'est pas fonction de l'état de la machine, mais plutôt de la durée d'utilisation).
- Remplacement de pièces en bon état.

IV.4.2 La maintenance corrective :

Maintenance exécutée après détection d'une panne et destinée à remettre un bien dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise.

IV.4.2.1 La maintenance palliative :

Caractérise les actions de dépannage : remise en état provisoire.

IV.4.2.2 La maintenance curative :

Est la forme ancienne et universelle de la maintenance corrective, déclenchée par une défaillance.

IV.4.2.3 Avantages et inconvénients de la maintenance corrective [21] :

➤ **Les avantages :**

- Evitant des interventions de maintenance préventive trop fréquentes.
- Identification des causes profondes.

➤ **Les inconvénients :**

- Coût de réparation important.
- Stockage important des pièces.
- Temps de réparation élevé.
- Peu de sécurité des travailleurs.
- Arrêt non programmé, donc cout de perte de production plus élevé.

IV.5 Les opérations de maintenance [20]

IV.5.1 Les opérations de maintenance préventive :

➤ **Inspection :**

Contrôle de conformité réalisé en mesurant, observant, testant, calibrant les caractéristiques significatives d'un bien.

➤ **Contrôle :**

« Vérification de la conformité à des données préétablies, suivie d'un jugement » (AFNOR).
Ce jugement peut être une information relevée ou une décision : rejet, acceptation, ajournement.

➤ **Visite :**

« Opération de maintenance préventive consistant en un examen détaillé et prédéterminé de tout (visite générale) ou partie (visite limitée) des différents éléments d'un bien et pouvant impliquer des opérations de premier niveau » (AFNOR).

IV.5.2 Les opérations de maintenance corrective :

➤ **Dépannage :**

« Action physique exécutée sur un bien en panne pour lui permettre d'accomplir sa fonction requise pendant une durée limitée jusqu'à ce qu'une réparation définitive puisse être exécutée» (CEN).

➤ **Réparation :**

« Action physique exécutée sur un bien pour rétablir définitivement la fonction requise du bien » (CEN).

IV.6 Les choix de type de maintenance [22]

Le choix entre les méthodes de maintenance s'effectue dans le cadre de la politique de la maintenance et doit s'opérer en accord avec la direction de l'entreprise et dépend de :

- Des objectifs de l'entreprise.
- Du fonctionnement de matériel.
- Des caractéristiques de matériel.
- Les conditions d'application de chaque méthode.
- Les coûts de maintenance et les coûts de perte de production.

IV.7 Facteurs d'exploitation influençant l'entretien [23]

Les facteurs ayant le plus d'influence sur la durée de vie des pièces sont les suivants :

- Type de combustible
- Fréquence des démarrages
- Pourcentage de charge
- Le milieu
- Entretien

IV.7.1 Combustible :

Les effets du type de combustible sur la durée de vie des pièces des turbines sont associés à la quantité d'énergie rayonnée pendant la combustion et à la qualité de l'atomisation des combustibles liquides.

Avec le gaz naturel, l'atomisation est inutile et le niveau d'énergie rayonnée est bas. Par conséquent, il permet d'obtenir une durée de vie des pièces plus longue qu'avec les combustibles liquides. Le gaz naturel est traditionnellement utilisé comme combustible dans les turbines pour applications industrielles.

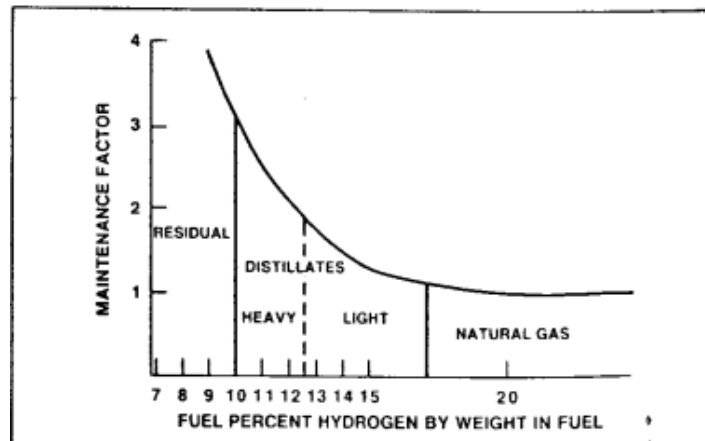


Figure IV.2: Influence de type du carburant sur la maintenance [23]

IV.7.2 Fréquence des démarrages :

A chaque démarrage de la turbine, les pièces du parcours de gaz chaud sont soumises à un cycle thermique considérable. Dans la pratique, lorsque les démarrages et les arrêts d'une turbine sont fréquents, la durée de vie des pièces du parcours des gaz chauds est plus courte que celle des mêmes pièces d'une autre turbine fonctionnant en service continu. Voir la figure IV.3

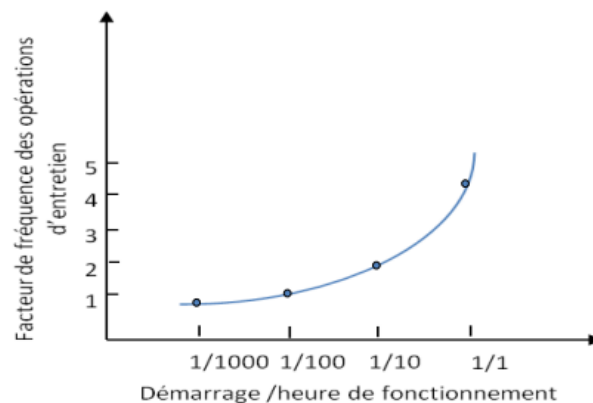


Figure. IV.3: Effet des démarrages [23]

IV.7.3 Cycle de charge :

La variation de la charge de la turbine, jusqu'à 100% de la puissance, n'influe que modérément sur la vie des pièces à condition que celles-ci ne doivent pas supporter de changements fréquents et brusques de charge. Voir la figure (IV -4).

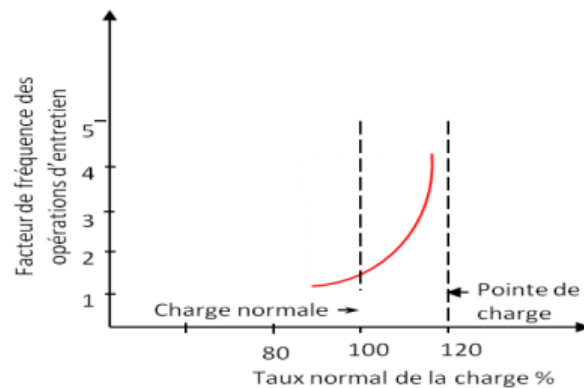


Figure IV.4 : Effet de la charge [23]

IV.7.4 Milieu :

Les conditions à l'entrée de la machine peuvent nécessiter une diminution des intervalles d'entretien lorsque l'air est fortement abrasif ou corrosif.

IV.7.5 Entretien :

La programmation de l'entretien peut être basée sur l'inspection du système de combustion et du parcours des gaz chauds et sur la révision générale. Le temps nécessaire pour effectuer ces cycles d'entretien dépend de différents facteurs qui déterminent les conditions d'exploitation de chaque unité.

Ces cycles d'inspection sont variables. Ils dépendent du type de combustible utilisé, de la sévérité du service et de la philosophie d'entretien adoptée pour la machine. Le nombre d'heures-d'hommes nécessaires pour effectuer ces inspections varie en fonction de la programmation, de la disponibilité des pièces de rechange, des conditions atmosphériques et de la supervision.

Une bonne programmation de l'entretien permettant de réduire les temps morts implique la disponibilité des pièces de rechange, (neuves ou révisées) en remplacement de celles qui ont été démontées. Les pièces remplacées peuvent être réparées par la suite. Il faut prévoir un stock minimum de pièces de rechange disponibles pour assurer le rendement maximal de la turbine. L'entretien programmé permet d'anticiper les besoins de la machine et de répondre aux exigences du système en ce qui concerne son utilisation, sa fiabilité et son coût.

IV.8 Les inspections appliquées sur la turbine à gaz SGT5-4000F [1]

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

Elle ne nécessite pas le démontage de la turbine. Cette inspection se base essentiellement sur la surveillance permanente durant le fonctionnement de l'unité. Des données en opération devant-être enregistrées pour permettre d'évaluer les performances de l'équipement et les besoins d'entretien.

Les paramètres importants à contrôler sont les suivants :

- Vitesse de rotation de la turbine.
- Pression et température aux différents points de la turbine.
- Nombre d'heures de fonctionnement.
- Température d'huile de graissage.

IV.8.2 La maintenance systématique :

Elle nécessite le démontage de la turbine s'il faut. On distingue les types d'inspection suivants, différant par leur périodicité et leur volume.

IV.8.2.1 L'inspection mineure (inspection MI)

Chaque 8000 h de fonctionnement, elle prend 3 jours, c'est une inspection par contrôle visuel de la machine par tous les trous d'homme dans le caisson d'aspiration, la chambre de combustion et le diffuseur d'échappement. Conformément à la liste de contrôle pour les inspections, les composants suivants sont contrôlés en priorité :

- Admission au compresseur, y compris le caisson d'aspiration.
- Premier et dernier étages de la turbine.
- Revêtement de la section d'échappement.
- Chambre de combustion avec les boucliers thermiques et les brûleurs (Ces composants sont remplacés lors de l'inspection uniquement si leur état l'exige ; la construction permet ce remplacement sans démontage de l'enveloppe).

IV.8.2.2 L'inspection du circuit de gaz chaud (inspection HGPI)

Chaque 25000 h de fonctionnement, on a une inspection du circuit de gaz chaud englobe le volume d'une inspection et le remplacement de quelques composants exposés aux gaz chauds qui prend 18 à 24 jours. Ce travail nécessite la dépose de l'enveloppe externe dans la zone de la turbine et le déboîtement de la partie inférieure. La zone du compresseur et de la chambre de combustion n'est pas ouverte et le rotor reste en place.

Les pièces de la turbine qui sont exposées aux gaz chauds, en particulier les aubes, ne sont dimensionnées que pour une durée de vie limitée (surtout l'endommagement due au fluage). Certaines rangées d'aubes possèdent un système de protection supplémentaire contre la corrosion due aux températures élevées et contre l'oxydation avec une durée de vie nettement inférieure à la durée d'utilisation mécanique des pièces elles-mêmes, et demande donc à être renouvelée périodiquement.

Pour renouveler la couche de protection de surface, les rangées d'aubes de turbine dont les couches de protection sont usées sont démontées au cours de l'inspection du circuit de gaz chaud et remplacées par des aubes neuves ou des aubes ayant une couche de protection neuve.

IV.8.2.3 Inspection du circuit de gaz chaud élargie (inspection eHGPI)

Chaque 50 000 h de fonctionnement, l'inspection du circuit de gaz chaud élargie comporte, en plus du volume d'une inspection HGPI, le soulèvement de l'enveloppe de la chambre de combustion et l'ouverture du compresseur, ainsi que l'inspection des composants accessibles conformément à la liste de contrôle. Le rotor de la turbine est retiré de la machine en cas de besoin, mais il n'est pas désassemblé. Cette inspection prend de 21 à 29 jours.

Les arguments suivants parlent en faveur de l'inspection eHGPI :

- Les opérations d'ouverture et de nettoyage ainsi que le renouvellement de la couche de protection des aubes mobiles et fixes du compresseur.
- Permettent d'éliminer l'encrassement résiduel pendant l'inspection élargie.

Ce type d'inspection contribue ainsi à une meilleure récupération de puissance et de rendement.

IV.8.2.4 La révision (inspection MO)

C'est une révision générale qui est faite chaque 100 000 h d'exploitation et prend de 38 à 48 jours. La révision comprend les points de l'inspection du circuit de gaz chaud élargie et prévoit en sus le retrait et le désassemblage du rotor. Le démontage presque complet de la turbine à gaz permet de remise à neuf des aubes de compresseur revêtues, le contrôle des zones non inaccessibles, la réalisation de réparations rendues éventuellement nécessaires par les constatations effectuées et le nettoyage des canaux d'écoulement de la turbine à gaz et le ré-ajustage des jeux d'aubes radiaux permettent de recouvrer de la puissance et du rendement. Ainsi les systèmes auxiliaires de la turbine à gaz sont inspectés et les robinetteries de combustibles sont déposées aux fins de contrôle.

IV.9 Présentation de la méthode l'AMDEC [24]

IV.9.1 Définition :

L'analyse des modes de défaillances, de leurs effets et de leur criticité (AMDEC) est une méthode qualitative et inductive visant à identifier les risques de pannes potentielles contenues dans un avant-projet de produit ou de système quelles que soient les technologies, de façon à les supprimer ou à les maîtriser. Elle est normalisée par l'AFNOR : norme X 60-510. Cette méthode a été mise au point vers 1960 dans l'industrie aéronautique américaine.

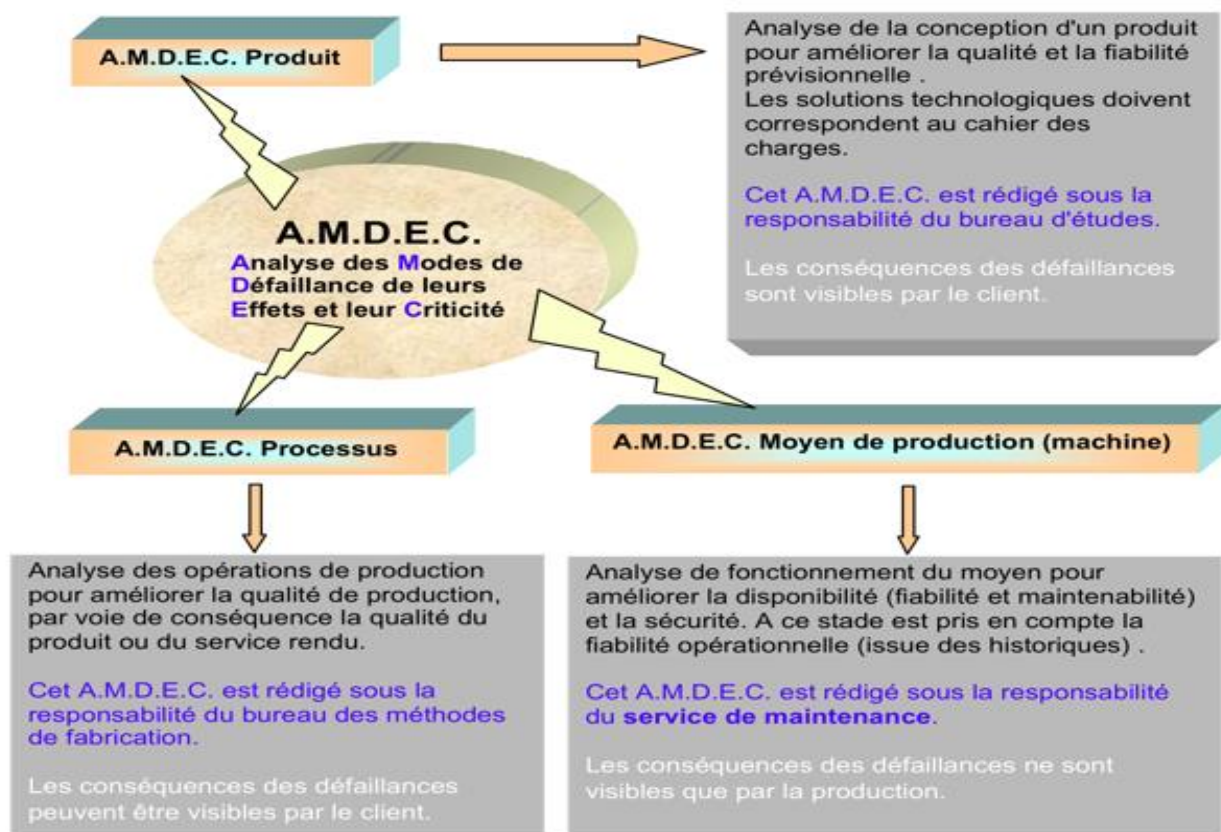


Figure IV.5 : Types de l'AMDEC [25]

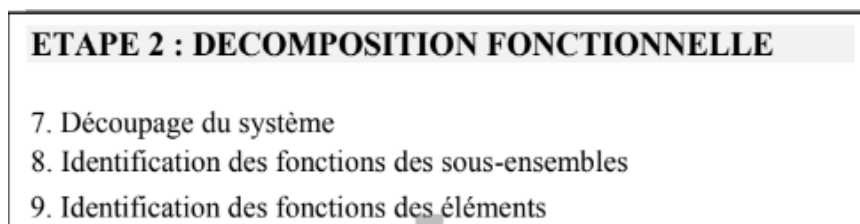
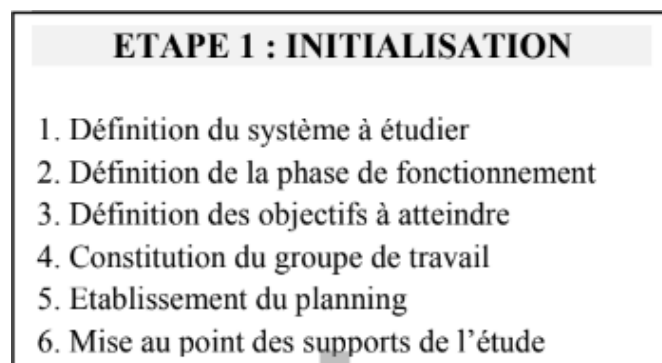
AMDEC machine est une méthode d'analyse de la fiabilité d'une entité, qui comprend une analyse des pannes, modes et de leurs effets complétés par une analyse de leur probabilité d'apparition, et du degré de gravité [NF X 60-500]. C'est une technique méthodologique qui permet d'analyser systématiquement, et d'identifier de façon inductive, les risques de défaillances potentielles d'un système, puis de rechercher leurs origines et leurs conséquences. Elle permet ainsi de mettre en évidence les points critiques et de définir ensuite les actions à entreprendre, dans l'ordre de l'urgence et de l'importance.

IV.9.2 Objectifs de l'AMDEC [26]

La méthode AMDEC a pour objectif :

- L'obtention d'une disponibilité maximale.
- De rechercher les défaillances ou les dysfonctionnements potentiels susceptibles d'affecter un équipement, un dispositif, une machine, un procédé.
- D'analyser les conséquences de ces défaillances, d'identifier les situations qui en résulteraient.
- D'évaluer le niveau de gravité, de criticité ou d'acceptabilité de ces situations.
- De savoir comment et sur quoi agir, quelles mesures envisager, dans le cas où ces situations apparaissent comme inacceptables.

IV.9.3 Déroulement de l'AMDEC



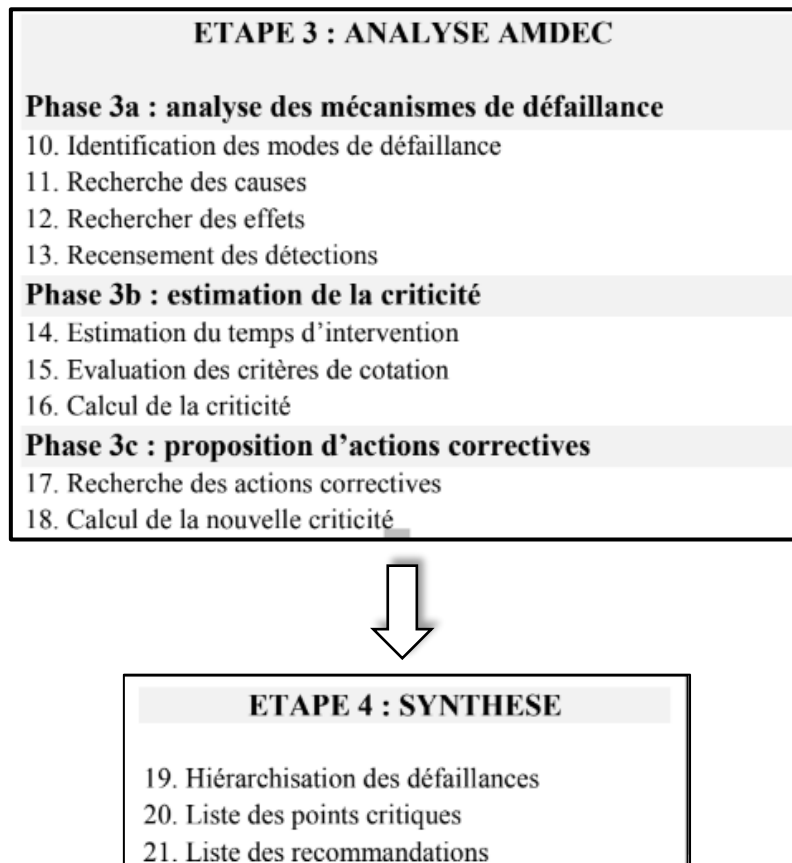


Figure IV.6: Les étapes la méthode AMDEC [25]

Date de l'analyse:	AMDEC MACHINE – ANALYSE DES MODES DE DÉFAILLANCE DE LEURS EFFETS ET DE LEUR CRITICITÉ					Phase de fonctionnement :				page : 71 / 1
	Système :		Sous –Système :							Nom :
Élément	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de la défaillance	Détection	Criticité				Action Corrective
						F	G	N	C	

Tableau IV.1 Exemples de feuille de travail de l'AMDEC. [25]

Analyse fonctionnelle :

- Les colonnes 1 et 2 reprennent la liste des sous-ensembles ou des composants du système étudié, avec leurs fonctions associées.

Analyse des défaillances potentielles :

- Colonne 3 : modes de défaillance : C'est la manière dont un système peut en venir à ne plus remplir sa fonction. Le mode s'exprime en termes physiques : bouchage, blocage, fermeture, arrêt, usure, colmatage etc.

- Colonne 4 : causes de défaillance : Il existe 3 types de causes amenant le mode de défaillance :
 - Causes internes au matériel
 - Causes externes dues à l'environnement, au milieu, à l'exploitation
 - Causes externes dues à la main d'œuvre
- Colonne 5 : effets de la défaillance : L'effet d'une défaillance est par définition, une conséquence subie par l'utilisateur. Il est associé au couple (Mode/Cause de défaillance) et correspond à la perception finale de la défaillance par l'utilisateur
- Colonne 6 : Une cause de défaillance étant supposée apparue, le mode de détection est la manière par laquelle un utilisateur (opérateur, ou agent de maintenance) est susceptible de détecter sa présence avant que le mode de défaillance ne se soit produit complètement, c'est-à-dire avant que l'effet de la défaillance ne puisse se produire.

Analyse de la criticité de chaque mode de défaillance :

Colonnes 7, 8 et 9 :

- FREQUENCE : F : représente la probabilité d'apparition du mode de défaillance résultant d'une cause donnée.
- GRAVITE : G : Il s'évalue à partir des effets. Il peut s'estimer à partir du critère de la pénalisation de production et de sécurité.
- NON DETECTION : N : doit représenter la probabilité de ne pas détecter la cause de défaillance avant que l'effet survienne.

L'évaluation de critère de cotation se fait de la manière suivante :

FREQUENCE : F	
1	1 défaillance maxi par an
2	1 défaillance maxi par trimestre
3	1 défaillance maxi par mois
4	1 défaillance maxi par semaine

Tableau. IV.2 Niveau de fréquence [25]

GRAVITE : G	
1	Pas d'arrêt de la production
2	Arrêt < 1 heure
3	1 heure < arrêt < 1 jour
4	Arrêt >1 jour
5	Problème de sécurité

Tableau. IV.3 Niveau de gravité [25]

NON DETECTION : N	
1	Détection évidente - Signe évident d'une dégradation (visuel) - Dispositif de détection automatique (alarme)
2	Détection possible - Cause de défaillance facilement détectable mais elle nécessite une action particulière (visite)
3	Détection improbable - Cause de défaillance difficilement détectable (elle nécessite des actions tel que le démontage, tests ...)
4	Détection impossible - Aucun signe de défaillance

Tableau. IV.4 Probabilité de non détection [25]

Hierarchisation des problèmes :

- Colonne 10 : indice de criticité : Chaque défaillance identifiée sera caractérisé par son indice de criticité : $C = F \times N \times G$

Pour des défaillances apparaissant critiques ($C > 40$) une remise en cause de la conception est nécessaire. À l'opposé, il est possible de négliger certaines défaillances envisagées, mais qui ne sont ni probables ni graves ($C \leq 10$). Entre les deux, des mesures correctives doivent être proposées.

NIVEAU DE CRITICITE	ACTIONS CORRECTIVES A ENGAGER
$1 < C \leq 10$ Criticité négligeable	Aucune modification de conception Maintenance corrective
$10 < C \leq 20$ Criticité moyenne	Amélioration des performances de l'élément Maintenance préventive systématique
$20 < C \leq 40$ Criticité élevée	Révision de la conception du sous-ensemble et du choix des éléments Surveillance particulière, maintenance préventive conditionnelle / prévisionnelle
$40 < C \leq 64$ Criticité interdite	Remise en cause complète de la conception

Tableau. IV.5 Limites de criticité. [25]

Propositions d'améliorations :

Colonne 11 : Action corrective, Elle est souvent décomposée suivant les rubriques possibles :

- a) Action de prévention : pour éviter (ou limiter) l'apparition des causes des défaillances.
- b) Action de réduction des effets : pour diminuer la gravité de la défaillance.
- c) Moyens de détection ou consignes de surveillance ou inspections périodiques : pour détecter la défaillance de manière précoce.

IV.10 Application de la méthode AMDEC

L'AMDEC est une méthode de pensée créative qui repose essentiellement sur la décomposition du système en éléments simples jusqu'au niveau des sous-systèmes. Notre machine est divisée en trois sous-systèmes :

- Sous-système (SS1) : compresseur axial ;
- Sous-système (SS2) : partie combustion ;
- Sous-système (SS3) : Partie turbine ;

Les résultats seront représentés sur les tableaux suivants :

Date de l'analyse : 25/04/2023		AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DEFAILLANCE DE LEUR EFFETS ET LEUR CRITICITE										Phase de fonctionnement : Normale		Page : 1/8
Élément	Système : Turbocompresseur			Sous-système 1 : Compresseur axial					Action Corrective					
	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de défaillance	Détection	F	G	N	C					
Rotor de compresseur	Assurer le mouvement de rotation et comprimer l'air	- Fissure	- Fatigue	Déséquilibre du rotor	-Contrôle non destructif (CND)	1	4	3	12	-Test CND chaque 3 mois				
		- Usture	- Mauvais graissage	-Mauvais fonctionnement et surchauffe	-Visuellement (Niveau et pression d'huile)	2	4	2	16	- Inspection hebdomadaire sur le système de graissage -Inspection journalier sur le niveau d'huile lubrifiante.				
Aubes du rotor	Assurer la force nécessaire pour comprimer l'air	- Érosion	-Mauvaise filtration d'air (entraînés des corps étrangers).	- Fragilisation des aubes et Perturbations du flux d'air.	-Visuellement (Visite la section d'admission)	2	3	2	12	- Nettoyer ou changer les filtres chaque 1 mois				
		- Cassure		-Endommagement des étages voisins.		1	3	2	6	-Changer les aubes de rotor.				
		- Corrosion	- Mauvaise filtration d'air (air humide et contaminé)	- Mauvais écoulement		1	3	2	6	- Changer les aubes de rotor				
Stator de compresseur	Former la structure externe principale et supporter le rotor à l'endroit des paliers	- Fissure	- Fatigue	Fuite d'air	-Contrôle non destructif (CND)	1	4	3	12	-Test CND chaque 3 mois				
		- Déformation	- Pompage de compresseur	Détériorations des aubes	T3000 (Analyse vibratoire)	1	4	1	4	- Redressement - Tester les vannes anti-pompage				
Aubes du Stator	Guider l'air pour pénétrer dans les étages successif du compresseur axial	- Érosion	Mauvaise filtration d'air (entraînés des corps étrangers)	- Fragilisation des aubes et Perturbations du flux d'air.	-Visuellement (Visite la section d'admission)	2	3	2	12	- Nettoyer ou changer les filtres chaque 1 mois				
		- Cassure		-Endommagement des étages voisins.		1	3	2	6	-Changer les aubes de stator.				
		- Corrosion	- Mauvaise filtration d'air (air humide et contaminé)	- Mauvais écoulement		1	3	2	6	-Changer les aubes de stator.				

Tableau IV.6 AMDEC, Sous-système 1

Date de l'analyse : 25/04/2023	AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DEFAILLANCE DE LEUR EFFETS ET LEUR CRITICITE					Phase de fonctionnement : Normale			Page : 3/8	
	Système : Turbocompresseur		Sous- système 1 : Compresseur axial			Criticité				
	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de défaillance	Détection	F	G	N C		Action Corrective
Les paliers (palier lisse + palier de buté)	Guidage en rotation le rotor du compresseur	-Usure	- Mauvais graissage	-Surchauffe	-Visuellement (Niveau et pression d'huile)	2	4	2	16	- Inspection hebdomadaire sur le système de graissage
										-Inspection journalière sur le sur le niveau d'huile lubrifiante.
		-Blocage de l'arbre	- Mauvais alignement	-Vibration	T3000 (Analyse vibratoire)	1	4	1	4	- Aligner les paliers

Tableau IV.8 AMDEC, Sous-système 1

Date de l'analyse : 25/04/2023		AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DEFAILLANCE DE LEUR EFFETS ET LEUR CRITICITE										Phase de fonctionnement : Normale		Page : 4/8
		Système : Turbocompresseur			Sous- système 2 : Section combustion									
		Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de défaillance	Détection	F	G	N	C	Criticité			
Boitier externe de la chambre de combustion	Renfermer la chambre de combustion	-Dilatation	- Surchauffe	- Mauvaise combustion	-T3000 (Thermocouple)	1	3	1	3					-Remplacer l'enveloppe de combustion
		- Fissure	- Fatigue	-Fuit des gaz	-Contrôle non destructif (CND)	1	5	3	15					-Test CND chaque 3 mois
Chemise (Tuile en céramique)	Renfermer et protéger la chambre de combustion et permettre la propagation de flamme	- Gonflage	- Combustible imbrûlé et surchauffé	Mauvaise combustion	- T3000 (Faible débit au refoulement)	2	4	1	8					-Vérifier et changer de la pièce durant l'inspection mineur
		- Erosion des tuiles -Corrosion des tuiles	-Combustible ou air mal traité	Mauvaise isolation thermique	- Visuellement (Vérification sur le système de filtration d'air et de carburant)	2	4	2	16					- Nettoyer les systèmes d'admission d'air et de traitement de combustible
Bougie d'allumage	Déclencher la combustion du mélange (fuel /gaz + l'air de compresseur axial)	-Détachement des tuiles	-Vibration	Mauvaise combustion	-T3000 (analyse vibratoire)	2	4	1	8					-Remplacer les tuiles
		- Grippage	Surchauffe local	Pas d'étincelle	-T3000 (Thermocouple)	1	4	1	4					Changer la bougie d'allumage

Tableau IV.9 AMDEC, Sous-système 2

Date de l'analyse : 25/04/2023	AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DEFAILLANCE DE LEUR EFFETS ET LEUR CRITICITE							Phase de fonctionnement : Normale		Page : 5/8	
	Système : Turbocompresseur		Sous- système 2 : Section combustion					Criticité			Action Corrective
	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de défaillance	Détection	F	G	N	C		
Détecteur de flamme	Envoyer l'indication de présence ou absence de flamme au système de commande	-Défectueux	- Chocs	La turbine ne démarre pas	-Alarme	1	2	1	2	Changer le détecteur de flamme	
Bruleur hybride	Emettre une quantité mesurée de fuel / gaz dans la chemise de combustion	-Colmatage	-Combustible ou air mal traité	-Combustion non homogène et vibration au niveau de la chemise	-Visuellement (Vérification sur le système de filtration d'air ou carburant)	2	4	2	16	- Nettoyer les systèmes d'admission d'air et de traitement de combustible	
		- Grippage	- Surchauffe local	-Mauvaise combustion	-T3000 (Thermocouple)	1	4	1	4	- Remplacement l'injecteur de combustible	

Tableau IV.10 AMDEC, Sous-système 2

AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DEFAILLANCE DE LEUR EFFETS ET LEUR CRITICITE						Phase de fonctionnement : Normale				Page : 6/8
Date de l'analyse : 25/04/2023 Elément	Système : Turbocompresseur		Sous- système 3 : Section turbine							
	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de défaillance	Détection	F	G	N	C	Action Corrective
Stator	Former la structure de la turbine à gaz	- Déformation	- Pompage de compresseur	Détériorations des aubes	- T3000 (Analyse vibratoire)	1	4	1	4	- Redressement - Tester les vannes anti-pompage
		- Fissure	- Fatigue	Fuite des gaz	-Contrôle non destructif (CND)	1	5	3	15	-Test CND chaque 3 mois
Aubes directrices du1 et et 2eme Étages (avec revêtement)	Diriger les gaz chauds vers les aubes de la roue (1er et 2eme Étages)	- Corrosion	-Mauvaise filtration (air ou combustible contaminé)	Gaz mal dirigés Et basse vitesse transformé au rotor	-Visuellement (Vérification sur le système de filtration d'air et de carburant)	2	3	2	12	- Nettoyer le système de traitement de combustible chaque 3 mois
		-Erosion		- Fragilisation des aubes et Perturbations du flux d'air.		2	3	2	12	- Nettoyer le système d'admission d'air chaque 1 mois
		- Cassure	-Mauvaise Filtration (entraînés des corps étrangers)	Vibration et endommagement des étages voisins		1	3	2	6	- Changer les aubes
		- Fissure	- Fatigue	Réduction de la résistance structurelle	-Contrôle non destructif (CND)	1	3	3	9	-Traiter ou changer les aubes directrices
Aubes directrices du 3 eme et 4eme Étages (sans revêtement)	Diriger les gaz chauds vers les aubes de la roue (3eme et 4 eme Étages)	- Corrosion	-Mauvaise filtration (air ou combustible contaminé)	Gaz mal dirigés Et basse vitesse transformé au rotor	-Visuellement (Vérification sur le système de filtration d'air et de carburant)	1	3	2	6	-Changer les aubes
		-Erosion				2	3	2	12	- Nettoyer le système de traitement de combustible et de l'air
		- Cassure	-Mauvaise Filtration (entraînés des corps étrangers)	Vibration et endommagement des étages voisins		1	3	2	6	- Changer les aubes
		- Fissure	- Fatigue	Réduction de la résistance structurelle	-Contrôle non destructif (CND)	1	3	3	9	-Traiter ou changer les aubes directrices

Tableau IV.11 AMDEC, Sous-système 3

Date de l'analyse : 25/04/2023		AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DEFAILLANCE DE LEUR EFFETS ET LEUR CRITICITE					Phase de fonctionnement : Normale			Page : 7/8	
Elément	Fonction	Sous-système 3 : Section turbine			Détection	Criticité			Action Corrective		
		Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de défaillance		F	G	N		C	
Aubes Tournantes du 1 er et 2eme Étages (avec revêtement)	Transmettre la force du gaz au rotor (convertie l'énergie cinétique en énergie mécanique de rotation)	- Corrosion	-Mauvaise filtration (air ou combustible contaminé)	Déséquilibre du rotor	-Visuellement (Vérification sur le système de filtration d'air et de carburant)	2	3	2	12	- Nettoyer le système de traitement de combustible chaque 3 mois	- Nettoyer le système d'admission d'air chaque 1 mois
		-Erosion		-Fragilisation des aubes et Perturbations du flux d'air.		2	3	2	12		
		-Cassure	-Mauvaise Filtration (entraînés corps étrangers)	Vibration et endommagement des étages voisins		1	3	2	6	- Changer les aubes	
		- Fissure	- Fatigue	Réduction de la résistance structurelle	-Contrôle non destructif (CND)	1	3	3	9	-Traiter ou changer les aubes directrices	
Aubes Tournantes du 3 eme et 4eme Étages (sans revêtement)	Transmettre la force du gaz au rotor (convertie l'énergie cinétique en énergie mécanique de rotation)	- Corrosion	-Mauvaise filtration (air humide ou combustible contaminé)	Déséquilibre du rotor	-Visuellement (Vérification sur le système de filtration d'air et de carburant)	1	3	2	6	- Changer les aubes	
		-Erosion		-Fragilisation des aubes et Perturbations du flux d'air.		2	3	2	12	- Nettoyer le système de traitement de combustible et de l'air	
		-Cassure	-Mauvaise Filtration (entraînés corps étrangers)	Vibration et endommagement des étages voisins		1	3	2	6	- Changer les aubes	
		- Fissure	- Fatigue	Réduction de la résistance structurelle	-Contrôle non destructif (CND)	1	3	2	6	-Traiter ou changer les aubes directrices	

Tableau IV.12 AMDEC, Sous-système 3

Date de l'analyse : 25/04/2023	AMDEC – ANALYSE DES MODES DE DEFAILLANCE DE LEUR EFFETS ET LEUR CRITICITE					Phase de fonctionnement : Normale		Page : 8/8			
	Système : Turbocompresseur			Sous- système 3 : Section turbine							
	Fonction	Mode de défaillance	Cause de la défaillance	Effet de défaillance	Détection	Criticité				Action	
Élément						F	G	N	C		
Rotor de la turbine	Actionner le compresseur axial et assurer le mouvement de rotation	- Usure	- Mauvais graissage	Mauvais fonctionnement Et surchauffe	-Visuellement (Niveau et pression d'huile)	2	4	2	16	- Vérifier le système de graissage chaque semaine - Vérifier le niveau d'huile lubrifiante chaque jour	
		- Fissure	- Fatigue	Déséquilibre du rotor	-Contrôle non destructif (CND)	1	4	3	12	-Test CND chaque 3 mois	
Palier lisse	Guidage en rotation le rotor du compresseur	- Fluage	-Température élevée	Déformation permanente	T3000 (Thermocouple)	1	4	1	4	-Remplacer les zones gravement touchées	
		-Usure	- Mauvais graissage	-Surchauffe	-Visuellement (Niveau et pression d'huile)	2	4	2	16	- Vérifier le système de graissage chaque semaine - Vérifier le niveau d'huile lubrifiante chaque jour	
		-Blocage de l'arbre	- Mauvais alignement	-Vibration	T3000 (Analyse vibratoire)	1	4	1	4	- Aligner les paliers	
Goujons	Assurer la fixation	- Desserrage	- Chocs	- Vibration	- Brut	1	2	1	2	- Serrage	

Tableau IV.13 AMDEC, Sous-système 3

IV.11 Interprétation des résultats de l'AMDEC

Après l'application de processus AMDEC, on peut classer et hiérarchiser les sous-ensembles des différents composants de la turbine selon la criticité de leurs dysfonctionnements

Composants	Criticité
Les paliers, Rotor de compresseur, Rotor de la turbine, Bruleur hybride, Chemise (tuiles en céramique).	16
Stator de la turbine, Boitier externe de la chambre de combustion.	15
Aubes de compresseur, Aubes variables (IGV), Aubes de la turbine, Stator de compresseur.	12
Corps d'admission	08
Cylindre (enveloppe) externe du compresseur, Bougie d'allumage	04
Détecteur de flamme, Goujons	02

Tableau. IV.14- Classement des différents composants selon la criticité.

Les dysfonctionnements engendrés sont :

- Déformation, Fissure, Cassure.
- Usure, Corrosion, Colmatage, Erosion.
- Gonflage, Dilatation, Fluage, Grippage.
- Blocage, Desserrage.

Ces dysfonctionnements causent les effets suivants :

- Vibrations,
- Surchauffe,
- Phénomène de pompage,
- Fuite,
- Mauvais fonctionnement des systèmes,
- Détériorations des aubes.

Exemples sur les pannes les plus fréquentes :

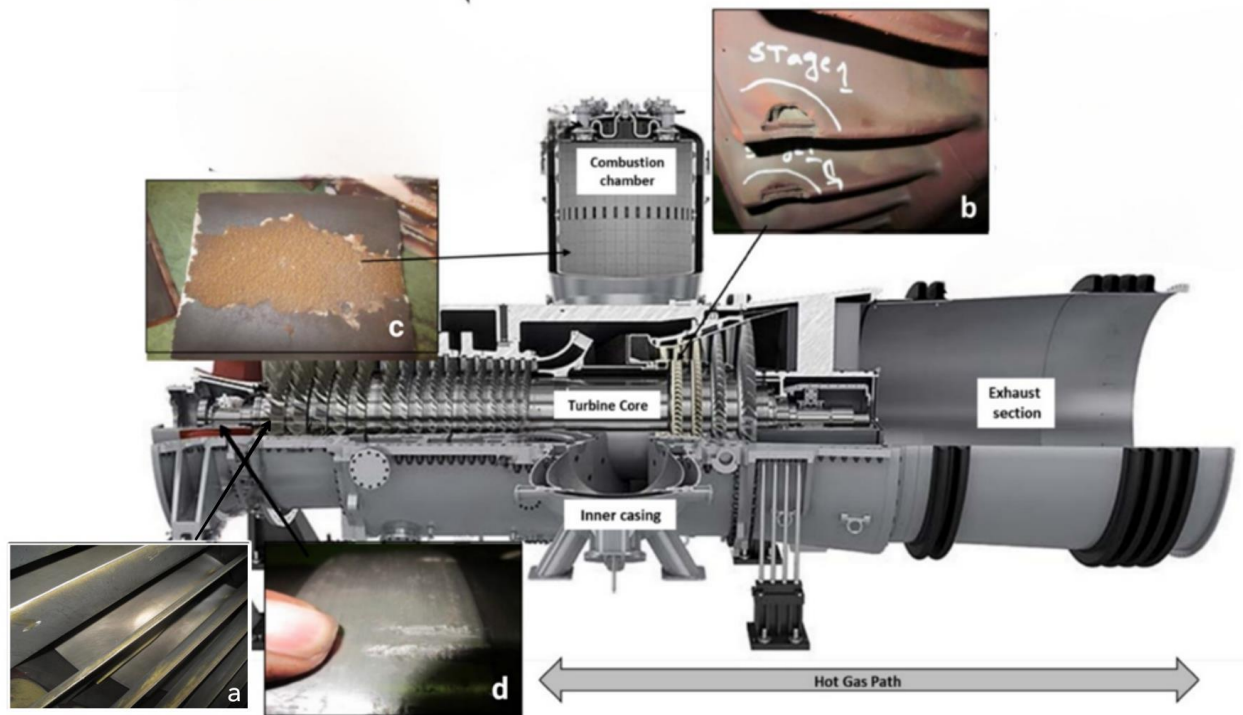


Figure IV.7: Vue schématique des principales subdivisions et mécanismes de défaillance observés lors des inspections [27]

a : Erosion au niveau des aubes IGV . **b** : Corrosion et fracture au niveau du 1^{er} étage de la section turbine . **c** : Surchauffe et corrosion au niveau des tuiles dans la chemise de combustion . **d** : Usure sur le rotor.

- Pour augmenter la disponibilité de la TAG il faut agir sur les sous-ensembles qui ont un degré de criticité entre $10 < C \leq 20$ par des actions de maintenance préventive systématique afin de maintenir le temps de bon fonctionnement de la turbine.
- Pour les composants qui ont un degré de criticité inférieur ou égale à 10, nous continuons à appliquer la maintenance corrective sur ces sous-ensembles.

IV.11.1 Les opérations préventives proposées

- A partir des résultats obtenus à partir de la fiche AMDEC voici les actions préventives proposée afin d'éliminer ou diminuer l'apparition de défaillances pour les sous-ensembles critiques :

Sous-ensemble	Opération préventive à réaliser	Périodicité
- Le rotor	▪ Vérifier le système de graissage	Chaque semaine
	▪ Vérifier le niveau d'huile lubrifiante	Chaque jour
	▪ Effectuer un test CND	Chaque 3 mois
- Les paliers	▪ Vérifier le système de graissage	Chaque semaine
	▪ Vérifier le niveau d'huile lubrifiante	Chaque jour
- Aubes du compresseur - Aubes variables (IGV)	▪ Nettoyer les filtres d'admission d'air par le dispositif de nettoyage à impulsions.	Chaque 1 mois
- Aubes de la turbine - Chemise (Tuiles en céramique) - Bruleur hybride	▪ Nettoyer les filtres d'admission d'air par le dispositif de nettoyage à impulsions.	Chaque 1 mois
	▪ Nettoyer le système de traitement de combustible	Chaque 3 mois
- Le stator (Compresseur + turbine) - Boitier externe de la chambre de combustion	▪ Effectuer un test CND	Chaque 3 mois

Tableau. IV.15- Les opérations préventives proposées

IV.11.2 La nouvelle criticité

- Voici la nouvelle criticité après l'application des opérations de maintenance préventive proposée :

Sous-ensemble	Mode de défaillance	Nouvelle criticité			
		F	G	N	C
- Le rotor	- Fissure	1	4	2	08
	- Usure	1	4	2	08
- Le stator de compresseur	- Fissure	1	4	2	08
- Les paliers	- Usure	1	4	2	08
- Le stator de la turbine - Boitier externe de la chambre de combustion	- Fissure	1	5	2	10
- Aubes du compresseur - Aubes variables (IGV)	- Erosion	1	3	2	06
- Chemise (Tuile en céramique)	- Corrosion des tuiles	1	4	2	08
- Bruleur hybride	- Colmatage	1	4	2	08
- 1-er et 2-ème étages de la turbine	- Corrosion	1	3	2	06
	- Erosion	1	3	2	06
- 3-ème et 4-ème étages de la turbine	-Erosion	1	3	2	06

Tableau. IV.16- La nouvelle criticité des différents composants

- Après l'application de ses actions préventives, on a agi sur la fréquence d'apparition et la détection des pannes ce qui y a permis d'augmenter la disponibilité et la fiabilité de l'installation.

IV.12 Conclusion

Dans ce chapitre :

- Nous avons cité les différentes formes de maintenance et les méthodes de surveillance et d'inspections appliquées sur la turbine.
- Nous avons appliqué la méthode d'analyse AMDEC pour détecter et trouver les sous-ensembles qui pénalisent par leurs dysfonctionnements la disponibilité de la turbine à gaz SGT5-4000F.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les turbines à gaz sont utilisées dans le monde entier pour produire de l'électricité dans les centrales thermiques et pour actionner des équipements dans le domaine des hydrocarbures. Elles sont situées dans divers lieux géographiques avec des conditions climatiques variables tels que la température, et l'humidité.

Le travail effectué nous a permis :

En premier lieu de faire une présentation de la centrale thermique de RAS-DJINET afin de connaître son fonctionnement et ses différentes composantes, ainsi une étude théorique du cycle du gaz suivie d'une étude précise sur les divers tronçons de la turbine à gaz SGT5-4000F.

En deuxième lieu, nous avons effectué un calcul des performances du cycle gaz en utilisant les données recueillies lors de notre stage. Cette étape nous a permis d'acquérir une expérience pratique précieuse dans les domaines de l'organisation, de l'optimisation et du contrôle des centrales utilisant cette technique. Alors, dans cette partie nous avons calculé les rendements du cycle gaz à partir de trois températures ambiantes différentes et nous avons constaté que le rendement général était inversement proportionnel à l'augmentation de la température. (Pour : $T_{amb} = 12^{\circ}\text{C} \implies 37,8\%$, $T_{amb} = 21,1^{\circ}\text{C} \implies 36,8\%$, $T_{amb} = 32,87^{\circ}\text{C} \implies 35,4\%$)

En troisième lieu nous avons effectué une simulation du cycle de gaz à l'aide du logiciel THERMOFLEX, ce qui a abouti à des résultats plus exacts avec des erreurs (3,7 %, 2,8 %, 2,01 %) car la simulation fait un calcul à partir des données fournies par le constructeur et elle prend en considération tous les paramètres spécifiques qui affectent sur les performances de la turbine. Ensuite, une étude graphique détaillée a été faite sur les différents facteurs qui peuvent avoir un impact sur l'efficacité de la turbine.

Par ailleurs, ce qui est à retenir de ce travail, c'est que pour le système d'admission d'air dans le compresseur la température ambiante influe forcément sur la masse volumique d'air qui entraîne une variation dans le débit massique. Aussi la température ambiante a également un impact sur la puissance nette et l'efficacité globale de la machine.

En dernier lieu, nous avons observé de manière détaillée les différentes formes de maintenance et le processus d'inspection appliqué à la turbine à gaz fournie par l'instructeur. Ces inspections se sont révélées essentielles pour garantir le bon fonctionnement, la sécurité et la performance optimale de la turbine. Cependant, des différents facteurs peuvent exiger des ajustements sur les intervalles d'inspection afin de réduire les risques de défaillance et d'optimiser la disponibilité de la machine, pour cela une étude d'analyse AMDEC a été faite ce qui nous a permis de classer et de hiérarchiser les défaillances selon leur criticité et de proposer des actions de préventions afin d'améliorer la fiabilité et d'assurer la disponibilité de la turbine.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] Documentation de la nouvelle centrale de Cap-Djinet , service de formation ..
- [2] Kéromnès, M. (2021, 2 juin). Une centrale au gaz, comment ça marche ?, *Le Télégramme*. <https://www.letelegramme.fr/dossiers/centrale-a-gaz-de-landivisiau/une-centrale-au-gaz-comment-ca-marche-02-06-2021-12759907.php>
- [3] Gulen, S. C. (2020). *Gas Turbine Combined Cycle Power Plants*. CRC Press.
- [4] Monteil, J-M. (2003). Centrale à cycle combiné. Composants potentiels, *Techniques de l'ingénieur. Génie énergétique*, Vol 3(BE8906), pp BE8906.5-BE8906.8
- [5] Siemens Energy. <https://www.siemens-energy.com/global/fr.html>
- [6] Fadok, J. (2010). Advanced gas turbine materials, design and technology, *Woodhead Publishing*, pp 3-31. doi:10.1533/9781845699468.1.3
- [7] Loranchet, Y. (1992). Mise en œuvre des turbines à gaz dans l'industrie, *Techniques de l'ingénieur. Génie énergétique*, Vol BL2(B4425), pp B4425.1-B4425.14
- [8] Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2015). *Thermodynamics: an engineering approach* (8th ed.). McGraw-Hill.
- [9] Nuovo Pignone. (1998). Manuel de formation pour la conduite et l'entretien : turbine à gaz MS5002C, [Brochure de formation, Sonatrach SRGA2].
- [10] Total. (2007). Les équipements : Les turbines, [Manuel de formation, EXP-PR-EQ140-FR].
- [11] Vivier, L. (1965). *Turbines à vapeur et à gaz*. Edition Albin Michel.
- [12] Mosli, H., Ben Seddik, D. E., & Brahimi, S. (2013). Étude de turbine à gaz MS5002b, [Mémoire de Master Professionnel, Université Kasdi Merbah - Ouargla].
- [13] Boyce, M. P. (2012). Axial-Flow Compressors. *Gas Turbine Engineering Handbook*, pp 303–355. doi:10.1016/b978-0-12-383842-1
- [14] Power Plant Guru. (2022). *How Gas Turbine Inlet Guide Vanes Works IGV* [capture d'écran], YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=Xve4scGRm1k&t=139s>
- [15] Pratt & Whitney Aircraft group. (1974). *The Aircraft Gas Turbine Engine and Its Operation*.
- [16] Oturan, M. A., & Robert, M. (1997). *Thermodynamique chimique*. Presses Universitaires de Grenoble.
- [17] Daoud, S. (2016). Contribution à l'amélioration des performances des turbines à gaz par le refroidissement de l'air à l'entrée du compresseur axial, [Mémoire de Magister, Université M'hamed Bougara - Boumerdes].

- [18] Lagi re, M. (1996). *Physique industrielle des fluides : Notions fondamentales et applications numériques*. Technip.
- [19] THERMOFLEX - General Purpose Program - Heat Balance Software (thermoflow.com)
- [20] Monchy, F., & Vernier, J. P. (2010). *Maintenance : Méthodes et organisations* (3 me  d.). Dunod.
- [21] Younes, R. (2022). Maintenance : Généralités de la maintenance, [Cours en ligne]. Université de Bejaïa.
- [22] Debbah, Y. (2020). Gestion de la maintenance, [Cours en ligne]. Université des Frères Mentouri Constantine.
- [23] Nuovo Pignone. (1982). Manuel d'entretien de la turbine à gaz MS 5002 et instruction
- [24] Kojchen, C. & Monchy, F. (2019). *Maintenance : Outils, méthodes et organisations efficientes* (5 me  d.). Dunod.
- [25] Faigner, H. (2020). AMDEC, [Cours en ligne]. <https://hubertfaigner.fr/wp-content/uploads/2020/06/AMDEC.pptx>
- [26] Faucher, J. (2009). *Pratique de l'AMDEC* (2 me  d.). Dunod.
- [27] Mirhosseini, A.M., Adib Nazari, S., Maghsoud Pour, A., Etemadi Haghighi, S & Zareh, M (2019). Probabilistic failure analysis of hot gas path in a heavy-duty gas turbine using Bayesian networks. *International Journal of Systems Assurance Engineering and Management*, Vol (10), pp 1173–1185. <https://doi.org/10.1007/s13198-019-00848-z>

Annexe

Annexe

Température aux différents points de la turbine :

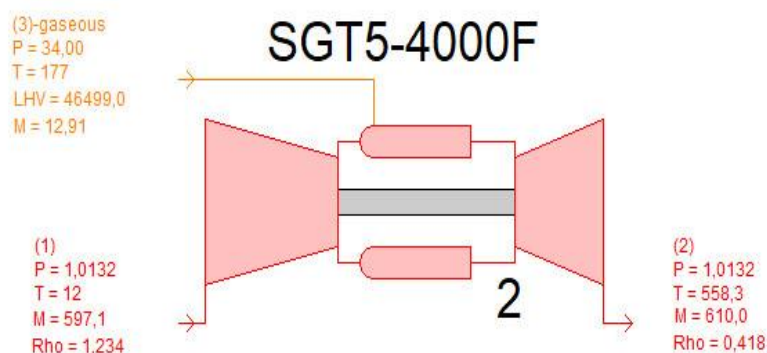
	T2 (°C)	T3 (°C)	T4 (°C)
T amb = 12°C	427,37	1289,13	584,34
T amb = 21,1°C	439,40	1289,13	593,40
T amb = 32,87°C	458,80	1289,13	603,10

La chaleur spécifique moyenne de l'air pour chaque température ambiante :

	CPa moy
T amb = 12°C	1039,70
T amb = 21,1°C	1041,02
T amb = 32,87°C	1044,24

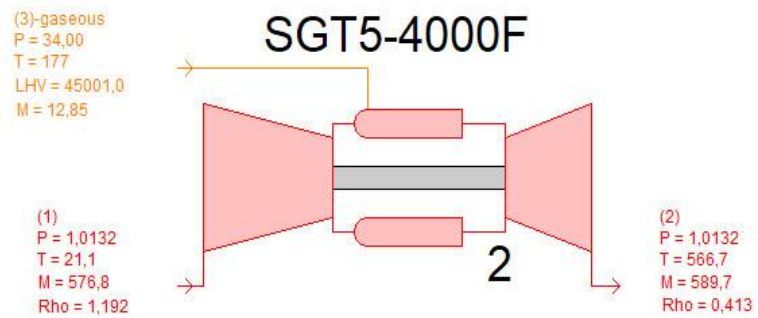
Les résultats détaillés de la simulation pour chaque température ambiante :

- Pour T amb = 12°C :



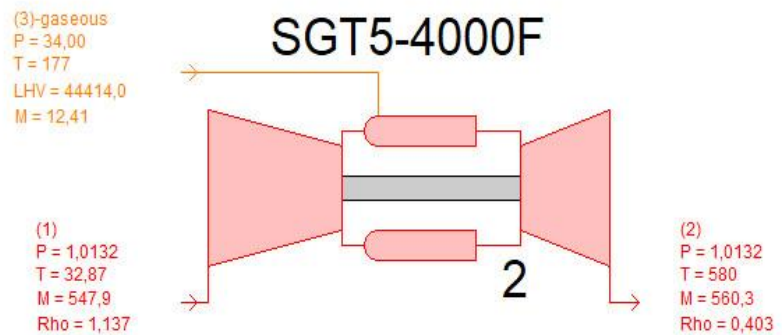
P[bar] T[C] M[kg/s] LHV[kJ/kg] Rho[kg/m^3]
 Gas Turbine(GT PRO)[2] - SGT5-4000F(ID62)
 Mode: Engineering Design
 Physical Model, Number of units running = 1
 Inlet filter dP = 4,003 millibar Compressor inlet P = 1,009 bar
 Compressor discharge P = 15,92 bar
 Exhaust P = 1,015 bar Non-HRB loss = 2,002 millibar Exit P = 1,013 bar
 Exhaust loss (Exhaust P-Pamb) = 2,002 millibar
 Total electrical power = 218366 kW Load = 100 %
 Gross LHV heat rate = 9899 kJ/kWh
 Gross LHV eff. = 36,37 %
 Turbine inlet temp = 1282,2 C Exhaust temp = 558,3 C
 Exhaust gas composition [Mole %]
 O2 = 13,706% CO2 = 3,469% H2O = 6,796% N2 = 75,127% Ar = 0,902% SO2 = 0,000%

- Pour $T_{amb} = 21,1\text{ }^{\circ}\text{C}$:



P[bar]	T[C]	M[kg/s]	LHV[kJ/kg]	Rho[kg/m ³]
Gas Turbine(GT PRO)[2] - SGT5-4000F(ID62)				
Mode: Engineering Design				
Physical Model, Number of units running = 1				
Inlet filter dP = 4,003 millibar Compressor inlet P = 1,009 bar				
Compressor discharge P = 15,41 bar				
Exhaust P = 1,015 bar Non-HRB loss = 2,002 millibar Exit P = 1,013 bar				
Exhaust loss (Exhaust P-Pamb) = 2,002 millibar				
Total electrical power = 206769 kW Load = 100 %				
Gross LHV heat rate = 10070 kJ/kWh				
Gross LHV eff. = 35,75 %				
Turbine inlet temp = 1282,2 C Exhaust temp = 566,7 C				
Exhaust gas composition [Mole %]				
O2 = 13,353% CO2 = 3,559% H2O = 7,751% N2 = 74,442% Ar = 0,894% SO2 = 0,000%				

- Pour $T_{amb} = 32,87\text{ }^{\circ}\text{C}$:



P[bar]	T[C]	M[kg/s]	LHV[kJ/kg]	Rho[kg/m ³]
Gas Turbine(GT PRO)[2] - SGT5-4000F(ID62)				
Mode: Engineering Design				
Physical Model, Number of units running = 1				
Inlet filter dP = 4,003 millibar Compressor inlet P = 1,009 bar				
Compressor discharge P = 14,71 bar				
Exhaust P = 1,015 bar Non-HRB loss = 2,002 millibar Exit P = 1,013 bar				
Exhaust loss (Exhaust P-Pamb) = 2,002 millibar				
Total electrical power = 191806 kW Load = 100 %				
Gross LHV heat rate = 10348 kJ/kWh				
Gross LHV eff. = 34,79 %				
Turbine inlet temp = 1282,2 C Exhaust temp = 580 C				
Exhaust gas composition [Mole %]				
O2 = 12,856% CO2 = 3,587% H2O = 9,893% N2 = 72,790% Ar = 0,874% SO2 = 0,000%				