

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LARECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE SAAD DAHLAB DE BLIDA 1

FACULTE DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE MECANIQUE

Projet de fin d'étude pour l'obtention du diplôme de Master en  
installation énergétique et turbomachine

**Thème :**

**Analyse des essais de Performances de la turbine à gaz de  
Boufarik (3\*234 MW)**

**Promoteur :** Dr. Saïd Mohamed.

**Co-promoteur :** Hamouche Abdelaziz

**Présenter par :**

**M<sup>lle</sup>. FENDIL Ferial**

**M<sup>lle</sup>. MINIA Sarah**

**Promotion : 2022/2023**

## *Dédicace*

Nous dédions ce modeste travail à :

En premier lieu ceux que personne ne peut compenser les sacrifices qu'ils ont consentis pour notre éducation et notre bien-être à nos parents qui se sont sacrifiés pour nous prendre en charge tout au long de notre formation et qui sont l'origine de notre réussite que dieu les garde et les protège.

À notre famille et nos chers amis qui nous ont accordé leur soutien dans les instants les plus difficiles.

À tous ceux qui ont eu un impact sur ma vie, et à tous ceux que mon cœur a aimés.

## Remerciements

*En premier lieu et avant tout, nous remercions notre Grand Dieu le plus puissant qui nous a éclairé notre chemin et nous a guidé pour réaliser ce modeste travail.*

*Nous tenons à remercier Mr. **SAID Mohamed** pour nous avoir donné la chance de travailler sous sa direction, pour sa confiance en nous et sa gentillesse.*

*Nous profitons de l'occasion de la présentation de ce travail pour exprimer nos vifs remerciements à la présidence et au membre jury*

*J'adresse mes sincères remerciement à mon encadrant monsieur Hamouche Abdelaziz, à qui j'exprime toutes ma reconnaissance, de m'avoir encadré et encouragé tout le long de mon stage. Merci pour sa bonne volonté, sa patience et ses précieux conseils ainsi que pour la pertinence de ses remarques.*

*Nos vifs remerciements vont également à toute l'équipe de l'unité de bouferik2  
(sone gaz)*

## Résumé :

Les turbines à gaz jouent un rôle majeur dans la production de l'énergie électrique, grâce à leurs fiabilité au cours du fonctionnement et ses avantages d'alimenter le réseau électrique dans un temps réduit. Par contre une turbine à gaz se distingue par son faible rendement et sa sensibilité à l'influence de la variation de la température et de l'air ambiant durant les périodes estivales et hivernales, qui influe directement sur les performances de la turbine à savoir : la puissance et la consommation spécifique csp. L'objectif de ce travail consiste à la réalisation des essais de performance et calculs de la consommation spécifique pour une turbine à gaz gt1 centrale de Boufarik2 avec différentes températures ambiantes ainsi une comparaison entre les résultats et comment a pu améliorer la csp.

## Aspect :

Gas turbines Play a major rôle in the production of electrical energy, thanks to their reliability during operation and their advantages of suppling the electrical network in a short time.

On the other hand, a gas turbine is distinguished by its low efficiency and its sensitivity to the influence of the variation in the température and ambient air during the summer and winter periods, which directly influences the performance of the turbine, namely : csp efficiency and specific consumption.

The objective of this work consistsin the réalisation of the teste of performance and calculation of the specific consumption for a gasturbine gt1 central of Boufarik with various ambient températures thus a comparison between the results and how could improve the csp.

## ملخص:

تلعب التوربينات الغازية دورا اساسيا في انتاج الطاقة الكهربائية وذلك بفضل موثوقيتها اثناء التشغيل ومزاياها في امداد الشبكة الكهربائية في وقت قصير من ناحية اخرى تتميز التوربينات الغازية بكفاءتها المنخفضة وحساسيتها لتأثير التباين في درجة الحرارة والهواء المحيط خلال فترتي الصيف والشتاء مما يؤثر بشكل مباشر على اداء التوربين وهي كفاءة ونوعية.

يتمثل الهدف من هذا العمل في تحقيق اختبارات الاداء وحسابات الاستهلاك المحدد لتوربين غازي مع تغيرات درجات الحرارة المحيطة المختلفة وبالتالي المقارنة بين النتائج.

## Table des matières

### Introduction générale

#### CHAPITER I : Généralité sur la turbine à gaz

I. 1. Introduction .....	1
I. 2. Historique de la turbine à gaz.....	1
I .3. Définition de la turbine à gaz .....	1
I .4. Les éléments principaux de la turbine à gaz.....	2
I .5. Classification des turbines à gaz .....	2
I .5.1. D’après le mode de construction .....	3
I .5.2. Selon mode de travail .....	4
I .5.3. Selon le mode de fonctionnement thermodynamique : .....	4
I .6 . Les différentes Centrales électrique .....	4
I .6.1 : Centrale électrique à cycle simple.....	4
I .6.2 . Centrale électrique à cycle combinée .....	5
I .6.3. Centrale de cogénération .....	5
I .7. Principe de fonctionnement.....	6
I .8 . Domaines d’application.....	6
I .9 . Avantages et Inconvénients.....	7
Conclusion : .....	7

#### CHAPITER II : Présentation de la centrale Boufarik

II.1. Présentation de la Centrale TG BOUFARIK II : .....	8
II.2. Fiche Technique de la Centrale : .....	10
II.3. Turbo-Alternateurs et systèmes BOP : .....	10
II.3.1. Turbo-Alternateurs : .....	10
II.3.2. Installations BOP : .....	11
II.4. Systèmes commissionnés : .....	11
II.4.1. Partie Mécanique : .....	11
II.4.2. Partie électrique : .....	12
II.4.3. Partie instrumentation : .....	12

#### CHAPITER III : Procédure des essais mensuels de puissance et de la consommation spécifique

III.1. Introduction : .....	14
III.2. Conditions de référence de la garantie : .....	15

III.3. Instruments utilisés :	15
III.4. Préparatifs des essais :	16
III.5. Paramètres de Stabilité :	16
III.6. Méthode d'exécution des essais :	17
III.7. Mesure de la puissance électrique :	17
III.8. Analyse de gaz :	18
III.9. Méthode de prélèvement de l'échantillon de gaz :	18
III.10. Méthode de détermination du débit de gaz :	18
III.11. Paramètres environnementaux :	20
III.12. Validation de l'essai :	20
III.13. Correction des résultats :	21
III.14. Les corrections :	23

#### **CHAPITRE IV : Résultat des essais de performance (objet et essais)**

IV.1 Définition :	25
IV.2 Production de l'énergie électrique par turbine à gaz :	25
IV.3 Objectif des essais de performance :	25
IV.3.1 La puissance électriques, et ce par la mesure de :	25
IV.3.2 Consommation spécifique. Et ce par la mesure de :	26
IV.4 L'aspect normatif des essais de performance :	26
IV.4.1 Les normes relatives aux essais :	26
IV.4.2 Les normes relatives aux gaz de combustion :	26
IV.4.3 Les normes relatives au débit de fluide :	26
IV.5 Mesure de débit par différence de pression ISO 5167 :	27
IV.6 Caractéristiques du gaz naturel :	27
IV.7 Les paramètres électriques :	29
IV.8 Cycle réversible de Brayton :	29
IV.9 Les courbes des corrections :	32
IV.10 Caractéristiques thermodynamiques :	48
IV.10.1 Les caractéristiques des paramètres ambiants doivent inclure :	48
IV.10.2 Les caractéristiques du combustible gazeux doivent inclure :	48
IV.11 Bordure de performance turbine à gaz -cycle simple :	49
IV.12 L'instrumentation :	50
IV.13 Préparation des Essais :	50

IV.14 Procédure des Essais : .....	51
IV.15 Les résultats .....	51
IV.16 Conclusion : .....	57

**Conclusion Générale**

**Références bibliographiques**

**Liste des symboles :**

<b>Variable</b>	<b>Désignation</b>	<b>Unité</b>
P	Pression	bar
T	Température	°C ou K
P <sub>atm</sub>	Pression atmosphérique	bar
T <sub>amb</sub>	Température ambiante	°C ou K
S <sub>0</sub>	Section	m <sup>2</sup>
T <sub>isc</sub>	Température isentropique du compresseur	°C ou K
T <sub>isT</sub>	Température isentropique de la turbine	°C ou K
C <sub>p</sub>	Chaleur spécifique de l'air	KJ/kg.K
C <sub>p,gb</sub>	Chaleur spécifique de gaz brûlé	KJ/kg.K
m	Débit massique	Kg/s
T <sub>max</sub>	Température maximale	°C ou K
M	Nombre de Mach	-
P <sub>t</sub>	Pression totale	bar
PCI	Pouvoir calorifique inférieur	KJ/kg
PCS	Pouvoir calorifique supérieur	KJ/kg
C <sub>Sp</sub>	Consommation spécifique	KJ/KWh
C <sub>SC</sub>	Consommation spécifique du carburant	Kg/KWh

**Liste des abréviations :**

TAG	Turbine à Gaz
BA	Bornes Alternateur
BU	Bornes usine(prix)
TA	Charges auxiliaires TA
TP	Pertes du transformateur élévateur TP
ISO	International Organization for Standardization (Organisation International de Normalisation)
C	Compresseur
CC	Chambre de combustion
T	Turbine
CO	Monoxide de Carbone
NO	Monoxide d'Azote
P-V	Diagramme pression volume
T-S	Diagramme température entropie

## Liste des figures :

Figure I.1 : schéma principale de la turbine à gaz.....	01
Figure I .2 : principe de fonctionnement de la turbine à gaz.....	02
Figure I.3 : classification des turbines à gaz.....	02
Figure. I. 4 : schéma d'une TAG mono-arbre.....	03
Figure. I. 5 : schéma d'une turbine à gaz bi-arbre.....	03
Figure. I.6 : Production d'électricité avec une TAG à cycle simple.....	05
Figure. I. 7 : Production d'électricité avec un Centrale à cycle combiné.....	05
Figure. I.8 : production d'électricité avec cogénération.....	06
Figure. II .1 : vue dessus de la Centrale électrique.....	08
Figure. II. 2 : Implantation géographique.....	09
Figure. II. 3 : Vision aérienne de la centrale électrique de Boufarik.....	09
Figure. II. 4 : Turboalternateurs et systèmes BOP.....	11
Figure. III.1 : débitmètre Coriolis .....	19
Figure. IV. 1 : Le cycle thermodynamique qui représente les transformations des turbines a gaz.....	30
Figure. IV. 2 : Cycle thermodynamique de turbine à gaz.....	31
Figure. IV. 3 : Cycle simple de turbine à gaz.....	31
Figure. IV. 4 : DP en fonction de la température Intel du compresseur .....	32
Figure. IV. 5 : DP en fonction de la température Intel du compresseur sur la sortie .....	33
Figure. IV. 6 : Rapport de taux de chaleur en fonction de la température Intel du compresseur sur la sortie .....	34
Figure. IV. 7 : l'humidité relative en fonction de la température Intel du compresseur sur la sortie .....	35
Figure. IV. 8 : l'humidité relative en fonction de la température Intel du compresseur sur l'entrée .....	36
Figure. IV. 9 : la vitesse de l'arbre sur la sortie en fonction de températures d'entrée du compresseur .....	37
Figure. IV. 10 : la vitesse de l'arbre sur le taux de chaleur en fonction des températures d'entrée du compresseur .....	38
Figure. IV. 11 Rapport de taux de chaleur en fonction de température Intel du compresseur.....	39
Figure. IV. 12 : Rapport de taux de chaleur en fonction de température du combustible.....	40

Figure. IV. 13 : la pression différentielle Intel sur la sortie en fonction des températures d'entrée du compresseur .....	41
Figure. IV. 14 : de la pression différentielle Intel sur la vitesse de chauffage en fonction des températures d'entrée du compresseur.....	42
Figure. IV. 15 : la pression d'échappement sur la sortie en fonction des températures d'entrée du compresseur.....	43
Figure. IV. 16 : la pression d'échappement sur la vitesse de chauffage en fonction des températures d'entrée du compresseur .....	44
Figure. IV. 17 : Rapport de production en fonction d'Echappement DP.....	45
Figure. IV. 18 : Rapport de production en fonction Échappement DP.....	45
Figure. IV. 19 : la pression barométrique sur la sortie en fonction des températures Intel du compresseur.....	46
Figure. IV. 20 : la pression barométrique sur le taux de chaleur en fonction des températures Intel du compresseur .....	47
Figure. IV. 21 : Bordure de performance turbine à gaz -cycle simple. ....	49
Figure IV.22: évolution de la puissance au cour de l'année 2022.....	56
Figure IV.23 : La répartition de la csp en fonction de la température .....	56
Figure IV.24 : Courbe de Puissance au cour de l'année 2022.....	57

## Liste des tableaux :

Tableau. III.1 : Les normes et guides techniques appliqués.....	14
Tableau. III. 2 : condition de référence de la garantie.....	15
Tableau. III.3 : liste des instruments utilises.....	15
Tableau. III. 4 : paramètres d'essai en termes de stabilité.....	16
Tableau. III. 5 : Paramètres à corriger et symboles de facteur de correction.....	21
Tableau IV.1 : Essais de performance TAG1.....	52
Tableau IV.2 : Analyse chromatographique récente de l'échantillon de gaz.....	53
Tableau IV.3 : Correction de la puissance.....	53
Tableau IV.4 : correction de la consommation CSP.....	54
Tableau IV.5 : PV des essais mois de mai 2023.....	54
Tableau IV.6 : PV ou cours de l'année 2022.....	55

## **Introduction générale**

Les turbines à gaz sont des machines implantées u elles sont également utilisées en pétrochimie peu partout dans le monde entier.

Elles sont utilisées en milieu maritime, pour la propulsion. Les turbines à gaz sont des machines de conversion de l'énergie thermique en énergie électrique.

Les turbines à gaz jouent un rôle majeur dans la production de l'énergie électrique, grâce à leur fiabilité au cours du fonctionnement. Leur avantage est d'alimenter le réseau en un temps court. Une turbine à gaz se distingue par son faible rendement et sa sensibilité à l'influence de la variation de la température de l'air ambiant durant l'année, surtout en périodes estivale et hivernale qui affectent directement les performances de la turbine à savoir : la puissance et la consommation spécifique.

Dans cette optique, notre travail porte sur l'étude d'une turbine à gaz de l'unité de Boufarik. L'unité présente trois turbines à gaz de 235 Mw chacune qui font partie du réseau national électrique. Puissance : 704,129 MW et tournant à un régime de 3000 tr/mn (50 Hz).

Une analyse sur la base des mesures est faite par l'unité au cour de l'année 2022.

Dans cette optique après cette brève introduction, on présente le travail en quatre chapitres :

- Le première chapitre est une généralité sur les turbines à gaz utilises pour la production de l'énergie et ses constitutions.
- Le deuxième est présentation du central de Boufarik utilisant trois turbines à gaz pour le réseau national.
- Le troisième chapitre présente la procédure d'essais de performances de t.ag et du coefficient de correction du constructeur
- Le quatrième chapitre présente les essais de performance au cours de l'année 2022 de turbines à gaz.

En fin, on achève l'étude par une conclusion générale, suivie d'une recommandation.

# **CHAPITER I : Généralité sur la turbine à gaz**

### I. 1. Introduction

L'emploi des turbines à gaz est très répandu dans des nombreuses applications l'industrielles. Et de la production d'énergie mécanique.

La turbine à gaz est un moteur à combustion interne qui aspire et comprime l'air atmosphérique et convertie en énergie mécanique donc c'est une machine autonome avec un écoulement continu et c'est une machine tournante thermodynamique.

### I. 2. Historique de la turbine à gaz

La turbine à gaz a été inventée en 1791 par le Britannique John Barber. Sa supériorité technique et économique par rapport aux machines à vapeur à piston a été reconnue dès le 19e siècle.

Toutefois l'insuffisance des connaissances sur les matériaux interdisaient à l'époque de concrétiser les espoirs placés en elle. Il a en effet fallu attendre 1904 pour que Franz Stolze développe à Berlin une turbine à gaz capable de fonctionner, mais ne délivrant encore aucune puissance utile.

### I. 3. Définition de la turbine à gaz

C'est une machine qui transforme l'énergie thermique en énergie mécanique. Elle est composée d'un ou plusieurs compresseurs rotatifs, de dispositifs thermiques pour chauffer le combustible (chambre de combustion), une ou plusieurs turbines, système de contrôle et autres équipements auxiliaires essentiels. Tout échangeur (sauf l'échangeur de récupération de chaleur) installé dans le circuit du combustible principal est considéré comme étant partie de la turbine à gaz.

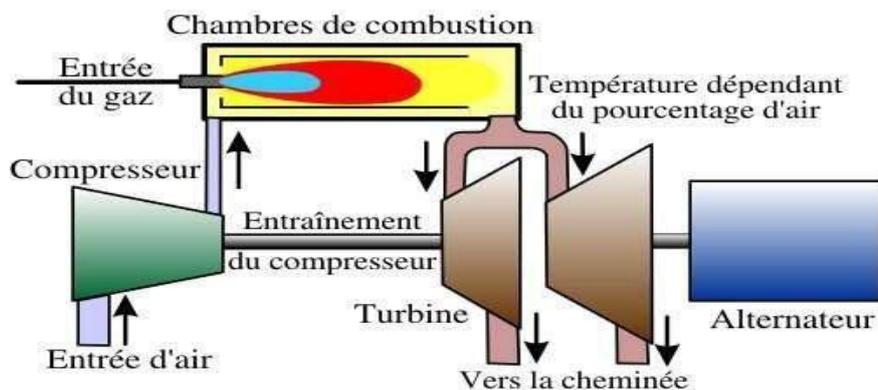


Figure I.1 : Schéma principale de la turbine à gaz.

**I .4. Les éléments principaux de la turbine à gaz**

L'ensemble de la turbine à gaz est constitué par trois composantes essentielles :

Un compresseur, centrifuge ou axial, qui a pour rôle de comprimer de l'air ambiant à une pression comprise aujourd'hui entre 10 et 30 bars.

Une chambre de combustion, dans laquelle un combustible gazeux ou liquide est injecté sous pression, puis brûlé avec l'air comprimé, avec un fort. Excès d'air afin de limiter la température des gaz d'échappement.

Une turbine, généralement axiale, dans laquelle sont détendus les gaz qui sortent de la chambre de combustion.

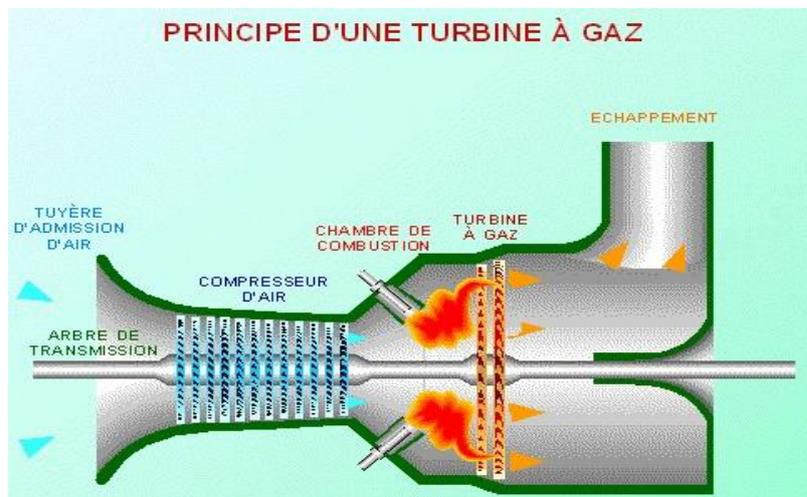


Figure I .2 : Principe de fonctionnement de la turbine à gaz

**I .5. Classification des turbines à gaz**

Les turbines à gaz sont classées comme nous montre le schéma ci-dessous :

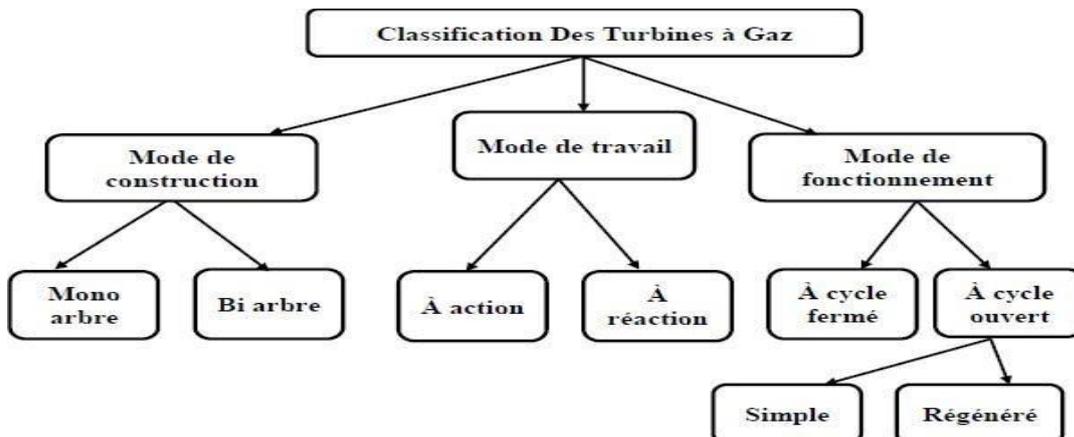


Figure I.3 : Classification des turbines à gaz.

**I.5.1. D'après le mode de construction**

L'objectif pour lequel on utilise la turbine à gaz définit le type qu'on doit choisir. Dans l'industrie, on trouve les turbines a un seul arbre, dites aussi mono-arbre mais aussi les turbines a deux arbres dites aussi bi-arbres.

**a. Turbine- mono –arbre**

Compresseur et les sections de la turbine sont montés sur un même arbre ce qui permet à l'ensemble de tourner à la même vitesse. Ce type est utilisé pour les applications qui n'ont pas besoin des variations de vitesse telle que l'entraînement des génératrices pour production de l'électricité. La figure I.4 ci-dessous illustre Schéma de Développement de turbine mono arbre.

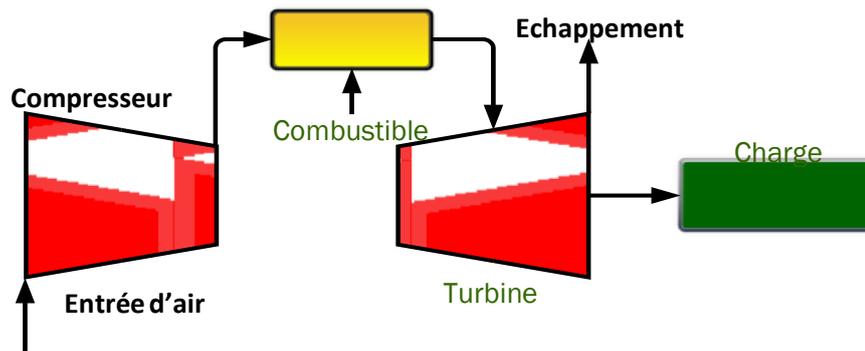


Figure. I. 4 : Schéma d'une TAG mono-arbre

**b. Turbine bi-arbre**

La turbine à gaz se compose de deux roues turbines indépendantes mécaniquement. La roue turbine HP entraîne le rotor du compresseur axial et les accessoires, tandis que la roue BP deuxième étage sert à entraîner l'organe récepteur.

Le but des roues turbines non reliés est de permettre aux deux roues de fonctionner à des vitesses différentes pour satisfaire aux exigences de charge variable de l'organe récepteur. La figure ci-dessous illustre Schéma d'une turbine à gaz bi-arbre.

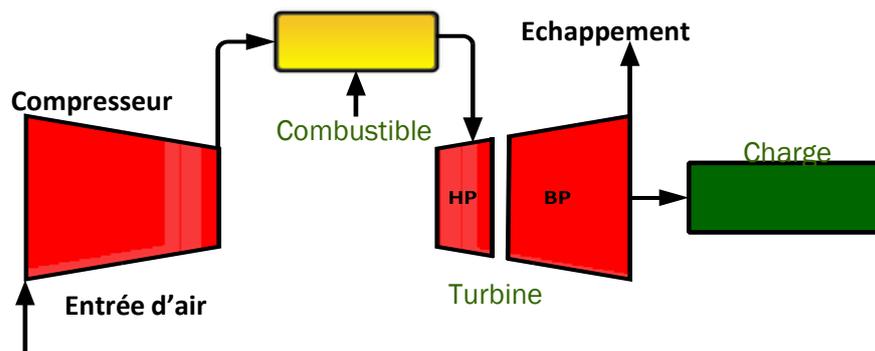


Figure. I. 5 : Schéma d'une turbine à gaz bi-arbre

### I .5.2. Selon mode de travail

On distingue deux types de turbine :

- **Turbine à action :**

Où l'énergie thermique est transformée complètement en énergie cinétique dans la directrice. L'évolution des gaz dans la roue se fait sans variation de pression statique.

- **Turbine à réaction :**

Une partie de l'énergie thermique est transformée dans la roue en énergie cinétique et mécanique. L'évolution des gaz dans la roue se fait avec variation de la pression statique.

### I .5.3. Selon le mode de fonctionnement thermodynamique :

- **Turbine à gaz à cycle fermé :**

Dans laquelle le même fluide est repris après chaque cycle.

- **Turbine à gaz à cycle ouvert :**

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

- **Turbine à cycle simple :**

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

- **Turbine à cycle régénéré :**

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

## I .6 . Les différentes Centrales électrique

### I .6.1 : Centrale électrique à cycle simple

Les centrales électriques à cycle simple figure (I.6), se composent d'une turbine à gaz et d'un générateur électrique. Elles sont faciles à installer et de les mettre en service.

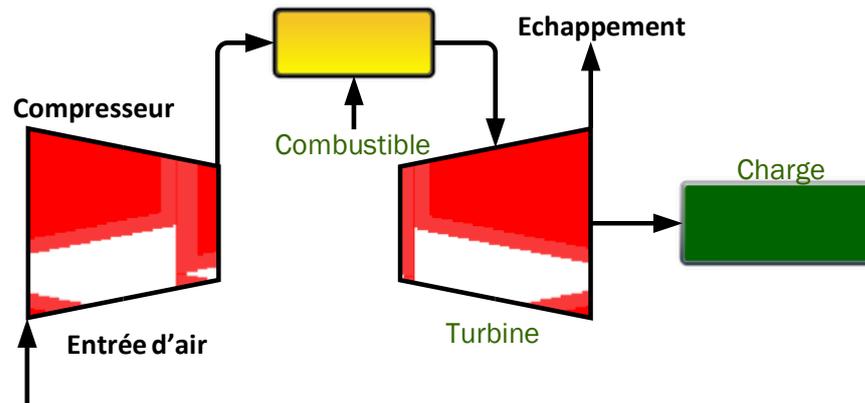


Figure. I.6 : Production d'électricité avec une TAG à cycle simple.

### I.6.2. Centrale électrique à cycle combinée

Les centrales électriques à cycle combiné, figure (I.7), utilise les gaz d'échappement de la Turbine à gaz pour produire de la vapeur dans une chaudière de récupération de chaleur.

La vapeur produite entraîne une turbine à vapeur, ce qui améliore l'efficacité de la centrale. Une unité à cycle combiné peut produire, à elle seule, environ 400 MW. Actuellement, ce sont les centrales électriques les plus efficaces.

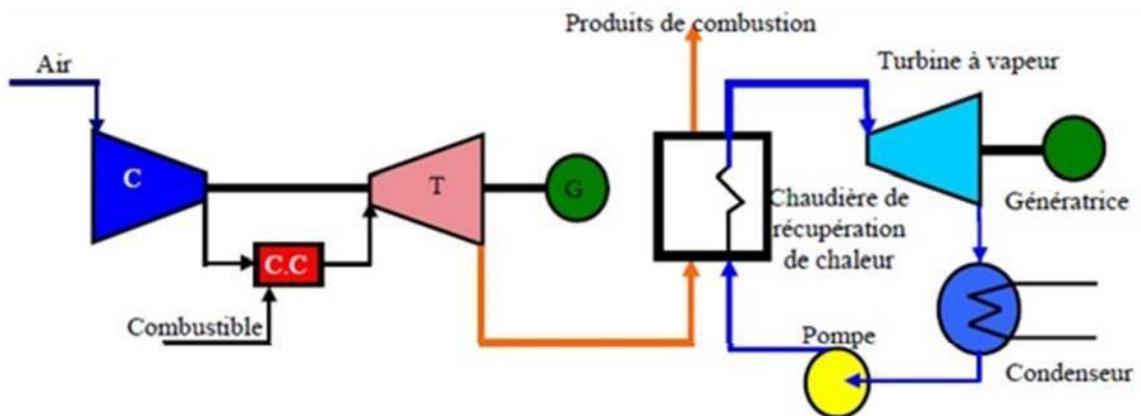


Figure. I. 7 : Production d'électricité avec un Centrale à cycle combiné.

### I.6.3. Centrale de cogénération

Une variante de la centrale à cycle combiné, est une installation qui comprend une turbine à gaz et une chaudière de récupération dont la vapeur peut également servir à un procédé industriel.

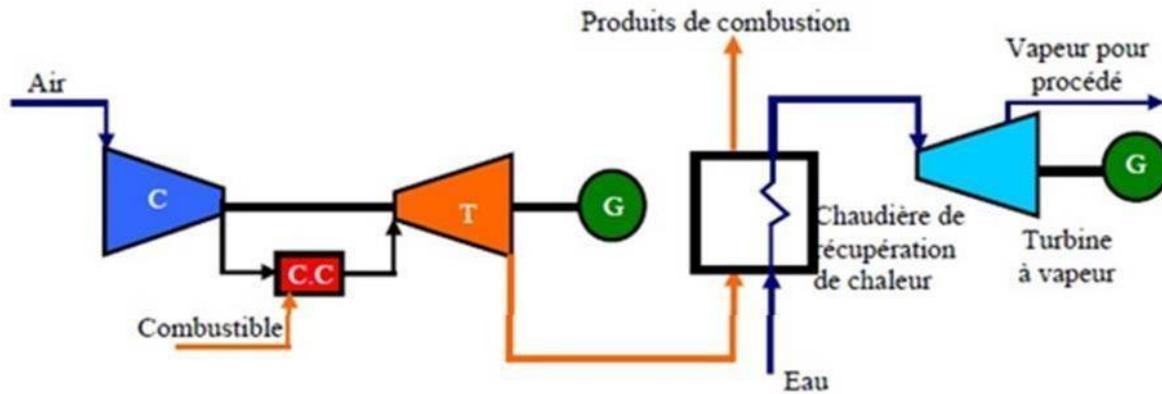


Figure. I.8 : production d'électricité avec cogénération

### I.7. Principe de fonctionnement

Une turbine à gaz fonctionne de la façon suivante :

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

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

### I.8. Domaines d'application

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

Ces appareils font l'objet d'un stage de formation. Ils sont destinés aux services industriels suivants :

- Transmission électrique, pour la production d'énergie électrique.
- Entraînement des compresseurs.
- Entraînement des pompes.
- Procédés industriels particuliers.

**I.9. Avantages et Inconvénients****a- Les avantages :**

- ✓ puissance massique et volumique très élevée du fait du fonctionnement continu.
- ✓ simplicité apparente de construction et équilibrage.
- ✓ pollution limitée en NOx du fait de l'excès d'air et de la température limitée,
- ✓ aptitude à la récupération de chaleur.
- ✓ longévité en marche stationnaire.
- ✓ aptitude potentielle à utiliser des combustibles variés et de moindre qualité.

**b -Les inconvénients :**

La turbine à gaz présente de sévères limitations dues aux contraintes techniques de sa réalisation. Ces principales limites sont les suivantes :

- ✓ taux de compression limité par le nombre d'étage de compression nécessaires.
- ✓ baisse importante de rendement des compresseurs centrifuges à un régime plus faible que le régime nominal.
- ✓ température de combustion limitée par la résistance mécanique de la turbine.
- ✓ chute importante du rendement à charge partielle en particulier pour les machines à simple arbre.
- ✓ coût d'usinage des aubages élevé notamment de la turbine.
- ✓ Inaptitude aux arrêts et démarrages fréquents et peu progressifs.

**Conclusion :**

Ce chapitre a cité l'idée et le premier brevet de la turbine à gaz au 18<sup>ème</sup> siècle et les généralités de cette machine.

Nous avons constaté qu'il y a plusieurs types des turbines à gaz, et leur utilisation différent selon leur principe de fonctionnement, et leur classification. Elles sont utilisées intensivement pour la production d'énergie électrique.

## **CHAPTER II :**

### **Présentation de la centrale Boufarik**

**II.1. Présentation de la Centrale TG BOUFARIK II :**

La Centrale de Production d'électricité BOUFARIK II est située à 4 km du chef-lieu de la daïra de Boufarik, et s'étend sur une superficie de 15 Ha.

La centrale est composée de 3 Groupes Turbo-Alternateurs totalisant une puissance Installée de 704,129 MW,

Réalisée dans le cadre du programme d'urgence 2014 (PCU) destinée à :

Faire face à la demande d'énergie résultant de l'implantation dans la Région de divers aménagements industriels, agricoles et domestiques, notamment en périodes de pointes (été/hiver) :

- Assurer la sécurité de l'alimentation en énergie électrique des réseaux ;
- Assurer un appoint au réseau national interconnecté.

La centrale de BOUFARIK II est reliée au Centre Monitoring de SPE depuis avril 2018



Figure. II. 1 : vue dessus de la Centrale électrique.

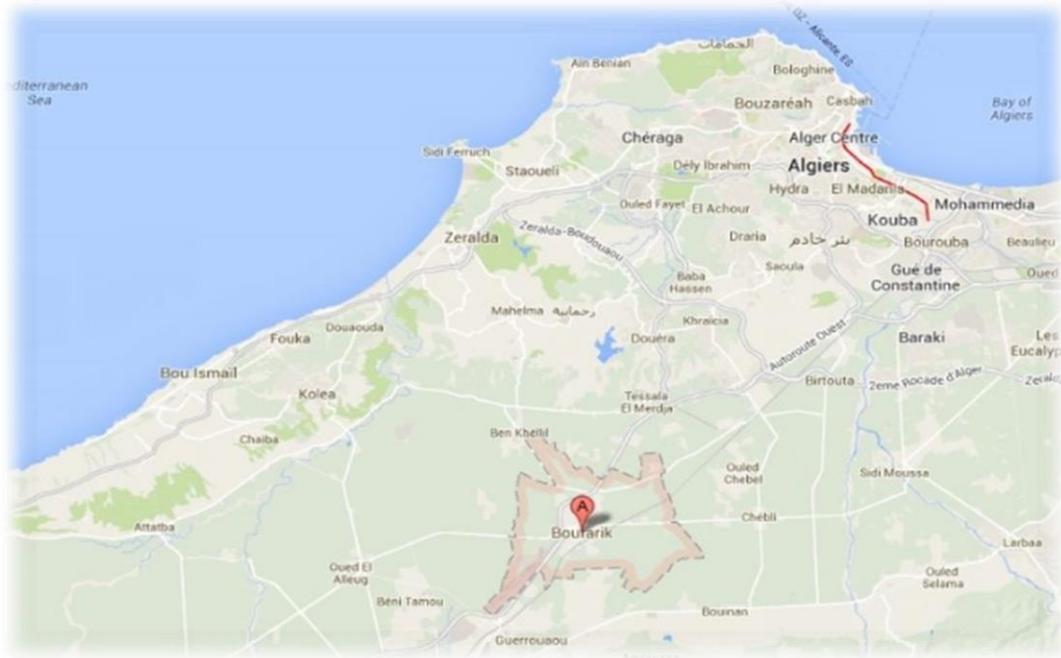


Figure. II .2 : Implantation géographique.



Figure. II. 3 : Vision aérienne de la centrale électrique de Boufarik.

**II.2. Fiche Technique de la Centrale :**

<b>Contrat</b>	N°02013/19/KDM-51/SPE/2013
<b>Localisation</b>	BOUFARIK wilaya de BLIDA
<b>Superficiedusite</b>	15 hectares
<b>Typedecentrale</b>	Cycle ouvert - Turbines à gaz
<b>Nombredesgroupes</b>	03 – GE type 9FA
<b>Puissance</b>	704,129 MW marche en gaz en BU et aux conditions site
<b>Tensiond'évacuation</b>	220 KV
<b>Combustibleutilisé</b>	Gaz Naturel
<b>Combustibledesecours</b>	Gasoil
<b>Datedemiseenvigueur</b>	20 Octobre 2013
<b>Délaisglobalcontractuel</b>	14 mois

**II.3. Turbo-Alternateurs et systèmes BOP :**

La centrale TG et ses annexes s'étalent sur une superficie totale de 150 000 m<sup>2</sup> répartie comme suit :

**II.3.1. Turbo-Alternateurs :**

Constructeur GE frame 9FA.03

- a. Turbocompresseur : NS : 299371 GTG1, 299372 GTG2, 299373 GTG3
- b. Alternateur : Type 324 LU



Figure. II .4 : Turboalternateurs et systèmes BOP

### II.3.2. Installations BOP :

- Les Transformateurs ;
- Poste gaz;
- Système fuel liquide
- Station air comprimé;
- Système anti-incendie;
- Station traitement des eaux;
- Bâtiment électriques;
- Bâtiment de contrôle et commande ;
- Groupes électrogènes de secours; ➤ Poste d'évacuation 220 KV.

### II.4. Systèmes commissionnés :

#### II.4.1. Partie Mécanique :

- systèmes air et échappement GT1, 2 et 3
- système de chauffage et ventilation GT1, 2 et 3
- système huile de lubrification, Huile hydraulique & Huile de Tripe GT-1, 2 et 3
- Système d'étanchéités GT-1, 2 et 3
- système air d'admission et gaz d'échappement GT-1, 2 et 3
- Système Turbine à combustion GT-1, 2, et 3
- Système Eau de lavages GT-1, 2, et 3
- Système conditionnement de gaz GT-1, 2, et 3
- Système lutte contre incendie par CO2 (TOMCO) GT-1, 2, et 3
- Les groupes électrogènes

- Système N2
- Circuit d'eau de refroidissement fermé (CCW)
- Système eau de Potable
- Système eau de service
- Système protection contre incendie par Eau (SANCO)
- Système air comprimé
- Poste gaz

**II.4.2. Partie électrique :**

- systèmes transformateur principale et auxiliaire GT1, 2 et 3 • système MT/BT BOP
- Système MT/BT des groupes
- Système Eau de lavages GT-1, 2, et 3
- Système préchauffage électrique GAZ
- Système lutte contre incendie BOP
- Les groupes électrogènes
- Circuit d'eau de refroidissement fermé (CCW)
- Système eau de Potable
- Système eau de service
- Système air comprimé

**II.4.3. Partie instrumentation :**

- Système DCS
- Système de contrôle commande des turbines à gaz (MARK VI6es)
- système de chauffage et ventilation GT1, 2 et 3
- système huile de lubrification, Huile hydraulique & Huile de Tripe GT-1, 2 et 3
- Système d'étanchéités GT-1, 2 et 3
- système air d'admission et gaz d'échappement GT-1, 2 et 3
- Système Eau de lavages GT-1, 2, et 3
- Système conditionnement de gaz GT-1, 2, et 3
- Système lutte contre incendie par CO2 (TOMCO) GT-1, 2, et 3
- Les groupes électrogènes (locale contrôle commande)
- Système N2

- Circuit d'eau de refroidissement fermé (CCW)
- Système eau de Potable
- Système eau de service
- Système protection contre incendie par Eau (SANCO)
- Système air comprimé
- Poste gaz (réchauffeur WBH, locale contrôle commande et mesure)
- Système HVAC
- Système téléphonie et appel personnel

## **CHAPITER III :**

### **Procédure des essais mensuels de puissance et de la consommation spécifique**

**III.1. Introduction :**

- Le présent document représente un guide pratique pour réaliser les essais de performance mensuels pour chaque groupe de la centrale de Boufarik conformément aux normes et guides techniques en vigueur.
- La centrale de Boufarik est une centrale TG cycle simple construite par GAMA, entrée en service en 2016 Composée de trois groupes comportant des machines turbine à gaz GENERAL ELECTRIC modèle 9FA.
- La puissance totale installée est de 704,129 MW aux conditions site.

**Objet :**

- Cette procédure décrit les méthodes employées pour réaliser les essais de performance, et ce par mesure des paramètres fonctionnels pour déterminer la puissance nette et la consommation spécifique nette de chaque groupe les corrigées par la suite aux conditions de références et aux conditions site.
- Ces essais sont réalisés mensuellement afin de suivre en permanence l'évolution de la puissance et de la consommation spécifique des groupes.

**Documents de références :**

Les normes et guides techniques appliqués pour cette procédure sont énumérés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 1 : Les normes et guides techniques appliqués

N°	Réf / norme	Désignation
01	ISO 2314 – 2009	Turbines à gaz — Essais de réception
02	ASME PTC22-2005	Performance test code
03	AGA REPORT-3	Orifice metering of Natural gas other related hydrocarbon fluids "part 1 general equations and uncertainty guidelines
04	AGA 8 print 2003	Compressibility factors of Natural gas and other related hydrocarbon gases
05	ISO 6976	Gaz naturel _ calcul du pouvoir calorifique, de la masse volumique, la densité relative et de l'indice de Wobbe à partir de la composition de gaz.
06	ISO 10715	Gaz naturel — Lignes directrices pour l'échantillonnage
07	NF EN ISO 5167-2	Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils déprimons insérés dans des conduites en charge de section circulaire Partie 2 : Diaphragmes
08	Procédure de constructeur	GE GT-9F.04 Gas Turbine Generator Thermal Performance Uprate Test Procedure, Sonelgaz - Boufarik, Algeria

**III.2. Conditions de référence de la garantie :**

Les conditions de référence sont celles du contrat de garantie pour la centrale de Boufarik-2, indiquées au

Tableau 2 : Conditions de référence de la garantie

<b>Paramètre</b>	<b>Base</b>
Température ambiante (°C)	35
Humidité relative (%)	75
Pression atmosphérique (bars)	1,011
Fréquence (Hz)	50
Facteur de puissance	0.85
Perte de pression à l'admission mmH2O	74,93
Perte de pression à l'échappement mmH2O	139,70
Température de gaz limite contractuelle (°C)	62
Chute de pression d'admission (In_H2O)	2.95
Chute de pression d'échappement de base aux conditions ISO (In_H2O)	5.5

**III.3. Instruments utilisés :**

Pour réaliser les essais de puissance et de CSP mensuels les instruments fixes de la centrale, sont utilisés, ces derniers sont étalonnés périodiquement conformément au tableau N° 3 :

Tableau 3 : Liste des instruments utilisés

<b>Grandeurs mesurées</b>	<b>Appareil/Instrument</b>	<b>Observation</b>
Énergie électrique	Compteurs d'énergie électrique	/
Température ambiante	Transmetteur de température de la centrale	/
Humidité relative	Transmetteur d'Humidité de la centrale	/
Pression barométrique	Transmetteur de Pression atmosphérique de la centrale	/
Débit de gaz	Débitmètre CORIOLIS	Le débitmètre Coriolis utilisé suite au défaut de communication de débitmètre a diaphragme (manchette)

**III.4. Préparatifs des essais :**

Les essais mensuels de la puissance et de la consommation spécifiques nécessitent des préparations minutieuses, ils doivent être organisés et menés avec soin afin d’obtenir des résultats les plus exacts possible, le responsable des essais doit s’assurer que :

- L’essai sera réalisé sur un groupe TG propre et en bon état de fonctionnement
- Identifier les rôles des participants au processus de l’essai.
- S’assurer de l’étalonnage des instruments employés pour les essais.
- Utilisation des moyens de communication adéquats et bien synchronisé pour l’essai.
- L’essai est réaliser conformément un calendrier annuel arrêté la date prévue et confirmer après accord de la RPN.
- Un message est envoyé à la RPN pour confirmation de la date et l’heure de réalisation de l’essai.
- Une réponse de confirmation par message doit être parvenue de la RPN.

**III.5. Paramètres de Stabilité :**

Avant de démarrer le cycle de l'essai, une période de stabilité est observée d’au moins deux (2) heures après atteinte de charge de base, la stabilité est atteinte lorsque chaque observation d'une des conditions de fonctionnement ne s'écarte pas de la moyenne des mesures plus que l'écart indiqué dans le ‘tableau 4’.

Tableau 4 : Paramètres d'essai en termes de stabilité

<b>Paramètre</b>	<b>Écart admissible par rapport à la moyenne</b>
Température ambiante	+ 2.0 °C
Pression atmosphérique	+ 0.5 %
Pression d'alimentation de combustible gazeux	+ 1.0 %
Température 'alimentation de combustible gazeux ou liquide	+ 3.0 °C
Pression absolue d'échappement de gaz Combustible	+ 1.0 %
Puissance fournie	+ 1.0 %
Facteur de puissance	+ 2 %
Température d'échappement turbine	+ 2 °C
Vitesse de la turbine	+ 1.0 %

Avant et durant chaque cycle d’essai, les températures d'espace inter-roues de la turbine à gaz feront l’objet d’une surveillance individuelle afin de s’assurer du bon équilibre thermique. La turbine à gaz sera considérée en état d’équilibre thermique lorsque chaque température d'espace inter-roues de la turbine fluctue au maximum de 2.8 °C sur une période de quinze (15) minutes.

**III.6. Méthode d'exécution des essais :**

Les essais seront exécutés conformément aux orientations des normes, guides techniques et procédures du constructeur

Durée de l'essai :

- La durée du cycle de deux essais est de 60 minutes (la durée d'un essai est de 30 minutes) ;
- L'essai sera débuté après atteinte des paramètres de stabilité ;
- Les données manuelles sont requises avec un intervalle de 10 minutes.

Prélèvement des paramètres de fonctionnement : Les paramètres de fonctionnement tel que :

- Les puissances actives ;
- Les courants de l'alternateur ;
- Les tensions de l'alternateur ;
- Le facteur de puissance ;
- L'angle d'ouverture IGV ;
- Les courants de soutirage ;
- Les températures entrée et sortie compresseur ;
- Les pressions entrée et sortie compresseur ;
- Les températures d'entrée turbine ; ▪ Les températures d'échappement.

Sont prises à partir de la salle de commande pendant toute la durée de l'essai avec un intervalle de temps de 10 minutes conformément à l'enregistrement (EN-005-01).

Un TREND (Historique des données HMI) est lancé du début à la fin de l'essai.

**III.7. Mesure de la puissance électrique :**

- Le dosage de la puissance électrique est effectué par des relevés de l'énergie par comptage électrique.
- Le prélèvement des indexes de l'énergie active sont déterminés à partir des compteurs d'énergie installés au niveau de l'armoire GPP de la salle de commande de la TG, des prises de photo des compteurs de l'énergie électrique à l'heure, la minute et la seconde précises de début et de la fin de l'essai pour :
  - Le compteur BA (Bornes Alternateur) ;
  - Le compteur TA (Bornes Auxiliaires).
- Les valeurs des indexes d'énergie électrique recueillies sont enregistrées et transcrites sur la feuille de relevé conformément à l'enregistrement (EN-005-02).

**III.8. Analyse de gaz :**

- Les paramètres du combustible gazeux sont :
  - Le débit de gaz
  - Le pouvoir calorifique
  - La composition ;
  - La température du gaz ; ➤ La pression du gaz.
- L'analyse de gaz est obtenue d'une façon automatique via le chromatographe de la centrale.

À défaut du chromatographe de la centrale, une analyse de gaz est effectuée systématiquement chaque six mois dans un laboratoire certifié pour la détermination des paramètres de gaz naturel à savoir :

- Les fractions molaires ;
- La masse molaire ;
- La densité ;
- La masse volumique ;
- Le facteur de compressibilité ;
- Le pouvoir calorifique supérieur ;
- Le pouvoir calorifique inférieur ;

Dans ce cas le calcul se fait par l'analyse gaz systématique de l'échantillons de la centrale

**III.9. Méthode de prélèvement de l'échantillon de gaz :**

- La bouteille doit être conforme aux normes de prélèvement de gaz :
  - Préparation nettoyage de la bouteille.
  - Monter la bouteille sur le raccord prévu pour la prise de l'échantillons de gaz.
  - Faire trois (3) rinçages de la bouteille à gaz.
  - Laisser la bouteille se remplit pendant 30 à 60 secondes.
  - Fermer les robinets de remplissage.
  - Démontez la bouteille et bien serrer les bouchons.
  - Faire un test d'étanchéité en introduisant la bouteille dans l'eau.
  - Mettre l'étiquette en mentionnant : La date, l'heure, la pression de gaz, la température de gaz et le numéro de la TG.
  - Envoyer la bouteille au laboratoire approprié (certifier) pour analyse.

Les valeurs de l'analyse gaz sont recueillies et transcrites sur la feuilles de relevé, en se conformant à l'enregistrement (EN-005-03).

**III.10. Méthode de détermination du débit de gaz :**

Le débit de gaz est déterminé par un débitmètre à orifice déprimogène a défaut du débitmètre à orifice déprimogène la détermination du débit sera effectuée par le débitmètre CORIOLIS.



Figure. III.1 : débitmètre Coriolis

**Détermination du débit de gaz :**

$$W_G = 3600 \times \frac{C}{\sqrt{1 - \beta^4}} \times \varepsilon \times \frac{\pi}{4} \times d^2 \times \sqrt{2 \times \Delta p \times \rho_1}$$

- **WG** : Débit massique du combustible gazeux (kg/h)
- **C** : Coefficient de décharge.
- **β** : Rapport des diamètres de l'orifice sur le diamètre de la conduite (d/D).
- **ε** : Facteur d'expansion en amont.
- **Δp** : Pression différentielle.
- **ρ<sub>1</sub>** : masse volumique.

À défaut de détermination de débit par le débitmètre à diaphragme (orifice), la mesure de débit sera réalisée par le débitmètre Coriolis.

**III .11. Paramètres environnementaux :**

Les mesures des paramètres d'environnement à savoir :

- Les paramètres ambiants :
  - La température ambiante.
  - L'humidité relative.
  - La pression barométrique.

Ainsi que les rejets atmosphériques sont transcrits sur la feuille de relevé en se conformant à l'enregistrement (EN-005-04)

**III.12. Validation de l'essai :**

Les principales contraintes qui pourraient rendre l'essais non acceptable sont :

- Refus de charge du groupe TG, pour des raisons extérieures ou intérieures.
- Panne des instruments indispensables pour la réalisation de l'essai.
- Écarts des variables fonctionnels dépassant les tolérances spécifiées.
- La TG est utilisée pour des charges de pointe.

**▪ Évaluation des résultats :**

La méthode d'évaluation représente tous les calculs permettant de déterminer les performances thermiques de la turbine à gaz, et les corrigées aux conditions nominales.

**▪ Évaluation de la consommation spécifique brute de la turbine à gaz :**

La consommation spécifique brute de la TG est déterminée à partir du rapport de l'apport énergétique (consommation de chaleur) sur la puissance brute fournie mesurée de l'alternateur :

$$\text{CSP} = \frac{\text{CCH}}{P_{Gr}}$$

- **CSP** : La consommation spécifique brute de la TG (kJ/kWh).
- **CCH** : Taux de consommation de chaleur (kJ/h).
- **P<sub>Gr</sub>** : Puissance Nette Groupe TG (kW).

▪ **Taux de consommation de chaleur de la TG :**

Le taux de consommation de chaleur de la TG est déterminé à partir du débit mesuré du combustible multiplié par le pouvoir calorifique supérieur du combustible à pression constante (PCS), tel que déterminé par les analyses des échantillons du combustible donné par le résultat chromatographique du gaz :

$$CCH = W_{FG} \times PCS_P$$

-CCH : Taux de consommation de chaleur de la TG (kJ/h).

Où :

- $W_{FG}$  : Débit massique du combustible gazeux (kg/h) .
- $PCS_P$  : Pouvoir calorifique supérieur du combustible à pression constante (kJ/kg).

**III.13. Correction des résultats :**

Pour chacun des paramètres, un facteur de correction sera appliqué afin de tenir compte de la différence entre la valeur nominale et la valeur mesurée. Les facteurs de correction à appliquer pour chacune des conditions de fonctionnement de la turbine sont indiqués dans le tableau 5, les courbes de correction sont annexées en (Annexe A) ;  
Les courbes de correction ont été générées avec soin afin de modéliser les effets de covariance avec précision.

Tableau 5 : Paramètres à corriger et symboles de facteur de correction

<b>Paramètre d'influence</b>	<b>Puissance</b>	<b>Consommation</b>
Température d'admission compresseur	F1p	F1cs
Humidité relative d'admission compresseur	F2p	F2cs
Pression atmosphérique	F3p	F3cs
Vitesse de l'arbre	F4p	F4cs
Facteur de puissance de l'alternateur	F5p	F5cs
Nombre total d'heures d'allumage	F6p	F6cs
Chute de pression du circuit d'admission	F7p	F7cs
Contre-pression du circuit d'échappement	F8p	F8cs
Taux d'injection de vapeur	F9p	F9cs
Taux d'injection d'eau	F10p	F10cs
Composition du combustible	F11p	F11cs
Température d'alimentation du combustible	F12p	F12cs

**▪ Un tableau récapitulatif des résultats :**

Un tableau récapitulatif des résultats de l'essai comprenant :

1. La désignation du groupe dans l'unité ;
2. Le rédacteur du rapport ;
3. Les conditions de l'essai ;
4. La valeur de la puissance mesurée ;
5. La valeur de la puissance corrigée aux conditions site et aux conditions ISO ;
  
6. La valeur de la consommation spécifique mesurée ;
7. La valeur de la consommation spécifique corrigée aux conditions site et aux conditions ISO ;
8. Humidité relative
9. Température ambiante
10. Pression barométrique
11. Observation
12. Ce document doit être signé et approuvé par :
  - 12.1 Le Chef de Service contrôle et essais ;
  - 12.2 Le Chef de division production ;
  - 12.3 Le Directeur de l'Unité.

**▪ Résultats de l'analyse chromatographique :**

Une table contenant l'analyse chromatographique du gaz employé pour les calculs :

1. Composition.
2. La masse molaire.
3. La densité.
4. La masse volumique.
5. Le pouvoir calorifique supérieur.
6. Le pouvoir calorifique inférieur.
7. Le facteur de compressibilité.

**▪ Résultats bruts des essais :**

Les résultats bruts pour chaque groupe, renseignent les paramètres mesurés suivant :

- Les puissances brutes mesurées BA, BU ;
- Le débit volumique du gaz ;
- Le pouvoir calorifique supérieur ;
- La consommation spécifique corrigée aux conditions ISO ;
  1. La consommation spécifique corrigée aux conditions ISO dernier essai ;
  2. Ecart CSP valeur corrigée ;
  3. Consommation spécifique (Objectif);
  4. Ecart CSP (Objectif).

**III.14. Les corrections :****▪ Les corrections par rapport aux conditions site :**

Une table des coefficients de correction de la puissance et de la consommation spécifique par rapport aux conditions de fonctionnement site.

**▪ Les corrections par rapport aux conditions ISO :**

Une table des coefficients de correction de la puissance et de la consommation spécifique par rapport aux conditions de fonctionnement ISO.

**▪ Paramètres de calcul de débit de gaz :**

Les résultats bruts pour chaque groupe, renseignent les paramètres mesurés suivants :

- La pression statique du gaz.
- La différence de pression de gaz.
- La température de gaz.
- Le diamètre de la conduite.
- Le diamètre de l'orifice (diaphragme).

**CHAPITER IV :**  
**Résultat des essais de performance**  
**(objet et essais)**

**IV.1 Définition :**

Les essais de performance des groupes de production d'énergie électrique sont effectués dans les cas suivant :

1. Conclure un contrat d'acquisition Vérifier périodiquement l'évolution des performances du groupe de production dans le cadre de la maintenance conditionnelle Rénovation d'un groupe de production
2. Les garanties pour lesquelles les essais de performance doivent se conformer sont :
  - Test de puissance électrique.
  - Test de la consommation spécifique au combustible Emissions sonores.
  - Emissions atmosphériques (gaz d'échappement).
3. Les contrôles des performances d'une installation de production permettent de s'assurer que Celles-ci sont conformes aux prescriptions réglementaires et contractuelles. Tout écart par rapport aux spécifications peut conduire à affecter la sureté du système électrique et/ou la sécurité des personnes et des biens.

L'objet de cette formation est de présenter les contrôles types auxquels doit être soumise une installation de production d'électricité raccordée à un réseau de distribution d'électricité géré par SONELGAZ

**IV.2 Production de l'énergie électrique par turbine à gaz :**

La production de l'énergie électrique en Algérie est réalisée par plusieurs procédés qui utilise soit :

- L'énergie renouvelable (photovoltaïque, concentrateur, éolienne).
- L'énergie conventionnelle (le gaz naturel), il existe pour ça le central cycle simple (TG ou TV), et cycles combinés.

Une TG (Turbine Gaz) est l'élément essentiel dans les centrales de production cycle simple peut être associée à une TV (Turbine Vapeur) pour les centraux cycles combiné, son rôle est la conversion de l'énergie thermique du gaz en une énergie mécanique qui sera transformée en une énergie électrique via un alternateur.

**IV.3 Objectif des essais de performance :**

Machines après réception et ce conformément aux engagements du constructeur.

Principalement :

**IV.3.1 La puissance électriques, et ce par la mesure de :**

- Puissance active et réactive
- Energie active et réactive
- Facteur de puissance
- Fréquence électrique
- Tension électrique
- Courant électrique

**IV.3.2 Consommation spécifique. Et ce par la mesure de :**

- Température.
  - Pression.
  - Humidité relative.
  - Débit du fluide combustible.
  - Composition du combustible.
1. Emissions sonores :
    - Mesure du niveau sonore au niveau des principales sources de bruit.
  2. Emissions atmosphériques (gaz d'échappement) principalement :
    - NOX.
    - CO.

**IV.4 L'aspect normatif des essais de performance :**

Les Essais de performance sont cadrés par des normes et des guides techniques qui peuvent servir de base de mise en oeuvre de ces essais et l'établissement des rapports, les procédures des essais de performance données par les constructeurs sont tenues de se conformer aux normes, les principales normes applicables en ce domaine.

**IV.4.1 Les normes relatives aux essais :**

- ISO 2314-2010 ; Turbines à gaz — Essais de réception.
- ASME PTC 22; Performance Test Code on Gas Turbines.
- PTC46; Performance Test Code Overall Plant Performance.
- AGA 8; Computing Thermal Properties of Natural Gas.

**IV.4.2 Les normes relatives aux gaz de combustion**

- ISO 6976, Gaz naturel — Calcul du pouvoir calorifique, de la masse volumique, de la densité relative et de l'indice de Wobbe à partir de la composition

**IV.4.3 Les normes relatives au débit de fluide**

- ISO 5167 (toutes les parties), Mesure de débit des fluides au moyen d'appareils déprimogènes insérés dans des conduites en charge de section circulaire
- AGA 3; ORIFICE METERING OF NATURAL GAS

**IV.5 Mesure de débit par différence de pression ISO 5167 :**

Cette méthode dite à orifice déprimogène est la plus couramment employée dans l'industrie. Son principe consiste en la mesure d'une pression différentielle créée par un organe déprimogène dit 'élément primaire' :

- Diaphragme.
  - Tube de venturi.
  - Tuyère.
- Diaphragme : Plaque mince percée d'un orifice circulaire dont le centre coïncide avec l'axe de la conduite. On mesure la différence de pression entre les deux faces.
  - La tuyère est un diaphragme profilé de manière à mouler au mieux la veine fluide dans sa contraction. La section la plus étroite, appelée col, est prolongé par une partie cylindrique au-delà de laquelle les filets fluides ne sont plus guidés. On mesure la différence de pression entre l'amont et le col.
  - La venturi est formé par deux troncs de cône réunis par leur petite base. Cet ensemble constitue un étranglement dans la partie la plus étroite également col, la vitesse est plus grande et par conséquent la pression est plus faible. On mesure la différence entre l'entrée et le col (ou parfois entre la sortie et le col).
  - Le venturi-tuyère est une tuyère prolongée par un divergent dont la section augmente progressivement pour devenir égale à celle de la conduite. Le divergent est parfois interrompu prématurément, donnant lieu à une augmentation brusque de la section. C'est le venturi -tuyère court ou tronqué. Lorsque le divergent est complet le venturi-tuyère est long non tronqué. Dans l'un et l'autre type on mesure la différence de pression entre l'amont et le col.

- Fluide parfait.
- Fluide réel.
- Écoulement laminaire.
- Écoulement turbulent.
- Nombre de Reynolds.
- 

$$Re = \frac{\text{vitesse} \times \text{diamètre}}{\text{viscosité cinématique}}$$

Re >2000 Écoulement turbulent

Re <2000 Écoulement laminaire

**IV.6 Caractéristiques du gaz naturel :**

Calcul des caractéristiques des composants du gaz naturel à partir de l'ISO 6976 AGA NX 19 (American Gas Association) AGA 8.

**La masse molaire :**

$$M = \sum_{i=1}^n X_i \times M_i$$

**X<sub>i</sub>** : fraction molaire du constituant i du gaz (analyse chromatographique).

**M<sub>i</sub>** : masse molaire du constituant i du gaz

**1. Le facteur de compressibilité :**

Z aux conditions P et T

$$Z = \frac{Z_0}{F_{pv}^2}$$

$$z = \sum_{i=1}^i Z_{0i} \times X_i$$

**2. Chaleur spécifique :**

$$C_p = \sum_{i=1}^n F_{pi} * C_{pi}$$

F<sub>pi</sub> = fraction en poids de chaque composant du gaz naturel

C<sub>pi</sub> = chaleur spécifique de chaque composant du gaz naturel

Viscosité du gaz naturel = **valeur fixe à 1,17 10<sup>-5</sup> Kg/m.s**

**3. Nombre de Reynolds = par itération 106**

**Notions de paramètres :**

**Électriques Tension électrique :**

C'est la différence de potentiel entre deux points symbolisés en « U » son unité de mesure est le Volt (V).

**Courant électrique :**

Indique la quantité de courant, son symbole « I », son unité de mesure est l'Ampère (A).

**Puissance :**

C'est le produit de la tension par le courant, elle comme symbole « P », son unité de mesure est le Watt (W)

**Energie électrique :**

C'est le rapport de la puissance par le temps, symbolisée par (E), son unité (Wh).

**Fréquence :**

Correspond au nombre d'oscillation des ondes périodique par unité de temps, son symbole « F » son unité est le Hertz (Hz).

**Facteur de puissance :**

Dans les circuits alternatif, il représente le déphasage entre le courant est la tension, son symbole « FP», calculé par le cosinus du rapport de la puissance active sur la puissance apparente.

L'objectif est de déterminer à travers des mesures précises, puis des calculs élaboré les valeurs de la puissance électrique corrigée de la centrale afin de la comparée à la puissance donnée par le constructeur

Les Turbine à Gaz représente la grande partie des procédés de production d'énergie électrique en raison de leurs rendements et leur fiabilité pour une disponibilité d'énergie sur tout dans les périodes de pointe.

**IV.7 Les paramètres électriques :**

- **Puissances électriques**

$$NP=GP-GSU\_loss-[(CAB)]\_loss-AUX$$

NP= puissance nette

GP= puissance brute

GSU loss = portes transformatrices

CAB loss = portes cables

AUX = consommations auxiliaires

**IV.8 Cycle réversible de Brayton :**

La turbine a gaz génère de la puissance mécanique extraite d'un arbre. Cet arbre peut entrainer un alternateur qui converti l'énergie mécanique en énergie électrique

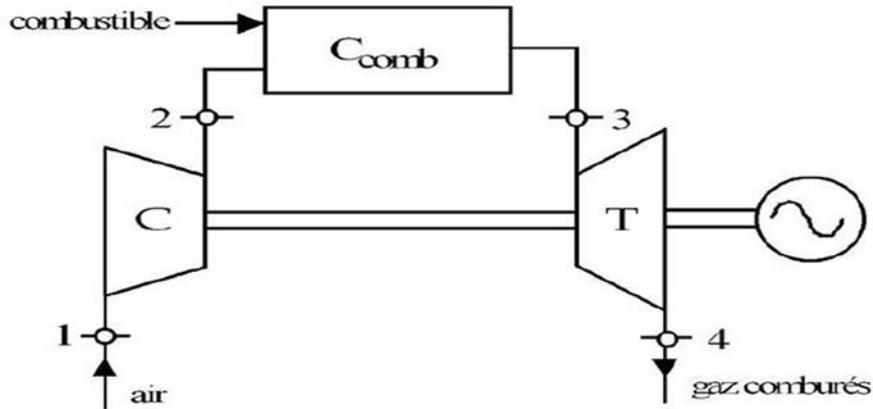


Figure IV.1 : Le cycle thermodynamique qui représente les transformations des turbines à gaz

L'étude du cycle thermodynamique correspondant au schéma est particulièrement facile, cette étude présente un grand intérêt pratique, car la plupart des turbines à gaz sont réalisées à base du cycle de Brayton.

La conversion de la chaleur dégagée de la combustion du carburant en énergie mécanique dans une turbine à gaz est réalisée suivant ce cycle.

Il est représenté dans un diagramme h-s comme indiqué dans la figure (III.1). Le cycle de Brayton ou Joule comme comporte deux processus isentropiques (adiabatiques et réversibles) et un processus isobare, les grandeurs principales qui fixent le cycle thermodynamique de turbine à gaz sont :

La température minimale  $T1$  (température ambiante dans le cas du cycle ouvert)

La température maximale  $T3$  du cycle fixé par la température maximale admissible en entrée de la turbine.

Le rapport de pression ou taux de compression :

$$r_c = \frac{p_1}{p_2}$$

On cherche à connaître les performances de l'installation en fonction des paramètres caractéristiques que sont :  $T1$ ,  $T3$ ,  $\tau_c$

Ce cycle thermique est composé de quatre processus :

- Aspiration et compression atmosphérique de l'air par le compresseur.
- Chauffe l'air dans la chambre de Combustion en brûlant le combustible y étant injecté.
- Détente adiabatique dans la turbine.
- Met les gaz d'échappement à l'air libre (refroidir l'air à pression constante jusqu'à son état initial).

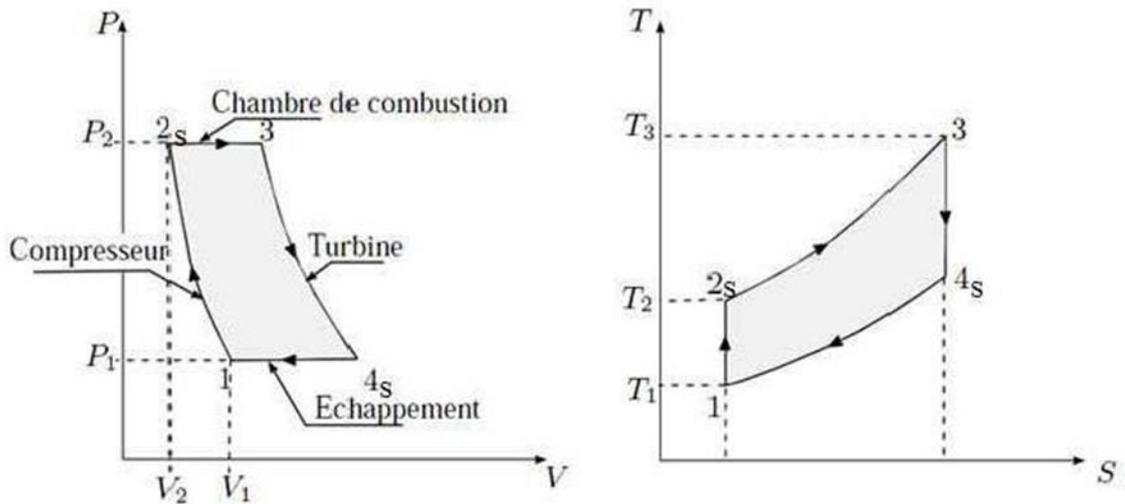


Figure IV.2 : Cycle thermodynamique de turbine à gaz.

Dans le cycle idéal de Joule les processus : la compression (1-2) et la détente (3-4) se produisent dans le compresseur et la turbine respectivement et sont supposés isentropiques.

La chaleur additionnée (2-3) dans l'échangeur de chaleur (chambre de combustion) et le rejet (4-1) se produisent à pression constante. Dans la figure (III.1) les gaz à la sortie de la turbine sont évacués dans l'atmosphère, donc le processus (4-1) ne se produit pas au sein de l'unité. D'autres hypothèses pour le cycle idéal de Joule sont comme suit :

- Les pertes de pression dans les échangeurs de chaleur et les passages reliant les équipements sont négligeables.
- Le fluide de fonctionnement est un gaz parfait.

Le cycle idéal de Joule dans les diagrammes p-v et T-s est montré sur les figures respectivement.

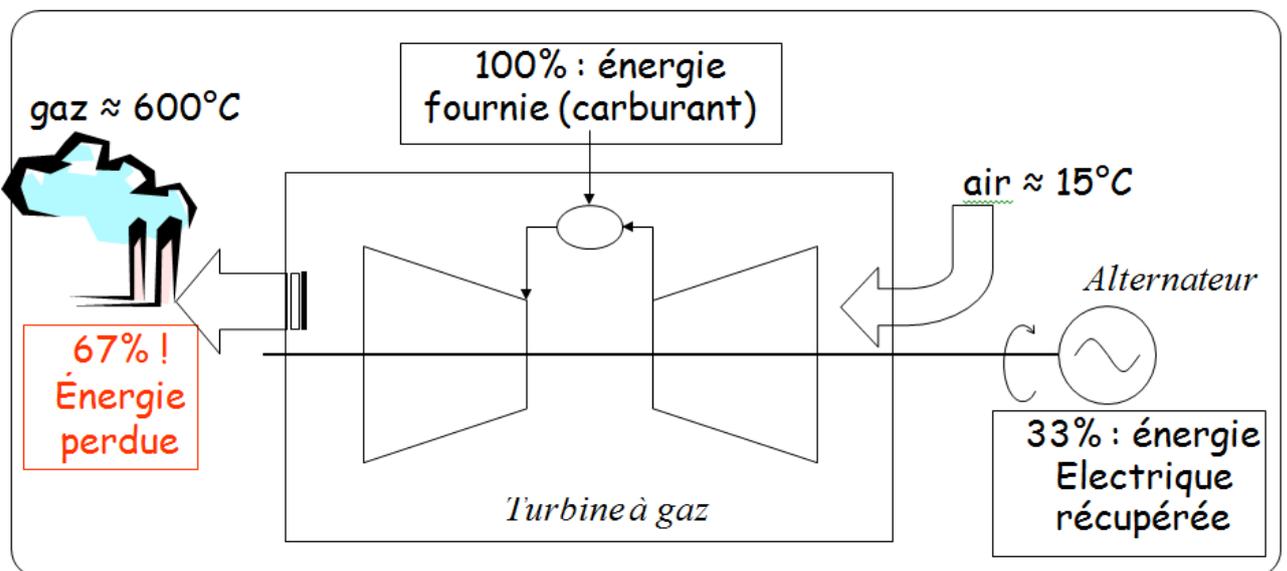


Figure IV.3 : Cycle simple de turbine à gaz.

IV.9 Les courbes des corrections :

1. Effet de la température Intel du compresseur sur la pression d'échappement des cycles simples :

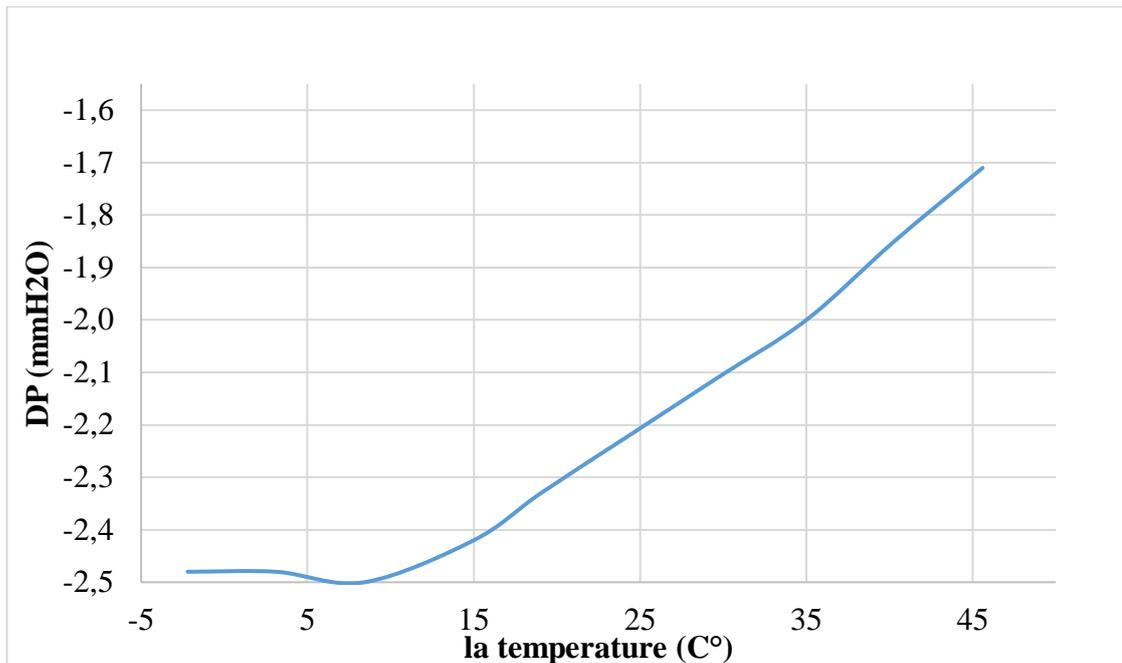


Figure IV.4 : DP en fonction de la température Intel du compresseur

La température Intel du compresseur C°	La échappement DP mmH2O
-2,20	1,02446
3,11	1,02446
8,42	1,02446
15,00	1,00000
19,04	0,97275
24,36	0,93756
29,67	0,91465
35,00	0,89550
40,29	0,83575
45,60	0,77164

2. Effet de la température Intel du compresseur sur la sortie :

La température Intel du compresseur C°	La échappement DP mmH2O
-2,20	-2,43
3,11	-2,43
8,42	-2,45
15,00	-2,37
19,04	-2,28
24,36	-2,17
29,67	-2,06
35,00	-1,95
40,29	-1,80
45,60	-1,66

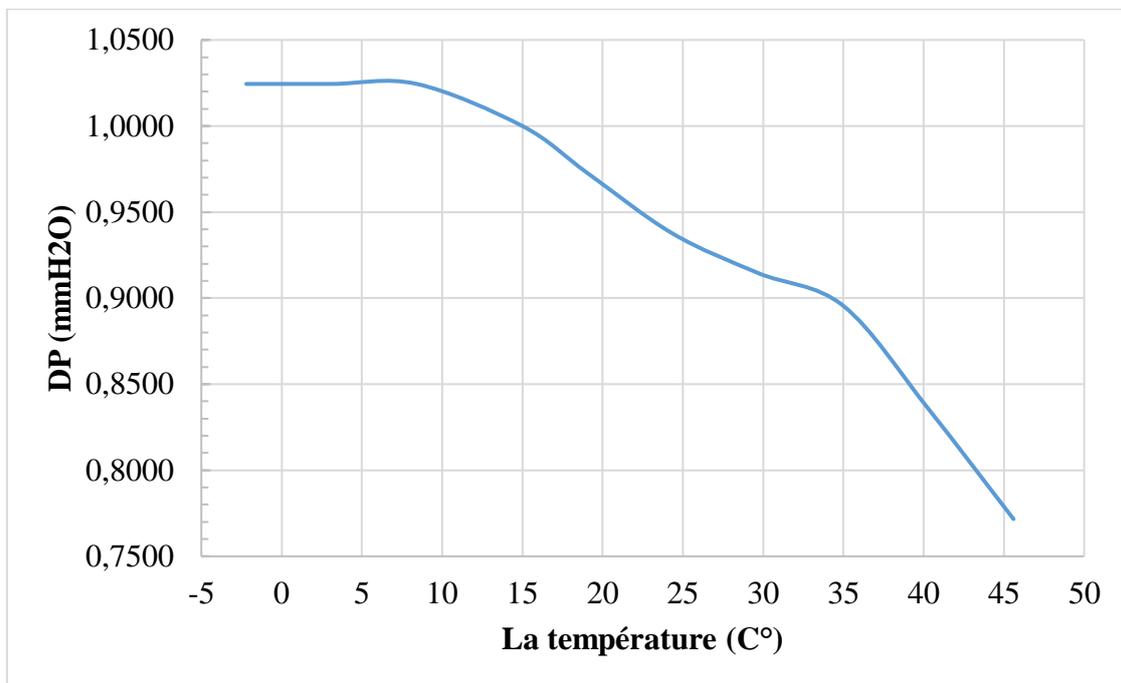


Figure IV.5 : DP en fonction de la température Intel du compresseur sur la sortie

3. Effet de la température Intel du compresseur sur Le taux de chaleur :

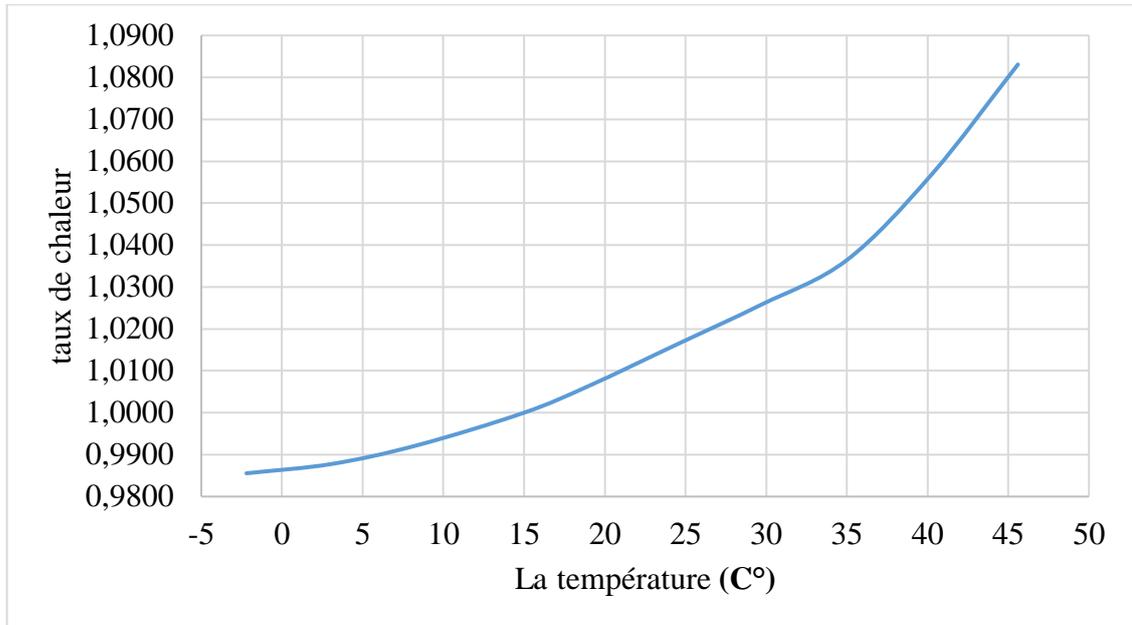


Figure IV.6 : Rapport de taux de chaleur en fonction de la température Intel du compresseur sur la sortie

Température Intel du compresseur C°	Rapport de taux de chaleur
-2,20	0,98555
3,11	0,98779
8,42	0,99228
15,00	1,00000
19,04	1,00644
24,36	1,01609
29,67	1,02571
35,00	1,03641
40,29	1,05699
45,60	1,08307

**4. Effet de l’humidité relative sur la sortie à différentes températures d’entrée du compresseur :**

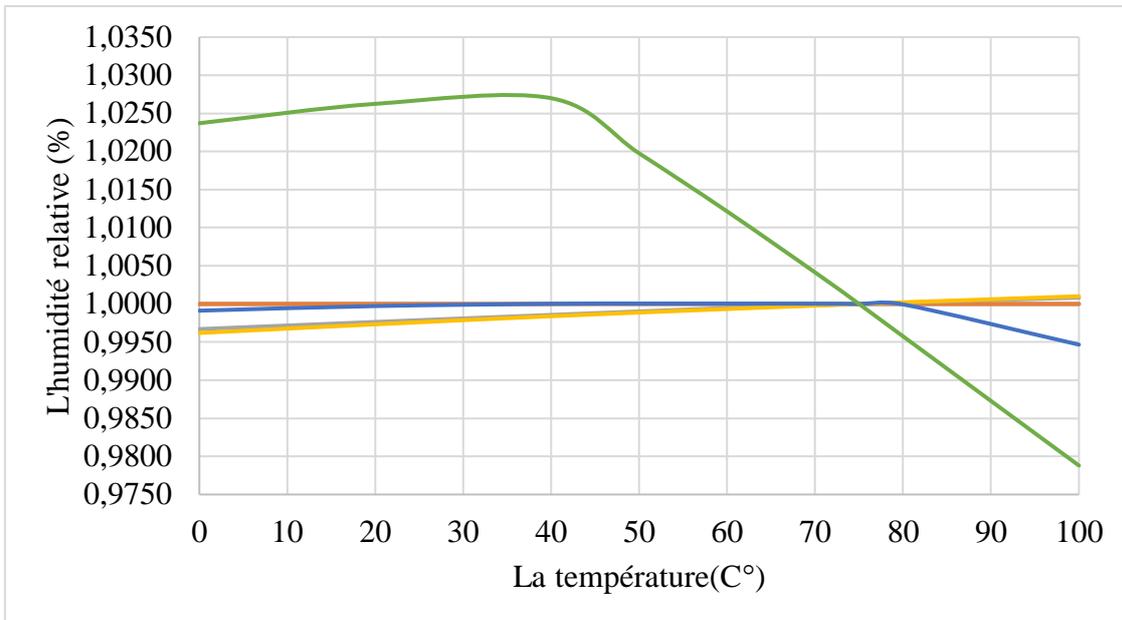


Figure IV.7 : l’humidité relative en fonction de la température Intel du compresseur sur la sortie

L' humidité relative - %	T(C°)	-2,2	7,4	15,0	26,5	35,0	45,6
	0	1,00000	1,00000	0,99670	0,99619	0,99912	1,02371
	20	1,00000	1,00000	0,99764	0,99733	0,99972	1,02625
	40	1,00000	1,00000	0,99856	0,99839	1,00002	1,02699
	50	1,00000	1,00000	0,99902	0,99887	1,00005	1,01976
	60	1,00000	1,00000	0,99946	0,99934	1,00004	1,01214
	70	1,00000	1,00000	0,99983	0,99978	1,00003	1,00414
	75,0	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
	80	1,00000	1,00000	1,00017	1,00021	0,99994	0,99575
100	1,00000	1,00000	1,00082	1,00101	0,99466	0,97880	

5. Effet de l’humidité relative sur le taux de chaleur à différentes températures d’entrée du compresseur :

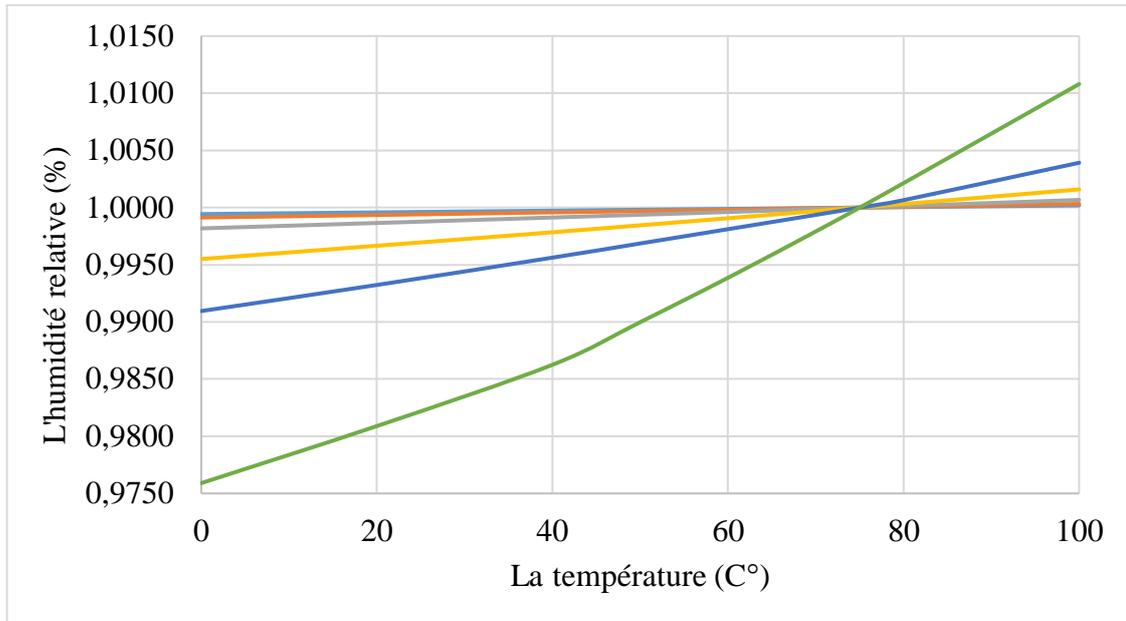


Figure IV.8 : l’humidité relative à différentes température Intel du compresseur sur la sortie

L' humidité relative - %	T(C°)	-2,2	7,4	15,0	26,5	35,0	45,6
	0	0,99943	0,99913	0,99818	0,99550	0,99095	0,97590
	20	0,99958	0,99935	0,99865	0,99666	0,99323	0,98089
	40	0,99973	0,99958	0,99913	0,99784	0,99562	0,98625
	50	0,99981	0,99969	0,99937	0,99845	0,99686	0,98998
	60	0,99988	0,99981	0,99961	0,99907	0,99811	0,99386
	70	0,99996	0,99994	0,99987	0,99969	0,99936	0,99791
	75	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
	80	1,00004	1,00006	1,00013	1,00031	1,00065	1,00214
100	1,00019	1,00032	1,00067	1,00159	1,00392	1,01080	

**6. Effet de la vitesse de l'arbre sur la sortie à différentes températures d'entrée du compresseur**

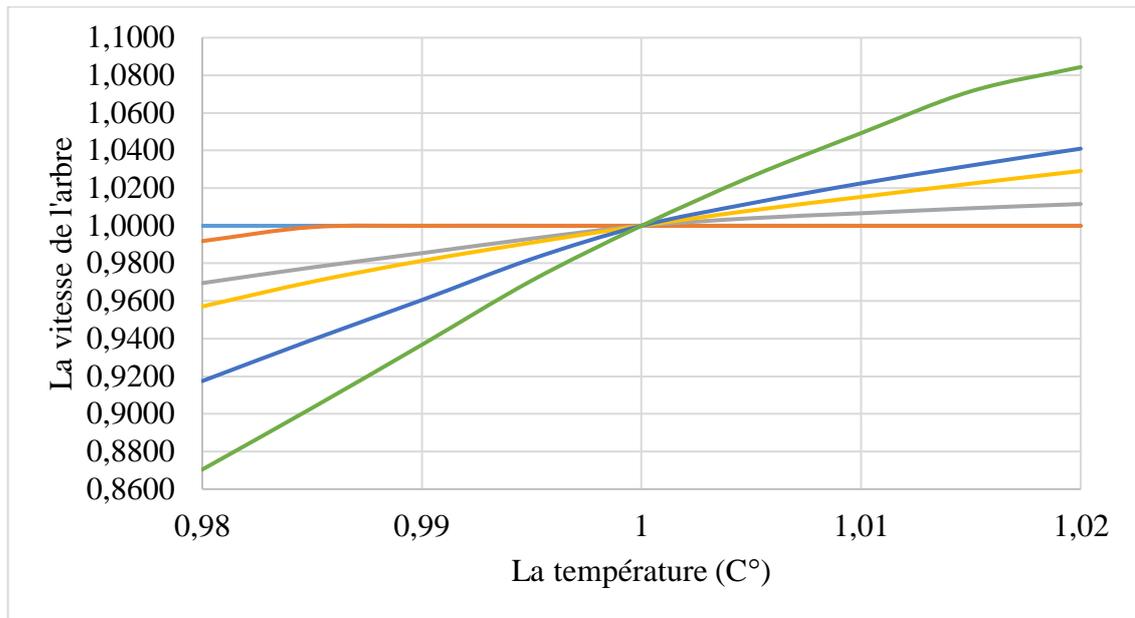


Figure IV.9 : la vitesse de l'arbre sur la sortie en fonction de températures d'entrée du compresseur

la vitesse de l' arbre	T(C°)	-2,2	7,4	15,0	26,5	35,0	45,6
	0,980	1,00000	0,99187	0,96953	0,95711	0,91744	0,87040
	0,985	1,00000	0,99930	0,97787	0,97025	0,93938	0,90314
	0,990	1,00000	1,00000	0,98546	0,98138	0,96052	0,93674
	0,995	1,00000	1,00000	0,99317	0,99103	0,98235	0,97086
	1,000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
	1,005	1,00000	1,00000	1,00402	1,00816	1,01198	1,02616
	1,010	1,00000	1,00000	1,00667	1,01536	1,02254	1,04926
	1,015	1,00000	1,00000	1,00934	1,02242	1,03204	1,07148
1,020	1,00000	1,00000	1,01157	1,02914	1,04100	1,08438	

**7. Effet de la vitesse de l'arbre sur le taux de chaleur à différentes températures d'entrée du compresseur**

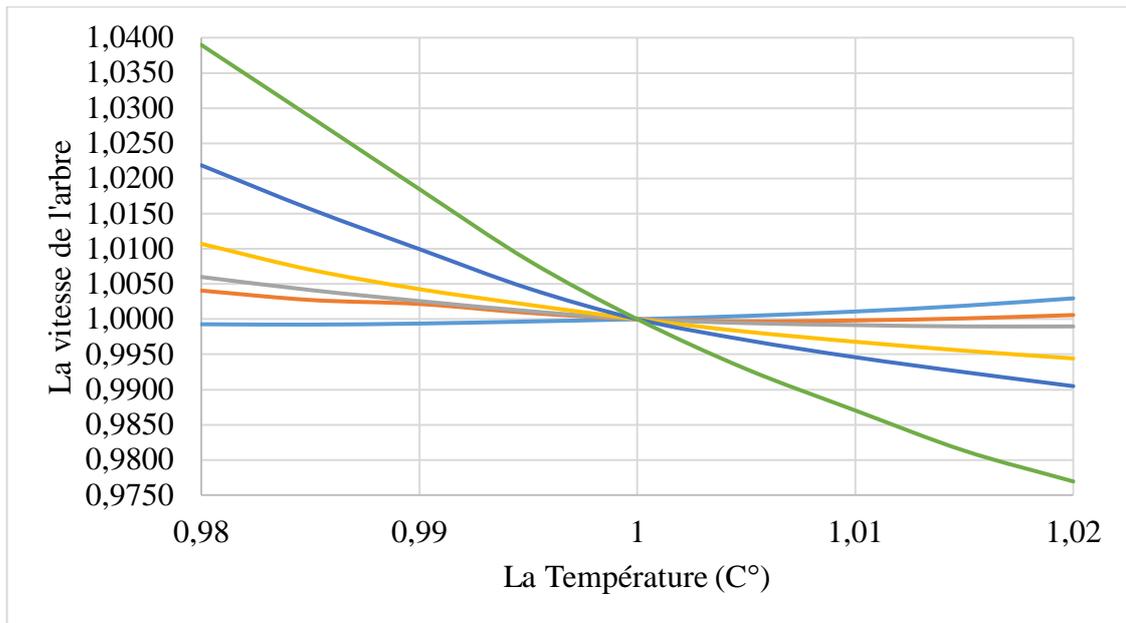


Figure IV.10 : la vitesse de l'arbre sur le taux de chaleur en fonction des températures d'entrée du compresseur

	T(C°)	-2,2	7,4	15,0	26,5	35,0	45,6
la vitesse de l' arbre	0,980	0,99928	1,00406	1,00600	1,01071	1,02187	1,03898
	0,985	0,99923	1,00273	1,00414	1,00703	1,01565	1,02876
	0,990	0,99938	1,00216	1,00258	1,00427	1,00996	1,01849
	0,995	0,99967	1,00090	1,00115	1,00205	1,00438	1,00836
	1,000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
	1,005	1,00046	0,99969	0,99944	0,99822	0,99703	0,99291
	1,010	1,00109	0,99982	0,99916	0,99679	0,99459	0,98703
	1,015	1,00191	1,00011	0,99897	0,99552	0,99247	0,98131
	1,020	1,00296	1,00059	0,99897	0,99442	0,99048	0,97694

8. Effet de la température du combustible sur la production :

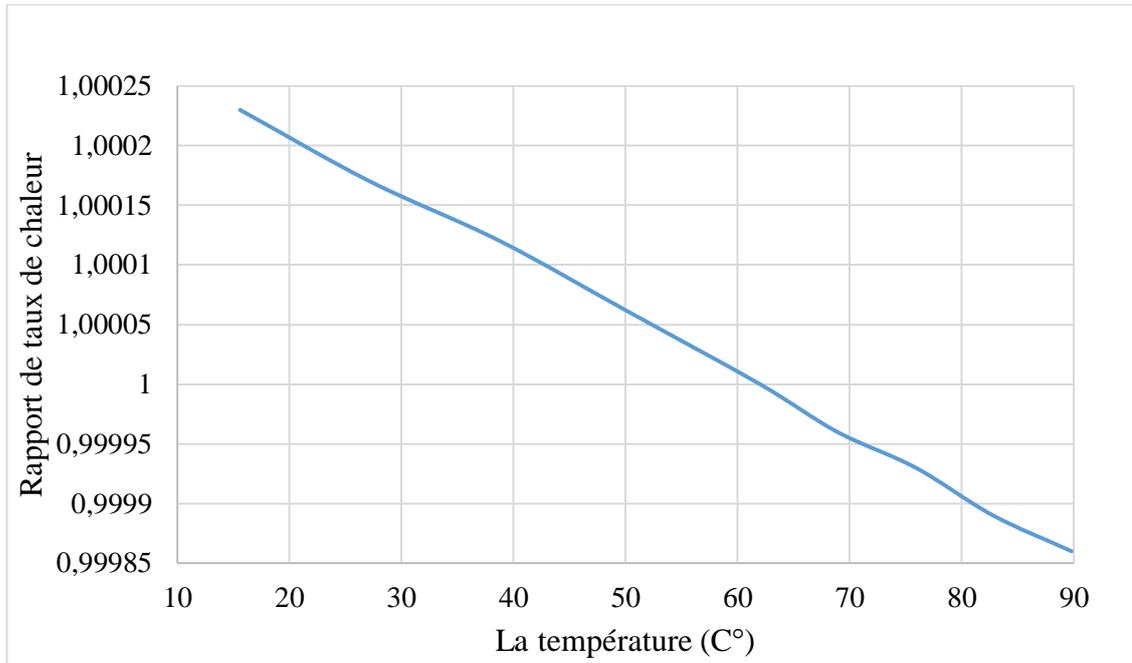


Figure IV.11 : Rapport de taux de chaleur en fonction de température Intel du compresseur.

Température Intel du compresseur	Rapport de taux de chaleur
15,60	1,00023
27,20	1,00017
38,80	1,00012
50,40	1,00006
62,00	1,00000
68,90	0,99996
75,90	0,99993
82,80	0,99989
89,80	0,99986

9. Effet de la température du combustible sur la vitesse de chauffage :

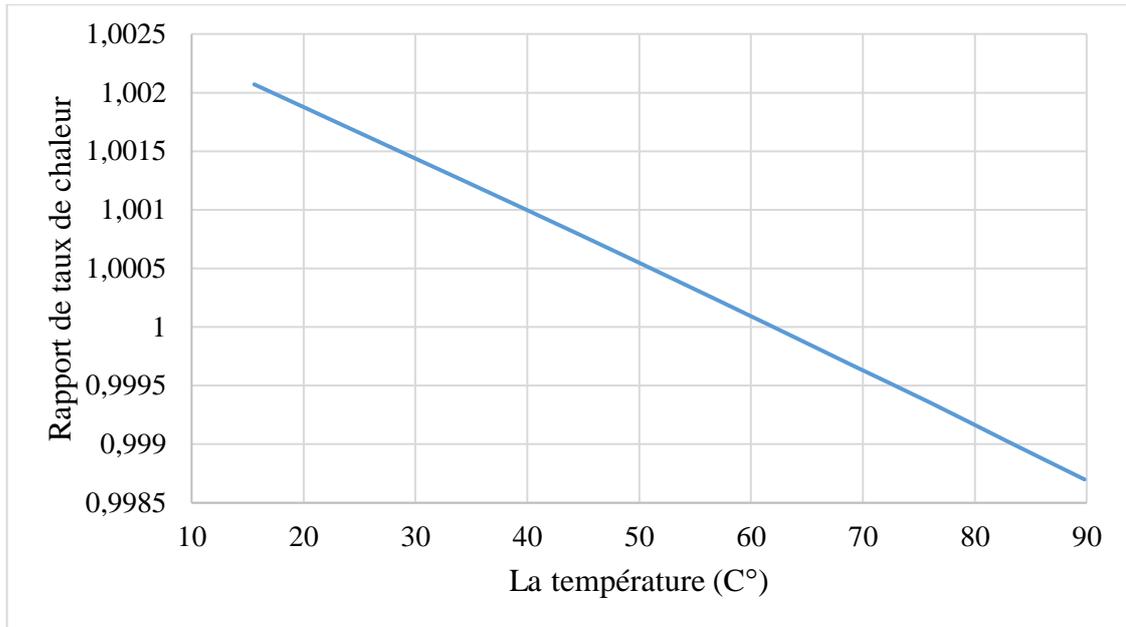


Figure IV.12 : Rapport de taux de chaleur en fonction de température du combustible.

Température Intel du compresseur	Rapport de taux de chaleur
15,60	1,00207
27,20	
38,80	1,00105
50,40	1,00053
62,00	1,00000
68,90	0,99968
75,90	0,99936
82,80	
89,80	0,99870

**10. Effet de la pression différentielle Intel sur la sortie à différentes températures d'entrée du compresseur :**

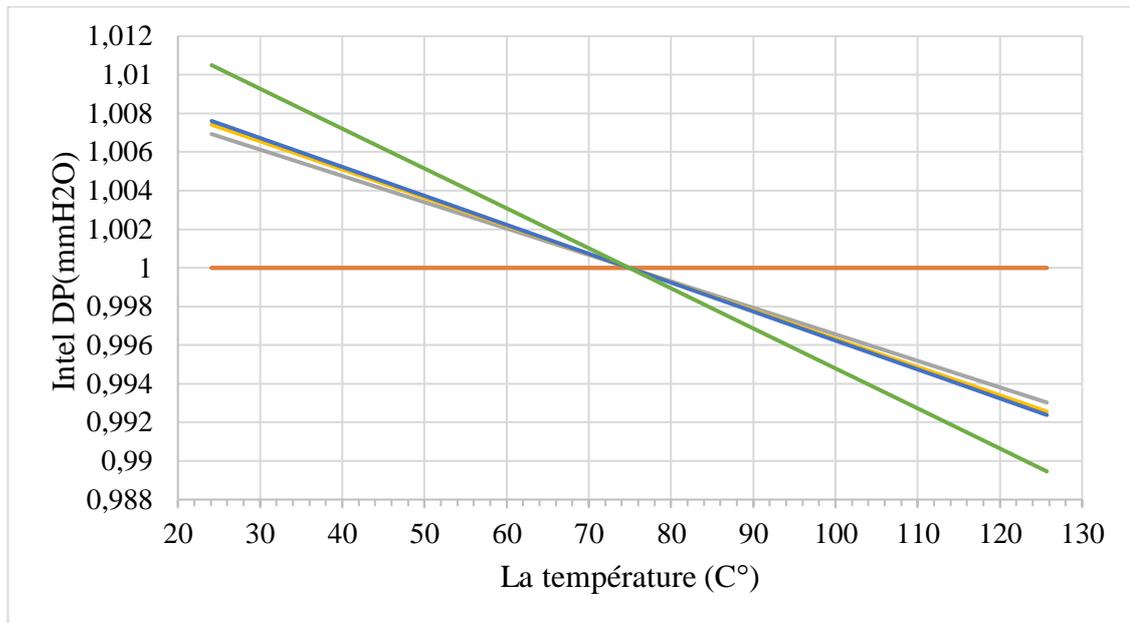


Figure IV.13 : la pression différentielle Intel sur la sortie en fonction des températures d'entrée du compresseur

Intel DP (mmH2O)	T(C°)	-2,2	7,4	15,0	26,5	35,0	45,6
	24,100	1,00000	1,00000	1,00693	1,00742	1,00761	1,01050
	36,800	1,00000	1,00000	1,00520	1,00557	1,00571	1,00787
	49,500	1,00000	1,00000	1,00347	1,00371	1,00381	1,00525
	62,200	1,00000	1,00000	1,00174	1,00186	1,00190	1,00263
	74,900	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
	87,600	1,00000	1,00000	0,99826	0,99814	0,99810	0,99736
	100,300	1,00000	1,00000	0,99652	0,99628	0,99619	0,99473
	113,000	1,00000	1,00000	0,99477	0,99443	0,99429	0,99210
	125,700	1,00000	1,00000	0,99303	0,99256	0,99238	0,98946

**11. Effet de la pression différentielle Intel sur la vitesse de chauffage à différentes températures d'entrée du compresseur :**

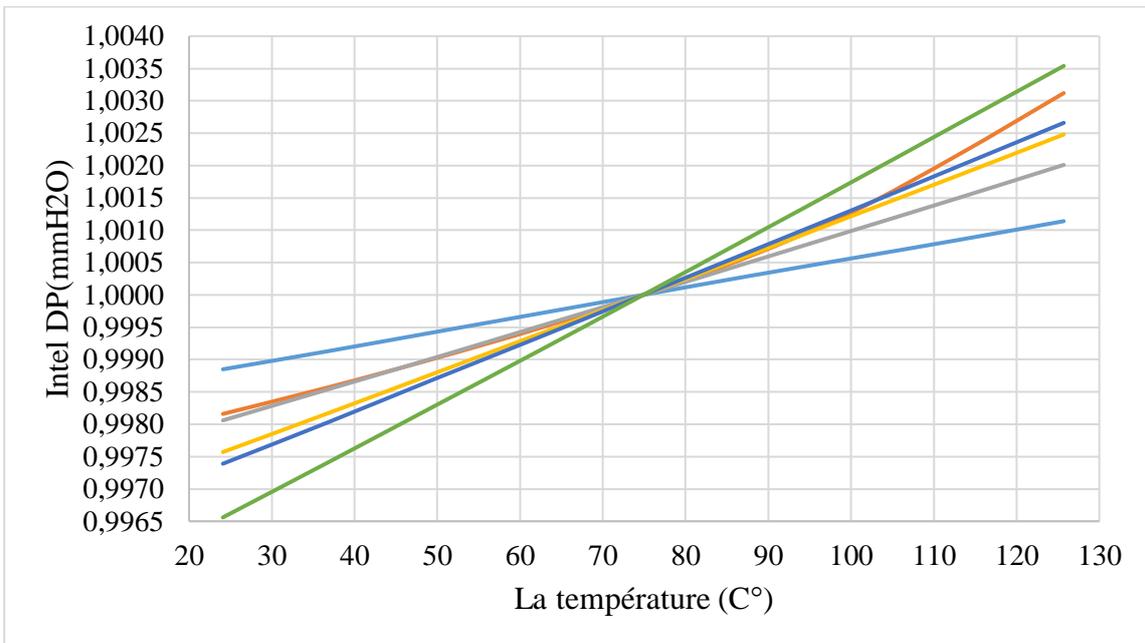


Figure IV.14 : La pression différentielle Intel sur la vitesse de chauffage en fonction des températures d'entrée du compresseur.

	T(C°)	-2,2	7,4	15,0	26,5	35,0	45,6
Intel DP (mmH2O)	24,100	0,99885	0,99816	0,99806	0,99757	0,99739	0,99656
	36,800	0,99913	0,99857	0,99854	0,99817	0,99803	0,99741
	49,500	0,99942	0,99901	0,99902	0,99878	0,99869	0,99827
	62,200	0,99971	0,99948	0,99951	0,99939	0,99934	0,99913
	74,900	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
	87,600	1,00029	1,00059	1,00050	1,00061	1,00066	1,00088
	100,300	1,00057	1,00129	1,00100	1,00123	1,00132	1,00176
	113,000	1,00085	1,00217	1,00150	1,00185	1,00199	1,00265
	125,700	1,00114	1,00312	1,00201	1,00248	1,00266	1,00354

**12. Effet de la pression d'échappement sur la sortie à différentes températures d'entrée du compresseur :**

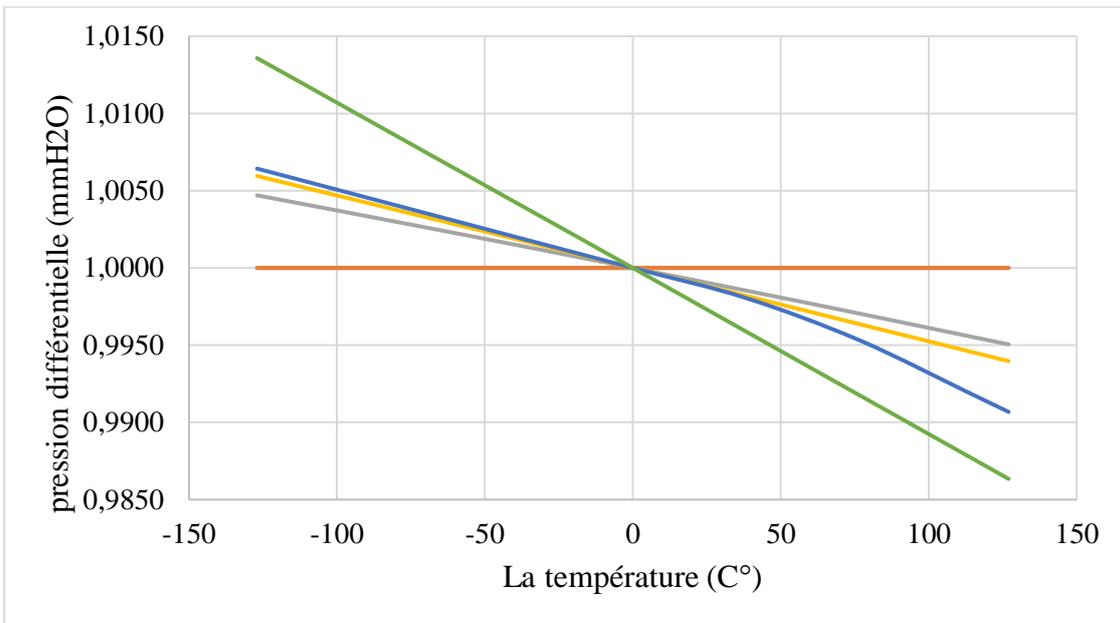


Figure IV.15 : la pression d'échappement sur la sortie en fonction des températures d'entrée du compresseur.

Pression différentielle d' échappement delta - mmH2O	T(C°)	-2,2	7,4	15,0	26,5	35,0	45,6
	-127,00	1,00000	1,00000	1,00470	1,00595	1,00643	1,01358
	-114,30	1,00000	1,00000	1,00424	1,00536	1,00579	1,01223
	-76,20	1,00000	1,00000	1,00285	1,00358	1,00386	1,00815
	-38,10	1,00000	1,00000	1,00144	1,00180	1,00193	1,00408
	0,00	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
	38,10	1,00000	1,00000	0,99854	0,99820	0,99806	0,99590
	76,20	1,00000	1,00000	0,99706	0,99638	0,99535	0,99180
	114,30	1,00000	1,00000	0,99555	0,99457	0,99185	0,98771
	127,00	1,00000	1,00000	0,99505	0,99396	0,99068	0,98634

**13. Effet de la pression d'échappement sur la vitesse de chauffage à différentes températures d'entrée du compresseur :**

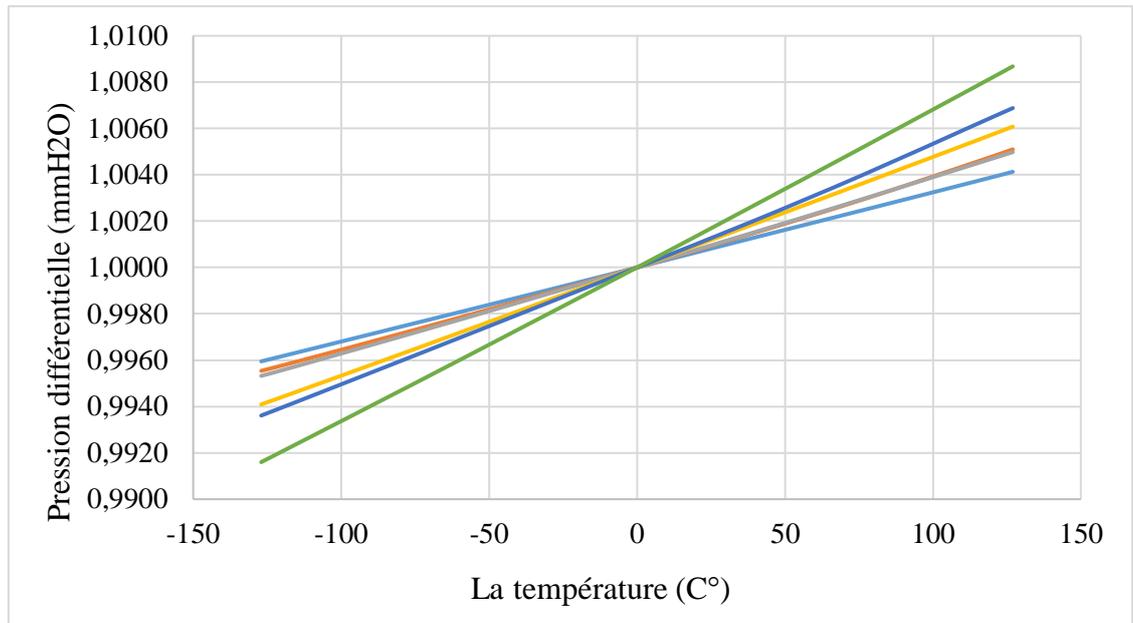


Figure IV.16 : la pression d'échappement sur la vitesse de chauffage en fonction des températures d'entrée du compresseur :

Pression différentielle d' échappement delta - mmH2O	T(C°)	-2,2	7,4	15,0	26,5	35,0	45,6
	-127,00	0,99595	0,99554	0,99532	0,99409	0,99361	0,99160
	-114,30	0,99635	0,99596	0,99577	0,99467	0,99424	0,99243
	-76,20	0,99756	0,99727	0,99715	0,99643	0,99615	0,99493
	-38,10	0,99877	0,99862	0,99856	0,99821	0,99807	0,99746
	0,00	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
	38,10	1,00124	1,00143	1,00146	1,00181	1,00194	1,00258
	76,20	1,00247	1,00293	1,00295	1,00363	1,00399	1,00518
	114,30	1,00371	1,00454	1,00447	1,00546	1,00616	1,00780
	127,00	1,00413	1,00510	1,00498	1,00608	1,00688	1,00868

**14. Effet de la pression défèrent des gaz d'échappement sur la production :**

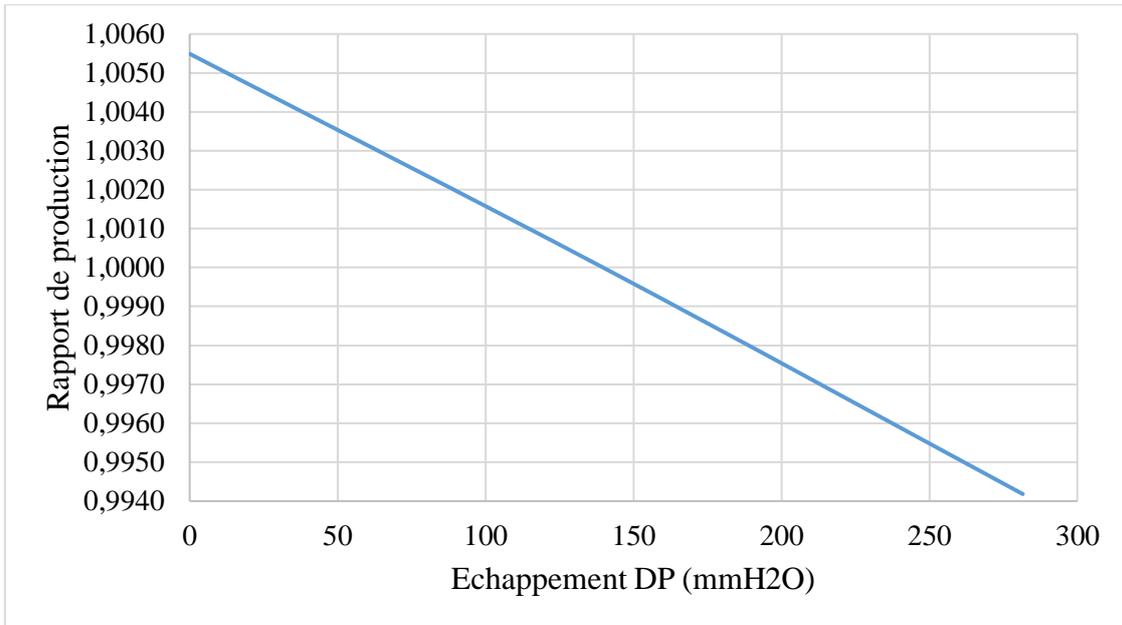


Figure IV.17 : Rapport de production en fonction d'Echappement DP.

Echappement DP	0,00	139,70	281,58
Rapport de production	1,00549	1,00000	0,99418

**15. Effet de la pression déférente des gaz d'échappement sur la vitesse de chauffage :**

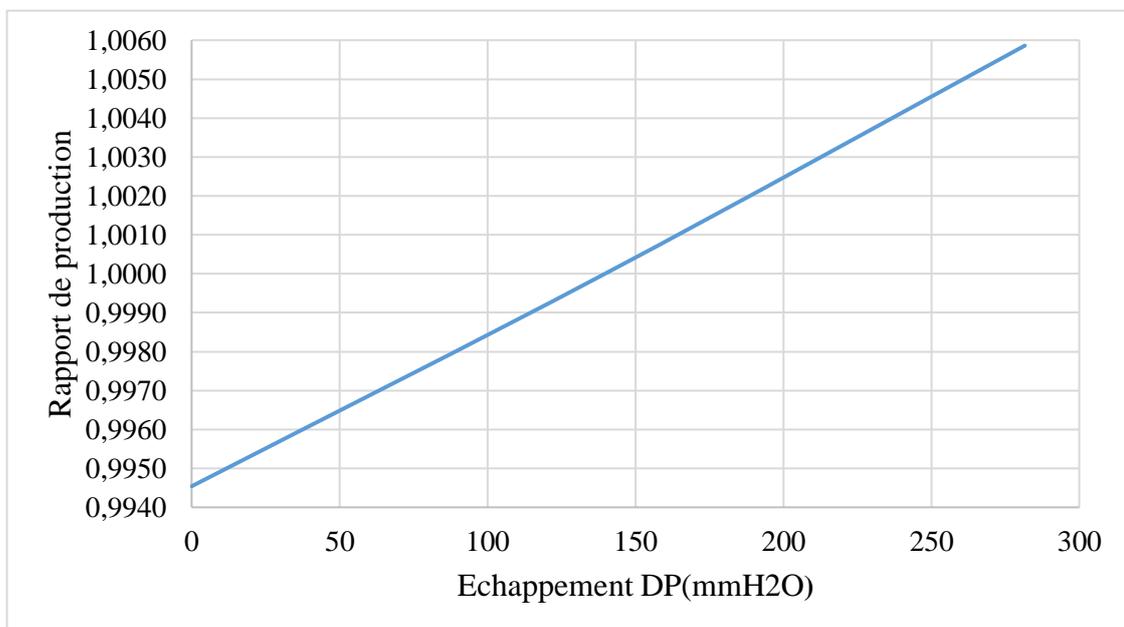


Figure IV.18 : Rapport de production en fonction Échappement DP.

Echappement DP	0,00	139,70	281,58
Rapport de production	0,99454	1,00000	1,00586

**16. Effet de la pression barométrique sur la sortie à différents températures Intel du compresseur :**

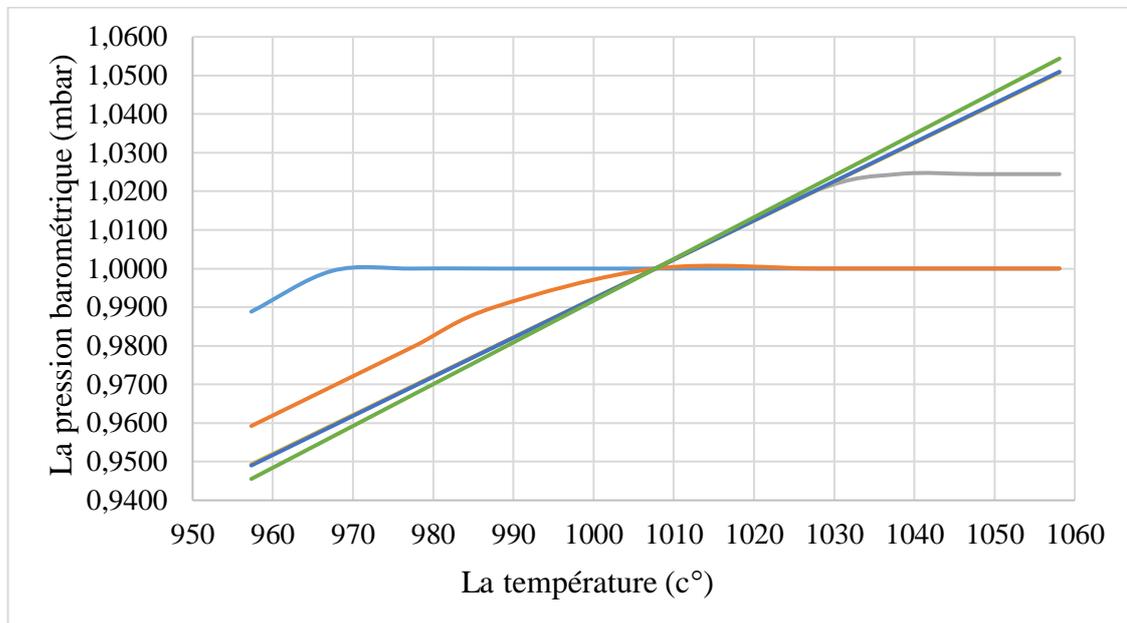


Figure IV.19 : la pression barométrique sur la sortie en fonction des températures Intel du compresseur.

la pression barométrique - mbar	T(C°)	-2,2	7,4	15,0	26,5	35,0	45,6
	957,32	0,98885	0,95924	0,94931	0,94924	0,94901	0,94553
	967,39	0,99940	0,96948	0,95945	0,95940	0,95921	0,95643
	977,47	1,00000	0,97972	0,96959	0,96955	0,96941	0,96733
	987,55	1,00000	0,98996	0,97973	0,97970	0,97961	0,97822
	1007,70	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
	1027,85	1,00000	1,00000	1,02027	1,02030	1,02039	1,02176
	1037,93	1,00000	1,00000	1,02446	1,03044	1,03058	1,03264
	1048,01	1,00000	1,00000	1,02446	1,04059	1,04077	1,04351
	1058,09	1,00000	1,00000	1,02446	1,05073	1,05096	1,05438

**17. Effet de la pression barométrique sur le taux de chaleur à différents températures Intel du compresseur :**

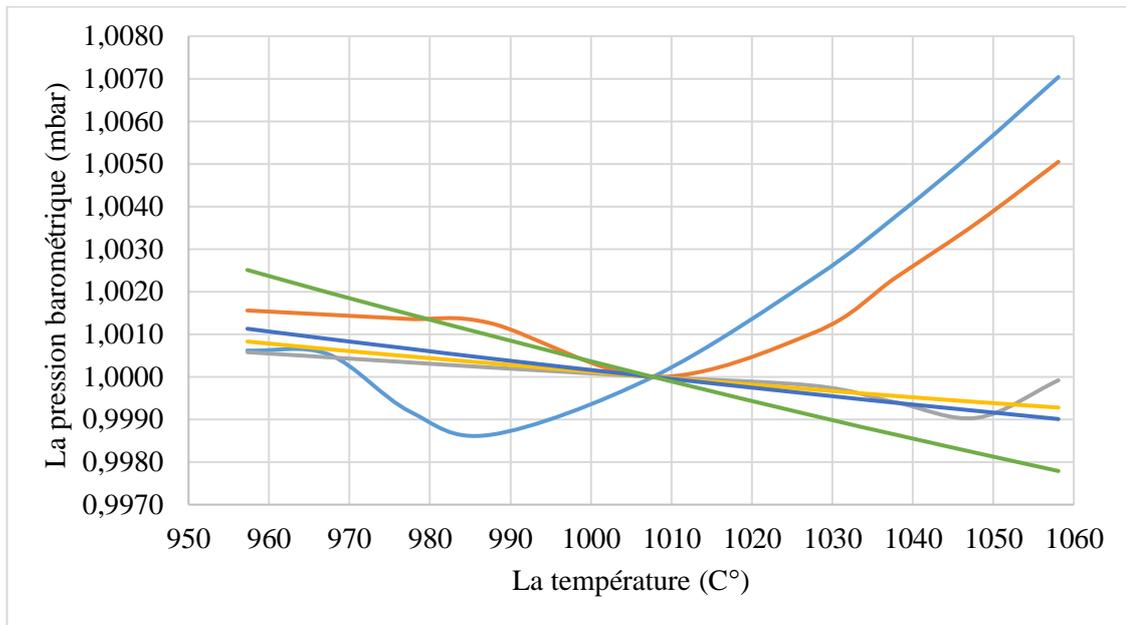


Figure IV.20 : la pression barométrique sur le taux de chaleur en fonction des températures Intel du compresseur

	T(C°)	-2,2	7,4	15,0	26,5	35,0	45,6
la pression barométrique - mbar	957,32	1,00062	1,00156	1,00058	1,00083	1,00113	1,00251
	967,39	1,00053	1,00146	1,00046	1,00065	1,00089	1,00198
	977,47	0,99919	1,00136	1,00034	1,00048	1,00066	1,00147
	987,55	0,99864	1,00126	1,00022	1,00032	1,00043	1,00097
	1007,70	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000	1,00000
	1027,85	1,00234	1,00105	0,99979	0,99970	0,99959	0,99908
	1037,93	1,00378	1,00234	0,99940	0,99955	0,99939	0,99864
	1048,01	1,00535	1,00362	0,99904	0,99941	0,99920	0,99821
	1058,09	1,00704	1,00505	0,99992	0,99928	0,99901	0,99779

**IV.10 Caractéristiques thermodynamiques :**

**IV.10.1 Les caractéristiques des paramètres ambiants doivent inclure :**

- Pression atmosphérique.
- Température de l'air intérieur.
- Humidité relative Température des gaz.
- Température d'échappement de la turbine.
- Perte de pression à l'entrée.
- Perte de pression à l'échappement

**IV.10.2 Les caractéristiques du combustible gazeux doivent inclure :**

- a masse volumique.
- le pouvoir calorifique.
- la composition.
- la température.
- la pression.
- le débit.

L'objectif est de déterminer à travers des mesures précises, puis des calculs élaboré les valeurs de de la consommation spécifique corrigée de la centrale afin de la comparée à celle donnée par le constructeur

Les paramètres Thermodynamiques :

- Consommation spécifique ;

$$NHR = \frac{HI}{NP}$$

NHR : Consommation spécifique

HI : Apport Energétique

NP : Puissance Nette

IV.11 Bordure de performance turbine à gaz -cycle simple :

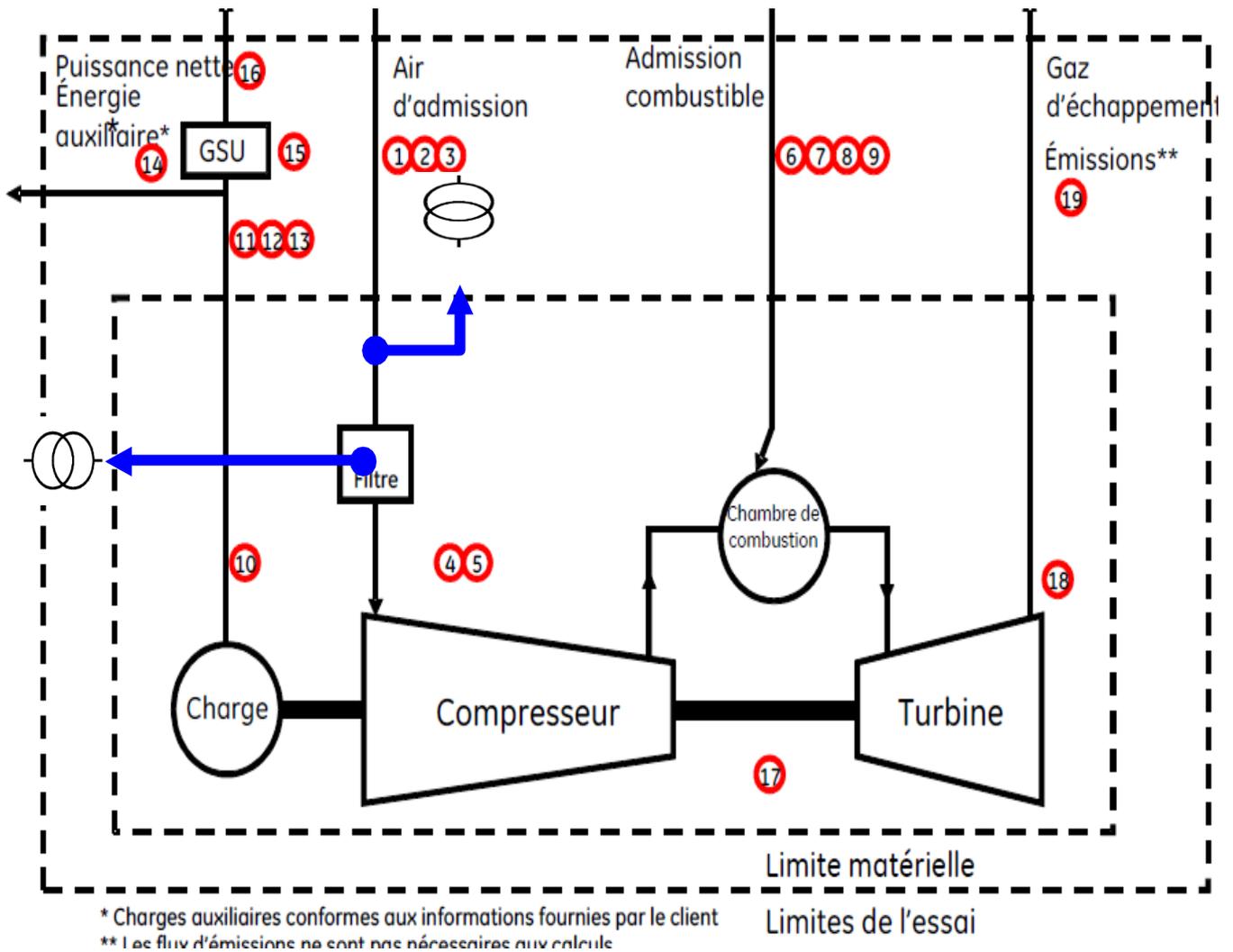
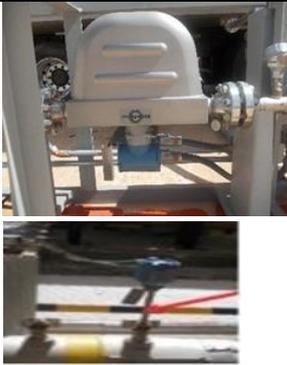


Figure IV.21 : Bordure de performance turbine à gaz -cycle simple.

IV.12 L'instrumentation :

La réalisation des tests de performance nécessite l'utilisation des instruments qui possèdent une bonne classe d'exactitude et doivent être étalonnés.

1 2 3	Température ambiante Humidité relative Pression atmosphérique	
6 7 8 9	Débit volumique du combustible, Échantillons du combustible, Pression du combustible et la Température du combustible	
10 11 12 13	Puissance facteur de puissance Fréquence de réseau	
14	Charges auxiliaires (y compris pertes TA)	
15	Pertes du transformateur élévateur TP	
16	Puissance, tension, intensité nette	
19	Émissions (oxyde d'azote, oxyde ...)	

IV.13 Préparation des Essais :

Pour un bon déroulement et une fiabilité des essais de performances les préparatifs suivants ont été effectués :

- choix de la période des essais (conditions site).
- Étalonnage des instruments de mesure utilisé dans les essais.

- Préparation du système d'acquisition de données pour les relevés des paramètres automatiques.
- Préparation de fiches de relève des paramètres manuels.
- Préparation des bouteilles de prise d'échantillons de combustible.
- Préparation du groupe qui va subir les essais de performances en le laissant la période de stabilité requise.
- Information de personnel concerné par ces essais.

**IV.14 Procédure des Essais :**

- Mise en place des instruments de mesure.
- Mise en place des bouteilles d'échantillons de gaz.
- Prélèvement des échantillons de gaz.
- Analyse chromatographique de gaz.
- Etablissement des calculs bruts.
- Séquence des essais.
- Prélèvement des paramètres électriques.
- Prélèvement des paramètres thermodynamique.
- Corrections.
- Rapport des essais de performance.

**IV.15 Les résultats**

Les résultats des essais de performance présentés dans ce chapitre sont obtenus sur la base des relations développées et imbriquées dans le logiciel Excel. Celui-ci nous permet de visualiser rapidement les paramètres de calcul et de tracer le cycle de la turbine à gaz et les différents paramètres de performances.

Les essais de performance de la turbine à gaz **TAG** du Boufarik2 de puissance totale : 704,129 mW et N : 3000 tr/mn, sont présentés dans les tableaux qui suivent :

Tableau IV.1 : Essais de performance TAG1

<b><u>Moyenne des paramètres thermodynamiques</u></b>		<b>TG1</b>
<b>Température Ambiante (ATID)</b>	°C	<b>24,104</b>
	°F	<b>75,3873</b>
<b>CompressorInletTemperature (CTIM)</b>	°C	<b>24,371</b>
	°F	<b>75,8677</b>
<b>Pression Amosphérique (AFPAP)</b>	<b>mbar</b>	<b>1009,922</b>
	mm_Hg	<b>757,504</b>
	in_Hg	<b>29,823</b>
<b>Humidité relative (RHUM)</b>	%	<b>57,68</b>
<b>Facteur de puissance (DPF)</b>		<b>0,99921</b>
<b>Fréquence (DF)</b>	<b>Hz</b>	<b>50,00</b>
<b>TNH_RPM</b>	rpm	<b>3000,0</b>
<b>Température de gaz (FTG)</b>	°C	<b>29</b>
	°F	<b>84,432</b>
<b>Pression de gaz (FPG1)</b>	<b>bar</b>	<b>31,114</b>
	PSI	<b>451,275</b>
<b>Débit CORIOLIS (FQG)</b>	<b>kg/h</b>	<b>54125,371</b>
	IBS/S	<b>33,146</b>
<b>Heures de fonctionnement (TFT_G)</b>	<b>h</b>	<b>21784,1</b>
<b>CPD</b>	<b>bar</b>	<b>15,116</b>
	PSI	<b>219,252</b>
<b>Perte de charge admission (afpcs)</b>	<b>mm_H2O</b>	<b>119,219</b>
	in_H2O	<b>4,694</b>
	mbar	<b>11,691</b>
<b>Perte de charge échappement (AFPEPX)</b>	<b>mm_H2O</b>	<b>-2,185</b>
	in_H2O	<b>-0,086</b>
	mbar	<b>-0,214</b>

Tableau IV.2 : Analyse chromatographique récente de l'échantillon de gaz

Constituants	TG01
	% Molaire
Méthane (CH <sub>4</sub> )	85,924
Ethane (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	9,469
Propane (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1,174
N-Butane (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,128
Isobutane (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,102
N-Pentane (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,021
Isopentane (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,030
Hexanes (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0,016
Héptane (C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )	0,008
Octane (C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> )	0,000
Azote Nitrogen (N <sub>2</sub> )	1,135
CarbonDioxide (CO <sub>2</sub> )	1,993
Total	100,00

PROPRIETE DU GAZ REEL	TG01
Masse molaire du gaz	18,54
Pouvoir Calorifique Supérieur	51,22
Pouvoir Calorifique Inférieur	46,27
P	0,9974
Densité	0,6400
Masse volumique	0,7840

Tableau IV.3 : Correction de la puissance

Corrections de la puissance (15°C)

Type		Désignation	BFK 2- TG01	
TG	F1 <sub>P(TP1)</sub>	Température ambiante	1,0667	
	F2 <sub>P(TP1)</sub>	Humidité relative	1,0002	
	F3 <sub>P(TP1)</sub>	Pression Atmosphérique	1,0033	
	F4 <sub>P(TP1)</sub>	Vitesse de rotation	1,0000	
	F5 <sub>P(TP1)</sub>	Facteur de Puissance de l'alternateur	0,9967	
	F6 <sub>P(TP1)</sub>	Nombre total d'heures d'allumage	1,0000	
	F7 <sub>P(TP1)</sub>	Chute de pression du circuit d'admission	1,0074	
	F8 <sub>P(TP1)</sub>	Chute de pression du circuit d'échappement	0,9946	
	F11 <sub>P(TP1)</sub>	Composition du combustible	0,9991	
	F12 <sub>P(TP1)</sub>	Température du combustible	0,9998	
		Somme des corrections		1,0679

Tableau IV.4 : correction de la consommation CSP

**Corrections de la CSP (15°C)**

Type		Désignation	BFK 2-TG01
TG	F1 <sub>HR(TP1)</sub>	Température ambiante	0,9841
	F2 <sub>HR(TP1)</sub>	Humidité relative	1,0006
	F3 <sub>HR(TP1)</sub>	Pression Atmosphérique	1,0000
	F4 <sub>HR(TP1)</sub>	Vitesse de rotation	1,0000
	F5 <sub>HR(TP1)</sub>	Facteur de Puissance de l'alternateur	1,0033
	F6 <sub>HR(TP1)</sub>	Nombre total d'heures d'allumage	1,0000
	F7 <sub>HR(TP1)</sub>	Chute de pression du circuit d'admission	0,9976
	F8 <sub>HR(TP1)</sub>	Chute de pression du circuit d'échappement	1,0055
	F11 <sub>HR(TP1)</sub>	Composition du combustible	1,0003
	F12 <sub>HR(TP1)</sub>	Température du combustible	0,9985
			<b>Somme des corrections</b>

Tableau IV.5 : PV des essais mois de mai 2023

Conditions d'essai			Valeurs mesurées		Valeurs corrigées aux conditions ISO T amb : 15°C P atm : 1,01325 bar, Hr : 60%		Valeurs corrigées aux conditions site : 35°C P atm : 1,01325 bar, Hr : 75%	
T amb. (°C)	P. atm. (bar)	Hr. (%)	CSP (kcal/kwh)	P BU (MW)	CSP (kcal/kwh)	P BU (MW)	CSP (kcal/kwh)	P BU (MW)
18,77	1,014	57,43	2545,4101	267,931	<b>2539,12</b>	275,599	2632,576	246,381
			<b>2545,41</b>	<b>kcal/kwh</b>	<b>2539,12</b>	<b>kcal/kwh</b>		

$$CSP=HC/P$$

$$HC=W_{FG}*PCI$$

- CSP moy,Pondérée de la centrale (Valeurs mesurées):2545,41kcal/kWh
- CSP moy,Pondérée de la centrale (Valeurs corrigées):2539.12kcal/kWh

Tableau IV.6 : PV ou cours de l'année 2022

2022	JANVIER		FEVRIER		MARS	
	PUIS. (MW)	Valeurs CSP	PUIS. (MW)	Valeurs CSP	PUIS. (MW)	Valeurs CSP
TG01	279,28	2,546	274,62	2,545	280,87	2,544
T°	10,19		9,61		16,28	

AVRIL		MAI		JUIN		JUILLET	
PUIS. (MW)	Valeurs CSP						
278,70	2,506	271,93	2,509	276,06	2,509	270,87	2,513
22,43		29,77		26,68		30,35	

AOÛT		SEPTEMBRE		OCTOBRE		NOVEMBRE		DECEMBRE	
PUIS. (MW)	Valeurs CSP								
269,56	2,516	271,52	2,522	271,81	2,522	275,90	2,522	274,874	2,523
25,38		25,48		27,68		24,07		24,41	

Mois	T (°C)	P(MW)	CSP( kcal/kWh)
Janvier	10,19	279,28	2,546
février	9,61	274,62	2,545
Mars	16,28	280,87	2,544
Avril	22,43	278,70	2,506
Mai	29,77	271,93	2,509
Juin	26,68	276,06	2,509
Juillet	30,35	270,87	2,513
Août	25,38	269,56	2,516
Septembre	25,48	271,52	2,522
Octobre	27,68	271,81	2,522
Novembre	24,07	275,90	2,522
Décembre	24,41	274,874	2,523

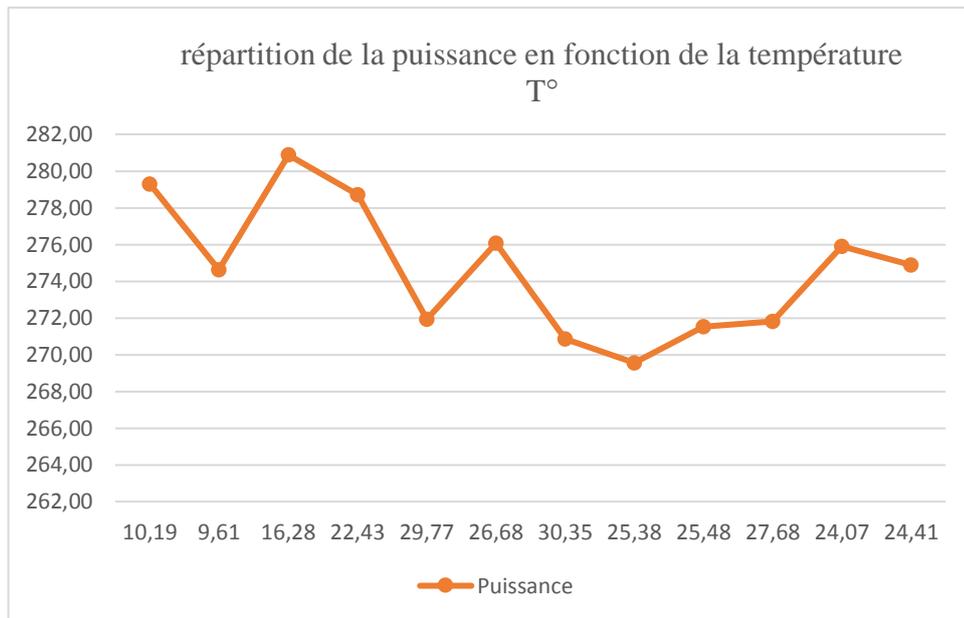


Figure IV.22: évolution de la puissance au cours de l'année 2022

La puissance évolue au cours de l'année en fonction des paramètres suivants :

- 1-température ambiante
- 2-pression atmosphérique
- 3-humidité relative

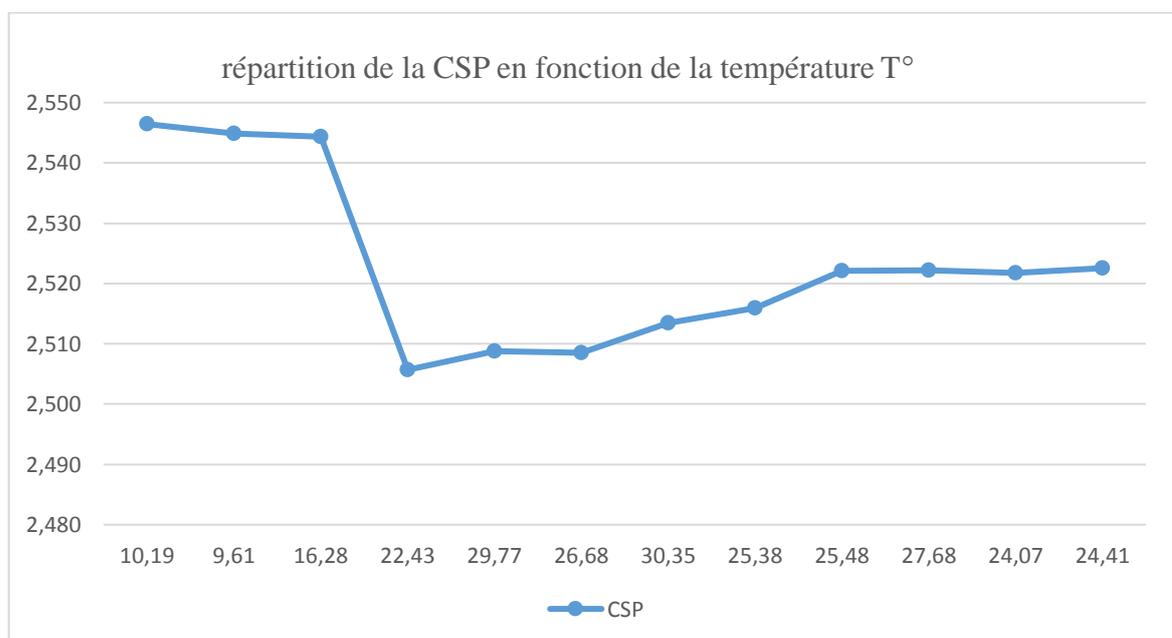


Figure IV.23 : La répartition de la csp en fonction de la température

La figure montre la répartition de la csp en fonction de la température evolution normale de la csp du :

On remarque que la consommation est importante en hiver, amoindrie au printemps pratiquement constant en été et automne moyennant 2.52kcal/ kWh.

Il faut noter que la csp peut être amélioré en procédant dans la pratique par :

- 1-changement des filtres d'aspiration
- 2-lavage compresseur off line avec détergent groupe à l'arrêt
- 3-lavage compresseur on line sans détergent groupe en marche
- 4-élimination des fuites des vannes de drainage

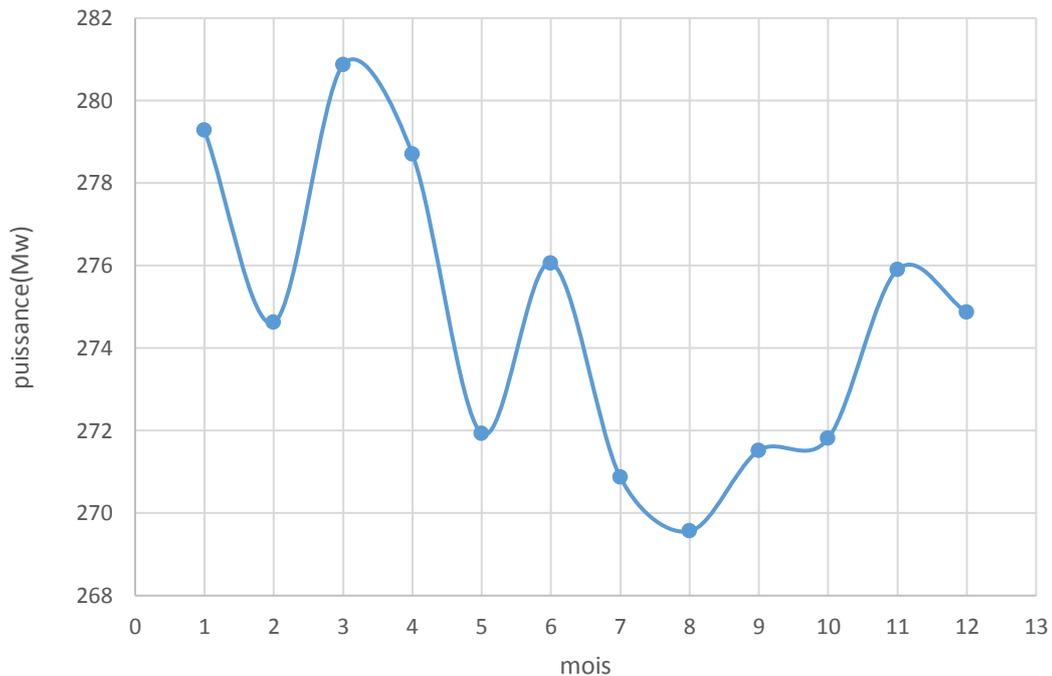


Figure IV.24 : Courbe de Puissance au cours de l'année 2022

On remarque que la puissance fluctue entre 281 et 269 mW et que la puissance souhaitée étant de 285mw maximale préconisée par le constructeur 98.6% au cours de l'année.

**IV.16 Conclusion :**

Ce chapitre présente les essais de performances des turbines à gaz qui sont cruciaux pour évaluer leur fonctionnement, leur efficacité et leur conformité. Ils fournissent des données précieuses pour optimiser les performances et garantir la fiabilité de ces machines essentielles dans différents secteurs industriels.

## **Conclusion Générale :**

Les performances (puissance et consommation) de la turbine à gaz sont affectées par la température ambiante ou cours de l'année, et les données mesurées sont rapportées à la température de référence du constructeur qui est de 15°.

Cette étude nous a permis de récolter pas mal de données pratique tracés sous forme de courbe rapproché à la référence du constructeur.

Il est recommandé pour une analyse complète de la turbine à gaz de récolter des données en pendant une décennie et plus. Pour pouvoir suivre l'évolution des performances en facteurs de la consommation électrique de la région.

L'étude à apporter sur la turbine à gaz de l'unité Sonelgaz de Boufarik de puissance 3\*235mw.

## Références bibliographiques :

- [1] Métallaoui nassim, thème : étude thermodynamique de la turbine à gaz
- [2] ENS pm formation industrie - Ifp training. Machines tournantes : turbines à gaz technologie et fonctionnement.2005.
- [3] Documentation de la centrale Boufarik 2(sonelgaz)
- [4] Siemens global Website [<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/power-generation/gas-turbines.html> ].
- [5] B. MOHAMMED et B. BELGACEM Mémoire Ingénieur étude thermodynamique et maintenance de la turbine SGT-400 (université de Ouargla).
- [6] Boyce, M. P. (2011). Gas turbine engineering handbook. Elsevier.
- [7] Ibrahim T.K, Rahman M.M. Effets of isentropique effcience and enhancing stratégies on Gas turbine performance. Journal of Mechanical Engineering and Sciences (JMES), 2013.
- [8] El-Sayed, A.F. Fundamentals of Aircraft and Rocket Propulsion. 1ére éd. London : Springer, 2016.