

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTRY OF HIGHER EDUCATION  
AND SCIENTIFIC RESEARCH

HIGHER SCHOOL IN APPLIED SCIENCES  
--T L E M C E N--



المدرسة العليا في العلوم التطبيقية  
École Supérieure en  
Sciences Appliquées

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

المدرسة العليا في العلوم التطبيقية  
-تلمسان-

Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Électrotechnique  
Spécialité : Energie et environnement

Présenté par : HAOUAM SALAH EDDINE  
HASSAINE SOUHILA

Thème

**ETUDE DU POTENTIEL DE  
VALORISATION ENERGETIQUE DU  
BIOGAZ DE LA STATION D'EPURATION  
BARAKI**

Soutenu publiquement, le 08 / 09 /2020 devant le jury composé de :

Mme. BOUDGHENE STAMBOULI Naouel Ep BENDIMERAD	Maître assistance A	ESSA. Tlemcen	Présidente
Mme. FARADJI Djamila Née KHERBOUCHE	Maitre conférence B	ESSA. Tlemcen	Directeur de mémoire
Mme. GHOMRI Amina Mme. BOUKLI HACENE Souhila Née BENYELLES	Maitre conférence A Maître conférence	ESSA. Tlemcen Université Abou Beker Belkaid Tlemcen	Co- Directeur de mémoire Examinatrice 1
Mme. HADJOU BELAID Zakia	Maitre conférence A	Université Abou Beker Belkaid Tlemcen	Examinatrice 2

Année universitaire : 2019 /2020



# *Dédicace*

*Ce modeste travail est dédié:*

*A toute ma famille.  
tout particulièrement mes parents  
qui m'ont toujours aidés, soutenus  
et encouragés au cours de mes études  
et, bien évidemment, de cet mémoire  
qui sans leur soutien n'aurait  
pu être réalisée.*

*A tout ceux ou celles qui  
ont contribué de près ou de loin à la  
réalisation de ce mémoire*

*A tous les étudiants en Master et Ingénieur en  
Électrotechnique, Automatique et Génie  
Industriel Promotion 2019-2020.*

*A mon binôme Souhila  
A tous mes chers amis surtout  
Salah, Djihad et Borhaneddine.*

**Salah eddine**



# Dédicace

*Ce modeste travail est dédié:*

***A mes très chers parents, ce fut pour moi  
Un honneur d'avoir suivi ce parcours  
inimaginable, dont vous avez bien connu  
les contraintes. Merci pour l'incalculable  
soutien moral et les nombreux encouragements  
que j'ai toujours reçus de votre part,  
que Dieu tout puissant vous garde et vous  
procure la santé et la longue vie.***

***A mon cher frère et  
mes chères sœurs***

***A mes grands parents***

***A mes oncles et mes tantes  
A mes cousins et mes cousines***

***A mon binôme Salah  
A tous mes chers amis surtout  
Ikram, Amina et Zoulikha***

***Souhila***

# Remerciement

*« Nous remercions Dieu qui nous offre la vie et seul capable de nous offrir la joie, le bonheur, la prospérité et la santé. »*

*Tout d'abord il faut souligner que ce mémoire n'aurait pas vu le jour sans l'aide de nos encadreurs Madame FARADJI Djamila Née KHERBOUCHE et madame GHOMRI Amina envers qu'elles nous sont agréables de présenter nos profondes gratuites et reconnaissances. Elles ont été toujours disponibles pour nous assister dans les différentes situations auxquelles nous nous sommes confrontés. Ses conseils, ses remarques depuis les orientations initiales ont été pour nous un encouragement décisif, qu'elles trouvent ici notre remerciements les plus humbles et sincères.*

*Nos vifs remerciements vont à Madame BOUDGHENE STAMBOULI Naouel Ep BENDIMERAD pour l'honneur qu'in nous a fait en acceptant de présider le jury de ce mémoire.*

*Nous remercions Madame BOUKLI HACENE Souhila et Madame. HADJOU BELAID Zakia pour avoir accepté de juger ce travail.*

*Mes remerciements vont aussi à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la concrétisation d ce travail, qu'ils trouvent tous ici d'expression de ma gratitude et ma parfaite considération.*

# Table de matière

---

## Sommaire :

INTRODUCTION GENERALE .....	7
CHAPITRE I:.....	9
Les stations d'épuration des eaux usées et le biogaz .....	9
1 Introduction :.....	10
2 La station d'épuration des eaux usées .....	10
2.1 Définition: .....	10
2.2 Les étapes de l'épuration des eaux usées dans la station d'épuration :.....	10
2.2.1 Un prétraitement de l'eau :.....	11
2.2.2 Traitement Primaire : décantation des matières solides en suspension dans l'eau ....	12
2.2.3 Traitement secondaire : les eaux pénètrent ensuite dans le bassin d'aération, appelé aussi réacteur biologique. ....	13
2.2.4 Traitement tertiaire : .....	13
2.2.5 Fin du traitement : .....	13
3 Les boues d'épuration : .....	14
3.1 Définition et origine : .....	14
3.2 Les différents types de boues :.....	14
3.2.1 Les boues industrielles :.....	14
3.2.2 Les boues primaires :.....	14
3.2.3 Les boues physico-chimiques :.....	14
3.2.4 Les boues biologiques : .....	14
3.2.5 Les boues mixtes : .....	15
3.2.6 Les boues d'aération prolongée : .....	15
3.3 Les étapes de traitement des boues d'épuration des eaux usées :.....	15
3.3.1 Épaississement des boues :.....	15
3.3.2 Digestion des boues.....	15
3.3.3 Déshydratation.....	16
3.3.4 Élimination .....	16
4 La digestion des boues : .....	16
4.1 Définition de la digestion : .....	16
4.2 Les conditions optimales pour la digestion anaérobie :.....	17
4.3 Les étapes de la digestion anaérobie : .....	17
4.4 Le digesteur : .....	18
4.5 Avantages de la méthanisation .....	19

## Table de matière

4.5.1	Avantages Économiques .....	19
4.5.2	Avantages Agronomiques .....	19
4.5.3	Avantages Environnementaux.....	20
5	Le biogaz :.....	20
5.1	Caractéristiques du biogaz :.....	20
5.2	Composition chimique .....	20
5.3	Caractéristiques physiques :.....	21
5.4	Equivalence énergétique :.....	21
5.5	Purification de biogaz:.....	21
5.6	Stockage de biogaz :.....	22
5.7	Méthodes de valorisation du biogaz :.....	22
5.7.1	Valorisation de chaleur:.....	22
5.7.2	Valorisation électrique avec cogénération:.....	22
5.7.3	Combustible biogaz:.....	22
5.7.4	L'injection dans le réseau de gaz naturel : .....	23
6	L'assainissement en Algérie : .....	23
7	Station d'épuration de Baraki W. Alger :.....	23
7.1	Présentation de la ville de Baraki : .....	23
7.1.1	Localisation de la ville de BARAKI : .....	23
7.2	Présentation de la station d'épuration de BARAKI : .....	24
7.3	Production de biogaz : cas de la station d'épuration de Baraki :.....	26
8	Conclusion .....	27
CHAPITRE II:.....		28
Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz .....		28
1	Introduction :.....	29
2	Technologie de biogaz :.....	29
3	Conversion de biogaz en électricité : .....	30
4	Moteur de combustion approprié.....	31
4.1	Moteurs à combustion externe (moteurs CE).....	31
4.1.1	Moteur de sterling : .....	31
4.2	Moteurs à combustion interne .....	31
4.2.1	Les moteurs diesel .....	31
4.2.2	Les moteurs à gaz .....	31
4.2.3	Les turbines à gaz.....	32

# Table de matière

5	Turbine à gaz :	33
5.1	Définition de la turbine à gaz :	33
5.2	Cycles de moteurs à turbine à gaz:	33
5.3	Les principaux composants des moteurs à turbine à gaz :	34
5.3.1	Compresseur :	34
5.3.2	II.2.3.2. la chambre de combustion	36
5.3.3	Turbine :	37
5.3.4	. Autres considérations de conception :	37
5.4	Classification des turbines à gaz :	38
5.4.1	D'après le mode de construction:	38
5.4.1.1	Turbine mono-arbre:	38
5.4.1.2	Turbine bi-arbre:	38
5.4.2	D'après le mode de travail:	40
5.4.2.1	Turbine à action:	40
5.4.2.2	Turbine à réaction:	40
5.4.3	D'après le mode de fonctionnement thermodynamique :	40
5.4.3.1	Turbine à cycle simple :	41
5.4.3.2	Turbine à cycle avec régénération :	41
5.5	Échappement de la turbine à gaz:	41
5.6	Principe de fonctionnement d'une turbine à gaz:	41
5.7	Évolution des gaz à travers les différents composants d'une turbine à gaz :	42
5.8	Domaines d'application :	42
5.8.1	Production d'énergie électrique :	43
5.8.2	Utilisations industrielles :	43
5.8.3	Propulsion marine :	43
5.8.4	Propulsion des locomotives:	44
5.8.5	Propulsion automobile.....	44
5.9	Cycle thermodynamique des turbines à gaz:	44
5.9.1	. Étude de cycle idéal de turbine à gaz:	44
5.10	. Modélisation de la turbine à gaz:	46
5.10.1	Modélisation de la compression:	47
5.10.2	Modélisation de la chambre de combustion:	49
5.10.3	.Modélisation de la turbine:	52
6	Conclusion :	54

## *Table de matière*

---

CHAPITRE III:.....	55
Modélisation et simulation d'une turbine à gaz .....	55
1 Introduction :.....	56
2 Présentation de logiciel GSP 11 :.....	56
3 L'utilisation de GSP 11 :.....	57
3.1 L'entrée de turbine à gaz « Inlet » :.....	59
3.2 Le compresseur « comp » :.....	59
3.3 Chambre de combustion « comb » :.....	60
3.4 Contrôleur de carburant « man fuel ctrl » : .....	62
3.5 La turbine « turb » :.....	62
3.6 L'échappement « exh » : .....	62
4 Résultats et discussions :.....	64
4.1 Interprétation des résultats :.....	70
5 Etude de l'effet de changement de débit de carburant sur la puissance produite : .....	70
5.1 Interprétation : .....	71
6 Etude de l'effet de changement de débit de carburant sur la température.....	72
6.1 Interprétation : .....	72
7 Etude comparatif entre le biogaz et d'autre carburant : .....	72
7.1 Interprétation : .....	73
8 Conclusion : .....	73
CONCLUSION GENERALE .....	74

# *Liste des tableaux*

---

## ***Liste des tableaux***

### **CHAPITRE I**

Tableau II.1	La composition du biogaz	<b>20</b>
--------------	--------------------------	-----------

### **CHAPITRE III**

Tableau III.1	les résultats de la simulation .	64
Tableau III.2	listes des Symboles utilisées dans GSP 11	65-69
Tableau III.3	l'effet de changement de débit de carburant sur la puissance produite	71
Tableau III.4	comparaison entre les puissances résultent pour différentes carburants	73

# Liste des Figures

## CHAPITRE I

Figure I.1	Les étapes de l'épuration des eaux usées	11
Figure I.2	Dessablage – Déshuilage	12
Figure I.3	Le principe de la digestion anaérobie	18
Figure I.4	le fonctionnement de digesteur	19
Figure I.5	Une carte représentant la ville de BARAKI et ses frontières.	24
Figure I.6	Localisation de la STEP de BARAKI	24
Figure I.7	la STEP de BARAKI	26
Figure I.8	schéma de la STEP de Beraki.	26

## CHAPITRE II

Figure II.1	les composantes d'une turbine à gaz	34
Figure II.2	définition de la température de la flamme	37
Figure II.3	turbine à gaz mono-arbre	38
Figure II.4	turbine à gaz bi-arbre	39
Figure II.5	turbine à gaz bi-arbre.	40
Figure II.6	l'Évolution des gaz à travers une TAG	42
Figure II.7	Cycle thermodynamique de turbine à gaz	46
Figure II.8	le cycle de turbine a gaz.	47

## CHAPITRE III

Figure III.1	la fenêtre de GSP 11.	57
Figure III.2	Bibliothèque des composants de GSP 11.	57
Figure III.3	modèle de turbine à gaz dans le GSP 11.	58
Figure III.4	fenêtre de l'entrée de la turbine à gaz sur GSP 11	59
Figure III.5	fenêtre de compresseur sur GSP 11	60
Figure III.6	fenêtre de la chambre de combustion.	61
Figure III.7	fenêtre pour le choix de carburant utilisé dans la chambre de combustion	61
Figure III.8	Contrôleur de carburant mnuelle	62
Figure III.9	la fenêtre de la turbine sur GSP 11.	62
Figure III.10	la fenêtre d'échappement.	63
Figure III.11	fenêtre pour les choix des sorties	63
Figure III.12	rapport des resultats de la simulation	65
Figure III.13	contrôleur manuelle de débit de carburant.	70
Figure III.14	variation de puissance en fonction de débit de carburant.	71
Figure III.15	la variation de température en fonction de débit massique de l'air ou de gaz	72

# ***INTRODUCTION GENERALE***

## *Introduction générale*

---

La pollution doit être prise au sérieux, car elle a un effet négatif sur les éléments naturels qui sont un besoin absolu de vie sur terre, comme l'eau et l'air. En effet, sans lui, ou s'ils étaient présents en quantités différentes, les animaux - y compris les humains - et les plantes ne pourraient pas survivre. On peut identifier plusieurs types de pollution sur Terre: la pollution de l'air, la pollution de l'eau et la pollution des sols.

La lutte contre la pollution de l'eau et la limitation de l'émission de CO<sub>2</sub> sont aujourd'hui les défis les plus urgents auxquels le monde est confronté. Dans la lutte contre la pollution de l'environnement alors que les stations d'épuration des eaux usées jouent le rôle principal pour ces défis. Afin de traiter les eaux usées destinée à les rendre propre à être rejetées sans inconvénients majeurs dans le milieu naturel et aussi la digestion anaérobie des boues d'épuration pour produire de biogaz. Ce biogaz produit peut être utilisé pour la production d'électricité, de chaleur et aussi peut être injecté dans le réseau de gaz naturel après la purification.

Notre travail consiste à l'étude de la station d'épuration des eaux usées de Beraki W. Alger, et calculer le potentiel d'électricité produit à partir de biogaz de cette station en utilisant les turbine à gaz.

Au premier temps on s'intéresse à donner quelques connaissances bibliographiques concernant les stations d'épuration des eaux usées la digestion anaérobie des boues d'épuration et aussi donner des informations sur le STEP de Beraki dans le chapitre I.

Le deuxième chapitre est consacré à étudier la production d'électricité à partir d'une turbine à gaz.

Le troisième chapitre est spécialisé à la simulation des turbine a gaz dans le logiciel GSP 11 et le calcule de potentielle d'électricité produit à partir de biogaz issus du STEP de Beraki.

## ***CHAPITRE I:***

### ***Les stations d'épuration des eaux usées et le biogaz***

## 1 Introduction :

La vie quotidien oblige l'humain de consommer une grande quantité d'eau, tant pour son usage personnel que professionnel, le rejet direct des eaux usées dans le milieu naturel perturbe l'équilibre aquatique en transformant le milieu accepteur en égouts. Cette pollution peut aller jusqu'à la disparition de toute vie, pour cela, ces eaux usées doivent être épuré et purifié de maximum de déchets, avant de les rejeter dans l'environnement.

L'épuration des eaux usées nécessite une succession d'étapes faisant appel à des traitements physique, physico-chimique et biologique. En dehors des plus gros déchets présents dans les eaux usées, l'épuration doit permettre, au minimum, d'éliminer la majeure partie de la pollution carbonée. Certains procédés permettent même l'élimination de l'azote et du phosphore. [1]

Cette épuration se fait dans des stations d'épurations.

## 2 La station d'épuration des eaux usées

### 2.1 Définition:

C'est une installation dirigée à épurer les eaux usées domestiques ou industrielles et les eaux pluviales avant le rejet dans le milieu naturel. Le but du traitement est de séparer l'eau des substances indésirables pour le milieu récepteur. Les résidus de traitement sont récupérés sous forme de boues

Une station d'épuration est une usine de traitement des eaux usées destinée à les rendre propre à être rejetées sans inconvénients majeurs dans le milieu naturel et rejoindre le cycle de l'eau.[2]

### 2.2 Les étapes de l'épuration des eaux usées dans la station d'épuration :

Les eaux usées provenant des égouts à la station d'épuration sont des eaux polluantes. Ces eaux passent par les étapes suivantes dans la station d'épuration :

- Un prétraitement de l'eau
- Traitement primaire
- Traitement secondaire

# CHAPITRE I Les stations d'épuration des eaux usées et le biogaz

- Traitement tertiaire
- Fin du traitement. [3]

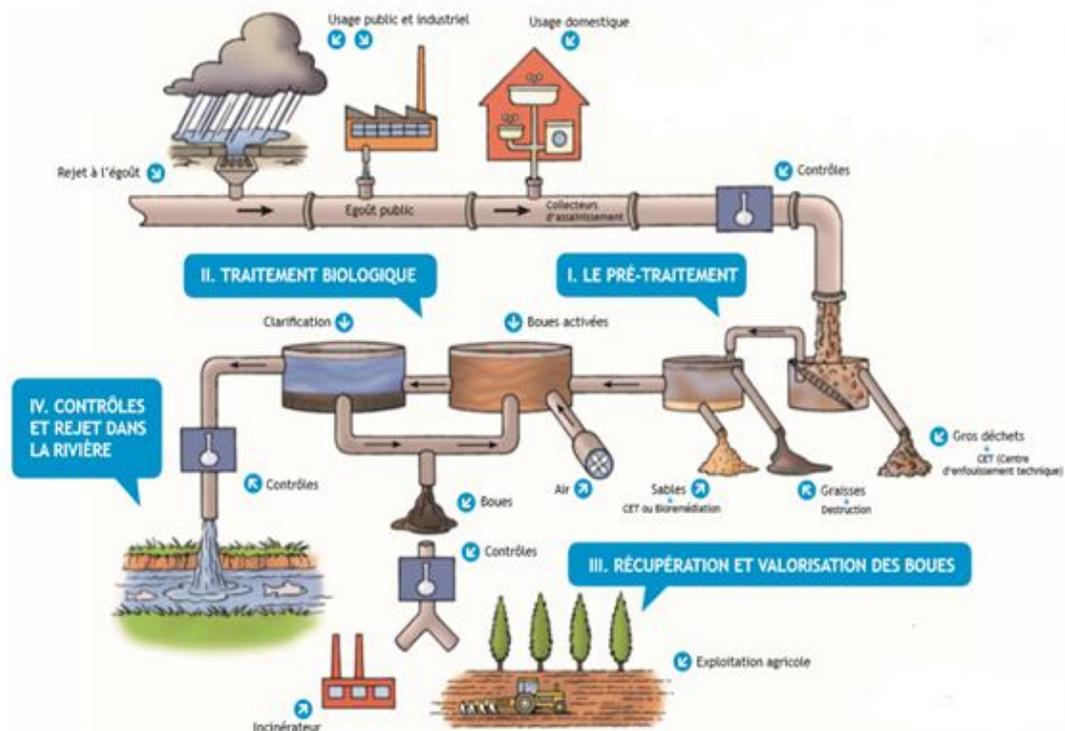


Figure I.1 : Les étapes de l'épuration des eaux usées [3]

## 2.2.1 Un prétraitement de l'eau :

Les opérations de prétraitement sont les suivantes :

✚ Dégrillage :

Au travers de plusieurs grilles les eaux sales passent, elles retiennent et enlèvent les plus gros déchets.

Le dégrillage est classé en trois catégories selon l'écartement entre barreaux de la grille:

- Un pré-dégrillage : espacement de 30 à 100mm,
- Un dégrillage moyen : espacement de 10 à 25mm,
- Un dégrillage fin : espacement de 3 à 10mm, [4]

## ✚ Dessablage – Déshuilage :

Ces deux opérations réalisées dans un décanteur commun aux deux traitements



**Figure I.2 :** Dessablage – Déshuilage [2]

## ✚ Dessablage :

Les eaux s'écoulent d'abord dans un premier bassin (appelé le « dessaleur ») où les matières plus lourdes que l'eau (sables, graviers,...) se déposent au fond. [2]

C'est une étape pour éviter le bouchage des canalisations et protéger les équipements contre l'abrasion.

## ✚ Déshuilage :

Le déshuilage est basé sur le principe de flottation afin de favoriser la remontée des corps gras moins denses que l'eau. Le but de cette opération est d'éliminer les graisses et les huiles. [4]

### **2.2.2 Traitement Primaire : décantation des matières solides en suspension dans l'eau**

Dans un grand bassin appelé **décanteur primaire**, les eaux peuvent reposer plus de deux heures.

Lentement, les eaux s'enlèvent leurs impuretés; les fines particules en suspension se déposent dans le fond du bassin où elles sont raclées et évacuées. Cette masse de matière forme des boues. [3]

### 2.2.3 Traitement secondaire : les eaux pénètrent ensuite dans le bassin d'aération, appelé aussi réacteur biologique.

Les procédés de traitement secondaire des eaux usées utilisent des micro-organismes pour éliminer biologiquement les contaminants des eaux usées. Les processus biologiques secondaires peuvent être aérobies ou anaérobies, chaque processus utilisant un type différent de communauté bactérienne. Des processus anaérobies-aérobies couplés peuvent également être utilisés dans certaines circonstances [5]

✚ **Aérobie** : Les processus biologiques aérobies sont courants dans le traitement des eaux usées municipales. Dans un système aérobie, les contaminants organiques sont convertis en dioxyde de carbone, eau, micro-organismes supplémentaires et autres produits finaux [5]

✚ **Anaérobie** : Les processus de traitement biologique anaérobie utilisent des organismes qui fonctionnent en l'absence d'oxygène moléculaire. Les processus anaérobies convertissent les contaminants organiques en un gaz de biocarburant comprenant du dioxyde de carbone, du méthane et d'autres produits finaux. Les procédés anaérobies sont généralement utilisés pour traiter les eaux usées à haute résistance là où il n'est pas pratique d'utiliser des procédés aérobies ou lorsque la production d'un biocarburant est souhaitée. Les processus anaérobies utilisent également beaucoup moins d'énergie que les processus d'aération mécanique. Les processus anaérobies sont organisés de manière lâche en tant que systèmes de croissance suspendus ou attachés. [5]

### 2.2.4 Traitement tertiaire :

Le traitement tertiaire (également appelé "traitement avancé") a pour but de fournir une étape finale de traitement pour améliorer encore la qualité des effluents avant leur rejet dans le milieu récepteur (mer, rivière, lac, terres humides, sol, etc.). Le traitement tertiaire peut comprendre l'élimination des nutriments biologiques (alternativement, cela peut être classé comme traitement secondaire), la désinfection et l'élimination des micropolluants, tels que les polluants pharmaceutiques persistants dans l'environnement. [6]

### 2.2.5 Fin du traitement :

Attention, l'eau épurée n'est pas potable. C'est une eau de qualité satisfaisante pour l'écosystème qui dépend de la rivière où elle est rejetée.

# CHAPITRE I Les stations d'épuration des eaux usées et le biogaz

---

Une goutte d'eau passe entre 13 et 30 heures dans une station d'épuration.

## **3 Les boues d'épuration :**

### **3.1 Définition et origine :**

Les boues d'épuration «un mélange d'eau et de matières solides, séparé par des procédés naturels ou artificiels des divers types d'eau qui le contiennent» d'après le Comité Européen de Normalisation (CEN)

Les boues d'épuration sont les matières résiduelles semi-solides qui sont produites comme sous-produit lors du traitement des eaux usées industrielles ou municipales dans les stations d'épurations. Ce résidu est constitué de matières minérales inertes, d'azote, de phosphore et de matières organiques. [4]

### **3.2 Les différents types de boues :**

On pourra distinguer les types de boues suivantes :

#### **3.2.1 Les boues industrielles :**

C'est l'ensemble de déchets liquides, pâteux ou solides rejeté du site de production [4]

#### **3.2.2 Les boues primaires :**

Ce sont les dépôts recouvrées par une simple décantation des eaux usées. Elles présentent des concentrations élevées en matières minérales (sable, terre...) [7]

#### **3.2.3 Les boues physico-chimiques :**

Elles ressemblent aux boues primaires sauf que durant le traitement de l'eau usée. il a été rajouté un réactif (sels de fer, d'aluminium, et autres agents flocculant) [7]

#### **3.2.4 Les boues biologiques :**

Elles sont aussi appelées boues secondaires, elles sont récupérées d'une épuration biologique des eaux. Ces boues, de concentrations médiocres (10 g/l), sont très organiques car elles sont principalement constituées de corps bactériens et de leurs sécrétions.

### 3.2.5 Les boues mixtes :

Constituées d'un mélange de boues primaires et biologiques, elles proviennent de la plupart des stations de traitement complètes. [7]

### 3.2.6 Les boues d'aération prolongée :

Obtenues sans décantation primaire avec des matières polluantes intensivement aérées. Les boues sont peu concentrées, moins organiques et donc moins susceptibles de produire des nuisances. [7]

## 3.3 Les étapes de traitement des boues d'épuration des eaux usées :

### 3.3.1 Épaississement des boues :

La première étape du plan de traitement des boues d'épuration est appelée épaississement. Dans cette étape, les boues d'épuration sont épaissies dans un épaississeur par gravité pour réduire leur volume global, permettant ainsi une manipulation aisée des boues. La flottation à air dissous est une autre alternative qui peut être utilisée pour épaissir efficacement les boues en utilisant des bulles d'air pour permettre à la masse solide de flotter vers le haut. [8]

### 3.3.2 Digestion des boues

Après avoir amassé tous les solides des boues d'épuration, le processus de digestion des boues commence. Il s'agit d'un processus biologique au cours duquel les solides organiques présents dans les boues sont décomposés en substances stables. Ce processus permet également de réduire la masse totale de solides, tout en détruisant tous les agents pathogènes présents pour permettre une déshydratation facile. Le processus de digestion des boues est un processus en deux phases. Dans un premier temps, les boues solides sèches sont chauffées et mélangées dans une cuve fermée pour permettre la digestion anaérobie par des bactéries acidifiantes. Ces bactéries hydrolysent les grosses molécules de protéines et de lipides présentes dans les boues et les décomposent en petites molécules hydrosolubles, qu'elles fermentent ensuite en divers acides gras. Les boues s'écoulent ensuite dans le deuxième réservoir où elles sont converties par d'autres bactéries pour produire un mélange de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et de méthane, après quoi le méthane est collecté et réutilisé pour alimenter le réservoir de digestion et générer de l'énergie (en fonction de la quantité récupérée). [8]

### 3.3.3 Déshydratation

Après avoir récupéré les gaz utiles et autres sous-produits, les boues restantes sont ensuite essorées avant l'élimination finale. Dans la plupart des cas, les boues déshydratées contiennent généralement une quantité importante d'eau, jusqu'à 70%, malgré leur état solidifié. Il est donc important de sécher et de déshydrater au préalable les boues. Bien que l'utilisation de lits de séchage des boues soit le moyen le plus courant de mener à bien ce processus, il prend beaucoup de temps et peut prendre des semaines avant la fin du processus. Afin d'accélérer ces processus, les plans de gestion des déchets utilisent également des dispositifs de séparation solide-liquide pour mener à bien ce processus. En fait, la centrifugation devient lentement l'une des méthodes les plus appréciées pour déshydrater les boues. En faisant passer les boues dans une centrifugeuse, il devient plus facile de récupérer toute l'eau et de faciliter la manipulation des déchets solides dans des durées plus courtes à des coûts réduits. D'autres alternatives incluent le filtre à vide à tambour rotatif et le filtre-pressé à bande. [8]

### 3.3.4 Élimination

Une fois la boue asséchée, elle peut être enfouie sous terre dans une décharge sanitaire ou utilisée comme engrais, selon sa composition chimique. Dans les cas où les boues sont trop toxiques pour être réutilisées ou enfouies, vous pouvez simplement incinérer les boues et les convertir en cendres.

Bien que les boues d'épuration soient généralement traitées à l'aide d'un plan d'action standard, il est extrêmement important de prendre en compte des aspects tels que l'origine des eaux usées, le processus de traitement utilisé pour réduire les eaux usées en boues, ainsi que les sous-produits possibles qui peuvent être récupérés à partir de pour une utilisation ultérieure avant de choisir un plan de traitement des boues. Cela vous aidera non seulement à optimiser votre production globale, mais vous aidera également à réduire les coûts en récupérant les matériaux utiles pour une utilisation secondaire avant l'élimination finale. [8]

## 4 La digestion des boues :

### 4.1 Définition de la digestion :

La digestion anaérobie ou méthanisation est un processus biologique naturel de transformation de la matière organique carbonée en biogaz. Cette décomposition des matières organiques est réalisée en absence d'air et de lumière dans des cuves fermées en milieu liquide

## **CHAPITRE I Les stations d'épuration des eaux usées et le biogaz**

---

ou sec. Le biogaz produit est composé majoritairement de méthane ( $\text{CH}_4$ ), de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) et d'eau ( $\text{H}_2\text{O}$ ). On trouve aussi sous forme de traces de l'azote ( $\text{N}_2$ ), de l'hydrogène sulfuré ( $\text{H}_2\text{S}$ ) et de l'ammoniac ( $\text{NH}_3$ ). [4]

### **4.2 Les conditions optimales pour la digestion anaérobie :**

La boue est un milieu contenant des organismes vivants microscopiques appelés bactéries. Ce sont ces bactéries qui effectuent la digestion sous certaines conditions : absence d'oxygène, température, acidité (mesurée par le pH),

Comme tout processus biologique, la méthanisation est sensible à la température. La plupart des procédés fonctionnent en mode mésophile ( $30\text{-}40^\circ\text{C}$ ) et à un pH de 7 à 7,5. La digestion doit également être effectuée dans un milieu parfaitement homogène.

Les bactéries qui effectuent la digestion ne supportent pas la présence d'oxygène, elles sont appelées bactéries anaérobies strictes.

### **4.3 Les étapes de la digestion anaérobie :**

L'hydrolyse : qui dégrade les macromolécules organiques (polysaccharides, protéines, lipides) en monomères (sucres simples, acides aminés, acides gras,...). Cette étape est limitante dans le cas de la méthanisation de substrats solides complexes.

L'acidogenèse : Les monomères obtenus sont ensuite fermentés en acides organiques, alcools.

L'acétogenèse : formation d'acétate, d'hydrogène et de gaz carbonique.

La méthanogenèse : qui conduit à la formation de méthane à partir des produits de la réaction précédente.

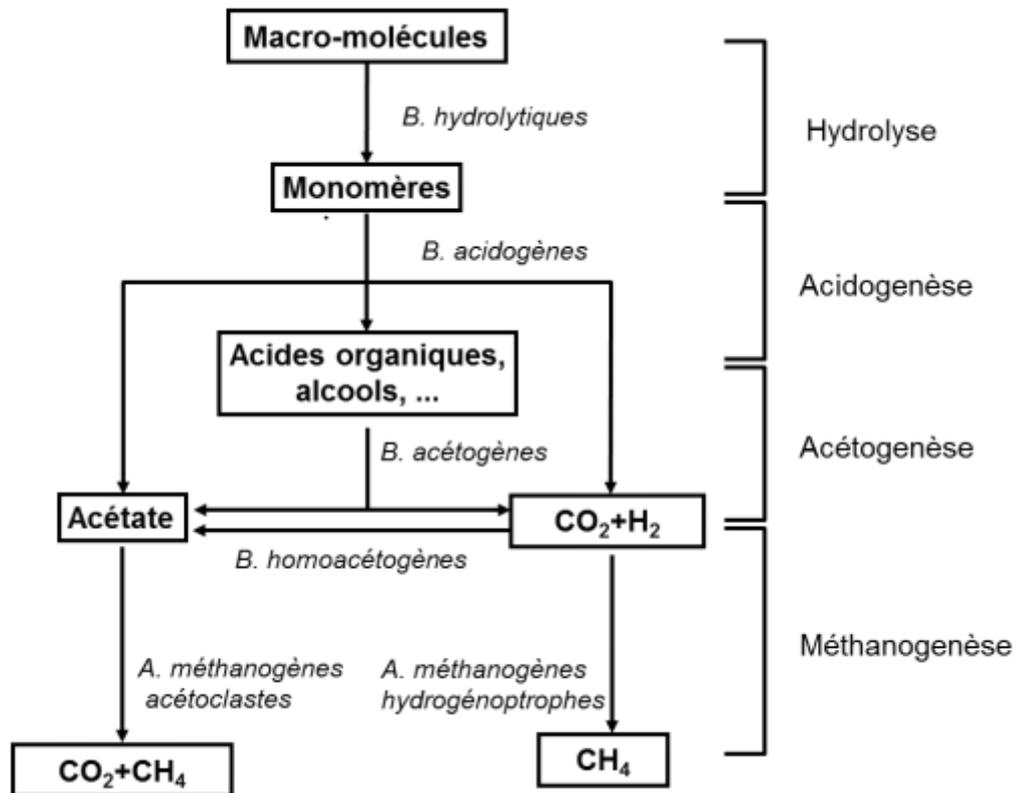


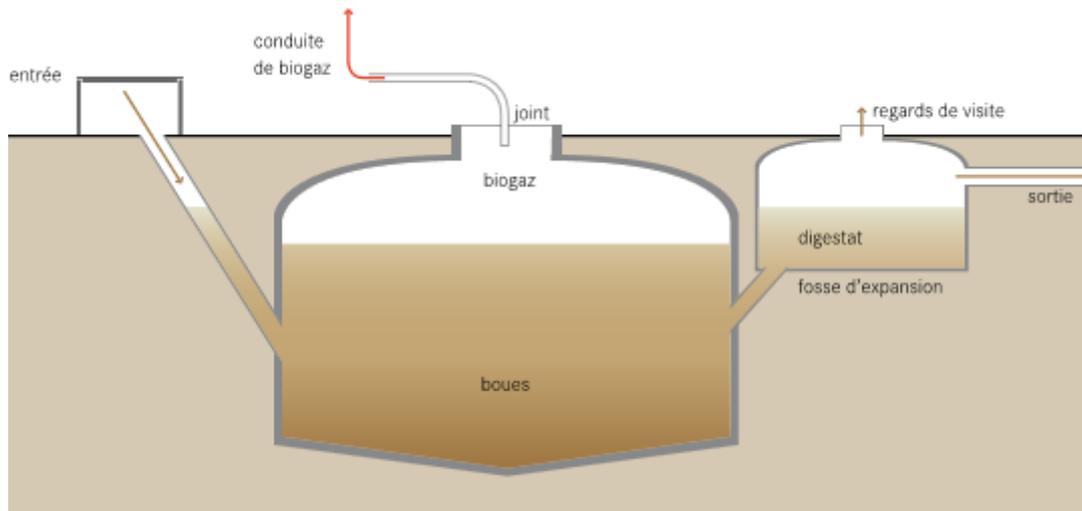
Figure I.3: Le principe de la digestion anaérobie [9]

En général la réaction de la méthanisation est résumée par :



#### 4.4 Le digesteur :

aussi appelé réacteur à biogaz ou méthaniseur, désigne une cuve utilisée dans le processus de méthanisation qui produit du biogaz grâce à un procédé de digestion anaérobie des matières organiques de diverses provenances. [10]



**Figure I.4:** le fonctionnement de digesteur[10]

### 4.5 Avantages de la méthanisation

La méthanisation, du fait des réactions biologiques, entraîne une diminution considérable de la charge organique, donc de la charge polluante du substrat digéré. Elle est donc, une dépollution à part entière. Une méthanisation correctement contrôlée conduit à des taux d'épuration très élevés.

Elle présente également d'autres avantages :

#### 4.5.1 Avantages Économiques

- Revenus supplémentaires
- Autonomie en chaleur dans un contexte d'accroissement du coût des énergies fossiles
- Diversification des débouchés pour les cultures
- Réduction de l'achat des engrais par la valorisation des digestats

#### 4.5.2 Avantages Agronomiques

- Transformation du lisier et du fumier en un produit fertilisant, plus facilement assimilable par les plantes, avec diminution des odeurs et des agents pathogènes
- Traitement des déchets organiques à des prix compétitifs
- Suppression des insectes de la fosse de stockage
- Suppression des odeurs

## 4.5.3 Avantages Environnementaux

- Le biogaz issu par la méthanisation est source d'énergie renouvelable car il se substitue à l'énergie fossile
- Réduction de la pollution due au lessivage de l'azote .
- Gestion durable des déchets organiques

## 5 Le biogaz :

### 5.1 Caractéristiques du biogaz :

Le biogaz se caractérise en premier lieu par sa composition chimique et par les caractéristiques physiques qui en découlent. Il est essentiellement un mélange de méthane ( $\text{CH}_4$ ) et de gaz carbonique ( $\text{CO}_2$ ) inerte. Cependant le nom « biogaz » regroupe une grande variété de gaz issus de procédés de traitement spécifiques, à partir des déchets organiques diverses – industriels, d'origine animale, ménagère etc.[4]

### 5.2 Composition chimique

Les sources différentes de production conduisent à des compositions spécifiques différentes. La présence de  $\text{H}_2\text{S}$ , de  $\text{CO}_2$  et d'eau rend le biogaz très corrosif et nécessite l'utilisation des matériaux adaptés. La composition d'un gaz en fermenteur dépend du substrat, de sa charge en matière organique, du débit d'alimentation du méthaniseur

Composante	Concentration (%)
Méthane ( $\text{CH}_4$ )	55-60
Dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ )	35-40
Hydrogène ( $\text{H}_2$ )	2-7
Sulfure d'hydrogène ( $\text{H}_2\text{S}$ )	2
Ammoniac ( $\text{NH}_3$ )	0-0.05
Azote (N)	0-2

Tableau II.1 : la composition du biogaz

### 5.3 Caractéristiques physiques :

Selon sa composition, le biogaz présente des caractéristiques qu'il est intéressant de comparer au gaz naturel et au propane. Le biogaz est un gaz sensiblement plus léger que l'air, il produit deux fois moins de calories par combustion à volume égal que le gaz naturel.

### 5.4 Equivalence énergétique :

Un mètre cube de biogaz brut et représente l'équivalent énergétique suivant :

- 0.4 litre de gaz butane.
- 0.6 litre de mazout.
- 2 kilogramme de charbon.
- 5 kilogramme de bois de chauffe.

Après épuration (élimination en grande intéresse. cellulose, les eaux usées et les déchets partie du  $\text{CO}_2$  et du gaz corrosif  $\text{H}_2\text{S}$ ), les l'équivalence énergétique atteint les 8400 Kcal ce qui représente

- 1.1 litre d'essence
- 1 litre de mazout,
- 0.93 litre de gaz butane [11]

### 5.5 Purification de biogaz:

La purification du biogaz permet de :

- Augmenter le pourcentage de  $\text{CH}_4$  ;
- Améliorer le pouvoir calorifique ;
- Diminuer le volume de stockage ;
- Supprimer l'effet corrosif dû à la présence de l' $\text{H}_2\text{S}$  ,  $\text{CO}_2$  et l' $\text{H}_2\text{O}$  ;
- Supprimer les mauvaises odeurs dus à la présence d' $\text{H}_2\text{S}$  .
- L'épuration consiste en l'élimination principalement de trois composées :
- Le gaz carbonique ;
- Le sulfure d'hydrogène ;
- L'eau.

### 5.6 Stockage de biogaz :

A l'échelle de la ferme, le biogaz peut être stocké dans des gazomètres à basse pression, soit à l'eau (type cloche), soit se (type ballon gonflable).

A l'échelle industrielle, le méthane peut être liquéfiée et transporté en l'état (méthanier) ou mis en réserve dans des poches souterraines, tout comme le gaz naturel

### 5.7 Méthodes de valorisation du biogaz :

Le biogaz peut être utilisé sous trois formes: l'énergie thermique, l'énergie électrique ou les biocarburants.

#### 5.7.1 Valorisation de chaleur:

La meilleure façon de récupérer le biogaz est la combustion. Elle ne nécessite pas d'investissements importants. En utilisant la chaleur de combustion pour produire de la vapeur ou de l'eau chaude ou l'utiliser pour chauffer des fours. Cependant, le consommateur utilisant du biogaz doit être placé près de la source. C'est pourquoi de nombreuses usines de traitement des eaux usées utilisent une partie du biogaz produit pour maintenir la température de l'équipement de fermentation.

#### 5.7.2 Valorisation électrique avec cogénération:

Pour produire de l'électricité, le biogaz peut être utilisé en faisant fonctionner un moteur ou une turbine à gaz. Il peut ensuite être réinséré dans le réseau électrique.

La cogénération produit de l'électricité et de la chaleur qui peuvent être utilisées pour chauffer des fermenteurs ou à d'autres fins.

Les gaz injectés doivent être purifiés et soumis à un certain nombre de prétraitements pour éliminer le CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>O et les composés halogénés.

#### 5.7.3 Combustible biogaz:

Le biogaz peut également être utilisé comme combustible. Il n'est actuellement utilisé que sur les flottes de véhicules captifs tels que les autobus urbains ou les camions à ordures ménagères.

### 5.7.4 L'injection dans le réseau de gaz naturel :

Le biogaz est épuré et enrichi (on parle alors de biométhane) avant d'être distribué dans le réseau de gaz naturel et pour les mêmes utilisations que ce dernier (cuisson, chauffage), ou alors compressé avant d'être utilisé comme carburant pour véhicules. L'injection de biométhane est limitée par le débit de consommation de gaz naturel du réseau en été (mai - septembre). La rentabilité des projets peut en être affectée

## 6 L'assainissement en Algérie :

- Nombre de centres d'assainissement : 268 centres
- Volume des eaux usées rejetées : 105 Millions de m<sup>3</sup>
- Volume de déchets solides évacués : 30 904 m<sup>3</sup>
- Nombre de STEP en exploitation par l'ONA : 154
  - 76 stations de type boues activées.
  - 75 stations par lagunage naturel ou aéré.
  - 03 filtres plantés.
- Capacités installées des STEP : 10 390 779 Millions Equivalent habitants
- Volume mensuel des eaux épurées : 21 Millions de m<sup>3</sup>
- Débit moyen journalier des eaux usées épurées : 668 396 millions m<sup>3</sup>/j. [11]

## 7 Station d'épuration de Baraki W. Alger :

### 7.1 Présentation de la ville de Baraki :

#### 7.1.1 Localisation de la ville de BARAKI :

Baraki était un village de la Mitidja créé par les militaires français entre 1830 et 1870 à côté d'un vieux village arabe, Il faisait partie de la commune de Sidi Moussa à sa création en 1852. Baraki est située à environ 18 km au sud-est d'Alger et à 35 km au nord-est de Blida et 14 km de la mer, Elle est considérée comme une ville importante des communes du sud d'Alger.

La commune de Baraki est délimitée au nord par El Harrach, au nord-ouest par la commune de Gué de Constantine, à l'ouest par les communes de Saoula et Birtouta, à l'est par la commune Les Eucalyptus et au sud par la commune de Sidi Moussa



**Figure I.5 :** Une carte représentant la ville de BARAKI et ses frontières.

La STEP se trouve dans la partie nord-est de BARAKI juste près de la route menant vers El Harrach, 0,5 Km du quartier BENGHAZI et 3 Km du centre-ville de BARAKI, dans un endroit bien espacé et non urbain.



**Figure I.6 :** Localisation de la STEP de BARAKI

### 7.2 Présentation de la station d'épuration de BARAKI :

Une STEP est une usine de dépollution des eaux usées, l'eau passe par plusieurs étapes afin d'assurer l'élimination de la pollution de l'eau. Lors de la dépollution des eaux et le passage d'une étape à une autre, cette pollution se transforme d'un état liquide à un état concentré (boues) et ces boues seront le responsable directe de la production de biogaz dans des conditions anaérobiques. [4]

## CHAPITRE I Les stations d'épuration des eaux usées et le biogaz

---

La STEP actuelle de Barraki a une capacité épuratoire de 900 000 Eq.Hab. Pour un débit moyen théorique de 147.000 m<sup>3</sup>/j. Initialement mise en service en 1989, cette station n'a plus fonctionné pendant une longue période, jusqu'à sa réhabilitation récente. Une extension est en cours de réalisation pour doubler sa capacité de traitement. Le programme défini dans le Schéma Directeur prévoit le raccordement de gros collecteurs (Pointe Pescade) sur le réseau alimentant la STEP de Baraki. Deux extensions ultérieures sont prévues, ce qui portera sa capacité à 1 800 000 Eq.hab en 2015 et 3 600 000 Eq.hab à l'horizon 2020. Cette station a reçu en moyenne 63.400 m<sup>3</sup>/jour en 2013 et produit 12.200 tonnes de boues à 23.9 % de siccité. Les performances de traitement permettent de garantir une conformité du rejet supérieur à 99% et un rendement d'élimination de la pollution supérieur à 95% [9]

La station d'épuration de « BARAKI » forme la chaîne de traitement suivante :

- Deux Stations de relevage PR1 & PR2.
- Dégrillage grossier mécanisé.
- Dégrillage fin mécanisé.
- Dessablage/déshuilage.
- Aération biologique.
- Station de pompage des boues recyclées et de boues activées en excès
- Décantation secondaire.
- Ouvrage de rejet.
- Epaissement des boues.
- Stabilisation anaérobie des boues par digestion.
- Formation et traitement du biogaz.
- Déshydratation mécanique et stockage des boues [4]



Figure I.7: la STEP de BARAKI. [10]

### 7.3 Production de biogaz : cas de la station d'épuration de Baraki :

La chaîne de traitement est constituée de deux lignes : une ligne d'eau (prétraitement mécanique, traitement biologique) et une ligne de boue (épaisseurs, digesteurs, conditionnement).

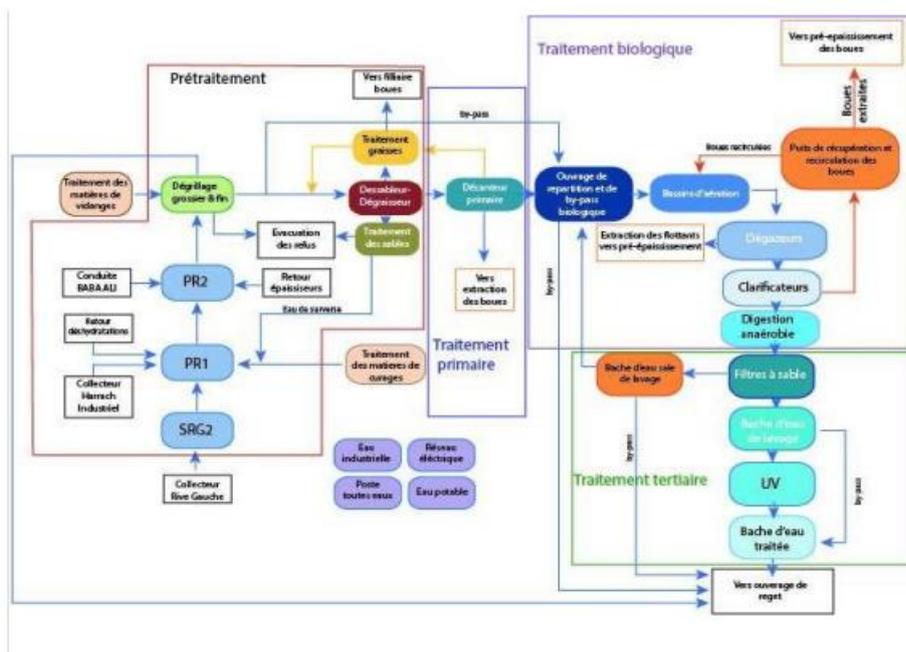


Figure I.8: schéma de la STEP de Beraki. [10]

## CHAPITRE I Les stations d'épuration des eaux usées et le biogaz

---

Les boues épaissies sont pompées dans les digesteurs, dont deux primaires et un secondaire dotés d'une capacité totale de 3 600 m<sup>3</sup> /j. Elles y séjournent pendant 21 jours. Les digesteurs sont des enceintes en béton fermées et privées d'oxygène. Le processus de fermentation anaérobie nécessite, pour une bonne activité bactérienne, une température des boues voisine de 37°C. Le brassage et le réchauffage du digesteur primaire sont garantis par deux chaudières pour le chauffage de la boue (37°C) avec deux échangeurs thermiques et deux brûleurs mixtes (fonctionnant avec le fuel ou avec le biogaz produit par la digestion). Dans ces conditions, plusieurs populations bactériennes vont s'évoluer et convertir des substrats organiques complexes (à longue chaîne carbonée) en molécules simples à un seul carbone : méthane (CH<sub>4</sub>) et dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) instruisant ainsi le biogaz. Ce dernier est traité et emmagasiné dans un gazomètre ayant pour capacité 3 000 m<sup>3</sup>. La quantité de biogaz produite par cette station est de 2 200 m<sup>3</sup> /j. l'excès de ce biogaz est brûlé dans une torchère. [11]

### 8 Conclusion

Après avoir présenté les stations d'épuration des eaux usées avec leurs avantages on a constaté leur grand intérêt coté environnementale et coté économique.

Au premier lieu nous avons expliqué le principe de fonctionnement de la station d'épuration des eaux usées, les différentes étapes d'épuration des eaux usées et les types des boues d'épuration, et bien sûr la digestion anaérobie des boues d'épuration. au second lieu nous avons présenté le biogaz qui est le biocarburant obtenu à partir de la méthanisation dans le digesteur anaérobie ensuite le stockage et ses caractéristiques ainsi que la valorisation énergétique. Enfin nous avons donné des informations concernant la station d'épuration des eaux usées de Baraki W. Alger

## ***CHAPITRE II:***

### ***Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz***

### 1 Introduction

La production d'un gaz combustible à partir de la digestion anaérobie de la biomasse, est une technologie bien connue. Alors que l'utilisation du gaz pour la combustion directe dans les poêles ou les lampes à gaz domestiques est courante, la production d'électricité à partir du biogaz est encore relativement rare dans la plupart des pays en développement. En Allemagne et dans d'autres pays industrialisés, la production d'électricité est le principal objectif des usines de biogaz ; la conversion du biogaz en électricité est devenue une technologie standard.

Ce chapitre examine les potentiels, les obstacles, les conditions cadres nécessaires et les machines à l'utilisation du biogaz pour la production d'électricité à petite et moyenne échelle dans les pays en développement. Ce document n'abordera pas le processus de production de biogaz en général, mais se concentrera uniquement sur la production d'électricité à partir de biogaz utilisant des turbines à gaz

### 2 Technologie de biogaz

Le biogaz est le gaz résultant d'un processus de digestion anaérobie. Une usine de biogaz peut transformer le fumier animal, les plantes vertes, les déchets de l'industrie agroalimentaire et des abattoirs en gaz combustible.

Le biogaz peut être utilisé de la même manière que le gaz naturel dans les poêles à gaz, les lampes ou comme carburant pour les moteurs. Il se compose de 50 à 75 % de méthane, de 25 à 45 % de dioxyde de carbone, de 2 à 8 % de vapeur d'eau et de traces de  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $NH_3$ ,  $H_2$ ,  $H_2S$ . Comparez cela au gaz naturel, qui contient 80 à 90% de méthane. Le contenu énergétique du gaz dépend principalement de sa teneur en méthane. Une teneur élevée en méthane est donc souhaitable. Une certaine teneur en dioxyde de carbone et en vapeur d'eau est inévitable, mais la teneur en soufre doit être minimisée, notamment pour l'utilisation dans les moteurs.

Le pouvoir calorifique moyen du biogaz est d'environ 21-23,5 MJ/m<sup>3</sup>, de sorte que 1 m<sup>3</sup> de biogaz correspond à 0,5-0,6 l de gazole ou à environ 6 kWh (FNR, 2009).

Le rendement en biogaz d'une installation dépend non seulement du type de matière première, mais aussi de la conception de l'installation, de la température de fermentation et du temps de rétention. L'ensilage de maïs par exemple - une matière première courante en

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

Allemagne - produit environ 8 fois plus de biogaz par tonne que le fumier de vache. En Allemagne, le fumier de vache et les cultures énergétiques sont les principales formes de matières premières. Environ 2 unités de bétail vivant (correspondant à environ 2 vaches ou 12 porcs d'élevage) plus 1 ha de maïs et d'herbe devraient donner une production constante d'environ 2 kW<sub>el</sub> (48kWh<sub>el</sub> par jour. Dans le contexte de l'Asie du Sud, l'ESMAP utilise une relation entrée-sortie spécifique typique d'environ 14 kg de fumier de bovins frais (soit la production approximative d'une vache par jour) plus 0,06 l de carburant diesel pour produire 1 kWh d'électricité. [12]

### **3 Conversion de biogaz en électricité :**

Théoriquement, le biogaz peut être converti directement en électricité en utilisant une pile à combustible. Cependant, ce processus nécessite du gaz très propre et des piles à combustible coûteuses. Par conséquent, cette option relève toujours de la recherche et n'est actuellement pas une option pratique. La conversion du biogaz en électricité par un groupe électrogène est beaucoup plus pratique. Contrairement au gaz naturel, le biogaz se caractérise par une grande résistance au cognement et peut donc être utilisé dans des moteurs à combustion avec des taux de compression élevés.

Dans la plupart des cas, le biogaz est utilisé comme carburant pour les moteurs à combustion, qui le convertissent en énergie mécanique, alimentant un générateur électrique pour produire de l'électricité. La conception d'un générateur électrique est similaire à celle d'un moteur électrique. La plupart des générateurs produisent de l'électricité en courant alternatif ; ils sont donc également appelés alternateurs ou dynamos. Des générateurs électriques appropriés sont disponibles dans pratiquement tous les pays et dans toutes les tailles. La technologie est bien connue et la maintenance est simple. Dans la plupart des cas, même les moteurs électriques triphasés universellement disponibles peuvent être convertis en générateurs. La première étape du groupe électrogène est beaucoup plus difficile sur le plan technologique : le moteur à combustion utilisant le biogaz comme carburant. En théorie, le biogaz peut être utilisé comme carburant dans presque tous les types de moteurs à combustion, tels que les moteurs à gaz (moteur Otto), les moteurs diesel, les turbines à gaz et les moteurs Stirling, etc.

### **4 Moteur de combustion approprié**

#### **4.1 Moteurs à combustion externe (moteurs CE)**

##### **4.1.1 Moteur de sterling :**

Dans ces moteurs, le biogaz est brûlé à l'extérieur, ce qui chauffe le moteur Stirling grâce à un échangeur de chaleur. Le gaz dans le moteur Stirling se dilate donc et fait ainsi bouger le mécanisme du moteur. Le travail qui en résulte est utilisé pour produire de l'électricité. Les moteurs Stirling présentent l'avantage de tolérer la composition et la qualité du carburant. Ils sont toutefois relativement chers et se caractérisent par un faible rendement. Leur utilisation est donc limitée à un certain nombre d'applications très spécifiques.

Dans la plupart des centrales à biogaz exploitées commercialement aujourd'hui, les moteurs à combustion interne sont devenus la technologie standard, qu'il s'agisse de moteurs à gaz ou de moteurs diesel.

#### **4.2 Moteurs à combustion interne**

##### **4.2.1 Les moteurs diesel**

Ne fonctionnent au biogaz qu'en mode bi carburant. Pour faciliter l'allumage du biogaz, une petite quantité de gaz d'allumage est injectée en même temps que le biogaz. Les moteurs à gaz modernes à injection pilote ("Zündstrahlmotoren") ont besoin d'environ 2% d'huile d'allumage supplémentaire. Presque tous les moteurs diesel peuvent être transformés en moteurs à gaz à injection pilote. Ces moteurs fonctionnant en mode bicarburant ont l'avantage de pouvoir utiliser également du gaz à faible pouvoir calorifique. Mais dans ce cas, ils consomment une quantité considérable de diesel. Jusqu'à une taille de moteur d'environ 200 kW, les moteurs à injection pilote semblent présenter des avantages par rapport aux moteurs à gaz en raison d'un rendement légèrement supérieur (3 à 4 % de plus) et de coûts d'investissement plus faibles.

##### **4.2.2 Les moteurs à gaz**

À allumage par étincelle (système Otto) peuvent fonctionner uniquement au biogaz. En pratique, une petite quantité d'essence est souvent utilisée pour démarrer le moteur. Cette technologie est utilisée pour les très petits groupes électrogènes (~ 0,5-10 kW) ainsi que pour les grandes centrales électriques. En Allemagne notamment, ces moteurs présentent des avantages car ils n'ont pas besoin de combustibles fossiles supplémentaires qui entraîneraient une baisse des tarifs de rachat conformément à la loi sur les énergies renouvelables (EEG).

### 4.2.3 Les turbines à gaz

Sont parfois utilisées comme moteurs à biogaz, notamment aux États-Unis. Elles sont très petites et peuvent répondre aux exigences strictes du Californie Air Resources Board (CARB) en matière d'émissions de gaz d'échappement pour le fonctionnement sur les gaz de décharge et de digesteur. De petites turbines à biogaz d'une puissance de 30 à 75 kW sont disponibles sur le marché. Cependant, elles sont rarement utilisées pour des applications à petite échelle dans les pays en développement. Elles sont coûteuses et, en raison de leur rotation à très grande vitesse et des températures de fonctionnement élevées, la conception et la fabrication des turbines à gaz constituent un défi tant du point de vue de l'ingénierie que des matériaux. La maintenance d'une telle turbine est très différente de la maintenance bien connue d'un moteur de camion et nécessite donc des compétences spécifiques.

Aujourd'hui, l'expérience de l'utilisation de moteurs à combustion pour produire de l'électricité à partir de biogaz est très étendue ; on peut considérer qu'il s'agit d'une technologie standard éprouvée. Plus de 4 000 installations de biogaz équipées de moteurs à combustion interne sont en service en Allemagne.[12]

Toutefois, il a fallu des efforts longs et déterminés pour rendre cette technologie aussi durable et fiable qu'elle l'est aujourd'hui. Les moteurs à combustion interne ont des exigences élevées en termes de qualité du combustible. Les composants nocifs - en particulier le sulfure d'hydrogène ( $H_2S$ ) - présents dans le gaz peuvent réduire considérablement la durée de vie d'un moteur et causer de graves dommages.

Il convient d'y remédier de deux manières :

- Production de biogaz propre ;
- Utilisation de moteurs et de composants appropriés et robustes.

En théorie, la plupart des moteurs destinés à l'origine aux voitures, aux camions, aux bateaux ou à un usage stationnaire peuvent fonctionner au biogaz comme carburant et sont disponibles presque partout dans une gamme de puissance comprise entre 10 et 500 kW. Cela est particulièrement vrai dans le cas d'une utilisation bi carburant. Les moteurs robustes présentant une certaine résistance au soufre sont pour la plupart exempts de métaux non ferreux (en allemand : "Buntmetalle"), car ces matériaux sont très susceptibles d'être endommagés par le biogaz riche en soufre.

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

---

Pour notre étude on a choisis à utiliser les turbines à gaz :

### 5 Turbine à gaz :

#### 5.1 Définition de la turbine à gaz :

la turbine à gaz 'TAG' ou 'TG' est une machine thermique motrice pour laquelle le fluide moteur accueille une quantité de chaleur représentée généralement par 'Q1' par l'intermédiaire d'une combustion d'un carburant combustible gazeux ou liquide (pulvérisé ou injecté) et d'un comburant (l'air) à l'intérieur d'une chambre de combustion séparée et comprise entre l'organe garantissant la compression de l'air atmosphérique 'le compresseur', généralement du type axial, et l'organe où se décompressent les gaz de combustion et créant ainsi du travail mécanique 'la turbine' qui est aussi de type axial. [13]

La turbine à gaz est le moteur au cœur de la centrale électrique qui produit du courant électrique.

Une turbine à gaz est un moteur à combustion capable de convertir du gaz naturel ou d'autres combustibles liquides en énergie mécanique. Cette énergie provoque alors un générateur qui produit de l'énergie électrique. C'est l'énergie électrique qui se déplace le long des lignes électriques vers les maisons et les entreprises.

#### 5.2 Cycles de moteurs à turbine à gaz:

La majorité des turbines à gaz fonctionnent dans un cycle ouvert dans lequel l'air est prélevé de l'air, comprimé dans un compresseur centrifuge ou à écoulement axial, puis injecté dans la chambre de combustion. Ici, le carburant est ajouté et brûlé à une pression constante principalement avec une partie de l'air. [13]

L'air comprimé supplémentaire qui est contourné autour de la section de combustion puis mélangé à des gaz de combustion très chauds est nécessaire, en maintenant la sortie de la chambre de combustion (en fait l'entrée de la turbine) suffisamment basse pour permettre à la turbine de fonctionner en continu. Si l'unité doit produire une puissance de pointe, les produits de combustion (principalement de l'air) dans les turbines sont détendus à la pression atmosphérique. La plus grande partie de la puissance de la turbine est requise pour faire fonctionner le compresseur; le reste n'est disponible que pour alimenter le générateur, la

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

pompe ou un autre dispositif d'arbre. Dans le turboréacteur, la turbine est conçue pour fournir uniquement une puissance suffisante pour entraîner le compresseur et les dispositifs auxiliaires. Le flux gazeux quitte la turbine à moyenne pression (supérieure à la pression d'air locale) et est alimenté via une buse pour produire la poussée moteur à turbine à gaz brillant qui fonctionne sans aucune perte, c'est le premier cycle de Brighton. Par exemple, si de l'air comprimé entre à  $15^{\circ}\text{C}$  et pousse dans l'atmosphère et fait pression sur un MPa, il absorbe la chaleur du carburant à une pression constante jusqu'à ce que la température atteigne  $1100^{\circ}\text{C}$  avant de se propager à travers les turbines dans l'atmosphère. Cette unité idéale nécessiterait une production turbo de 1,68 kW par kilowatt de puissance utile avec une absorption de 0,68 kW pour entraîner le compresseur. L'efficacité thermique de l'unité est de 48%. (Travail net produit divisé par l'énergie ajoutée par le combustible).

### 5.3 Les principaux composants des moteurs à turbine à gaz :

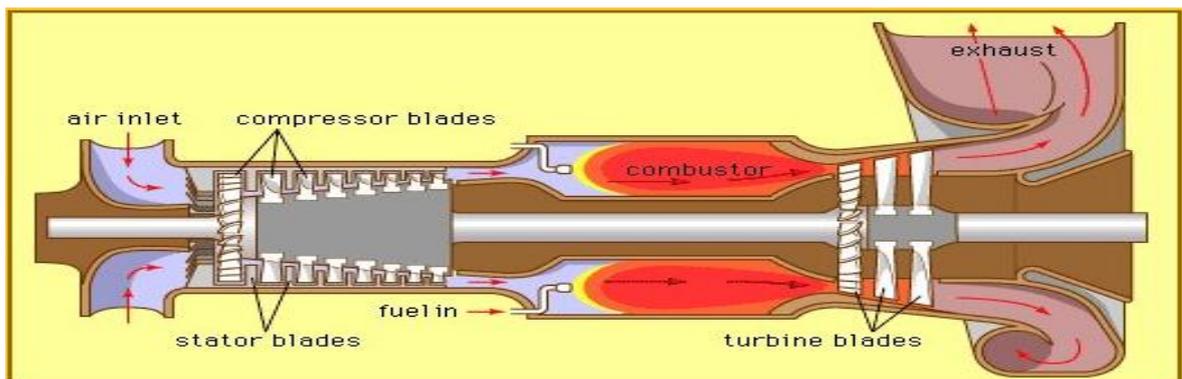


Figure II.1 : les composantes d'une turbine à gaz

#### 5.3.1 Compresseur :

Les premières turbines à gaz exploitaient des compresseurs centrifuges, qui sont relativement simples et peu coûteux. Ils sont cependant limités à de faibles rapports de pression et ne peuvent pas égaler les rendements des compresseurs à flux axial. En conséquence, les compresseurs centrifuges sont utilisés aujourd'hui principalement dans les petites unités industrielles.

Un compresseur à flux axial est l'inverse d'une turbine à réaction. Les passages de pale, qui ressemblent à des voilures torsadées et très incurvées, doivent exercer une force tangentielle sur le fluide avec des pressions d'un côté de la pale plus élevées que de l'autre. Pour un écoulement subsonique, une augmentation de la pression nécessite que la zone

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

---

d'écoulement augmente également, réduisant ainsi la vitesse d'écoulement entre les passages d'aubes et diffusant l'écoulement. Une rangée de pales de compresseur doit être considérée comme un ensemble de formes de profil aérodynamique très courbées et étroitement espacées avec lesquelles le flux d'air interagit fortement. Il y aura non seulement une montée en pression le long des pales mais aussi une variation entre elles. Flux friction, les fuites, les sillages produits par les jeux de pales précédentes et les circulations secondaires ou tourbillonnaires contribuent tous aux pertes dans une unité réelle. Les tests des ensembles de pales fixes, connus sous le nom de cascades, peuvent être exécutés dans des souffleries spéciales, mais les dispositions de pales réelles dans un ensemble rotatif obligent des configurations de test ou des plates-formes spéciales.

Les pales doivent être conçues non seulement pour avoir la forme aérodynamique correcte, mais aussi pour être légères et non sujettes aux vibrations critiques. Les avancées modernes dans la conception des pales des compresseurs (et des turbines) ont été aidées par de vastes programmes informatiques.

Bien que des rapports de pression de détente modérément élevés puissent être atteints dans un étage de turbine à réaction, seules des augmentations de pression relativement faibles peuvent être gérées par un étage de compresseur - généralement des rapports de pression par étage de 1,35 ou 1,4 à 1 dans une conception moderne. Ainsi, les compresseurs nécessitent plus d'étages que les turbines. Si des rapports de pression d'étage plus élevés sont tentés, le débit aura tendance à se séparer des pales, conduisant à des turbulences, à une montée en pression réduite et à un «calage» du compresseur avec une perte simultanée de puissance du moteur. Malheureusement, les compresseurs sont plus efficaces à proximité de cette condition dite de surtension, où de petites perturbations peuvent perturber le fonctionnement. Il reste un défi majeur pour le concepteur de maintenir une efficacité élevée sans caler le compresseur.

À mesure que l'air est comprimé, son volume diminue. Ainsi, la zone de passage annulaire devrait également diminuer si la vitesse d'écoulement doit être maintenue presque constante, *c'est-à-dire que* les pales doivent devenir plus courtes à des pressions plus élevées. Un équilibre optimal entre les vitesses des pointes des pales et les vitesses d'écoulement d'air oblige souvent que la vitesse de rotation de l'extrémité avant basse pression du compresseur soit inférieure à celle de l'extrémité haute pression. Ceci est réalisé dans les turbines à gaz de gros avions par des arbres «enroulés» où l'arbre de l'extrémité basse pression, entraîné par la partie basse pression de la turbine, tourne à une vitesse

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

---

différente dans le compresseur creux haute pression / arbre de turbine , chaque arbre ayant ses propres roulements. Les moteurs à double et triple bobines ont été développés.[14]

### 5.3.2 la chambre de combustion

Se présente par une perte de charge de l'ordre de 6 % [14] et par un échauffement de l'air lié à la combustion du gaz avec un rendement généralement de 98%. Etant donné que sa connaissance conditionné la durée de vie des pièces chaudes, la température  $T_3$  à « l'entrée turbine » est limitée.

La chambre de combustion d'une turbine à gaz est le lieu où s'ajoute l'énergie qui fait fonctionner l'ensemble du système. La chambre de combustion d'une turbine moderne est généralement constituée d'un cylindre avec un second cylindre plus petit appelé chemise à l'intérieur. Un mélange air-carburant passe dans la bouche de la chemise et de l'air supplémentaire peut passer autour de l'extérieur de celle-ci, entre la chemise et le cylindre extérieur pour maintenir la chemise froide. Cet air est ensuite introduit par des trous et des fentes le long de la chemise.

Dans la plupart des turbines à gaz modernes, l'air est pré mélangé avec le combustible avant d'être injecté dans la chambre de combustion par un ensemble de buses. La forme et la direction des buses et des déflecteurs dans la chambre de combustion sont soigneusement conçues pour assurer à la fois un mélange homogène et une flamme stable dans la chambre de combustion. Le mélange air-carburant s'enflamme dans la zone de combustion, libérant de l'énergie sous forme de chaleur. La température dans la flamme de la zone de combustion peut atteindre plus de 1900°C, bien plus que ce que la plupart des matériaux peuvent supporter. Afin de contrôler cette température, une partie de l'air du compresseur peut être utilisée pour refroidir les parois du revêtement de la chambre de combustion. Cela permettra également de diluer les gaz de combustion très chauds afin de réduire leur température.[14]

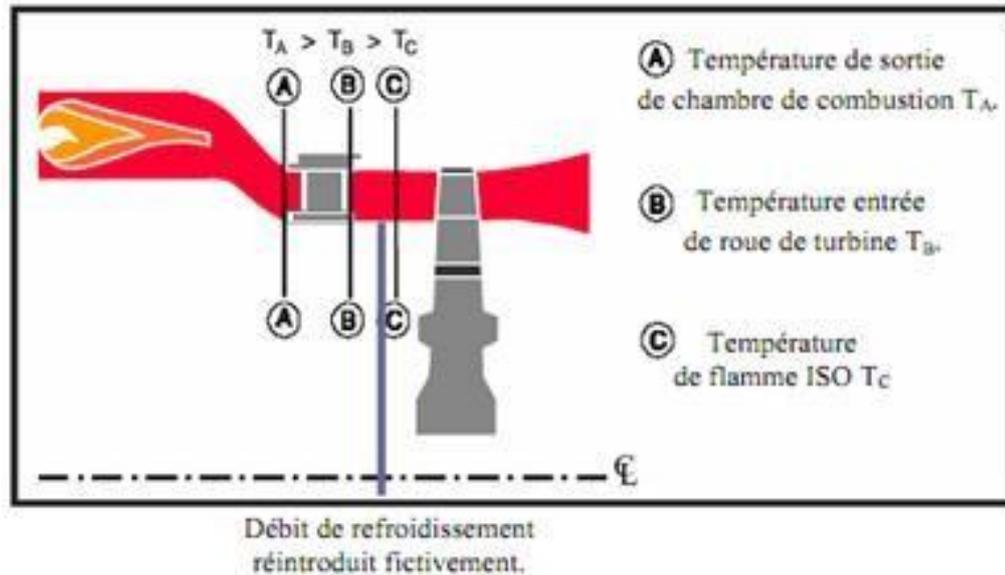


Figure II.2: définition de la température de la flamme

### 5.3.3 Turbine :

La turbine est normalement basée sur le principe de la réaction, les gaz chauds s'étendant jusqu'à huit étages à l'aide de turbines à un ou deux bobines. Dans une turbine entraînant une charge externe, une partie de l'expansion a souvent lieu dans une turbine haute pression qui entraîne uniquement le compresseur tandis que l'expansion restante a lieu dans une turbine distincte «libre» connectée à la charge.

Les contraintes élevées des aubes centrifuges et les températures élevées à l'entrée de la turbine obligent l'utilisation d'alliages métalliques spéciaux pour les aubes de turbine. Ces alliages se développent parfois sous forme de monocristaux. Les pales soumises à des températures élevées doivent également être refroidies par aspiration directe d'air plus frais du compresseur et alimenté par des passages internes. Deux procédés sont actuellement utilisés:

- un impact de jet à l'intérieur des pales creuses et
- une purge d'air à travers de minuscules trous pour former une couverture de refroidissement à l'extérieur des pales. [14]

### 5.3.4 . Autres considérations de conception :

De nombreux autres aspects entrent dans la conception d'un moteur à turbine à gaz moderne, dont seuls quelques exemples peuvent être donnés. Une grande attention doit être accordée, en particulier dans une unité multibrins, à la conception de tous les roulements, y

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

compris les roulements de poussée qui absorbent les forces axiales, et au système de lubrification. Lorsqu'un moteur démarre et devient chaud, les composants s'allongent ou «poussent», affectant ainsi les dégagements de passage et les joints. D'autres considérations incluent la purge d'air du compresseur et sa canalisation pour le refroidissement des aubes de turbine ou pour l'entraînement d'accessoires. [14]

### 5.4 Classification des turbines à gaz :

#### 5.4.1 D'après le mode de construction:

##### 5.4.1.1 Turbine mono-arbre:

Le compresseur et les sections de la turbine de ces machines sont constitués d'un seul rotor simple, où la turbine produit l'énergie pour entrainer le compresseur ainsi que l'énergie pour entrainer la charge. La turbine à gaz peut être à un seul arbre ou à deux arbres. La conception à un seul arbre consiste en un arbre reliant le compresseur d'air, la turbine du producteur de gaz et la turbine de puissance en un seul élément rotatif Cette conception est la mieux adaptée aux applications à vitesse constante, telles que l'entraînement de générateurs électriques à fréquence constante.[15]

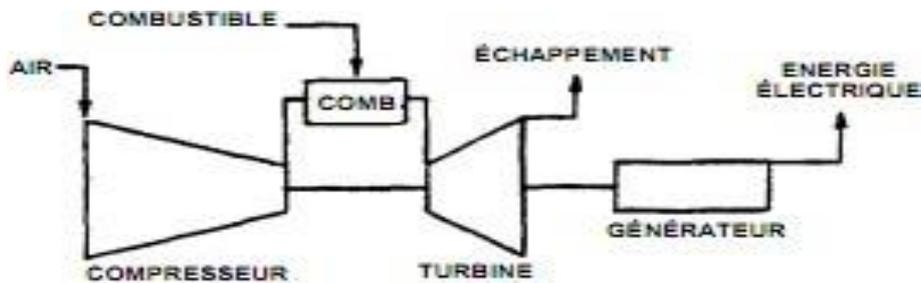


Figure II.3: turbine à gaz mono-arbre

##### 5.4.1.2 Turbine bi-arbre:

La conception à deux arbres comporte le compresseur d'air et le producteur de gaz sur un arbre et la turbine de puissance sur un second arbre indépendant. Cette conception offre la flexibilité de vitesse nécessaire pour couvrir plus efficacement une plus large carte de performance de l'équipement entraîné. Cela permet au producteur de gaz de fonctionner à la vitesse nécessaire pour développer la puissance requise par les équipements entraînés tels que



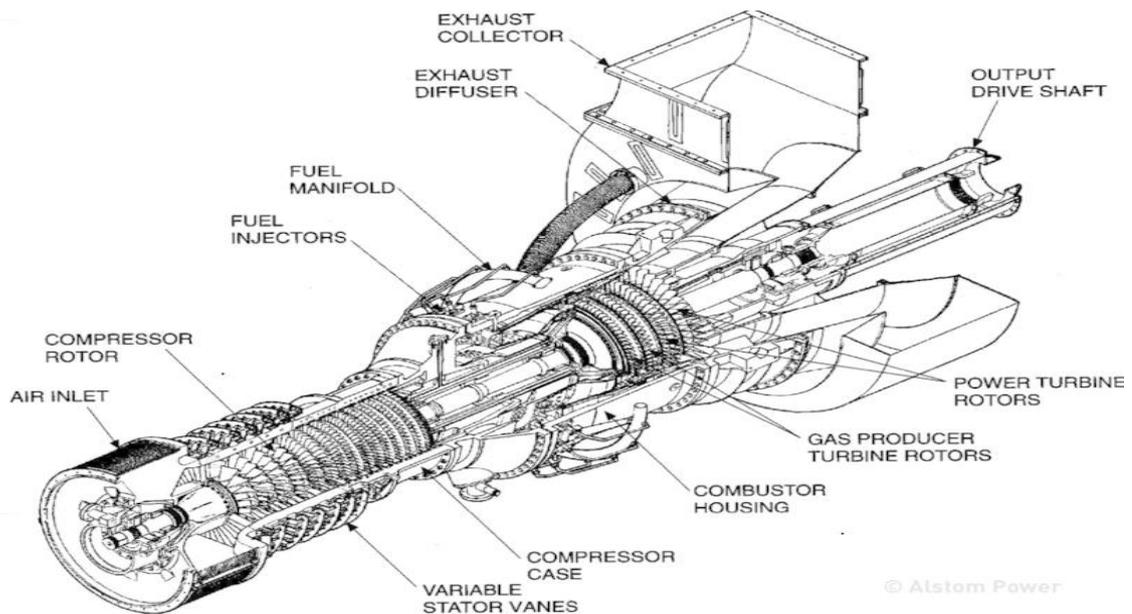


Figure II.5 : turbine à gaz bi-arbre

### 5.4.2 D'après le mode de travail:

#### 5.4.2.1 Turbine à action:

La conversion thermodynamique du fluide se fait uniquement dans la directrice (entre aubages fixes) c'est le principe de fonctionnement d'une turbine à action. Les aubes mobiles n'ont qu'un rôle à jouer, c'est de convertir l'énergie cinétique acquise par la détente ( $P_1 > P_2$ ) en travail mécanique communiqué au rotor. Aucun changement de pression dans l'évolution de gaz de la roue ( $P_1 = P_2$ ). [15]

#### 5.4.2.2 Turbine à réaction:

Dans les turbines à réaction, la détente s'acquiert aussi bien dans les canaux fixes que dans les canaux mobiles, c.-à-d. qu'une partie de l'énergie thermique est converti dans la roue en énergie cinétique et mécanique. Le changement des gaz dans la roue se fait avec variation de la pression statique ( $P_1 > P_2 > P_3$ ). [15]

### 5.4.3 D'après le mode de fonctionnement thermodynamique :

La turbine à gaz à cycle ouvert dont l'aspiration et l'échappement s'exécutent directement dans l'atmosphère, ce type de turbines qui est le plus efficace se partage en deux classes :

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

---

### 5.4.3.1 Turbine à cycle simple :

c'est une turbine exploitant un seul fluide pour la production d'énergie mécanique après la détente les gaz possédant encore un potentiel énergétique sont échappés dans l'atmosphère à travers la cheminée. [15]

### 5.4.3.2 Turbine à cycle avec régénération :

Les pertes de chaleur amenées par les gaz d'échappement sont les plus importantes dans l'installation de turbine à gaz. En ce qui concerne le rendement des installations de turbine à gaz peut être accru, en acheminant les gaz d'échappement dans un échangeur thermique où ils réchauffent l'air sortant du compresseur avant son entrée dans les chambres de combustion. On recycle une partie de chaleur sensible de ces gaz qui se trouvait perdue dans l'atmosphère. [15]

## 5.5 Échappement de la turbine à gaz:

Agit par la perte de charge qui est construit par tous les éléments en aval : propagateur d'échappement (de 0,5 à 1 %), grille de tranquillisation (0,5 %), système de réchauffe des gaz (0,3 %), chaudière, vannes et coudes, cheminée.

## 5.6 Principe de fonctionnement d'une turbine à gaz:

Le train de turbines à gaz comprend un rotor de compresseur axial, une chambre de combustion, un rotor de turbine à gaz et un alternateur. le mélange d'air et de gaz est comprimé dans le rotor du compresseur axial et pompé vers la chambre de combustion à très haute pression, la mise à feu a lieu dans la chambre de combustion à l'aide de bougies d'allumage, en raison de la haute pression, l'expansion des gaz de combustion est envoyée au gaz Turbine Rotor, la vitesse des gaz de combustion touche les pales (en forme de feuille aérodynamique) qui sont accordées sur le trajet circulaire du rotor en plusieurs étapes qui tend à faire tourner le rotor de la turbine à gaz. C'est pourquoi le travail est terminé. Turbine à gaz Le rotor est couplé à un alternateur 2 pôles ou 3 pôles, il génère l'énergie électrique. Compresseur axial Rotor, Turbine Rotor et Alternateur Rotor ces trois rotors sont couplés , pendant le démarrage, l'engrenage tournant est utilisé jusqu'à un certain gain de vitesse. le système de contrôle est utilisé pour contrôler la vitesse du système lors du passage de la charge, du temps de démarrage et de déclenchement, des déclenchements de prévention, etc. Système de lubrification et autres auxiliaires Impliqués dans le système

### 5.7 Évolution des gaz à travers les différents composants d'une turbine à gaz :

Le compresseur (C), composé d'un ensemble de roues munies d'ailettes, comprime l'air extérieur (E), simplement filtré, jusqu'à 10 à 15 bars, voire 30 bars pour certains modèles.

Du gaz (G), ou un combustible liquide atomisé est injecté dans la chambre de combustion (Ch) où il se mélange à l'air comprimé et s'enflamme. Les gaz chauds se détendent en traversant la turbine (T), où l'énergie thermique des gaz chauds est convertie en énergie mécanique. La dite turbine est composée d'une ou plusieurs roues également munies d'ailettes. Les gaz brûlés s'échappent par la cheminée (Ec) à travers un diffuseur. Le mouvement de rotation de la turbine est communiqué à l'arbre (A) qui actionne d'une part le compresseur, d'autre part une charge qui n'est autre qu'un appareil (machine) récepteur (ice) (pompe, alternateur...) accouplé à son extrémité droite. Pour la mise en route, on utilise un moteur de lancement (M) qui joue le rôle de démarreur, figure (3.4). Le réglage de la puissance et de la vitesse de rotation est possible en agissant sur le débit de l'air en entrée et sur l'injection du carburant. [16]

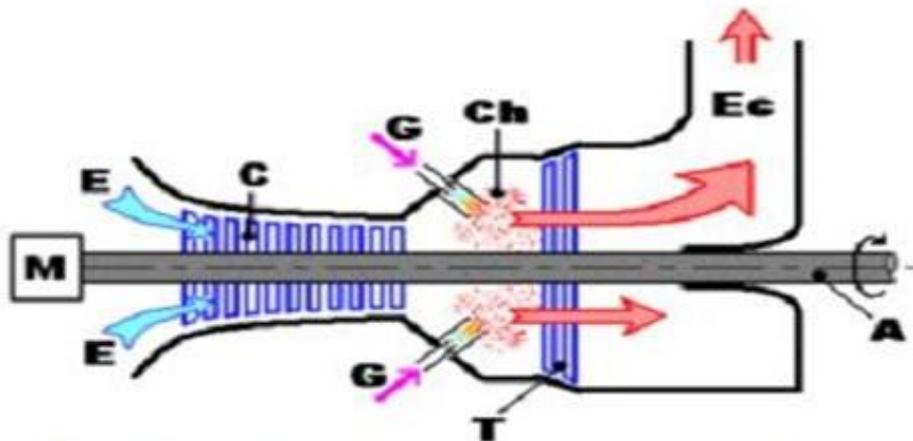


Figure II.6: Évolution des gaz à travers une TAG [16]

### 5.8 Domaines d'application :

L'utilisation de loin la plus importante des turbines à gaz est dans l'aviation, où elles fournissent la force motrice pour la propulsion des avions à réaction. En raison de l'importance de cette application et de la diversité des moteurs à réaction modernes, le sujet

## **CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz**

---

sera traité en détail dans une section distincte de l'article. La discussion actuelle portera sur l'utilisation des turbines à gaz dans la production d'électricité et dans certains processus industriels, ainsi que sur leur rôle dans la propulsion marine, locomotive et automobile.

### **5.8.1 Production d'énergie électrique :**

Dans le domaine de la production d'électricité, les turbines à gaz doivent concurrencer les turbines à vapeur dans les grandes centrales électriques et les moteurs diesel dans les petites centrales. Même si le coût initial d'une turbine à gaz est inférieur à celui de ces deux alternatives pour les unités de taille moyenne, son efficacité inhérente est également plus faible. Pourtant, une unité à turbine à gaz nécessite moins d'espace et peut être mise en service en quelques minutes, contrairement à une unité à vapeur qui nécessite de nombreuses heures pour son démarrage. En conséquence, les turbines à gaz ont été largement utilisées comme des centrales de taille moyenne "à charge de pointe" pour fonctionner de manière intermittente pendant de courtes périodes de forte demande d'énergie sur un système électrique. Dans ce cas, les coûts initiaux, plutôt que les frais de combustible, deviennent la considération principale. [14]

### **5.8.2 Utilisations industrielles :**

Avec des tailles allant généralement de 1 000 à 50 000 chevaux, les moteurs industriels à turbine à gaz peuvent être utilisés pour de nombreuses applications. Ils entraînent notamment des compresseurs pour le pompage du gaz naturel dans les gazoducs, où une petite partie du gaz pompé sert de combustible. Ces unités peuvent être automatisées de sorte que seule une surveillance occasionnelle sur place est nécessaire. Une turbine à gaz peut également être incorporée dans un processus de raffinage du pétrole appelé processus Houdry, dans lequel de l'air sous pression est passé sur un catalyseur pour brûler le carbone accumulé. Les gaz chauds entraînent alors directement une turbine sans chambre de combustion. La turbine, à son tour, entraîne un compresseur pour pressuriser l'air nécessaire au processus. De petites turbines à gaz portables équipées de compresseurs centrifuges ont également été utilisées pour faire fonctionner des pompes. [14]

### **5.8.3 Propulsion marine :**

Dans ce domaine d'application, le moteur à turbine à gaz présente deux avantages par rapport aux centrales à vapeur et au diesel : il est léger et compact. Au début des années 1970, un navire équipé d'une turbine à gaz d'une puissance de 20 000 chevaux a été testé avec succès en mer par la marine américaine pendant plus de 5 000 heures. Des turbines à gaz ont

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

---

ensuite été choisies pour propulser divers nouveaux navires de la marine américaine. [14]

### 5.8.4 Propulsion des locomotives:

Au cours des années 1950 et 1960, les fabricants de locomotives ont construit un certain nombre de véhicules équipés de moteurs à turbine à gaz fonctionnant au pétrole lourd. Bien que les locomotives à turbine à gaz aient eu un succès modéré pour les longs parcours, elles n'ont pas pu faire de percée significative par rapport aux locomotives diesel dans des conditions de fonctionnement normales, surtout après l'augmentation du coût relatif du pétrole lourd. En outre, le faible rendement inhérent à une simple turbine à gaz à cycle ouvert s'aggrave encore à charge partielle ou au ralenti, lorsqu'il faut beaucoup de carburant pour entraîner le compresseur tout en ne produisant que peu ou pas de puissance utile. [14]

### 5.8.5 Propulsion automobile

Les moteurs à turbine à gaz ont été proposés pour être utilisés dans les automobiles à partir du début des années 1960. Malgré leur petite taille et leur poids pour une puissance donnée et leurs faibles émissions de gaz d'échappement par rapport aux moteurs à essence, les inconvénients des coûts de fabrication élevés, du faible rendement thermique et des mauvaises performances à charge partielle et au ralenti ont prouvé que les voitures à turbine à gaz n'étaient pas rentables et peu pratiques. [14]

## 5.9 Cycle thermodynamique des turbines à gaz:

Le cycle de Brayton est un cycle thermodynamique nommé d'après George Brayton qui décrit le fonctionnement d'un moteur thermique à pression constante. Les premiers moteurs Brayton utilisaient un compresseur à piston et un détendeur à piston, mais des moteurs à turbine à gaz plus modernes et des réacteurs à air soufflé suivent également le cycle Brayton. Bien que le cycle fonctionne généralement en système ouvert (et doit même fonctionner en tant que tel en cas de combustion interne), on suppose généralement, aux fins de l'analyse thermodynamique, que les gaz d'échappement sont réutilisés dans l'admission, ce qui permet de les analyser en système fermé [14]

### 5.9.1 Étude de cycle idéal de turbine 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

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

---

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 II.7. 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  $T_1$  (température ambiante dans le cas du cycle ouvert)
- La température maximale  $T_3$  du cycle fixée par la température maximale admissible en entrée de la turbine
- Le rapport de pression ou taux de compression  $R_p = P_2/P_1$

On cherche à connaître les performances de l'installation en fonction des paramètres caractéristiques que sont :  $T_1$ ,  $T_3$  et  $R_p = P_2/P_1$

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 II.7 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 :

- 1- Les pertes de pression dans les échangeurs de chaleur et les passages reliant les équipements sont négligeables.
- 2- 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 II.7 respectivement.

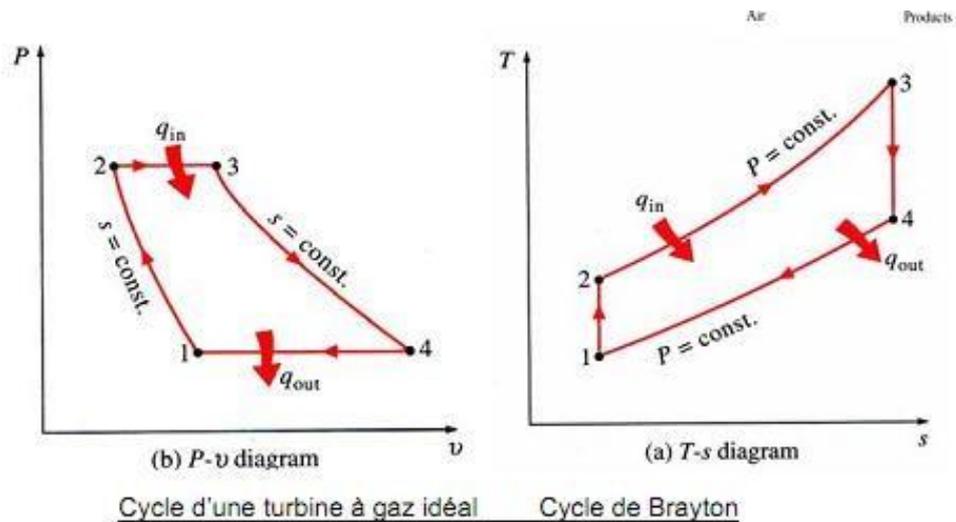


Figure II.7 : Cycle thermodynamique de turbine à gaz

En considérant que le compresseur et la turbine comme des machines parfaites dont le rendement poly tropique est égal à l'unité.

### 5.10 . Modélisation de la turbine a gaz:

Un modèle dynamique d'une turbine à gaz peut être créé sur la base des descriptions des principaux composants. L'idée de base d'un tel modèle découle du processus de conception dans lequel des équipes de conception individuelles produisent des modèles/prototypes pour les principaux composants et entreprennent ensuite la tâche de "faire correspondre" ces composants pour obtenir un moteur en état de marche.

De plus, les modèles mathématiques donnent un aperçu des propriétés du moteur et de la physique du modèle pendant la simulation. Les lois de la conservation et les équations du mouvement servent de point de départ au développement de ce modèle mathématique dynamique composé de composants fluides et de circuits en fonctionnement. La performance globale d'une turbine à gaz est déterminée par ses principaux composants, compresseur, combustion, turbine, admission / échappement. Le modèle mathématique développé doit être suffisamment flexible, facile à comprendre et doit donner des résultats fiables [17].

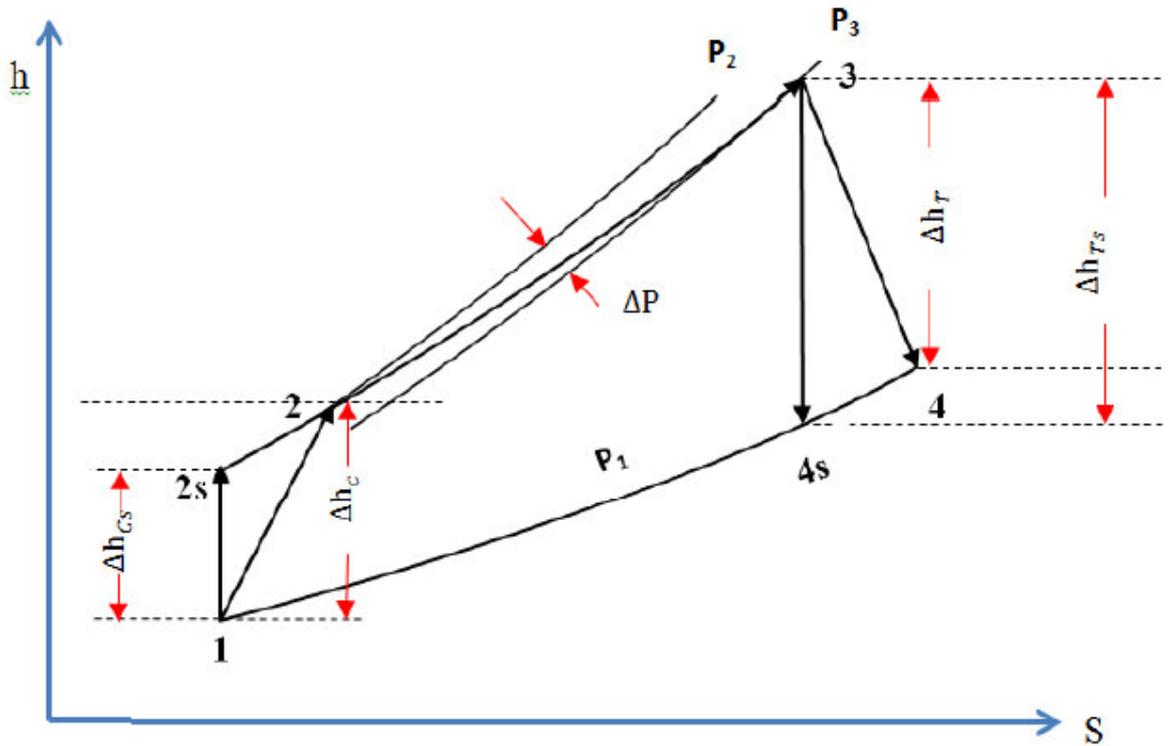


Figure III.8 :le cycle de turbine à gaz.

### 5.10.1 Modélisation de la compression:

La fonction principale du compresseur utilisé dans les turbines à gaz est d'augmenter la pression et la température de l'air, dans la plupart des circuits de turbines à gaz, la compression est effectuée à l'aide de compresseurs axial composés d'une série d'étapes, chacune avec une rangée de lames rotatives suivie d'une rangée de lames fixes. [18]; [19]; [20]; [12]

Le processus de compression représente par le segment 1-2 sur la figure (III.8) est accompli par le compresseur, modélise par son rendement poly tropique ( $\eta_{pc}$ ), dont sa valeur est donnée par le constructeur, défini comme suite :

$$\eta_{pc} = \frac{v dp}{dh} \frac{h_2s - h_1}{h_2 - h_1} \approx \frac{T_2s - T_1}{T_2 - T_1} \quad (\text{III-1}).$$

Sachant que :  $dh = c_{pf}dT$  (III-2).

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

Et que : 
$$c_{pf} = \frac{R\gamma_f}{\gamma_f - 1} \quad \text{(III-3)}$$

Et 
$$v = \frac{RT}{p} \quad \text{(III-4)}$$

L'équation (III -1) devient : 
$$\eta_{pc} = \frac{\frac{\gamma_f - 1}{\gamma_f} [\ln(\frac{P_2}{P_1})]}{\ln(\frac{T_2}{T_1})} \quad \text{(III-5)}$$

Le taux de compression, communément noté ( $\pi_c$ ), représente le rapport de la pression de sortie à la pression d'entrée.

$$\pi_c = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)$$

Et 
$$X_f = \frac{\gamma_f - 1}{\gamma_f}$$

D'après la relation (III -5) on obtient la température de sortie de compresseur  $T_2$ :

$$T_2 = T_1 \left(1 + \frac{((\pi_c)^{X_f} - 1)}{\eta_{pc}}\right) \quad \text{(III-6)}$$

Sachant que: 
$$\gamma_f = \frac{c_{pf}}{c_{vf}} \quad \text{(III-7)}$$

Avec:

$\gamma_f$ : est le rapport de la chaleur spécifique à la partie froide (compresseur).

$c_{pf}$ : est la chaleur spécifique de l'air à pression constante (compresseur).

$c_{vf}$ : est la chaleur spécifique de l'air à volume constant (compresseur).

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

### 5.10.2 Modélisation de la chambre de combustion:

L'air comprimé provenant du compresseur pénètre dans la chambre de combustion où il est fourni avec de l'énergie thermique et donc sa température monte à l'entrée de la turbine. Ainsi, nous pouvons considérer les chambres de combustion comme des chauffe-air avec un allumage direct qui brûlent implicitement du carburant avec un tiers ou moins du gaz provenant du compresseur, puis mélanger les produits de combustion avec l'air restant jusqu'à ce que la température atteigne la température appropriée pour l'entrée de la turbine.

La chambre de combustion est alimentée au carburant gazeux ou au carburant liquide ou les deux en même temps.

La puissance des turbines à gaz est le résultat de la chaleur fournie à ces turbines, qui sont générées dans la chambre de combustion à la suite de la combustion du carburant avec de l'air, et sont alimentées les turbines à gaz aux carburants liquides tels que le diesel ( $C_{12}H_{26}$ ) Et l'essence ( $C_{12}H_{24}$ ) et le kérosène ( $C_8H_{18}$ ) Ou des combustibles gazeux comme le gaz naturel. [18]; [19]; [20]; [21]

Pour générant la chaleur il faut brûler Le carburant avec la présence de l'oxygène, Comme le montre l'équation suivante :



Le processus de combustion représente par le segment 2-3 sur la figure II.8 est associée avec une perte de pression totale  $\Delta P_{cc}$ .

Comme le gaz naturel est constitué essentiellement du méthane, nous allons procéder à la combustion de ce dernier.

Sachant que l'air est composé de 21% d'oxygène et près de 79% d'azote.

La fraction carburant / air (FSC) pour une combustion stœchiométrique s'obtient comme suit :

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

---

1 mole carburant  $\rightarrow$  2 moles O<sub>2</sub>

16 g/mole carburant  $\rightarrow$  64 g/mole O<sub>2</sub>

16g carburant  $\rightarrow$  274,672g air

La masse de carburant pour la combustion est 16g.

La masse d'air pour la combustion est 274.672g.

Donc

$$F_{sc} = \frac{16}{274.672} = 0.0582. \quad (\text{III-9})$$

Grâce à l'équation (III -8)., nous constatons que l'azote gazeux n'interagit avec aucun composé chimique, car il s'agit d'un gaz inerte, sauf qu'à des températures supérieures à 1300 degrés, l'azote commencera à interagir avec d'autres éléments. Les produits les plus dangereux sont lorsque l'azote réagit avec l'oxygène et produit du monoxyde et du dioxyde d'azote.

L'azote constitue environ 79% de l'air entrant dans la chambre de combustion. L'azote entre dans la chambre de combustion avec un grand volume et une basse température et en sort avec une grande température .donc il absorbe une grande partie de l'énergie chimique générée lors de la combustion de carburant.

La quantité de chaleur absorbée pendant le processus de combustion est calculée à partir de la relation suivante :

$$Q_H = m C_{pc} (T_3 - T_2) \quad (\text{III-10})$$

$m$  (kg / s) : est le débit d'air (chambre de combustion).

$C_{pc}$  : est la chaleur spécifique de l'air à pression constante (chambre de combustion).

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

---

Et on a aussi :

$$QH = \eta_{\text{comb}} m_c H \quad (\text{III-11}).$$

$\eta_{\text{comb}}$ : est Le rendement de la chambre de combustion (chambre de combustion).

$m_c$  : est le débit de carburant.

$H$  : est le pouvoir calorifique inférieur de carburant utilisé.

En utilisant (III-10) et (III-11) l'augmentation de température dans la chambre de combustion peut être calculée comme suit :

$$T_3 = T_2 + \eta_{\text{comb}} \frac{m_c H}{m C_{pc}} \quad (\text{III-12}).$$

Cependant, il y a un décalage associé au débit de gaz dans les tuyaux et le collecteur du système de carburant. Ce décalage peut être approximé par l'expression suivante:

$$T_v = \frac{P_0}{Q_0} V D.$$

Avec :

$$D = \frac{\partial}{\partial P} \left( \frac{1}{\vartheta} \right) .$$

$T_v$ : est la constante de temps du décalage en (s).

$P_0$ : est la pression moyenne du gaz en (Pa).

$Q_0$ : est le débit massique en régime permanent à la sortie du tuyau en (kg/sec).

$V$ : volume de tuyau en (m<sup>3</sup>).

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

D: est la variation de densité due aux changements de pression à température constante (sec<sup>2</sup>/m<sup>2</sup>).

$\vartheta$ : Est le volume spécifique (m<sup>3</sup>/kg).

### 5.10.3 .Modélisation de la turbine:

Le rôle principale de la turbine est de convertir l'énergie cinétique des gaz chauds de la chambre de combustion en un travail utilisé pour faire fonctionner le compresseur et les accessoires de turbine à gaz, ainsi que pour produire de l'électricité. [18]; [19]; [20]; [21].

Les entrées du bloc de turbine sont la vitesse de rotor N, la température d'entrée de turbine T<sub>3</sub>, la pression d'entrée de turbine P<sub>3</sub> et la pression de sortie de turbine P<sub>4</sub>.

A cause des pertes de pression dans la chambre de combustion, le taux de détente en fonction du taux de compression et des pertes de pression est fourni par la formule (III-13):

$$\frac{P_3}{P_4} = \frac{P_2 - \Delta P_{cc}}{P_1} = \frac{P_2}{P_1} (1 - \xi_{\text{comb}}). \quad (\text{III-13}).$$

Ce qui conduit a:

$$\pi_T = \pi_c (1 - \xi_{\text{comb}}). \quad (\text{III-14}).$$

Avec: 
$$\xi_{\text{comb}} = \frac{\Delta P_{cc}}{P_2}$$

Le processus de détente (segment 3-4 ; figure III.9) cause une augmentation d'entropie représentée par le rendement poly tropique  $\eta_{PT}$  tel que :

$$\eta_{PT} = \frac{dh}{vdP} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4s}} \approx \frac{T_3 - T_4}{T_3 - T_{4s}} \quad (\text{III-15}).$$

Sachant que : 
$$dh = c_{pc} dT \quad (\text{III-16}).$$

## CHAPITRE II Production d'électricité à partir d'une turbine à gaz

Et que : 
$$c_{pc} = \frac{R\gamma_c}{\gamma_c - 1} \quad (\text{III-17}).$$

Et 
$$v = \frac{RT}{p} \quad (\text{III-18}).$$

Et 
$$X_c = \frac{\gamma_c - 1}{\gamma_c}$$

D'où on peut déterminer la température de sortie de la turbine de détente T4 :

$$T_4 = T_3 \left( 1 - \left( 1 - \frac{1}{X_c} \right) \eta_{PT} \right) \quad (\text{III-19}).$$

Sachant que: 
$$\gamma_c = \frac{c_{pc}}{c_{vc}} \quad (\text{III-20}).$$

Avec:

$\gamma_c$ : est le rapport de la chaleur spécifique a la partie chaude (turbine).

$C_{pc}$ : est la chaleur spécifique de l'air à pression constante (turbine).

$C_{vc}$ : est la chaleur spécifique de l'air à volume constant (turbine).

La puissance mécanique de sortie de la turbine peut être calculée.

A partir des équations [(III -18); (III -12); (III -6)] on a trouvé cette relation:

$$P_G = m [C_{PC}(T_3 - T_4) - C_{Pf}(T_2 - T_1)]. \quad (\text{III-21}).$$

### **6 Conclusion :**

D'après cette revue bibliographique, nous pouvons clairement voir que les domaines d'utilisation des TAG sont nombreux et variés, cependant nous nous intéresserons particulièrement aux TAG utilisés dans la production d'électricité.

dans ce chapitre nous avons expliqué le fonctionnement des turbines à gaz et nous avons présenté leurs différents composants, et les différents types et le principe de fonctionnement, pour sélectionner la turbine la plus rentable pour chaque application.

## ***CHAPITRE III:***

### ***Modélisation et simulation d'une turbine à gaz***

## 1 Introduction :

Une turbine à gaz est un moteur à combustion interne qui convertit le gaz naturel ou d'autres combustibles liquides en énergie mécanique. L'énergie produite est ensuite utilisée pour entraîner un générateur qui à son tour produit de l'énergie électrique. Comme la plupart des centrales électriques alimentées au charbon sont remplacées par des turbines à gaz à base de gaz naturel des centrales électriques.

Ce chapitre consiste à simuler une turbine à gaz à l'aide de logiciel GSP 11 pour la production d'électricité à partir de biogaz produit au sein de la station d'épuration de BERAKI. W. ALGER.

## 2 Présentation de logiciel GSP 11 :

Le logiciel (GSP :Gas turbine Simulation Program) est un environnement de modélisation basé sur des composants. Orienté objet flexible de GSP. La principale fonction de GSP pour l'analyse des performances des moteurs à turbine à gaz est la simulation de turbine à gaz. L'architecture de GSP permet la simulation en régime permanent et transitoire de toute configuration de turbine à gaz à l'aide d'un Interface glisser-déposer conviviale avec aide en ligne [22]

Dans le GSP 11, un ensemble de fonctionnalités de gestion intégrale des données du modèle de moteur est inclus appelé «Gestion des cas et de la configuration» ou simplement «Gestion des cas». L'objectif de cette fonctionnalité est d'améliorer la convivialité, la productivité, l'intégrité des données et la sécurité des données des modèles de turbines à gaz. Différentes configurations de modèle et cas d'exécution de simulation peuvent être définis dans un seul projet GSP et enregistrés dans un fichier de projet GSP \*. Les données de configuration, de cas et de modèle dans le fichier de projet sont toutes stockées au format xml. En tant que tels, les projets GSP peuvent aller d'un seul modèle de turbine à gaz et d'un cas de fonctionnement, comme par exemple un point de conception unique, à des projets complexes avec plusieurs configurations de modèle différentes, chacune avec plusieurs points de conception, hors conception (à la fois en régime permanent et transitoires) des cas d'exécution de simulation.[22]

La figure suivante montre la fenêtre de logiciel GSP 11

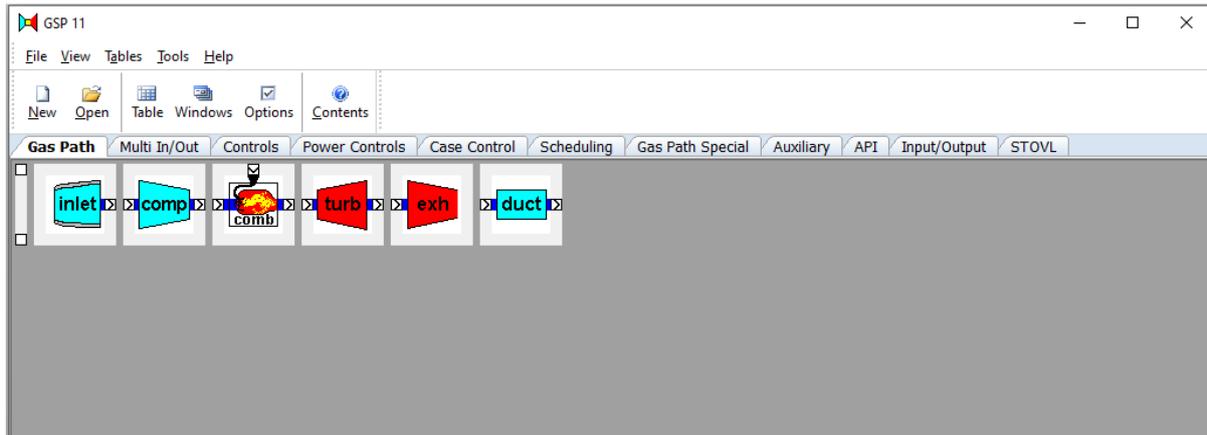


Figure III.1 : la fenêtre de GSP 11.

Le GSP 11 est très personnalisable. Au lieu de simplement sélectionner le type de moteur à turbine à gaz, l'utilisateur a la possibilité de construire le moteur à turbine à gaz souhaité parmi une liste de composants.

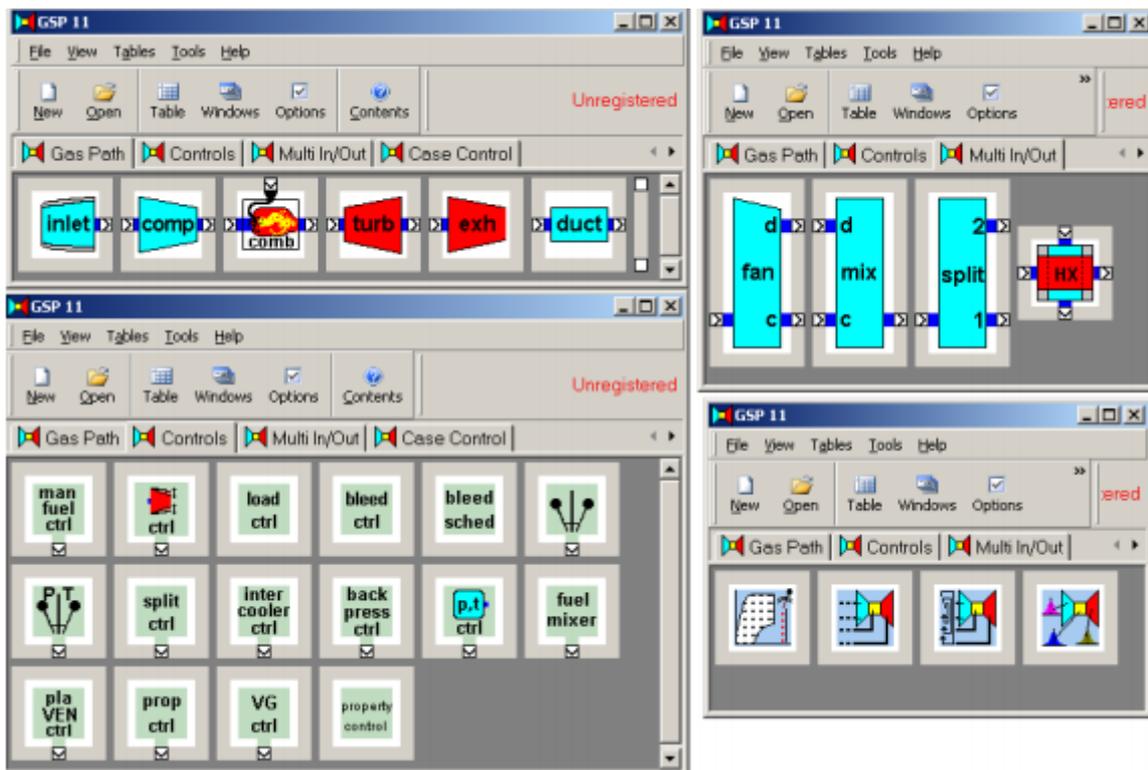


Figure III.2: Bibliothèque des composants de GSP 11.

### 3 L'utilisation de GSP 11 :

D'abord il faut choisir un modèle d'une turbine à gaz à partir d'ouvrir un projet .on choisit le projet « TJET\_CompOpline » d'après « Sampleproject »

On a obtenu la fenêtre suivante :

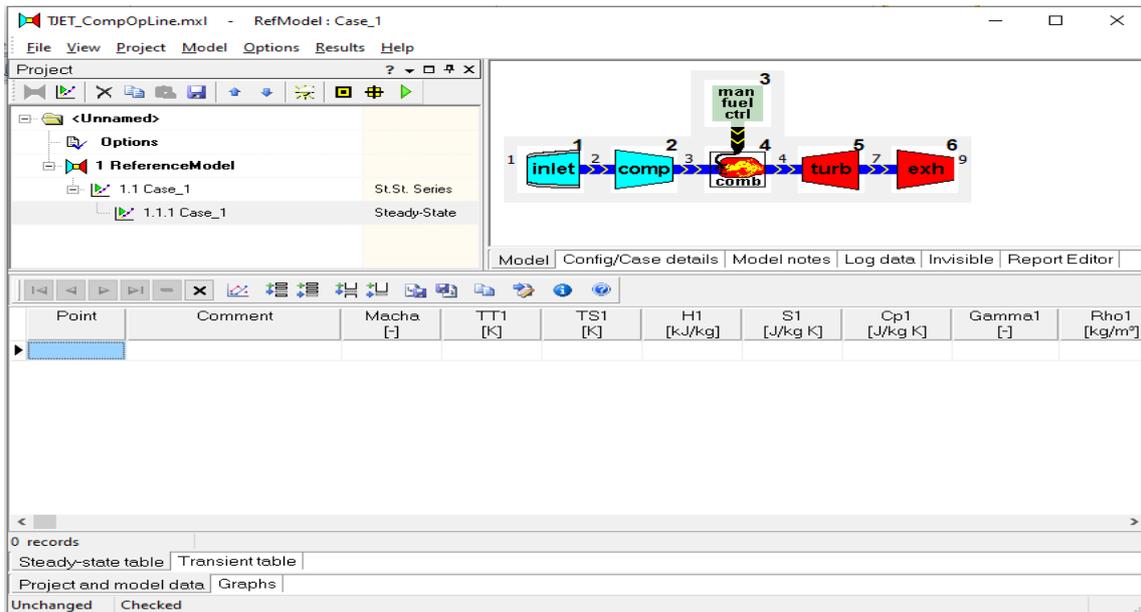


Figure III.3 : modèle de turbine à gaz dans le GSP 11.

Dans ce modèle de turbine à gaz chaque composant a des entrées et des sorties.

On modifie les paramètres de chaque composant par nos données sur le biogaz produit dans le STEP de Beraki W. Alger.

La quantité du biogaz crie par cette station est de  $2\,200\text{ m}^3/\text{j}$ . [11]

$2200\text{ m}^3/\text{j}$  c'est le débit volumique on veut trouver le débit massique par multiplier le débit volumique par la masse volumique  $\rho$ de biogaz.  $\rho=1.21\text{ kg/ m}^3$

Le débit massique =  $2662\text{ kg/j}=0.031\text{kg/s}$ .

Le biogaz produit est un mélange de méthane, de dioxyde de carbone et de quelques gaz traces ( $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ...). Il est évident que la composition du biogaz dépend du substrat digéré, pour les boues de station de traitement des eaux une composition moyenne est indiquée comme suit : [4]

- $\text{CH}_4$  ..... 65 à 70%.
- $\text{CO}_2$ ..... 25 à 30 %.
- $\text{H}_2\text{S}$  ..... 100 à 5000 ppm (0.01 à 0.5 %).
- $\text{N}_2$  ..... 1 à 2 %.
- Trace  $\text{H}_2\text{O}$  et  $\text{NH}_3$ .

### 3.1 L'entrée de turbine à gaz « Inlet » :

Dans ce composant on va rentrer le débit massique d'air 0.0031 kg/s.

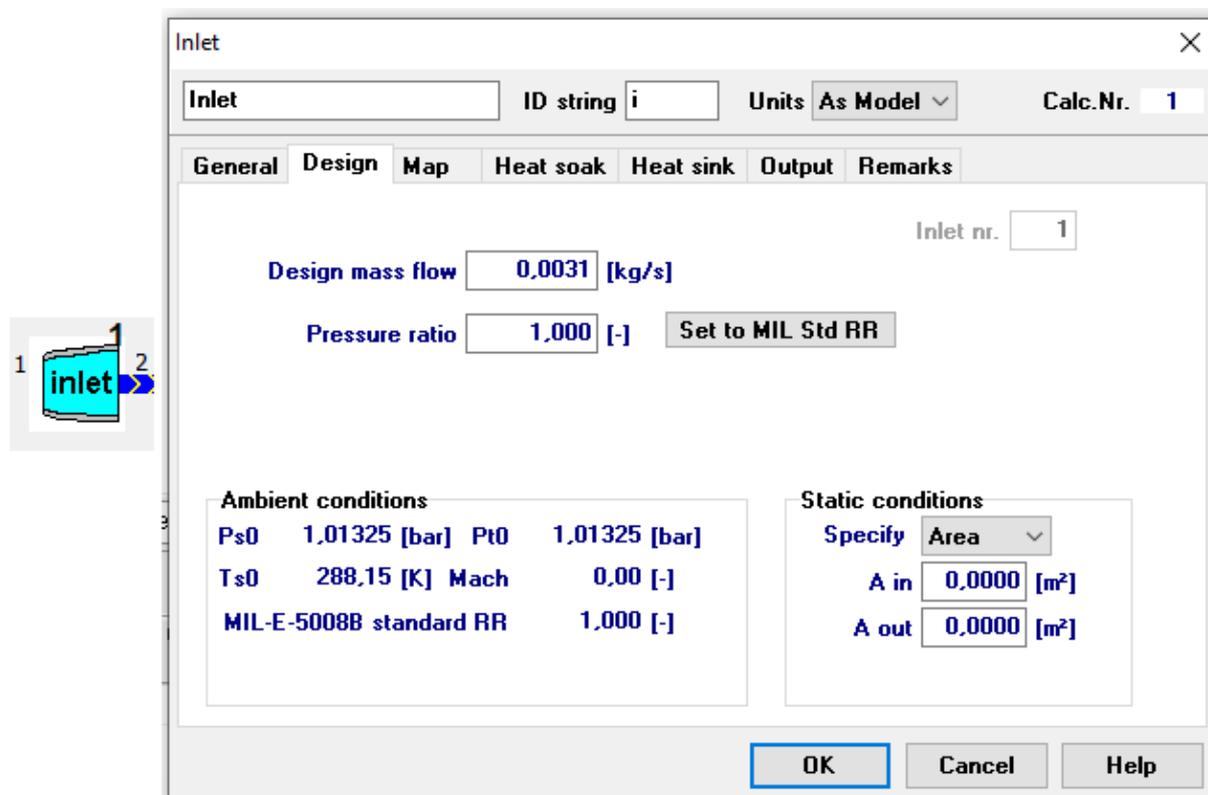


Figure III.4 : fenêtre de l'entrée de la turbine à gaz sur GSP 11.

### 3.2 Le compresseur « comp » :

Dans la fenêtre suivante on choisit la vitesse de rotor et d'autres paramètres.

La vitesse de rotor =3700 tr/mn [23]

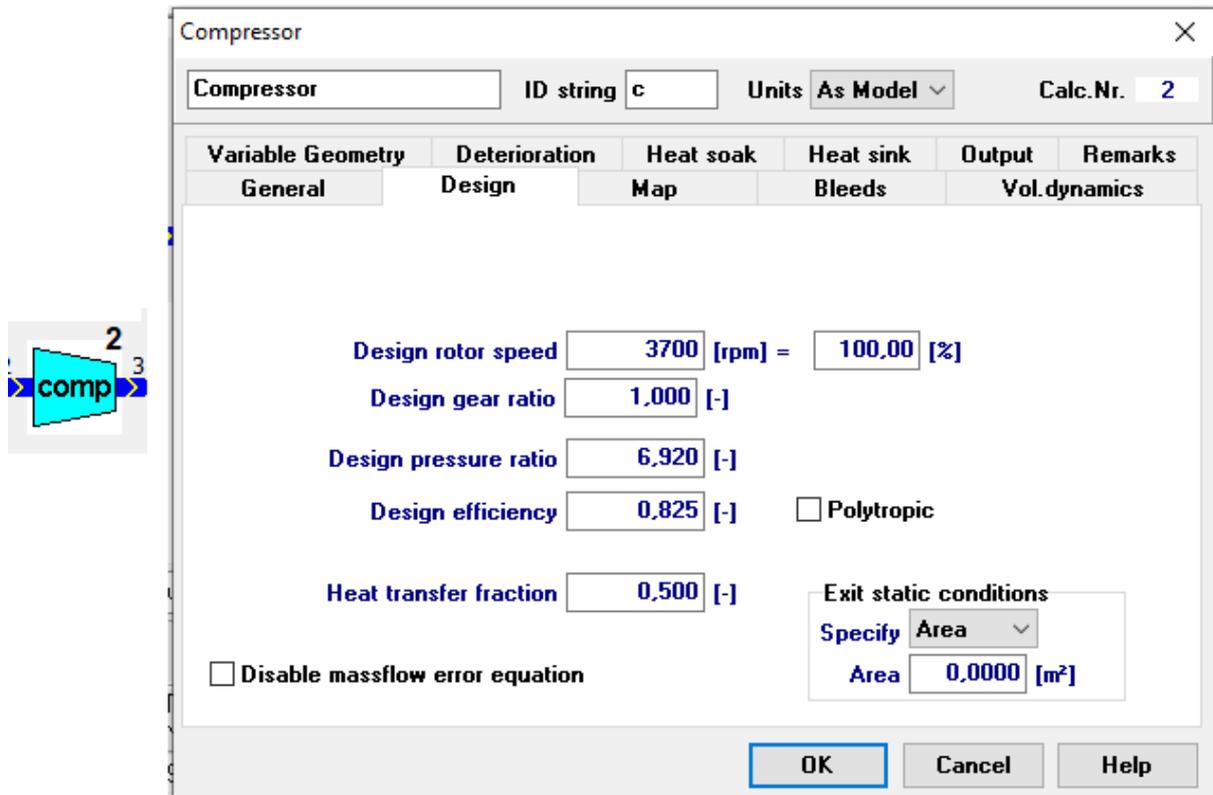


Figure III.5 : fenêtre de compresseur sur GSP 11.

### 3.3 Chambre de combustion « comb » :

Dans ce composant on va rentrer le débit massique de notre carburant et aussi choisir les éléments contenus dans le biogaz avec le pourcentage de chaque élément

On néglige la quantité de H<sub>2</sub>S.

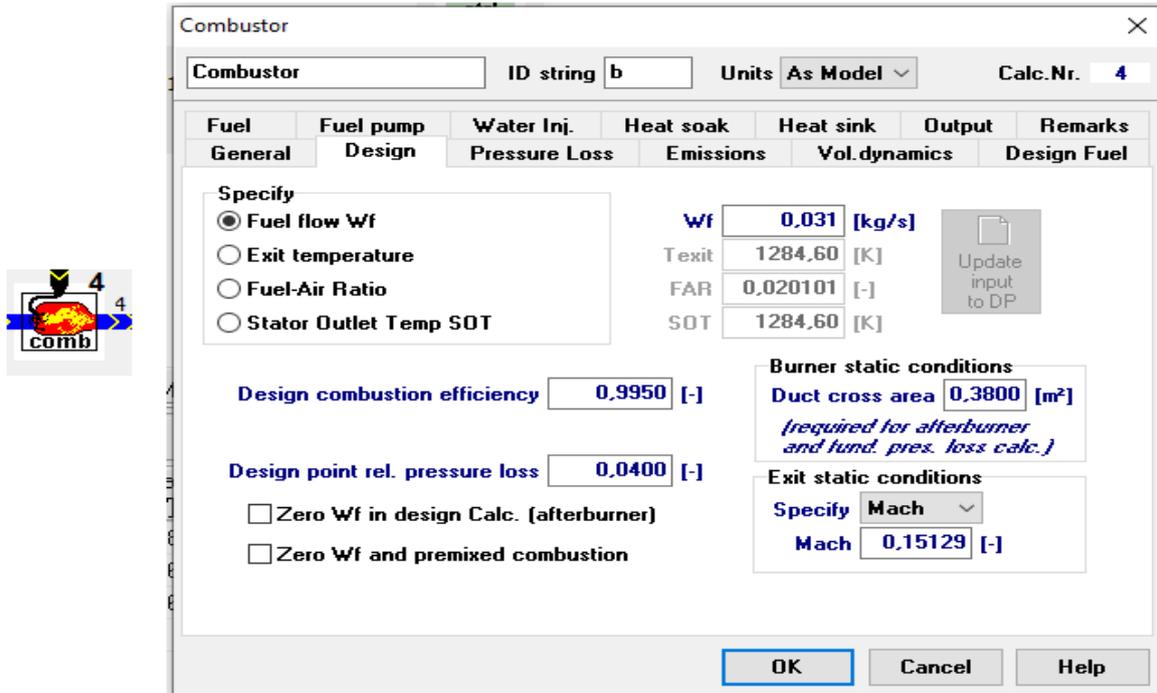


Figure III.6: fenêtre de la chambre de combustion.

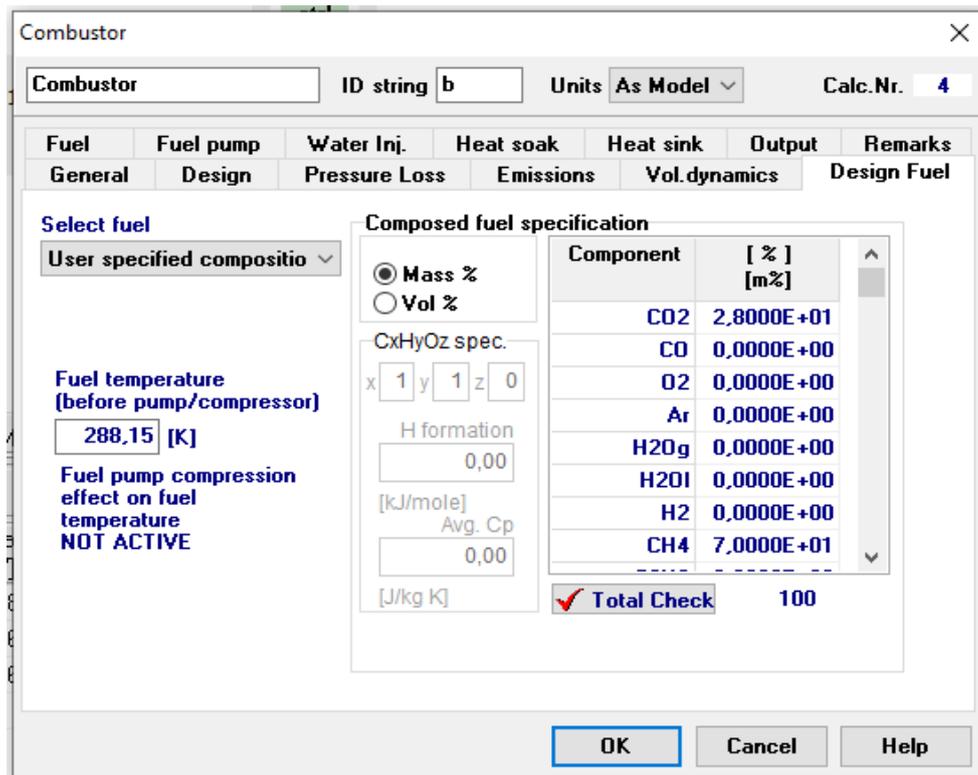


Figure III.7 : fenêtre pour le choix de carburant utilisé dans la chambre de combustion

### 3.4 Contrôleur de carburant « man fuel ctrl » :

Ce composant consiste à Contrôler le débit de carburant.



Figure III.8 : Contrôleur de carburant mnuelle

### 3.5 La turbine « turb » :

Dans la fenêtre suivante on règle la vitesse de rotor et d'autres paramètres sur la géométrie.

On va choisir la vitesse de rotor 3700 tr/mn [23]

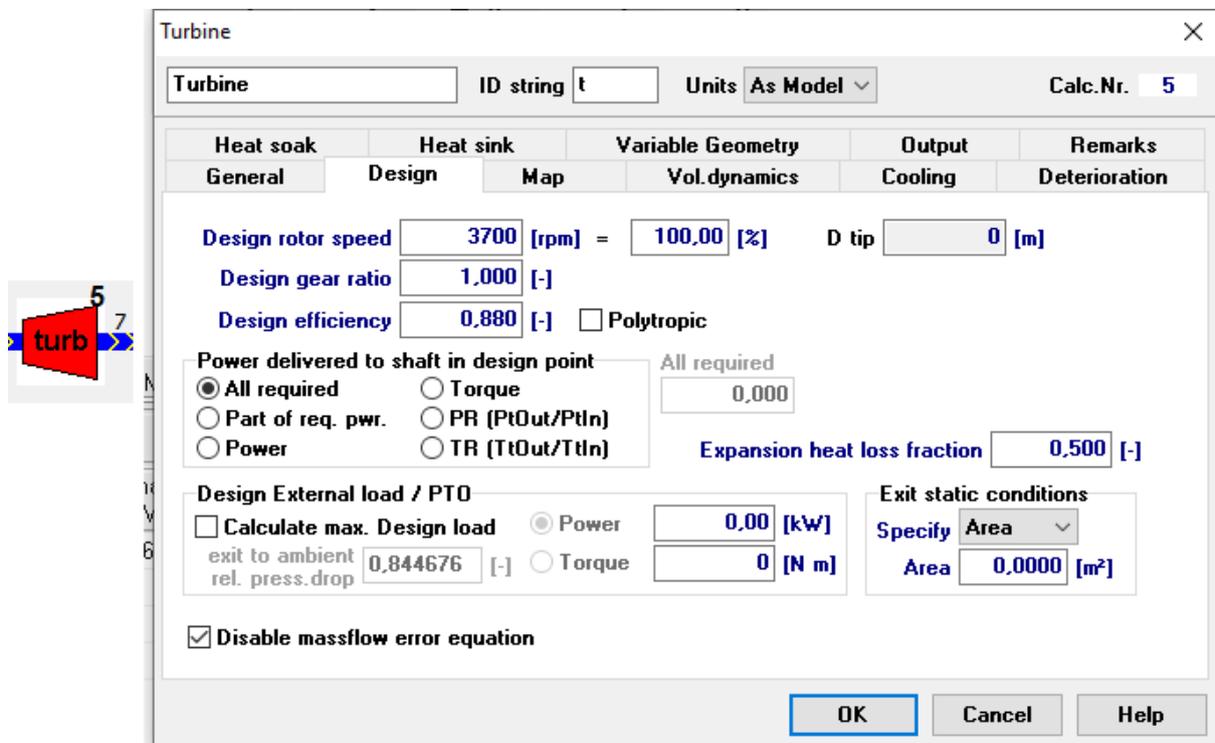


Figure III.9 : la fenêtre de la turbine sur GSP 11.

### 3.6 L'échappement « exh » :

Dans cette fenêtre on va changer les coefficients de rapidité et de la poussée.

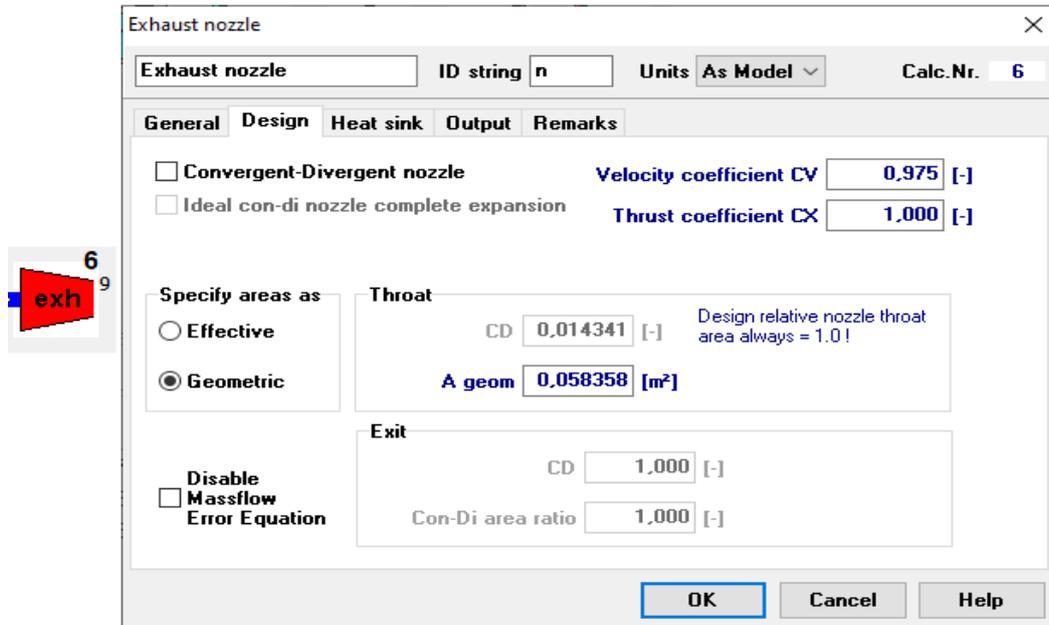


Figure III.10 : la fenêtre d'échappement.

Après les choix des paramètres d'entré il faut choisir les paramètres des sorties voulu d'après la fenêtre suivante

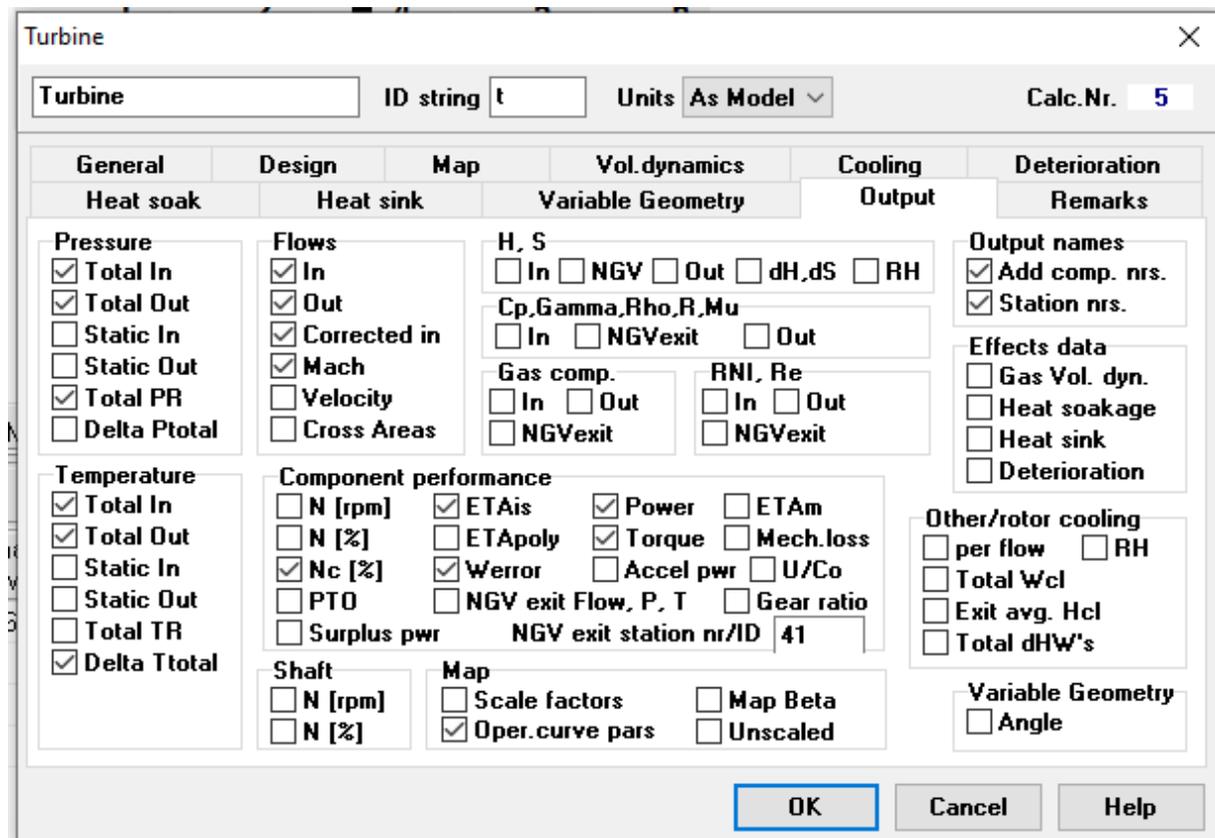


Figure III.11 : fenêtre pour les choix des sorties.

4 Résultats et discussions :

Après l'exécution de cette simulation il nous donne le tableau des résultats et le rapport suivant :

Macha	TT1	PT1	W1	WC1	TT2	PT2	W2	Mach2	PR_i	dT_t_i	Mach1	WCout_i	WC2
[-]	[K]	[bar]	[kg/s]	[kg/s]	[K]	[bar]	[kg/s]	[-]	[-]	[K]	[-]	[kg/s]	[kg/s]
0,000	288,15	1,01325	0,0031	0,0031	288,15	1,01325	0,0031	0,000	1,000	0,00	0,000	0,0031	0,0031

TT3	PT3	W3	Mach3	PR_c	dT_c	N1	N%1	Nc_c	PWshaft_c	Eta_c	TQ_c	Werror_c	WC3	TT4	PT4	W4
[K]	[bar]	[kg/s]	[-]	[-]	[K]	[rpm]	[%]	[%]	[kW]	[-]	[Nm]	[-]	[kg/s]	[K]	[bar]	[kg/s]
542,32	7,01169	0,0031	0,000	6,920	254,17	3700	100,00	100,00	0,80	0,8250	2,069	0,000	0,0006	2339,78	6,73122	0,0341

W4	Mach4	PR_b	dT_b	Wt_b	Tfuel_tank_b	Tfuel_in_b	PWfuelcomp_b	FARexit_b	FARstoich_b	Rhofuel_b	Hfuel_tank_b	Hfuel_in_b	ETAasp_b
[kg/s]	[-]	[-]	[K]	[kg/s]	[K]	[K]	[kW]	[-]	[-]	[kg/m³]	[kJ/kg]	[kJ/kg]	[-]
0,0341	0,15129	0,960	1797,46	0,031	288,15	288,15	23,24	10,000	0,082872	0,8000	-5776,698	-5776,698	0,9950

ETA_b	Delta3	dPrelaerodyn_b	WC4	TT7	H7	S7	Cp7	Gamma7	Rho7	R7	Mu7	PNI7	Re7	PT7	W7	Mach7
[-]	[-]	[-]	[kg/s]	[K]	[kJ/kg]	[J/kg K]	[J/kg K]	[-]	[kg/m³]	[kJ/kg]	[Ns/m²]	[-]	[-]	[bar]	[kg/s]	[-]
0,0082	6,920	0,040	0,0158	2338,26	-252,964	9292,03	1038,12	1,247227	0,0000	299,02	0,0000E+00	0,188171	0,0000E+00	6,47585	0,0341	0,000

PR_t	dT_t	Nc_t	PWshaft_t	Eta_t	TQ_t	Werror_t	Wcomp_t	RH7	RH9	WC7	TS9	H9	S9	Cp9	Gamma9
[-]	[K]	[%]	[kW]	[-]	[Nm]	[-]	[kg/s]	[kJ/kg]	[kJ/kg]	[kg/s]	[K]	[kJ/kg]	[J/kg K]	[J/kg K]	[-]
1,0394	-1,52	100,00	0,81	0,8800	2,09	0,000	0,0158	2754,707	2815,755	0,0164	2078,65	-252,964	9292,03	1508,53	1,250571

Rho9	R9	Mu9	PNI9	Re9	PT9	PS9	W9	Mach9	V9	A9	PR_n	TR_n	dT_n	dH_n	dS_n	DHWin_n
[kg/m³]	[J/kg K]	[Ns/m²]	[-]	[-]	[bar]	[bar]	[kg/s]	[-]	[m/s]	[m²]	[-]	[-]	[K]	[kJ/kg]	[J/kg K]	[kW]
0,5610	298,09	6,8931E-05	0,181469	1,0907E+07	6,26805	3,47612	0,0341	1,000	882,1	0,000069	6,3912	0,000	0,00	0,000	0,00	0,00

A8	Athr_rel_n	Aratio_n	FG_n	Tstinal_n	Ageom8	Ageom9	CD8	CD9	CX_n	CV_n	Werror_n	FN	TSFC	F_PWshaft_t_1
[m²]	[-]	[-]	[kN]	[K]	[m²]	[m²]	[-]	[-]	[-]	[-]	[-]	[kN]	[kg/N h]	[kW]
0,000069	1,000	1,000	0,047	2378,26	0,000069	0,000069	1,000	1,000	1,000	0,975	0,000	0,047	2,36927	0,8097

Tableau III.1 : les resultats de la simulation .

```

FN          =          0,047 [kN]      TSFC          =          2,36927 [kg/N h]
Rotor speeds:
N1          =          3700 [rpm]      =          100,00 [%]
=====
Engine station data:                                     DesignPoint
=====
Station      W[kg/s]      TT[K]      TS[K]      PT[bar]      PS[bar]      WC[kg/s]
-----
a           *****
1           0,00310      288,15      *****      1,013250      *****      0,00310
2           0,00310      288,15      *****      1,013250      *****      0,00310
3           0,00310      542,32      *****      7,011690      *****      0,00062
4           0,03410      2339,78      *****      6,731222      *****      0,01582
41          *****
7           0,03410      2338,26      *****      6,475849      *****      0,01644
8           *****      2338,26      2078,65      6,475849      3,476116      *****
9           0,03410      *****      2078,65      6,268051      3,476116      *****
-----
Station      H[kJ/kg]      Cp[J/kg K]      S[J/kg K]      FAR[-]      Mach[-]      V[m/s]      A[m²]
-----
a           *****
1           *****
2           *****
3           *****
4           *****
41          *****
7           -252,964      1038,12      9292,03      *****      0,000000      *****
8           *****      *****      *****      *****      *****      882,1      0,0000691
9           -252,964      1508,53      9292,03      *****      1,000000      882,1      0,0000691
-----
"*****" = parameter not added to data output set!
=====
Calculated expressions
=====
F_PWshaft_t_1 =      8,0973E-01      F_Point_1      =      0,0000E+00
F_PS7_1       =      NAN
=====

```

Figure III.12 : rapport des resultats de la simulation .

Tell que :

Symbole	Signification	Unité
A	Zone transversale d'écoulement	[m²]
A ratio	rapport gorge / zone de sortie	[-]
Athr_rel	Une gorge par rapport à une conception de gorge (Athr / Athrdes)	[-]

BPR	Taux de contournement	[-]
Bld	écoulement de purge	
C	flux central (ventilateur, mélangeur)	
Cf	Facteur de correction pour un conduit ou un noyau de ventilateur efficace cartographie du débit massique	[-]
Cl	flux de refroidissement	
D	flux de conduit (ventilateur, mélangeur)	
delta	pression normalisée à ISA = $p$ [bar] / 1,01325	
DP	Design Point (mode simulation / calcul)	
DHWin	changement de $H * Win$	[kW]
ECScI	puissance de l'arbre produite par le flux de refroidissement de la turbine	[kW]
DHWkincl	puissance d'arbre nécessaire pour augmenter le refroidissement de la turbine débit d'énergie cinétique ECScI par rotation	[kW]
Droop	Gain proportionnel dans le	

	régulateur de vitesse du rotor  (P en contrôle PID)	
dTs	Écart par rapport à la température standard ISA	[K]
Elco	indice d'émission de monoxyde de carbone	[g / kg de carburant]
Elnox	indice d'émission d'oxyde d'azote	[g / kg de carburant]
Eluhc	indice d'émission d'hydrocarbures imbrûlés	[g / kg de carburant]
Eta	Efficacité	[-]
FAR	Rapport air-carburant	[-]
Fbld	hémorragie	[-]
FG	Poussée brute	[kN]
FN	Poussée nette	[kN]
H	enthalpie spécifique	[kJ / kg]
Hbld	enthalpie spécifique au débit de purge	[kJ / kg]
ISA	Atmosphère standard internationale	
LHV	Valeur de chauffage plus basse	[kJ / kg]
Mach, Macha	Numéro Mach de vol	[-]

Mexit	vitesse de sortie en Mach	[-]
N	vitesse du rotor	[rpm]
NC	vitesse du rotor corrigée	[rpm]
Ndm	vitesse du rotor demandée	[rpm]
Nerror	signal d'erreur de vitesse du rotor dans le système de commande	[rpm]
Nsens	signal de vitesse du rotor détecté dans le système de commande	[rpm]
OD	Hors conception (mode simulation / calcul)	
Pacc	puissance d'accélération	[kW]
Pb	Pression dans la chambre de combustion. "pression du brûleur"	[bar]
Pbld	Pression d'écoulement de purge	[bar]
PLA	Angle du levier de puissance	[deg]
PR	Rapport de pression	[-]
PS, Ps	Pression statique	[bar]
PSexit	pression de sortie statique	[bar]

Pt, PT	pression totale	[bar]
PWshaft	Puissance de sortie de l'arbre	[kW]
RD	Traînée de bélier	[kN]
RR	Facteur de récupération Ram	[RR]
SFC	Consommation de carburant spécifique à la puissance de l'arbre	[kg / kWh]
SN	numéro de fumée	
Tbld	température de départ de purge	[K]
TSFC	Consommation de carburant spécifique à la poussée	[kg / Nh]
Tcorr	température corrigée	[K]
Wf	débit de carburant	[kg / s]

**Tableau III.2 :** listes des Symboles utilisées dans GSP 11

Les lignes ombrés c'est les plus intéressantes.

La puissance produit par la turbine à gaz « puissance mécanique » :PWshaft = 0.81 kW.

Un alternateur triphasé permet de convertir cette puissance mécanique en puissance électrique.

Si on propose que les pertes de l'alternateur est nulle et le rendement  $\eta=0.8$

$$P_e = P_m \times \eta$$

$$P_e = 0.648 \text{ KW} = 648 \text{ W}$$

L'énergie électrique produit est : 2332.8 kWh.

L'énergie électrique produit est : 20.44 GWh/an

#### 4.1 Interprétation des résultats :

L'énergie électrique produite par la quantité de biogaz créée au sein de la station d'épuration de BERAKI est une somme considérable capable de réduire la consommation d'électricité de réseaux électrique

### 5 Etude de l'effet de changement de débit de carburant sur la puissance produite :

on ouvre une nouvelle case de type « St Stseries » dans cette case on va rentrer un nombre de point et un intervalle de débit de carburant utilisé dans ces points ces changement se font dans le contrôleur de carburant « man fuel ctrl »

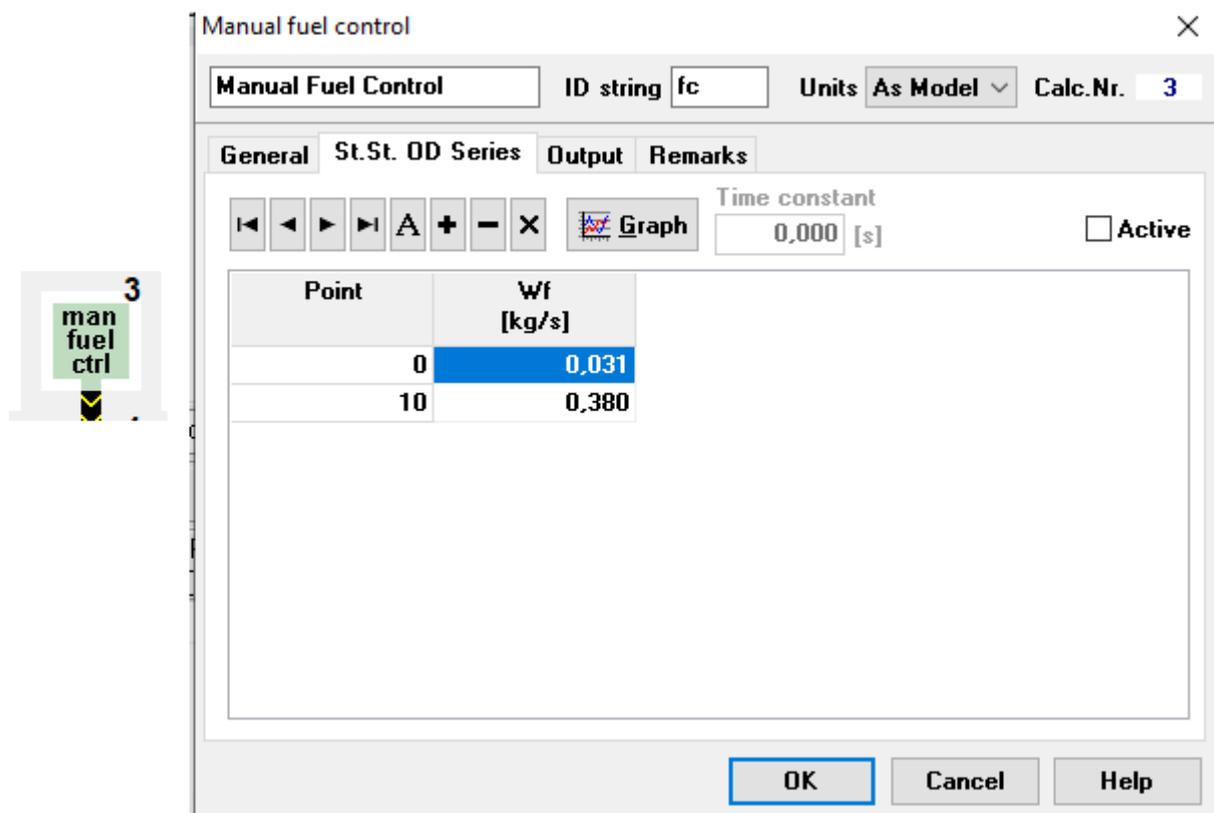


Figure III.13 : contrôleur manuelle de débit de carburant

Après l'exécution il nous donne le tableau de 10 points suivant :

TQ_t [Nm]	Werror_t [-]	Wcomp_t [kg/s]	WC7 [kg/s]	TT9 [K]	TS9 [K]	PT9 [bar]	PS9 [bar]	W9 [kg/s]	Mach9 [-]	PR_n [-]	dTt_n [K]	Werror_n [-]	FN [kN]	TSFC [kg/N h]	F_PWshaft_t_1
20,97	0,011349	0,0288	0,0352	2391,36	2080,56	5,25908	2,91325	0,0624	1,000	5,3628	0,00	-0,000002	0,082	1,40340	8,1439E+00
22,962	0,116469	0,0287	0,0352	2408,03	2093,77	5,3961	2,98926	0,0638	1,000	5,5025	0,00	0,000000	0,085	1,65769	9,5180E+00
24,912	0,228291	0,0287	0,0352	2424,79	2106,77	5,46019	3,02485	0,0644	1,000	5,5679	0,00	-0,000001	0,086	1,92699	1,0764E+01
26,731	0,341372	0,0286	0,0352	2440,84	2119,14	5,50714	3,05094	0,0647	1,000	5,6157	0,00	-0,000002	0,087	2,19696	1,1910E+01
28,572	0,455212	0,0286	0,0352	2456,95	2131,56	5,54522	3,07234	0,065	1,000	5,6545	0,00	-0,000004	0,088	2,46599	1,3060E+01
30,414	0,569648	0,0286	0,0352	2473,08	2143,76	5,57711	3,08984	0,0651	1,000	5,6871	0,00	-0,000001	0,088	2,73469	1,4207E+01
32,276	0,684525	0,0286	0,0352	2489,04	2155,88	5,60314	3,10432	0,0653	1,000	5,7136	0,00	0,000001	0,089	3,00327	1,5360E+01
34,154	0,799755	0,0286	0,0352	2504,90	2167,85	5,62437	3,11613	0,0653	1,000	5,7352	0,00	-0,000003	0,089	3,27222	1,6514E+01

Tableau III.3 : l'effet de changement de débit de carburant sur la puissance produite

Le graphe suivant montre le changement de puissance en fonction de débit de carburant pour une débit massique d'air de 0.031 kg/s.

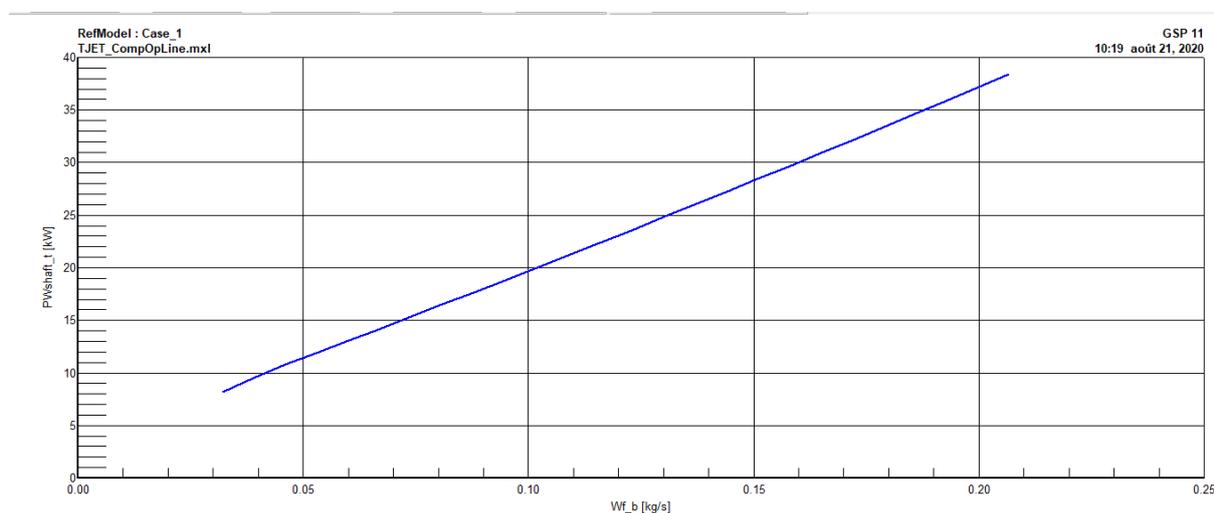


Figure III.14: variation de puissance en fonction de débit de carburant.

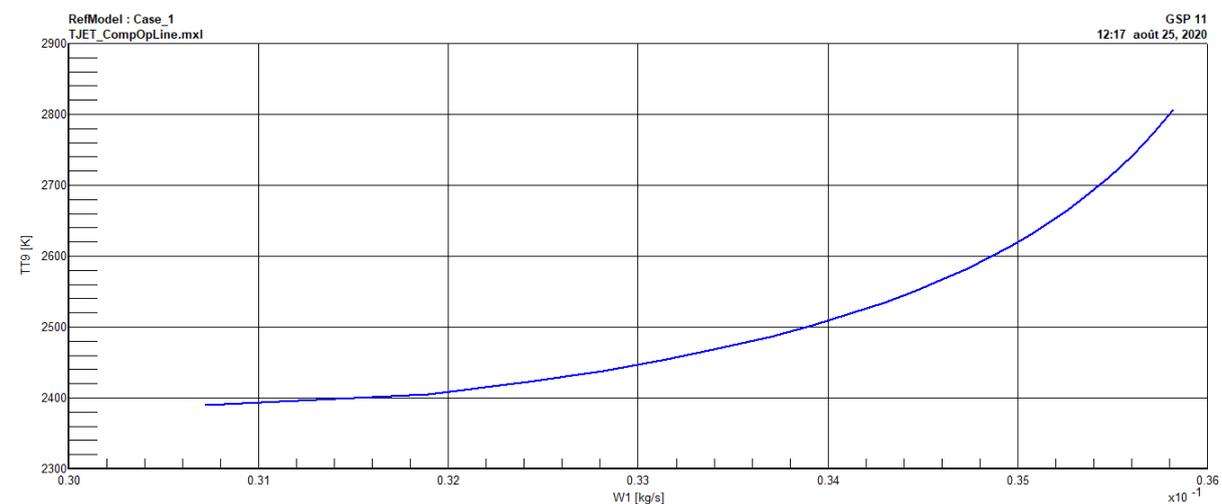
### 5.1 Interprétation :

La variation de la puissance dans le cas de notre turbine est linéairement proportionnelle avec le débit de carburant c'est-à-dire Chaque augmentation du débit de carburant entraîne une augmentation de la puissance et chaque diminution du débit de carburant entraîne une diminution de la puissance.

Nous remarquons dans la figure (III. 14) que la puissance commence avec une valeur de 7(kW) pour un débit de carburant égal a 0.03 (kg/s) et sa valeur augmente jusqu'à 38(kW) pour un débit de carburant égal a 0.21 (kg/s).

## 6 Etude de l'effet de changement de débit de carburant sur la température

La figure suivante représente la variation de température en fonction de débit massique de l'air ou de gaz



**Figure III.15** : la variation de température en fonction de débit massique de l'air ou de gaz

### 6.1 Interprétation :

La variation de la température dans le cas de notre turbine est linéairement proportionnelle avec le débit massique de l'air ou de gaz. C'est-à-dire Chaque augmentation du débit massique de l'air ou de gaz entraîne une augmentation de la température et chaque diminution du débit massique de l'air ou de gaz entraîne une diminution de la température.

Nous remarquons dans la figure que la température commence avec une valeur de 2395(k) pour un débit massique de l'air ou de gaz égal à 0.0307(kg/s) et sa valeur augmente jusqu'à 2808(k) pour un débit massique de l'air ou de gaz égal à 0.0358(kg/s).

Nous concluons que le débit d'air est un facteur essentiel dans le contrôle de la température. donc, pour obtenir un bon résultat, ce facteur doit être soigneusement observé

## 7 Etude comparatif entre le biogaz et d'autre carburant :

Dans cette étude on va changer le type de carburant pour les mêmes paramètres de débit et de vitesse .et pour le débit d'air =0.031kg/s

Le résultat obtenu dans le tableau suivant tel que :

- ✓ la ligne 1 représente les résultats de biogaz
- ✓ la ligne 2 représente les résultats de gaz naturel
- ✓ la ligne 3 représente les résultats de diesel

TQ_t [Nm]	Werror_t [-]	Wcomp_t [kg/s]	WC7 [kg/s]	TT9 [K]	TS9 [K]	PT9 [bar]	PS9 [bar]	W9 [kg/s]	Mach9 [-]	PR_n [-]	dTt_n [K]	Werror_n [-]	FN [kN]	TSFC [kg/N h]	F_PWshaft_L1
20,898	0,000	0,0288	0,0352	2312,42	2024,64	5,24681	2,90865	0,062	1,000	5,350	0,00	0,000	0,082	1,36025	8,0973
20,898	0,000	0,0291	0,0354	2350,85	2055,20	5,27251	2,92145	0,062	1,000	5,3764	0,00	0,000	0,083	1,34313	8,0973
20,898	0,000	0,0286	0,0351	2389,97	2079,42	5,23628	2,90061	0,062	1,000	5,3396	0,00	0,000	0,082	1,36667	8,0973

**Tableau III.4 :** comparaison entre les puissances résultent pour défférentes carburants

### 7.1 Interprétation :

On remarque qu'il y a des paramètres comme la température la pression qui changent mais la plus essentielle « la puissance » ne change pas entre carburant et autre

### 8 Conclusion :

Dans ce dernier chapitre, nous avons étudié la modélisation des turbines à gaz et la chaîne de production d'électricité à l'aide du programme **GSP11**, en étudiant plusieurs paramètres des turbines à gaz (température, puissance, débit de carburant ... etc) pour obtenir une énergie mécanique de haute qualité pour la convertir en énergie électrique.

Nous avons également fait une étude basée sur la comparaison entre le biogaz, le gaz naturel et le diesel.

Les résultats obtenues par la simulation de la turbine à gaz dans le logiciel GSP 11 sont les températures de sortie de chaque composante de la turbine a gaz et les pressions la poussée le débit de carburant mais la plus essentielle dans notre travail c'est la puissance mécanique de rotor tel que la puissance mécanique obtenue égale à 810 W et par proposition de rendement de génératrice la puissance électrique égale à 648 W .l'énergie électrique annuelle produit est 20.44 GWh/an cette valeur est considérable .

## ***CONCLUSION GENERALE***

## *Conclusion générale*

---

L'épuration des eaux usées et la digestion anaérobie des boues d'épuration sont des principales solutions environnementales et économiques telle que la diminution de la pollution d'eau, la conservation de l'énergie et la réduction des gaz à effet de serre .

Le biogaz issu de la digestion anaérobie des boues d'épuration est un carburant renouvelable disponible en abondance respectueux de l'environnement, il est considéré comme étant CO<sub>2</sub> neutre par le fait même il ne contribue pas à l'augmentation des gaz à effet de serre. Le biogaz peut être utilisé sous trois formes: l'énergie thermique, l'énergie électrique ou les biocarburants.

L'objectif principal de notre travail est l'étude de potentielle électrique produit à partir de biogaz produit au sein de station d'épuration des eaux usées Baraki. W. Alger. En utilisant une turbine à gaz .

Pour cela, il faut d'abord étudier la station d'épuration des eaux usées et le biogaz, après il faut choisir la meilleure turbine à gaz pour la production d'électricité à partir de biogaz . Ensuite la simulation et la modélisation de la turbine à gaz dans le logiciel GSP 11.

Les résultats obtenues par la simulation de la turbine à gaz dans le logiciel GSP 11 sont les températures de sortie de chaque composante de la turbine à gaz et les pressions la poussée le débit de carburant mais la plus essentielle dans notre travail c'est la puissance mécanique de rotor telle que la puissance mécanique obtenue égale à 810 W et par proposition de rendement de génératrice la puissance électrique égale à 648 W .l'énergie électrique annuelle produit est 20.44 GWh/an cette valeur est considérable .

A la fin il faut que L'Algérie doive investir dans cette source énergétique renouvelable pour minimiser la pollution d'un côté et pour la production d'électricité d'un autre côté.

## Bibliographie

---

### Référence :

[1] TABET Mouna « Etude physico-chimique et microbiologique des eaux usées et évaluation du traitement d'épuration » thèse de doctorat UNIVERSITE 8 MAI 1945-GUELMA

[2] Agence de l'eau française « station d'épuration » Publié : Le 24/07/2015 - Actualisé le 04/10/2017

[3] <https://www.aquawal.be/fr/comment-l-eau-est-elle-epuree-dans-une-step.html?IDC=587>

« Consulté le 21/12/2019 »

[4] M. CHADOULI Mohamed, Mme. BELABBAS Malika « Etude du fonctionnement de la digestion d'une station d'épuration des eaux usées urbaine : Cas de la STEP de Baraki (W. Alger) » mémoire de master UNIVERSITE Saad DAHLAB – BLIDA 1 Faculté de Technologie

[5] BALASKA, A. (2005). TRAITEMENT DE L'EAU USEE DE LA LAITERIE EDOUGH-ANNABA PAR DES PROCEDES PHYSICOCHIMIQUES ET BIOLOGIQUES (Doctoral dissertation, Université Badji Mokhtar de Annaba).

[6] Van Coillie, R., De La Noue, J., Thellen, C., & Pouliot, Y. (1990). Traitement tertiaire d'eaux usées municipales par culture de *Scenedesmus* en installation pilote. *Revue des sciences de l'eau/Journal of Water Science*, 3(4), 441-455.

[7] Faout, N. (2006). Récupération du chrome contenu dans les eaux usées de tanneries par adsorption sur différents types de boues d'épuration (Doctoral dissertation, Université du Québec, Institut national de la recherche scientifique).

[8] Altmeyer, N., Abadia, G., Schmitt, S., & Leprince, A. (1990). Risques microbiologiques et travail dans les stations d'épuration des eaux usées. *Documents pour le Médecin du Travail*, (44).

[9] <http://www.seaal.dz/qui-sommes-nous/metiers/assainissement/epuration-des-eaux>

« consulté le 22/06/2020 »

[10] BELKACEM Nour el Houda « Etude comparative entre deux dispositifs de traitements des eaux usées de la station d'épuration de Baraki (STEP)-Alger » mémoire de Master Université Blida 1 Faculté des Sciences de la Nature et de la Vie Département des Biotechnologies

[11] ZEMMOURI Hassiba « De l'eau usée vers le biogaz »

## Bibliographie

---

- [12] [https://energypedia.info/wiki/Electricity\\_Generation\\_from\\_Biogas](https://energypedia.info/wiki/Electricity_Generation_from_Biogas) « consulté le 22/07/2020 »
- [13] BENZERDJEB Abdelouahab (2017) « thermodynamique et installations énergétiques »
- [14] <https://www.britannica.com/technology/gas-turbine-engine/Major-components-of-gas-turbine-engines> « consulté le 02/06/2020 »
- [15] Mr. METALLAOUI NASSIM « Étude thermodynamique de la turbine à gaz MS7001EA au niveau du complexe GNL1K de Skikda » mémoire de master Université Badji Mokhtar Annaba
- [16] Renaud Gicquel, « Turbines à gaz » [archive], sur École nationale supérieure des mines de Paris (consulté le 24 décembre 2017).
- [17] Y. S. H. Najjar and M. Akyurt, 1994, “*Review paper: Combined cycles with gas turbine engines*”, Heat Recovery Systems & CHP Vol. 14, No. 2, pp.93-103.
- [18] T.S. Kim, C.H. Song, S.T. Ro, S.K. Kauh, 2000, “*Influence of ambient condition on thermodynamic performance of the humid air turbine cycle*”, Energy, Vol. 25, pp. 313– 324.
- [19] Ashraf M. Bassily, 2001, “*Effects of evaporative inlet and after cooling on the recuperated gas turbine cycle*”, Applied Thermal Engineering, Vol. 21, pp.1875-1890.
- [20] Andréas A. Amell, Francisco J. Cadavid, 2002, “*Influence of the relative humidity on the air cooling thermal load in gas turbine power plant*”, Applied Thermal Engineering, Vol. 22, pp. 1529–1533.
- [21] Toru Takahashi, Eiichi Koda and Toshio Mimaki, 2002, “*A systematic analysis of the effect of air humidification to gas turbine systems*”, JSME International Journal, Series B, Vol. 45, No.3, pp.530-535.
- [22] Visser, W. P., &Broomhead, M. J. (2000). GSP A generic object-oriented gas turbine simulation environment.
- [23] HAOUAME Salah Eddine, HASSAINE Souhila « Production d’électricité à partir de la combustion du biogaz issu de biomasse » mémoire d’ingénieur Ecole supérieur des sciences appliquées Tlemcen.

## **Résumé :**

Avec des inquiétudes croissantes concernant l'environnement et le réchauffement climatique Les technologies des énergies renouvelables et les stations d'épuration des eaux usées offrent une excellente opportunité de diminution les émissions des gaz à effet de serre. L'objectif de ce travail est l'étude du potentiel énergétique du biogaz obtenue à partir de la fermentation méthanique des boues d'épuration dans les stations d'épuration des eaux usées de Baraki.

Ce modeste mémoire contient des généralités sur les stations d'épuration des eaux usées, la production de biogaz au sein de STEP de Baraki et les turbines à gaz, suivit par une modélisation et une simulation des différents dispositifs de la turbine à gaz effectué par le logiciel GSP 11 et le calcul de la puissance électrique produit par le biogaz de STEP de Baraki.

**Mots clés :** station d'épuration, digestion anaérobie, gaz à effet de serre, biogaz, électricité, GSP 11

## **Summary:**

With growing concerns about the environment and global warming Renewable energy technologies and wastewater treatment plants offer an excellent opportunity to reduce greenhouse gas emissions. The objective of this work is to study the energy potential of biogas obtained from the methane fermentation of sewage sludge in the sewage treatment plants of Baraki.

This modest thesis contains general information on wastewater treatment plants, the production of biogas within the Baraki WWTP and gas turbines, followed by a modeling and simulation of the various devices of the gas turbine carried out by the GSP 11 software and the calculation of the electrical power produced by the Baraki WWTP biogas.

**Keywords:** wastewater treatment plant, anaerobic digestion, greenhouse gases, biogas, electricity, GSP 11

ملخص:

مع تزايد المخاوف بشأن البيئة والاحتباس الحراري ، توفر تقنيات الطاقة المتجددة ومحطات معالجة مياه الصرف الصحي فرصة ممتازة لتقليل انبعاثات غازات الاحتباس الحراري. الهدف من هذا العمل هو دراسة الطاقة الكامنة للغاز الحيوي التي يتم الحصول عليها من تخمير الميثان لحمأة الصرف الصحي في محطات معالجة مياه الصرف الصحي في براقى .

تحتوي هذه الأطروحة المتواضعة على معلومات عامة عن محطات معالجة مياه الصرف الصحي ، وإنتاج الغاز الحيوي داخل محطة معالجة مياه الصرف الصحي في براقى والتوربينات الغازية ، يليها نمذجة ومحاكاة الأجهزة المختلفة للتوربينات الغازية وحساب الطاقة الكهربائية التي ينتجها الغاز الحيوي من محطة معالجة مياه الصرف الصحي في براقى GSP 11 وذلك بواسطة برنامج .

الكلمات المفتاحية: محطة معالجة مياه الصرف الصحي ، الهضم اللاهوائي ، غازات الاحتباس الحراري ، الغاز الحيوي ، الكهرباء ، GSP 11