

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE SUPERIEURE EN SCIENCES APPLIQUEES
--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 d'Ingénieur

Filière : Électrotechnique
Spécialité : Energie et environnement

Présenté par : HAOUAM SALAH EDDINE.
HASSAINE SOUHILA.

Thème

**PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DE
LA COMBUSTION DU
BIOGAZ ISSU DE BIOMASSE**

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	Maitre conférence A	ESSA. Tlemcen	Co- Directeur de mémoire
Mme. BOUKLI HACENE Souhila Née BENYELLES	Maître conférence	Université Abou Beker Belkaid Tlemcen	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 MATIERE

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	6
INTRODUCTION GENERALE	7
CHAPITRE I: VALORISATION ENERGETIQUE DU BIOGAZ	9
1. Introduction :.....	10
2. Le Biogaz	10
2.1. Composition du biogaz	11
2.2. La digestion anaérobie(méthanisation):	12
2.3. Les étapes de la digestion anaérobie:.....	12
2.4. Les avantages de la digestion anaérobie :.....	13
2.4.1. Avantages Économiques	14
2.4.2. Avantages Agronomiques	14
2.4.3. Avantages Environnementaux	14
2.5. Les inconvénients de la digestion anaérobie :.....	14
2.6. Principaux facteurs affectant la production de biogaz :	15
3. Méthodes de valorisation du biogaz :	17
3.1. Valorisation de chaleur:.....	17
3.2. Valorisation électrique avec cogénération:.....	17
3.3. Combustible biogaz:	18
3.4. L'injection dans le réseau de gaz naturel :	19
4. Conclusion.....	20
5. Référence chapitre I.....	22
CHAPITRE II: Production d'électricité à partir des turbines à gaz.....	23
1. Introduction :.....	24
2. Evolution de la consommation de l'électricité en Algérie	24
2.1. Puissance installée de production d'électricité	24
3. La turbine	26
3.1. Les différents types des turbines :.....	26
3.1.1. Les turbines à gaz :	26
3.1.2. Les turbines à eau :	27
3.1.3. Les turbines à vapeur :	28
3.1.4. Les turbines à vent (éolienne) :	28
4. Turbine à gaz :.....	29

TABLE DE MATIERE

4.1. Définition de la turbine à gaz :	29
4.2. Cycles de moteurs à turbine à gaz:	30
4.3. Les principaux composants des moteurs à turbine à gaz :	31
4.3.1 Compresseur :	31
4.3.2. la chambre de combustion.....	32
4.3.3. Turbine :.....	34
4.3.4. Autres considérations de conception :.....	34
4.4. Classification des turbines à gaz :	34
4.4.1. D'après le mode de construction:.....	34
4.4.2. D'après le mode de travail:	36
4.4.3. D'après le mode de fonctionnement thermodynamique :	37
4.4.4. Échappement de la turbine à gaz:.....	37
5. Principe de fonctionnement d'une turbine à gaz:	38
6. Évolution des gaz à travers les différents composants d'une turbine à gaz :	38
7. Domaines d'application :	39
7.1. Production d'énergie électrique :	39
7.2. Utilisations industrielles :	40
7.3. Propulsion marine :	40
7.4. Propulsion des locomotives :.....	40
7.5. Propulsion automobile	40
8. Cycle thermodynamique des turbines à gaz:	41
8.1. Étude de cycle idéal de turbine à gaz:	41
9. Conclusion :	43
CHAPITRE III: Modélisation et simulation d'une turbine à gaz	45
1. Introduction :	46
2. Présentation de Simulink :	46
3. Chaîne de production d'électricité à base des turbines à gaz :	47
4. Fonctionnement d'une turbine à gaz:	48
4.1. La température:.....	48
4.2. Système de carburant :	49
4.3. Délais et retard de décharge du compresseur :.....	50
4.3. La régulation de vitesse de la turbine à gaz:	51
4.4. Positionneur de soupapes et décalage du système d'alimentation en carburant:	52
5. Les valeurs des paramètres pour le modèle de turbine à gaz:	53

TABLE DE MATIERE

6. Modélisation de la turbine a gaz:	54
6.1.Modélisation de la compression:	55
6.2.Modélisation de la chambre de combustion:	57
6.3..Modélisation de turbine:	60
7. Résultat et discussion:	61
7.1.Courant statorique:	61
7.2..La vitesse rotorique (l'arbre) :	63
7.3.. Le débit de carburant:	65
7.4..Température:	66
7.5.La puissance mécanique produite par la turbine a gaz :	67
8. Conclusion :	69
9. Reference bibliographie III :	70
CONCLUSION GENERALE	72
Conclusion générale :	73

Liste des tableaux

CHAPITRE I

Tableau II.1	La composition du biogaz	11
--------------	--------------------------	-----------

CHAPITRE II

Tableau II.1	Evolution de l'énergie électrique produite 1980- 2017 (GWh), par type d'équipement.	25
--------------	---	----

CHAPITRE III

Tableau III.1	:Les valeurs des paramètres pour le modèle de turbine à gaz	53
---------------	---	----

Liste des figures

CHAPITRE I

Figure I.1	schéma des étapes de digestion anaérobie	12
Figure I.2	chaudière au biogaz	17
Figure I.3	Taux de croissance annuels moyens de la production d'électricité dans l'OCDE, 1990-2019.	18
Figure I.4	Evolution des ventes de biogaz comme combustible et comme carburant, y compris le biogaz importé virtuellement	19
Figure I.5	l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel en France	20

CHAPITRE II

Figure II.1	Puissance installée par type d'équipement à fin 2017	25
Figure II.2	la structure de la turbine à gaz	26
Figure II.3	la structure de la turbine à l'eau.	27
Figure II.4	la structure de la turbine à vapeur.	28
Figure II.5	la structure de la turbine à vent.	29
Figure II.6	les composantes d'une turbine à gaz	31
Figure II.7	définition de la température de la flamme	33
Figure II.8	turbine à gaz mono-arbre	35
Figure II.9	turbine à gaz bi-arbre	36

Figure II.10	turbine à gaz bi-arbre	36
Figure II.11	Évolution des gaz à travers une TAG	39
Figure II.12	Cycle thermodynamique de turbine à gaz	42

CHAPITRE III

Figure III.1	l'interface de Matlab	46
Figure III.2	bibliothèque de Simulink	47
Figure III.3	Configuration générale de la production d'électricité.	47
Figure III.4	Configuration de la turbine à gaz	48
Figure III.5 : a	Mesure et contrôle de la température d'échappement des turbines à gaz	49
Figure III.5 : b	Circuit électrique et schéma de l'écran de rayonnement et du thermocouple.	49
Figure III.6	Système de carburant.	49
Figure III.7	signal de demande de carburant.	50
Figure III.8	Délais et retard de décharge du compresseur.	51
Figure III.9	régulation de vitesse.	52
Figure III.10	Positionneur de vanne pneumatique et actionneur de vanne.	53
Figure III.11	le cycle de turbine a gaz.	55
Figure III.12	Variation des courants statoriques I_s en fonction du temps.	62
Figure III.13	Variation des courants statoriques I_s en fonction du temps (zoom)	63
Figure III.14	le courants statoriques est (A) et la vitesse de l'arbre N (tr/mn).	64
Figure III.15	la vitesse de l'arbre N (tr/mn)	65
Figure III.16	le débit de carburant dans la turbine à gaz.	66
Figure III.17	la température d'échappement de la turbine à gaz.	66
Figure III.18	les sorties du régulateur de température (TC) et de charge de fréquence (FD).	67
Figure III.19	cycle fermée de puissance	68
Figure III.20	variation de la puissance mécanique	68

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

L'approvisionnement mondial en énergie est confronté à plusieurs défis croissants. La consommation d'énergie est en augmentation modérée, en particulier dans les pays en développement rapide. La taille globale du marché mondial de l'énergie a presque doublé entre 1971 et 2003, sous l'effet de l'expansion rapide de la consommation d'énergie dans les pays en développement, où la population et l'activité énergétique ont augmenté.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a prévu une augmentation de la demande d'énergie primaire de 1,6 % par an jusqu'en 2030, lorsque l'augmentation cumulée sera égale à la moitié de la demande actuelle. À l'heure actuelle, les combustibles fossiles - pétrole, charbon et gaz naturel - dominent l'économie énergétique mondiale, fournissant 80 % de l'approvisionnement mondial en énergie primaire, soit 449 EJ/an (exajoule)

La majeure partie de l'énergie consommée dans le monde provient de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel), et la combustion de combustibles fossiles est la principale cause des gaz à effet de serre (y compris le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux) et d'autres polluants atmosphériques. L'énergie fossile est une source d'énergie non renouvelable. Ces combustibles ont un stock limité sur terre et finiront par s'épuiser. En revanche, l'énergie renouvelable est une énergie propre, qui a un impact négatif beaucoup plus faible sur l'environnement que les combustibles fossiles. L'énergie renouvelable est naturellement formée et répétée dans l'environnement, qui peut être utilisée au profit de l'humanité. La source d'énergie renouvelable est stable et inépuisable. Les sources d'énergie renouvelables courantes comprennent l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, l'énergie de la biomasse. L'énergie mise en examen dans notre travail est l'énergie de la biomasse et plus particulièrement le biogaz issue à partir de la digestion anaérobie (la méthanisation).

L'utilisation de la technologie de digestion anaérobie pour traiter les déchets de matières organiques (les ordures ménagères, les eaux usées, les déchets organiques d'usine, les déchets animaux / végétaux et les excréments humains / animaux, etc.) pour produire du biogaz aura un grand impact sur la réduction de la pollution de l'environnement.

La production combinée de chaleur et d'électricité, utilisant le biogaz issu de la digestion anaérobie à petite échelle, s'est révélée être un complément rentable, en particulier

INTRODUCTION GENERALE

dans les stations d'épuration. Le biogaz est généralement infusé en deux types de générateurs d'électricité typiques, par exemple les moteurs à combustion interne et les turbines à gaz, pour produire de l'électricité.

A travers ce travail, on s'intéresse dans un premier temps à donner quelques connaissances bibliographiques concernant la valorisation énergétique du biogaz, la composition et les propriétés du biogaz, les procédés de méthanisation, la consommation de l'électricité en Algérie, et les turbines à gaz respectivement dans le chapitre I et le chapitre II.

Au second lieu, Le troisième chapitre est consacré à la modélisation et la simulation de la turbine à gaz et la chaîne de production d'électricité à l'aide de logiciel Matlab/Simulink, et suivit par les interprétations des résultats obtenus de Courant statorique, la vitesse rotorique, le débit de carburant, la température et la puissance mécanique produite par la turbine à gaz.

CHAPITRE I: VALORISATION ENERGETIQUE DU BIOGAZ

1. Introduction :

Comme le dit Laure Dobigny (2008) : « Penser l'énergie, c'est penser la société »[1]L'énergie est une composante essentielle de la société, elle joue un rôle vital dans l'amélioration du niveau de vie social et économique. Elle se présente sous de nombreuses formes et provient de diverses ressources.

Ces ressources représentent l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse, et les énergies fossiles ... etc. dans notre travail on s'intéresse au biomasse et précisément le biogaz et sa valorisation énergétique.

La valorisation énergétique du biogaz permet d'exploiter le potentiel énergétique de la matière organique contenue dans les déchets, par la méthanisation. Le biogaz participe pour la production d'énergie renouvelable sous la forme d'électricité, de chaleur et de carburant. Sa valorisation permet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

L'énergie contenue dans un $N\ m^3$ de biogaz contenant 60% de méthane sera de 21.6MJ ou 6kWh, équivalant à environ 0.7L d'essence ou 0.6 de fuel. La composition et les propriétés, du biogaz varient selon les intrants utilisés, les procédés de méthanisation, mais aussi la température, le temps de séjour hydraulique, etc. les autres composants de biogaz sont le CO_2 , l'eau, l'azote, et des éléments indésirables en faible quantité comme H_2S , les siloxanes, les chlorés ou fluorés .

Cette source d'énergie renouvelable peut être utilisée pour produire de l'énergie électrique et de l'énergie thermique grâce à des moteurs de cogestion ou des micro-turbines, il est possible de le conditionner pour une utilisation dans les piles de combustible et il peut même être utilisé en tant que combustible pour véhicules et y-compris pour son injection au réseau de gaz naturel.

2. Le Biogaz

Le biogaz est un gaz combustible incolore qui est produit par la décomposition biologique de la matière organique ; il se produit en l'absence d'oxygène. Le biogaz provient de "matières biogènes" et est généré par la digestion anaérobie de matières biodégradables telles que la biomasse, la bouse de vache, les déchets verts et les résidus agricoles comme la canne à sucre, ..., etc.

2.1. Composition du biogaz

Le biogaz comprend un mélange de différents gaz, principalement du méthane (CH₄), du dioxyde de carbone (CO₂) et de 1 à 5 % d'autres gaz, dont l'hydrogène (H₂). La composition du biogaz est présentée dans le tableau 1.

Le gaz est produit par des bactéries qui se développent au cours de la biodégradation des matières organiques dans des conditions anaérobies. Le biogaz a une teneur élevée en méthane (tableau 1), ce qui en fait une source d'énergie intéressante. L'énergie libérée par le biogaz en fait un combustible approprié dans tous les pays pour le chauffage et la cuisine. Le biogaz peut également être utilisé dans un digesteur anaérobie où l'énergie du gaz est convertie en électricité et en chaleur à l'aide d'une turbine à gaz, dans la mesure où le biogaz est principalement constitué de méthane et de dioxyde de carbone, des gaz à effet de serre nocifs pour l'environnement. Il est donc important qu'il subisse un processus de combustion avant d'être rejeté dans l'atmosphère. Les caractéristiques physiques, chimiques et biologiques de la biomasse potentielle peuvent influencer la composition et le rendement du biogaz[2]

Composante	Concentration (%)
Méthane (CH ₄)	55-60
Dioxyde de carbone(CO ₂)	35-40
Hydrogène(H ₂)	2-7
Sulfure d'hydrogène (H ₂ S)	2
Ammoniac (NH ₃)	0-0.05
Azote (N)	0-2

Tableau I.1 :la composition du biogaz[2]

2.2. La digestion anaérobie(méthanisation):

La digestion anaérobie est une dégradation microbienne des déchets organiques en l'absence d'oxygène. La conversion de la matière organique en gaz CO_2 et CH_4 se produit à côté d'une séquence de réactions biochimiques au cours d'un processus anaérobie. Par conséquent, une décomposition des matières organiques a lieu pendant la digestion, ce qui est rendu possible par les microorganismes anaérobies. [3]

La digestion anaérobie de la matière organique convient aux étapes qui sont traitées par différentes catégories de micro-organismes. La plupart des matières organiques biodégradables sont converties en gaz, tandis que seule une petite quantité (environ 10%) est convertie en nouvelle masse cellulaire par la croissance microbienne.

2.3. Les étapes de la digestion anaérobie:

La digestion anaérobie comporte quatre étapes de base. Ces quatre phases de base constituent le processus de production de biogaz à partir de diverses matières organiques :[3]

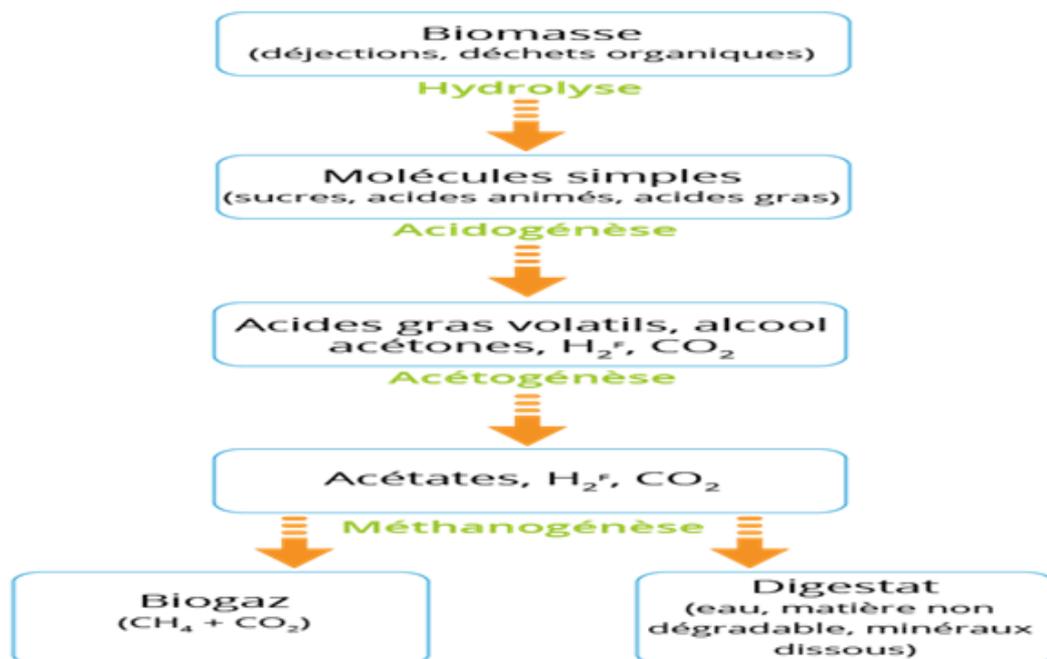


Figure I. 1: schéma des étapes de digestion anaérobie

• L'hydrolyse :

L'hydrolyse dans la digestion anaérobie est la première étape du processus. Elle est obtenue par la solubilisation et la dégradation de composés organiques particuliers de biopolymères et de déchets colloïdaux en composés organiques monomères ou oligomères solubles.

• L'acidogénèse :

Le processus d'acidogénèse transforme l'acide organique qui est produit au cours de la deuxième étape en acide acétique, en dérivés d'acide, en dioxyde de carbone et en hydrogène.

• L'acetogénèse :

Les alcools (éthanol), des AGV de plus de deux atomes de carbone, sont transformés en acétate par des bactéries productrices d'acétate, l'hydrogène et le dioxyde de carbone étant les principaux produits. Cette conversion est un processus vital car l'hydrogène et le dioxyde de carbone sont constamment réduits en acétate par les micro-organismes homoacétogènes, réduisant ainsi l'accumulation d'hydrogène qui peut affecter le fonctionnement des bactéries acétogènes.

• Méthanogénèse :

La méthanogénèse est une étape critique de la digestion anaérobie. Elle a un impact important car environ 70 % du méthane utilisé dans la digestion anaérobie est généré à partir de cette étape.

2.4. Les avantages de la digestion anaérobie :

La digestion anaérobie, 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 :

2.4.1. 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

2.4.2. 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

2.4.3. 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 (cf. rubrique digestats)
- Gestion durable des déchets organiques

2.5. Les inconvénients de la digestion anaérobie :

- Démarrage long : la faible croissance entraîne une période de démarrage plus longue que pour les systèmes aérobies
- Exigences élevées en matière de tampon pour le contrôle du pH : Le pH requis pour la digestion anaérobie doit être compris entre 6,5 et 8. En outre, l'ajout de produits chimiques, principalement dans les eaux usées industrielles, peut être indispensable pour le contrôle du pH avec une capacité tampon insuffisante
- Haute sensibilité des microorganismes : Les méthanogènes sont sensibles au pH et à la température, on suppose qu'ils ont une moindre résistance aux composés toxiques
- Le processus est plus sensible à la présence de composés toxiques et aux changements de température que les systèmes aérobies

2.6. Principaux facteurs affectant la production de biogaz :

La production de biogaz est influencée par de nombreux facteurs tels que les nutriments, le pH de la matière première, la température, la lenteur de l'alimentation (taux de charge) et le temps de rétention. Ces facteurs peuvent ralentir ou bloquer le processus de production de biogaz si les valeurs des facteurs ne se situent pas dans une certaine fourchette. Certains de ces facteurs sont présentés :[4]

• Le temps de rétention hydraulique (TRH) :

Le TRH indique le temps de séjour moyen des déchets solides et liquides restant dans un digesteur (réacteur) pour entrer en contact avec la biomasse microbienne. Le TRH peut être compris comme le temps de traitement d'un déchet qui subit une digestion anaérobie, plus le TRH est élevé, plus l'efficacité de l'élimination est élevée car la biomasse a suffisamment de temps pour être en contact étroit avec les déchets, ce qui permet d'éliminer de grandes quantités de contaminants des déchets traités

• Nutriments :

La disponibilité insuffisante de la concentration en éléments nutritifs dans les cultures énergétiques a entraîné des problèmes tels que de faibles rendements de méthane, l'acidification et l'instabilité du processus de monodigestion des cultures, ce qui a conduit à l'application de faibles taux de charge organique

• pH du stock d'aliments pour animaux :

La valeur du pH de la matière est l'un des facteurs essentiels, car les bactéries méthanogènes sont sensibles à une condition acide. Cette condition acide pourrait nuire à la croissance des bactéries et à la production de méthane.

Le niveau de pH peut être inférieur à 5 pendant la production d'acides organiques, qui se produit pendant l'étape d'acétogénèse. La plage optimale de pH pour obtenir un rendement maximal de biogaz en digestion anaérobie est de 6,5 à 7,5, et cette plage de pH est

relativement large dans les plantes. Plusieurs facteurs, tels que le substrat utilisé et la technique de digestion, peuvent faire varier la valeur optimale du pH. C'est pourquoi il est très important de maintenir un niveau de pH constant, et pour cela, il faut ajouter des tampons d'équilibre comme le carbonate de calcium ou la chaux dans le système.

En bref, le pH est un indicateur critique dans le processus anaérobie. Il fournit une indication claire de la performance du système, y compris la stabilité de la digestion. Un pH plus faible est une indication de la défaillance du système ou d'une faible capacité tampon et peut inhiber la digestion. Un pH élevé peut également limiter le processus de méthanogénèse. La valeur du pH dépend des facteurs suivants : la concentration d'AGV, la concentration de bicarbonate, l'alcalinité du système et la fraction de CO₂ dans le gaz du digesteur.

• **Température :**

La digestion anaérobie fonctionne généralement dans deux plages de température distinctes, l'une optimale à 35°C et l'autre à 55°C (thermophile). Bien que la digestion thermophile puisse offrir certains avantages par rapport à la digestion mésophile, comme une meilleure vitesse de réaction et une réduction des pathogènes, les micro-organismes de la digestion mésophile ont une demande moindre en nutriments et la digestion mésophile peut fonctionner comme la digestion thermophile. La température indique la vitesse des réactions biologiques. C'est un paramètre sensible qui doit être surveillé régulièrement, surtout en cas de changement de temps. Le choix de la température (mésophile ou thermophile) dépendra du type de résultat attendu. Toutefois, la température doit être adaptée au type de micro-organismes utilisés pour le traitement des déchets.

• **Oxygène :**

L'oxygène est toxique pour la plupart des microorganismes anaérobies. Sa présence dans un réacteur anaérobie entraînera une diminution significative du taux de digestion. Cependant, il est possible que les anaérobies facultatifs métabolisent l'oxygène dissous avant que des effets toxiques ne soient perceptibles.

3. Méthodes de valorisation du biogaz :

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

3.1. 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.

L'équipement le plus couramment utilisé pour produire ces services est la chaudière.

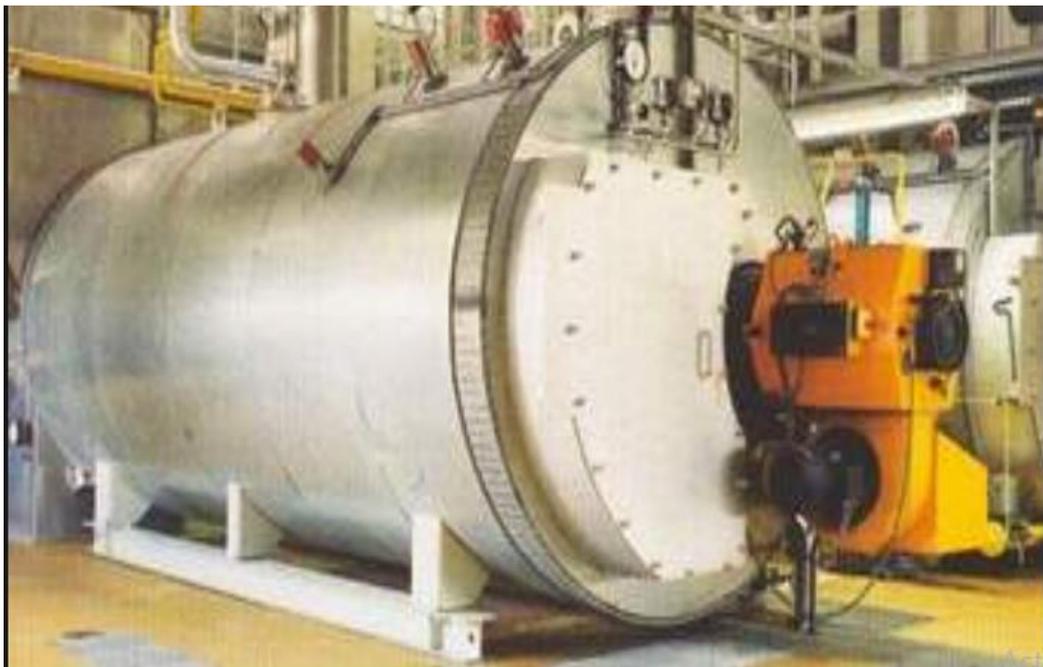


Figure I. 2 chaudière au biogaz.

3.2. 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 CO₂, H₂S, O₂ et H₂O et les composés halogénés.

• **Le taux de production d'électricité à partir de biogaz dans le monde par rapport aux autres énergies renouvelables:**

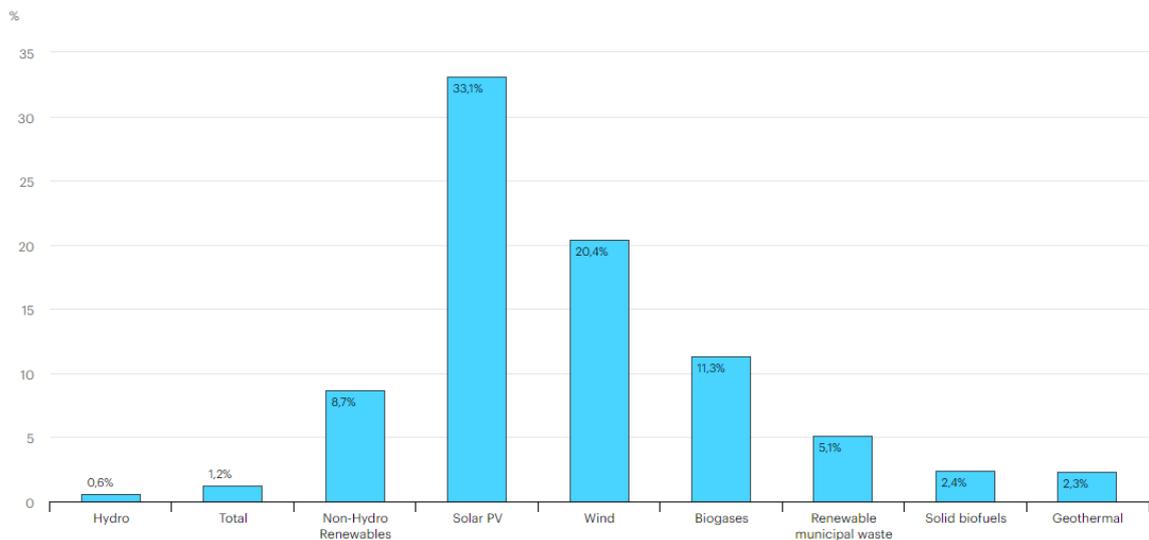


Figure I. 3 : Taux de croissance annuels moyens de la production d'électricité dans l'OCDE, 1990-2019. [5]

De 1990 à 2018, la part des énergies renouvelables dans les capacités de production des pays de l'OCDE a augmenté et les taux de croissance annuels moyens des capacités de production d'énergies renouvelables et de déchets (3,8%) ont dépassé les taux de croissance annuels moyens des capacités de production non renouvelables (1,4%).[5]

3.3. 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.

• **Evolution de l'utilisation du biogaz :**

La figure suivante montre l'évolution des ventes de biogaz comme combustible et comme carburant.[6]

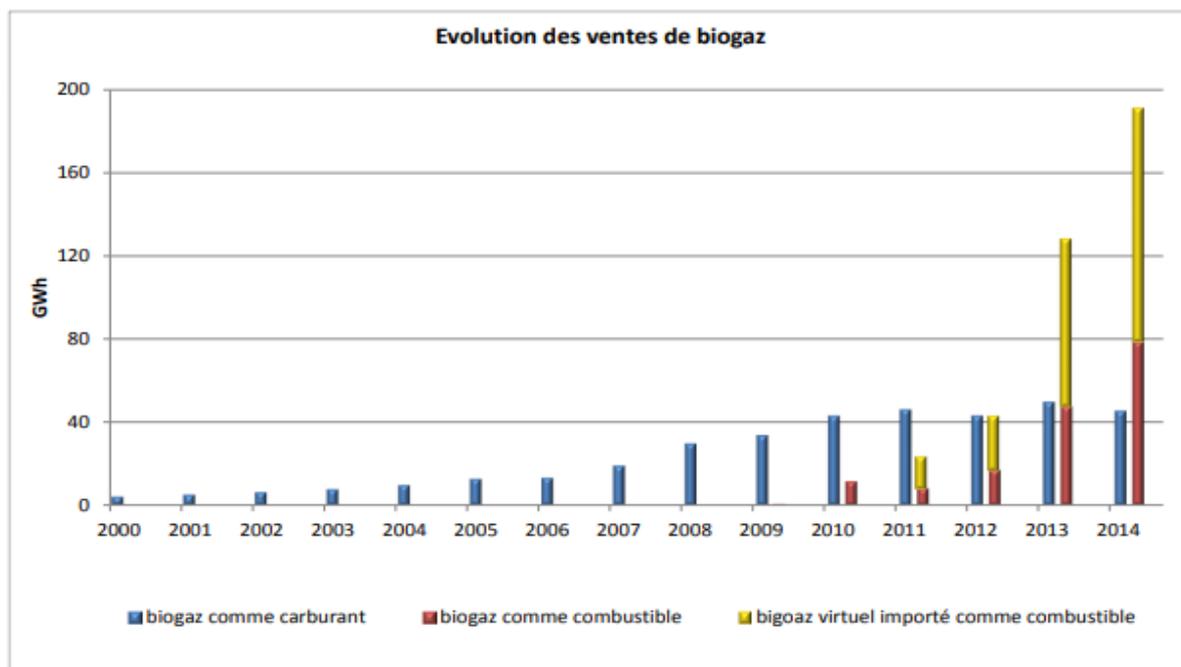


Figure I. 4: Evolution des ventes de biogaz comme combustible et comme carburant, y compris le biogaz importé virtuellement[6]

Selon les données fournies par la Direction générale des douanes (DGD), les 15,1 millions de kg de biogaz (env. 760 TJ ou 211 GWh) en 2014 ont été utilisés comme suit :

- ✓ Utilisation comme carburant: 3,2 millions de kg de biogaz (45 GWh)
- ✓ Utilisation comme combustible: 5,6 millions de kg de biogaz (78 GWh)
- ✓ Stocké virtuellement: 6,3 millions de kg de biogaz (88 GWh)

3.4. L'injection dans le réseau de gaz naturel :

Le biogaz est épuré et enrichi (on parle alors de bio méthane) 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 bio méthane est limitée par le débit de consommation de gaz naturel du réseau en été (mai-septembre). La rentabilité des projets peut en être affectée

• l'injection dans le réseau de gaz naturel en France :

Le décret régissant le programme pluriannuel de l'énergie (PPE) en vertu de la loi sur la transition énergétique (article 176) a été publié le 27 octobre 2016. Les objectifs sont basés sur deux feuilles de route: les trois premières années (2016-2018) et la seconde, cinq ans

(2019-2023). Il s'agit du premier texte réglementaire prévoyant le secteur du biométhane avec des objectifs de développement. Les objectifs de développement de l'injection de biométhane dans le gazréseau en termes de production globale sont de 1,7 TWh en 2018 et 8 TWh en 2023. Le développement de ce secteur s'accélère. Avec 8TWh de capacité d'injection déjà réservés en fin de 2017, l'objectif fixé par le précédent PPE est réalisable.

Dans le cadre des travaux sur les nouveaux EPI, le secteur a un objectif de 50 TWh en 2028.[7]



Figure I. 5 L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel en France [7]

4. Conclusion

Le biogaz est connu comme une source d'énergie respectueuse de l'environnement car il atténue simultanément deux problèmes environnementaux majeurs:

- L'épidémie mondiale de déchets qui libère chaque jour des niveaux dangereux de méthane
- La dépendance à l'énergie fossile pour répondre à la demande énergétique mondiale

En convertissant les déchets organiques en énergie, le biogaz utilise la tendance élégante de la nature à recycler les substances en ressources productives. La production de biogaz récupère les déchets qui autrement pollueraient les décharges; empêche l'utilisation de produits chimiques toxiques dans les stations d'épuration et économise de l'argent, de l'énergie

et des matériaux en traitant les déchets sur place. De plus, l'utilisation du biogaz ne nécessite pas l'extraction de combustibles fossiles pour produire de l'énergie.

Au lieu de cela, le biogaz prend un gaz problématique et le convertit en une forme beaucoup plus sûre. Plus précisément, la teneur en méthane présente dans les déchets en décomposition est convertie en dioxyde de carbone. Le méthane a environ 20 à 30 fois les capacités de piégeage de chaleur du dioxyde de carbone. Cela signifie que lorsqu'une miche de pain pourrie se transforme en biogaz, son impact sur l'environnement sera environ 10 fois moins puissant que s'il était laissé pourrir dans une décharge.

5. Référence chapitre I

[1] : Yves Le Bars Elsa Faugère Philippe Menanteau et al. « L'énergie dans le développement de la Nouvelle-Calédonie » Irid édition

[2] : M. RAZAFIMAHEFA Alexandre «modélisation d'une digestion anaérobie du lisier de porc » mémoire pour l'obtention du diplôme d'études approfondies (DEA) Université d'Antananarivo faculté des sciences

[3] :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

[4] : Mr. MLOUKI Ismail Mr. AISSAOUI Abdelkrim « L'effet de prétraitement chimique alcalin par KOH sur la production du biogaz à partir des boues de la station de lagunage de la ville d'Adrar » mémoire de master Université d'Adrar faculté des sciences et de la technologie département des sciences de la matière.

[5] : l'agence internationale d'énergies AIE .

[6] : Marché international du biogaz utilisé comme combustible « Rapport du Conseil fédéral en exécution du postulat 13.3004 de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N) du 8 janvier 2013 » le 11/12/2015

[7]: Magazine renewable gas French panorama 2017 « Overview of Renewable Gas as of 31 December 2017 »

CHAPITRE II:
Production
d'électricité à partir
des turbines à gaz

1. Introduction :

Les machines à turbine sont un sujet de grande importance aujourd'hui. La vie des gens est fortement influencée par l'utilisation de l'énergie électrique. L'utilisation intensive de l'énergie électrique a considérablement changé la vie de chacun. Nous sommes presque incapables d'imaginer la vie sans l'utilisation de moteurs électriques, d'appareils électroménagers et d'électronique grand public.

La quasi-totalité de l'énergie électrique disponible aujourd'hui est produite à l'aide de machines à turbine. Les turbines sont également utilisées pour la propulsion aéronautique et navale et dans les moteurs à combustion interne équipés de turbocompresseurs.

Nous avons donc présenté le deuxième chapitre pour dédier à des généralités sur la production d'électricité. Il est consacré à l'étude des principaux éléments des turbines à gaz et des différents types de conversion d'énergie jusqu'à la production d'énergie électrique.

2. Evolution de la consommation de l'électricité en Algérie

La croissance de la consommation d'électricité en Algérie a atteint son niveau le plus élevé dans les années soixante-dix, avec un taux de croissance annuelle moyen de 13 % enregistré de 1970 à 1980. Durant les dernières décennies, cette croissance a été pratiquement stable autour d'un taux annuel moyen de 5,6%.

Les prévisions de la demande ont été établies sur la base des hypothèses socio-économiques et techniques pour le passage des énergies aux puissances. En tenant compte de l'ensemble des hypothèses, les prévisions de la consommation d'énergie électrique, de la production d'électricité et de la puissance maximale appelée sur la période

2.1. Puissance installée de production d'électricité

Le renforcement des capacités de production, par Sonelgaz et ses sociétés filiales, a connu ces dernières années, une évolution conséquente de la puissance de production d'électricité installée, qui a atteint 19 586 MW en 2017.[1]

La répartition de la puissance installée par type d'équipement pour l'année 2017 est

CHAPITRE II Production d'électricité à partir des turbines a gaz

illustrée dans le graphique ci-après

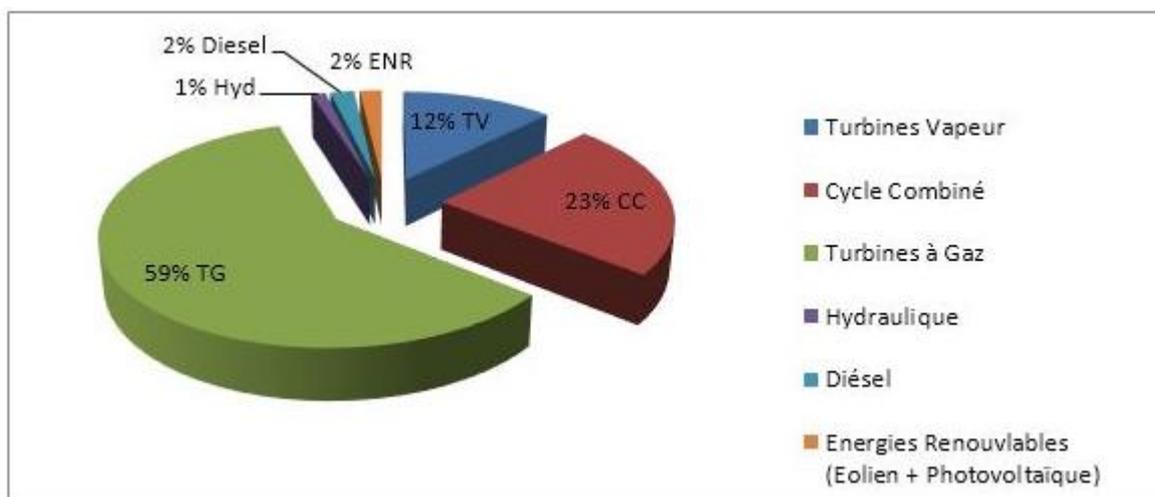


Figure II. 1 Puissance installée par type d'équipement à fin 2017[1]

La production totale d'électricité durant l'année 2017 a atteint 71 470 GWh.[1]

Le tableau suivant montre l'évolution de l'énergie électrique produite 1980- 2017 (GWh), par type d'équipement :

Type d'équipement	1980	1990	2000	2006	2010	2016	2017
Thermique vapeur	3621	8397	15757	14558	9692	11512	10074
Thermique gaz	2223	6704	8830	16463	19564	24441	31009
Cycle combiné	-	-	-	3419	15341	28899	29508
Hydraulique	251	135	54	218	173	72	71
Diesel	125	216	368	264	403	281	266
Eolien	-	-	-	-	-	19	21
Photovoltaïque	-	-	-	-	-	205	500
Totale	6220	15452	25008	34922	45174	66263	71470

Tableau : l'évolution de l'énergie électrique produite 1980- 2017 (GWh), par type d'équipement. [1]

3. La turbine

Une turbine est un moteur rotatif qui extrait l'énergie d'un flux de fluide ou air et la convertit en travail utile. Les turbines les plus simples ont une partie mobile, un ensemble rotor, qui est un arbre ou un tambour auquel sont fixées des pales.

Le fluide en mouvement agit sur les aubes, ou les aubes réagissent au flux, de sorte qu'elles se déplacent et communiquent une énergie de rotation au rotor.

3.1. Les différents types des turbines :

3.1.1. Les turbines à gaz :

Les turbines à gaz sont des moteurs dans lesquels l'énergie chimique du combustible est convertie soit en énergie mécanique en termes de puissance sur l'arbre, soit en énergie cinétique.

Les turbines à gaz qui produisent de la puissance sur l'arbre sont des turbines à gaz de production d'énergie. Les turbines à gaz qui convertissent l'énergie du carburant en énergie cinétique sont utilisées pour générer la poussée nécessaire à la propulsion d'un avion. La conversion de l'énergie du carburant en puissance sur l'arbre ou en force propulsive nécessite l'interaction de plusieurs composants du moteur, dans chacun d'eux une chaîne de conversion d'énergie a lieu.[3]

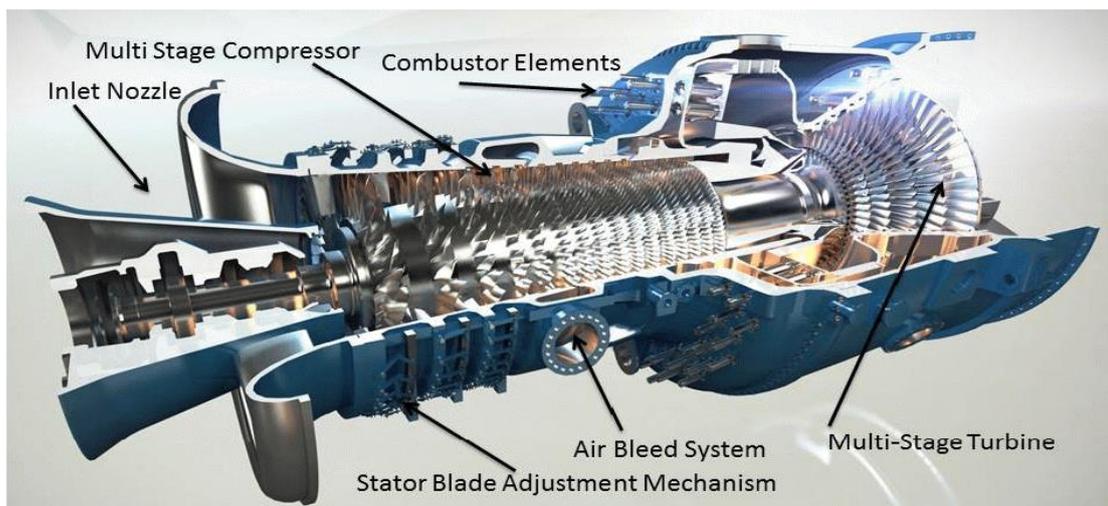


Figure II. 2: la structure de la turbine à gaz

3.1.2. Les turbines à eau :

Les turbines à eau sont des turbomachines. Elles convertissent l'énergie potentielle de l'eau en travail mécanique. L'énergie potentielle gravitationnelle est d'abord convertie en énergie cinétique. L'eau qui s'écoule est accélérée à une vitesse aussi élevée que possible dans un distributeur ou une buse. L'élan du fluide est rendu utilisable comme force périphérique par la déflexion dans un rotor.[4]

Les turbines hydrauliques sont principalement utilisées dans les centrales électriques pour produire l'énergie électrique. A cette fin, les barrages fluviaux ou les barrages utilisent l'énergie potentielle gravitationnelle de l'eau du barrage, également connue comme énergie de pression. Une application particulière est l'utilisation dans les centrales électriques à accumulation. En période de faible demande d'électricité, un réservoir de stockage surélevé est rempli d'eau au moyen des pompes à entraînement électrique. Lorsque la demande d'électricité est plus élevée, le réservoir est drainé et l'électricité supplémentaire est produite par les turbines hydrauliques.

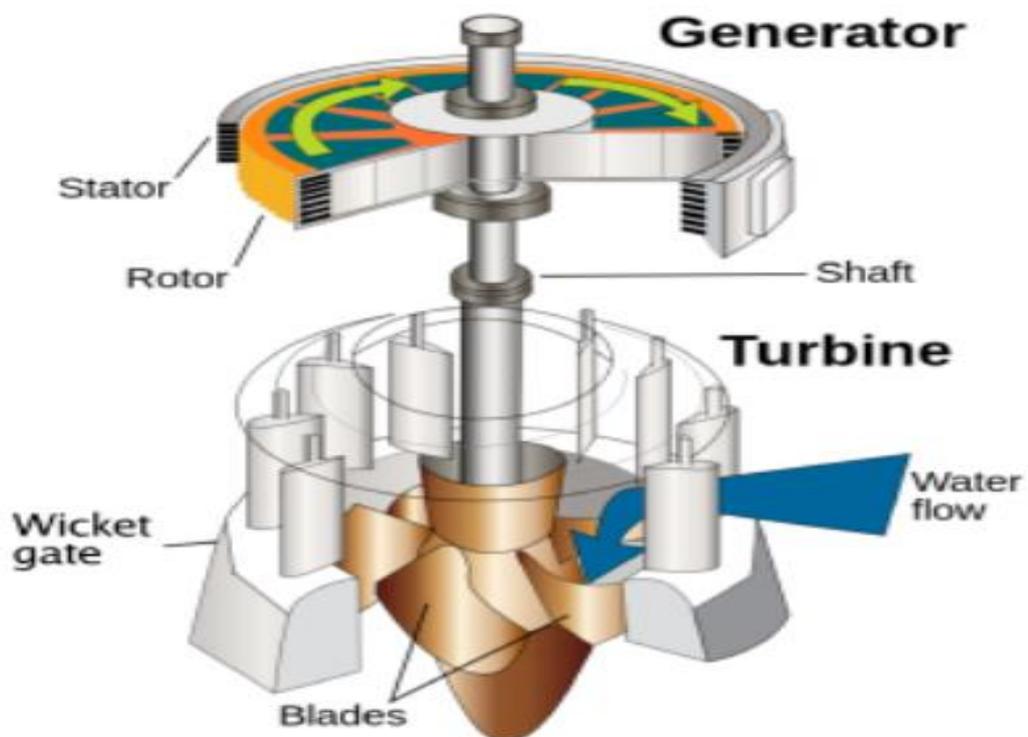


Figure II. 3 la structure de la turbine à l'eau.

3.1.3. Les turbines à vapeur :

Les turbines à vapeur sont mises en marche sur la base d'instructions d'utilisation élaborées par les fabricants de turbines et faisant partie intégrante des instructions de démarrage d'une unité à vapeur. Les instructions d'exploitation décrivent l'ordre d'exécution des actions de démarrage et fournissent les valeurs des paramètres de fonctionnement qui doivent être maintenus pendant les démarrages. Le respect rigoureux de l'ordre des différentes phases de démarrage et le maintien des valeurs limites des paramètres de fonctionnement sont essentiels du point de vue de la sécurité et de la fiabilité du fonctionnement des turbines. La phase de démarrage est une phase particulièrement dangereuse et compliquée du fonctionnement des turbines à vapeur car elle consiste à démarrer de nombreux équipements et systèmes auxiliaires, et les processus mécaniques et thermiques qui ont lieu sont de nature non stationnaire (c'est-à-dire échauffement transitoire, variation des débits de vapeur, accélération des rotors, vibrations, etc.) Les principes de la conduite correcte des démarrages ont été développés au cours de l'exploitation à long terme des turbines à vapeur et contiennent l'expérience des concepteurs, des constructeurs et des exploitants de turbines.



Figure II. 4 la structure de turbine à vapeur.

3.1.4. Les turbines à vent (éolienne) :

Une éolienne est un dispositif qui convertit l'énergie cinétique du vent en électricité. Les pales d'une éolienne tournent entre 13 et 20 tours par minute, selon leur technologie, à une

CHAPITRE II Production d'électricité à partir des turbines a gaz

vitesse constante ou variable, où la vitesse du rotor varie en fonction de la vitesse du vent afin d'atteindre une plus grande efficacité.

Les éoliennes ont une durée de vie moyenne supérieure à 25 ans, bien que le critère comptable le plus répandu soit fixé pour des périodes de 20 ans. L'évolution rapide de la technologie éolienne a conduit à une augmentation de la durabilité des éoliennes.[5]

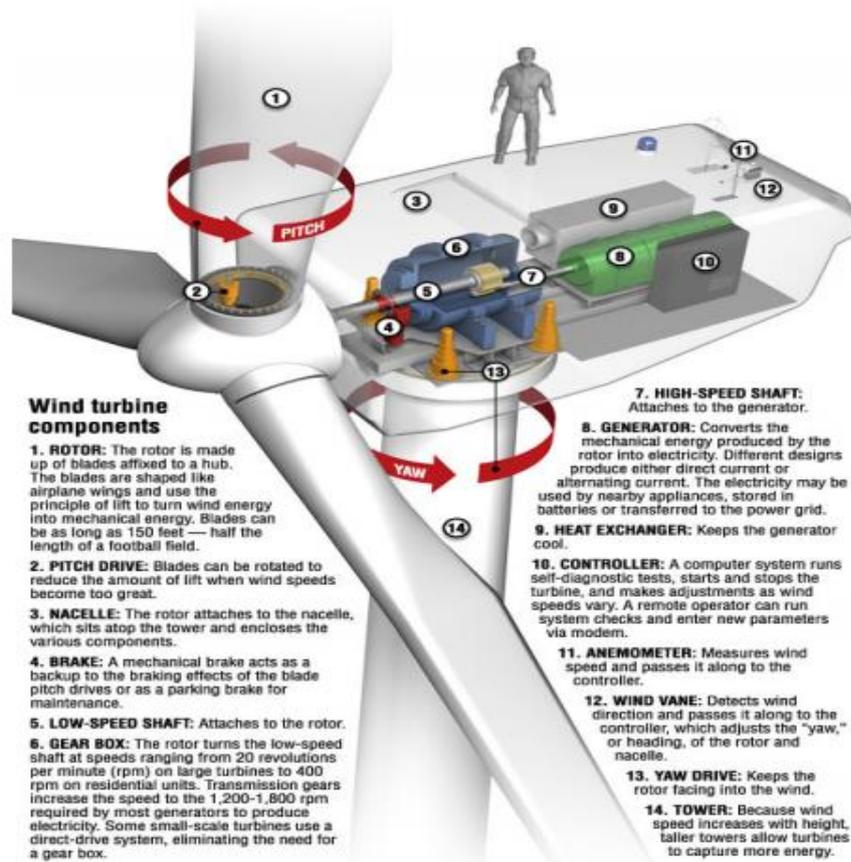


Figure II. 5la structure de la turbine à vent.

4. Turbine à gaz :

4.1. 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 ou se décompressent les gaz de combustion et criant ainsi du travail mécanique 'la turbine' qui est aussi de type axial. [6]

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.

4.2. 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. [6]

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 broche, 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 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 pousséemoteur 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 ° 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 ° 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).

4.3. Les principaux composants des moteurs à turbine à gaz :

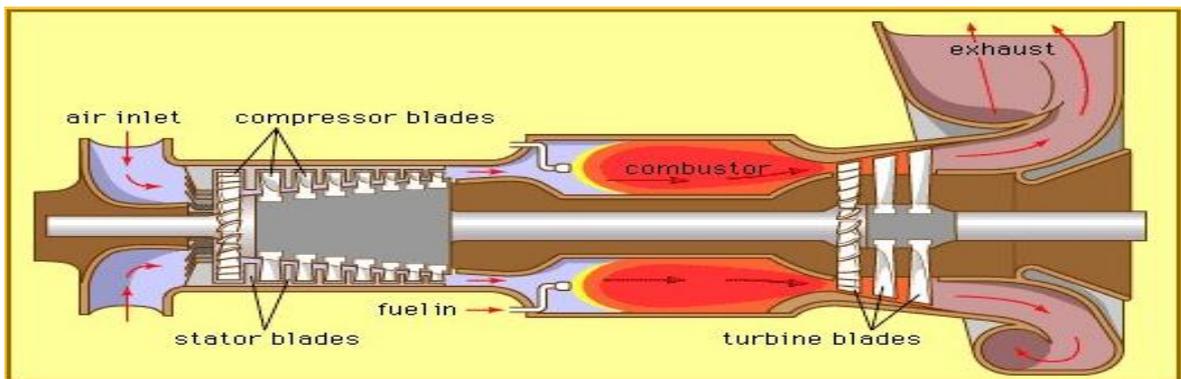


Figure II. 6 les composantes d'une turbine à gaz

4.3.1. 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 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

CHAPITRE II Production d'électricité à partir des turbines a gaz

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 aidés 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 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.[7]

4.3.2. la chambre de combustion

Se présente par une perte de charge de l'ordre de 6 % et par un échauffement de l'air lié à la combustion du gaz avec un rendement généralement de 98%. Etant donné que sa connaissance conditionne la durée de vie des pièces chaudes, la température T3 à « l'entrée

turbine » est limite.

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.[7]

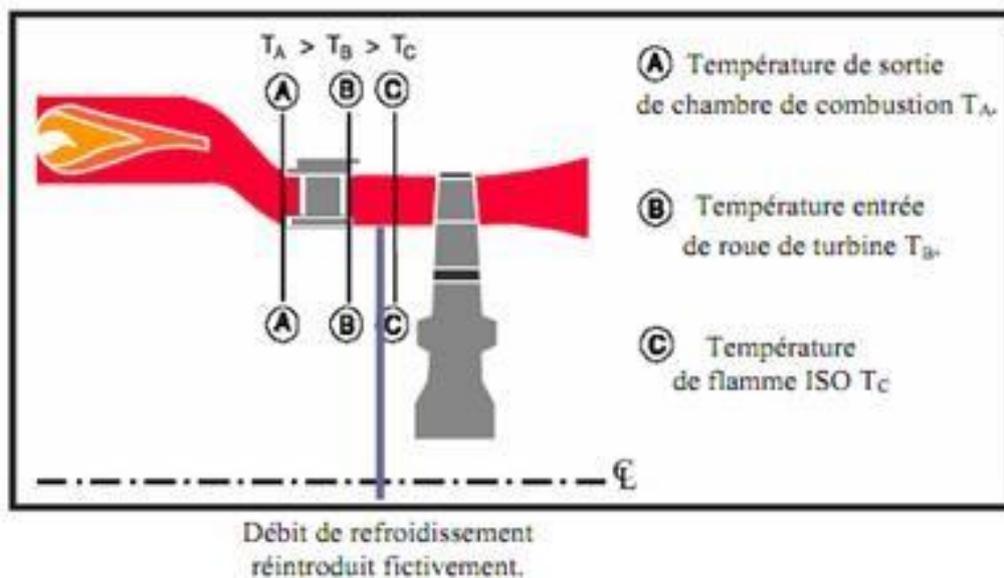


Figure II. 7 définition de la température de la flamme

4.3.3. 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.[7]

4.3.4. 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 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.[7]

4.4. Classification des turbines à gaz :

4.4.1. D'après le mode de construction:

- **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 entraîner le compresseur ainsi que l'énergie pour entraîner 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.[8]

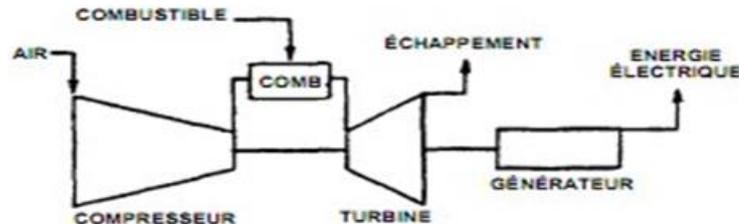


Figure II. 8 turbine à gaz mono-arbre[8]

• 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 les compresseurs centrifuges ou les pompes. La figure II.7 montre une vue en coupe d'une turbine à gaz typique à deux arbres. Les principaux composants sont le compresseur, le système de combustion, la turbine du producteur de gaz et la turbine de puissance. Cette conception comprend une turbine de production de gaz à deux étages et une turbine de puissance à deux étages.[8]

CO : Compresseur axial.

CC : Chambre de combustion.

Thp : Turbine à haute pression.

Tbp : Turbin à basse pression.

N : Réducteur.

CH : Charge

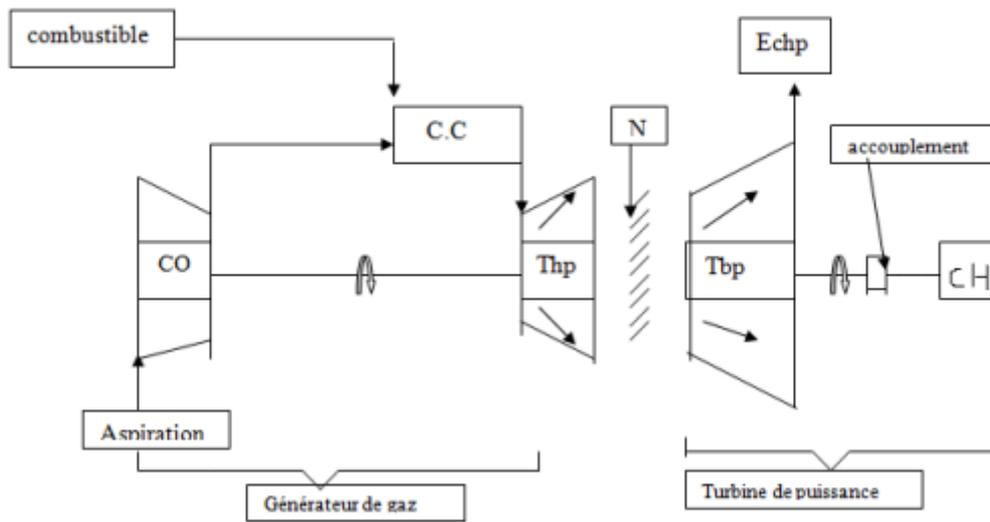


Figure II. 9 turbine à gaz bi-arbre[8]

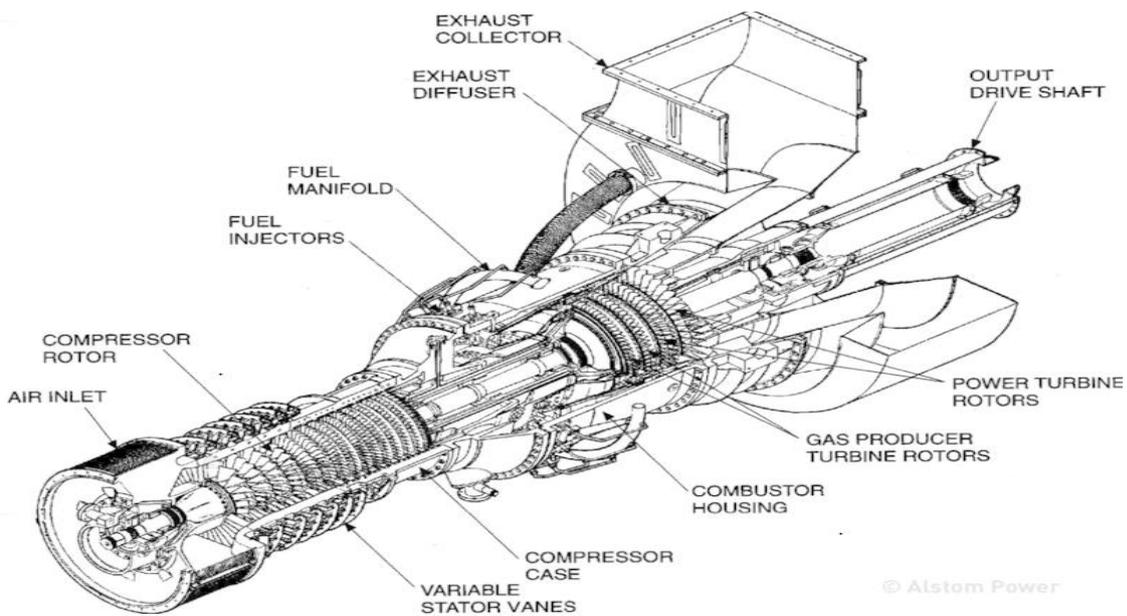


Figure II. 10 turbine à gaz bi-arbre

4.4.2. D'après le mode de travail:

- 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 ($P1 > P2$)

en travail mécanique communiqué au rotor. Aucun changement de pression dans l'évolution de gaz de la roue ($P_1 = P_2$).[8]

- **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 ($P_1 > P_2 > P_3$).[8]

4.4.3. 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 :

- **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. [8]

- **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.[8]

4.4.4. 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. 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

6. 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 (II.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 ducarburant.[9]

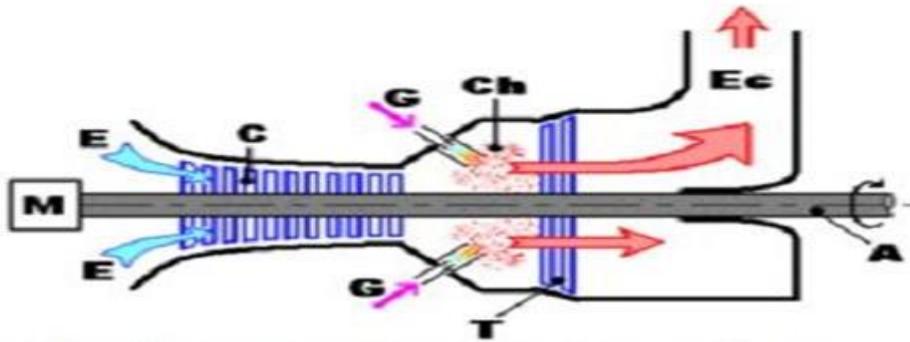


Figure II. 11 Évolution des gaz à travers une TAG

7. 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 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.[7]

7.1. 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.[7]

7.2. 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.[7]

7.3. 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 ensuite été choisies pour propulser divers nouveaux navires de la marine américaine.[7]

7.4. 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.[7]

7.5. 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.[7]

8. 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

8.1. 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 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 ,12). 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

CHAPITRE II Production d'électricité à partir des turbines a gaz

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.12) 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.12) respectivement.

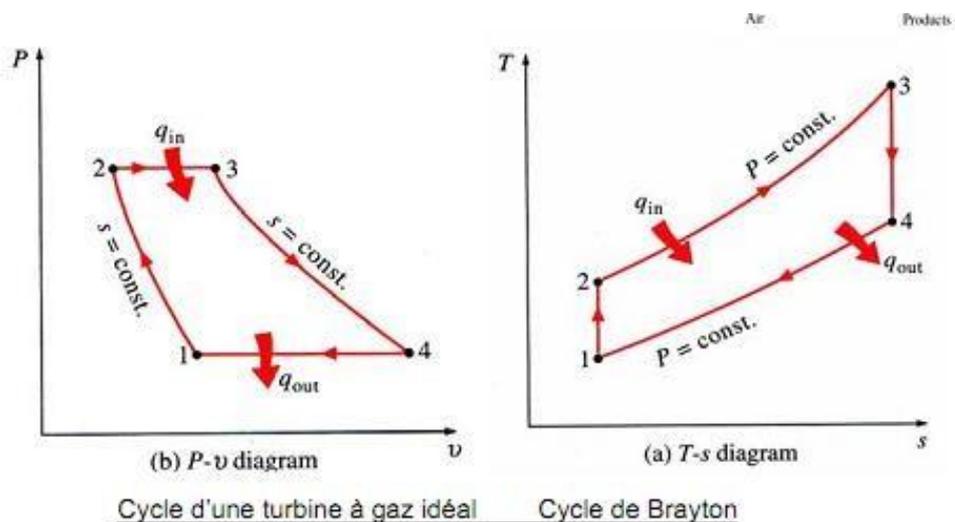


Figure II. 12 Cycle thermodynamique de turbine à gaz

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

9. 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 à ceux utilisés dans la production d'électricité en raison des personnes consommant de grandes quantités d'électricité donc dans ce chapitre nous avons faire une explication simple des turbines à gaz et nous nous concentrerons sur chacun de leurs composants, et mentionné La plupart des types et comment cela fonctionne, pour choisir la bonne turbine pour chaque application.

10.Référence chapitre II :

[1] République Algérienne Démocratique et Populaire « Ministère de l'énergie »

[2] **Florence HACHEZ-LEROY**, « Fourneyron Benoit : Théoricien de la turbine et industriel » [archive], sur universalis.fr (consulté le 13 novembre 2019)

[3] **Bonnie Marini, Ph.D.** « Manager, Gas Turbine Design Gas Turbine Engineering Manager, Gas Turbine Design 4400 Alafaya Trail Orlando, FL 32826»

[4] Société Hydraulique d'Etudes et de Missions d'Assistance, « Dimensionnement des turbines » [archive], sur eduscol.education.fr/, mars 2010 (consulté le 10 novembre 2015).

[5] https://www.gunt.de/images/download/wind-turbines_french.pdf« consulté le 02/06/2020 »

[6] **BENZERDJEB Abdelouahab (2017)** « thermodynamique et installations énergétiques »

[7] <https://www.britannica.com/technology/gas-turbine-engine/Major-components-of-gas-turbine-engines> « consulté le 02/06/2020 »

[8] 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

[9] **Renaud Gicquel**, « Turbines à gaz » [archive], sur École nationale supérieure des mines de Paris (consulté le 24 décembre 2017).

CHAPITRE III:
Modélisation et simulation
d'une turbine à gaz

1. Introduction :

Ce chapitre focalise sur la simulation de la production d'électricité à partir des turbines à gaz par le logiciel Matlab (Simulink). Le choix de ces turbines est basé sur des raisons technico-économiques. Afin de comprendre le comportement des turbines à gaz (le composant le plus important dans la chaîne de Production d'électricité) on analyse plusieurs paramètres : la pression, la température, la puissance, la vitesse et débit de carburant....etc.

2. Présentation de Simulink :

Simulink est un logiciel qui permet de simuler, modéliser et analyser des systèmes dynamiques. Il a été produit par la société « *The Math Works Inc* ». C'est un outil intégré au noyau de calcul de logiciel appelé *Matlab* qui procure un environnement de modélisation basé sur des schémas-blocs. Le logiciel *Simulink* possède une interface graphique simple facilitant l'analyse des systèmes dans le domaine fréquentiel et temporel. Le *Simulink* n'est plus décrit par des lignes de codes *Matlab* par contre il est simplement défini par des schémas-blocs qu'on trouve dans des bibliothèques de blocs élémentaires.

On peut envoyer ou recevoir des données (entrées, sorties ...) entre le Simulink et le Matlab donc l'opération est réversible[1].

La figure suivante montre l'interface de logiciel Matlab

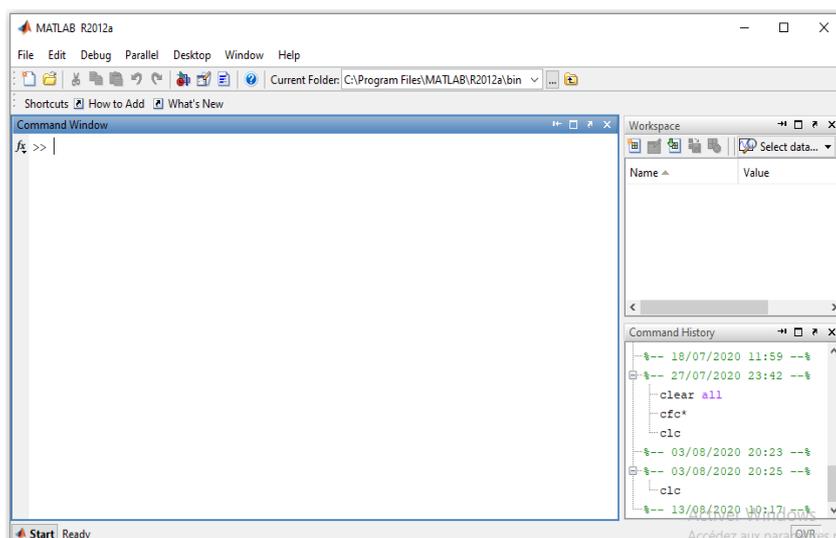


Figure III 1 l'interface de Matlab

La figure suivante représente la bibliothèque de Simulink ou on trouve les blocks pour créer un modèle Simulink :

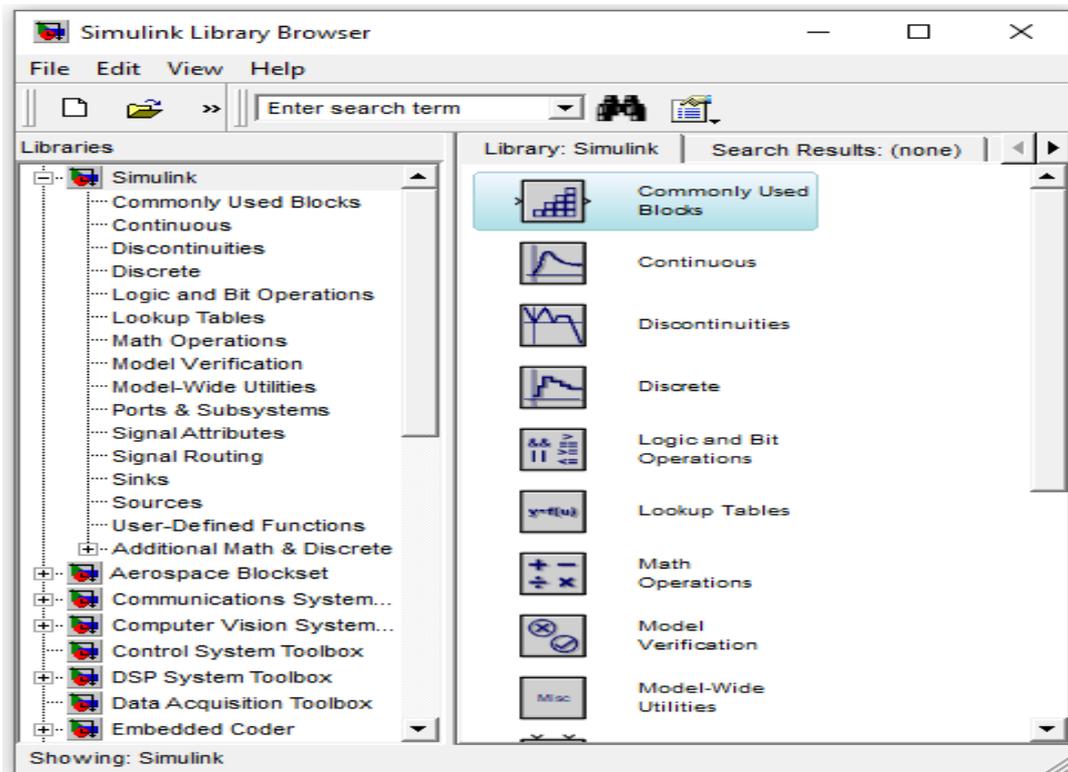


Figure III 2 bibliothèque de Simulink

3. Chaîne de production d'électricité à base des turbines à gaz :

La figure (III.3) illustre le circuit général de la production d'électricité.

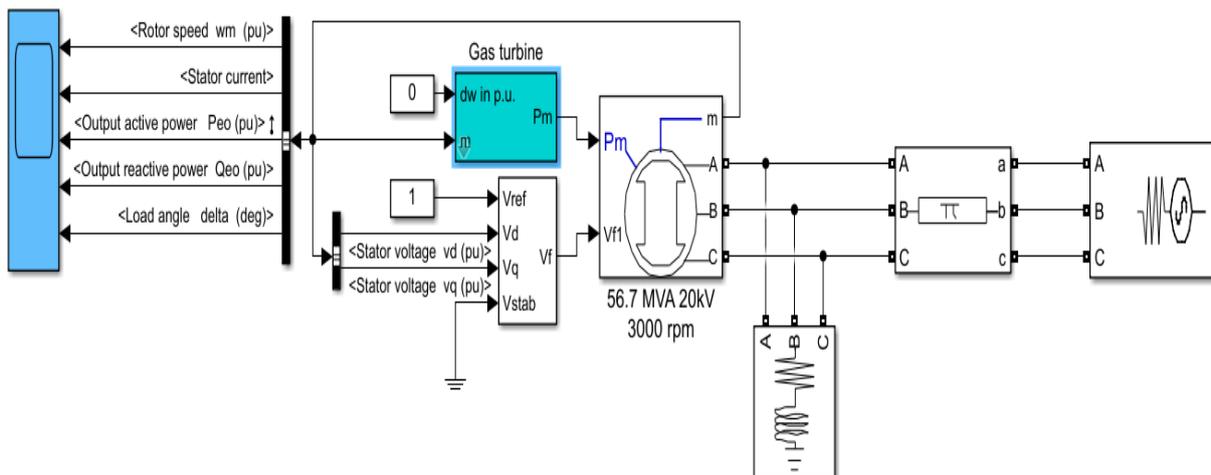


Figure III 3 Configuration générale de la production d'électricité.

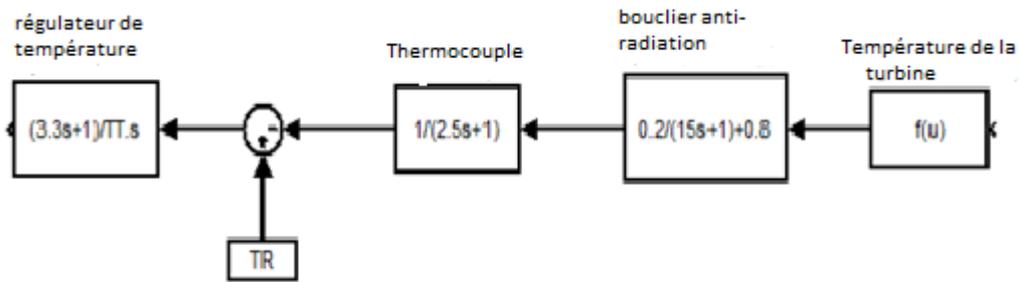


Figure III.5 :a) Mesure et contrôle de la température d'échappement des turbines à gaz

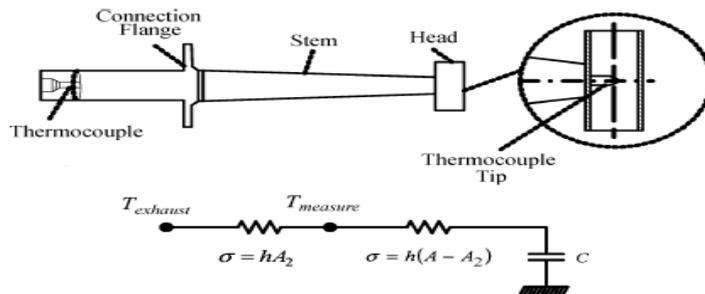


Figure III.5: b) Circuit électrique etschéma de l'écran de rayonnement et du thermocouple.

4.2. Système de carburant :

Le système de carburant de la turbine à gaz est conçu pour fournir un apport d'énergie à la turbine à gaz proportionnel au produit du signal de commande par la vitesse de l'unité[3], comme le montre la figure (III.6). En supposant des actionneurs et des vannes à réponse linéaire, le débit de carburant changera directement avec le signal de sortie du positionneur de vanne. Cependant, il y a un décalage associé au débit de gaz dans les tuyaux et le collecteur du système de carburant. [4]

Ce décalage peut être simplement approximé.

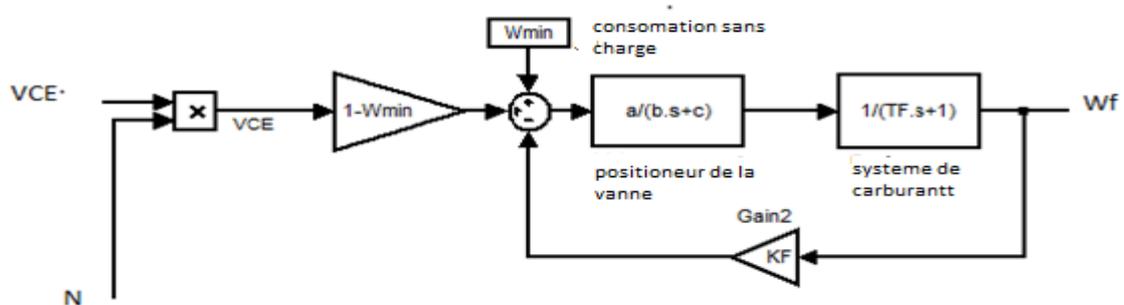


Figure III.6: Système de carburant.

Il existe également un sélecteur de signal de demande de carburant. F_{Max} n'est pas atteint en fonctionnement normal et peut servir de secours pour contrôler la température car toute augmentation de la température d'échappement de la turbine active le contrôle de la température et réduit le débit de carburant. et F_{Min} est une valeur négative qui montre la capacité d'une turbine à gaz à absorber l'énergie transitoire. Sa valeur dépend du débit minimum de combustible requis pour maintenir la flamme en combustion. La valeur de 1,5 pu est couramment utilisée pour F_{Max} tandis que la valeur de F_{Min} peut être déterminée à partir des données opérationnelles du système de carburant. D'un point de vue dynamique, les turbines à gaz présentent de nombreuses différences avec les turbines à vapeur. L'une des différences les plus évidentes est la nécessité d'une grande partie de l'auto-estimation du support de combustible dans les conditions de déchargement[5]. Ce fait est que les turbines à gaz nécessitent une consommation de combustible relativement élevée pour fonctionner même dans n'importe quelles conditions de charge. Cela se traduit par la division du signal de demande de combustible en une partie fixe (W_{Min}) et la réduction du gain multiplié par le signal de demande ($1-W_{Min}$). [4]

Pour cette raison, l'un des moteurs économiques est de réduire la durée de fonctionnement à pleine vitesse et à vide.

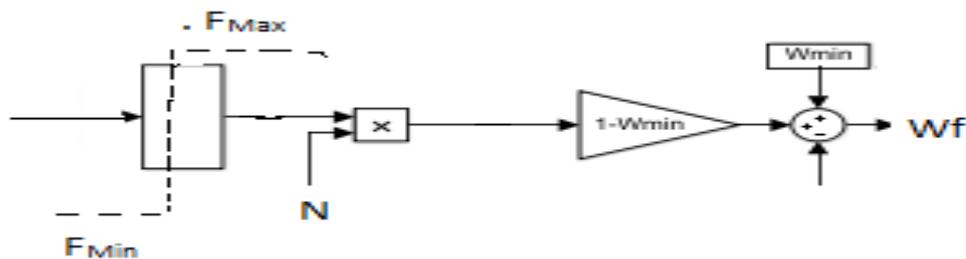


Figure III.7: signal de demande de carburant.

4.3. Délais et retard de décharge du compresseur :

Le comportement de la turbine à gaz oblige son modèle dynamique à avoir de petits retards et des constantes de temps de retard. En fait, il y a un petit délai entre l'injection de carburant et le dégagement de chaleur dans la chambre de combustion qui est appelé délai de réaction de la combustion (E_{CR})[4].

Dans les systèmes modernes, il est de l'ordre de quelques millisecondes. On suppose donc qu'il y a un temps de 5 msec entre l'injection de carburant et la combustion dans la chambre de combustion (c'est-à-dire que le $E_{CR} = 5$ msec). Il y a également un délai entre la combustion du carburant et le système de mesure de la température des gaz d'échappement (E_{TD}). Ce délai est causé par le système d'échappement et la turbine pour transporter le fluide au point de mesure. L' E_{TD} est de l'ordre de la milliseconde et dépend principalement de la taille de la turbine à gaz et de la vitesse moyenne du fluide. On suppose une valeur relativement prudente de 40 msec de retard pour le transfert de l'air et des produits de combustion au point de mesure de la température (c'est-à-dire $E_{TD} = 40$ msec) [5].

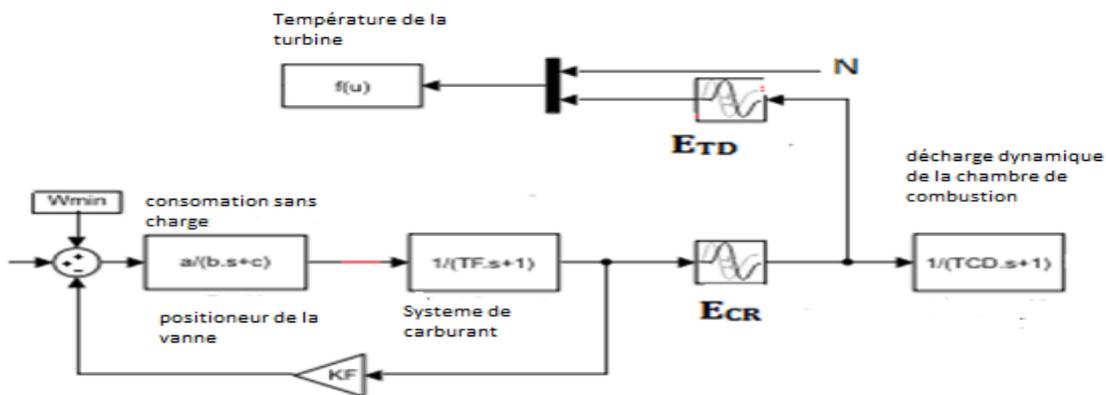


Figure III.8: Délais et retard de décharge du compresseur.

4.3. La régulation de vitesse de la turbine à gaz:

Le régulateur de vitesse de la turbine à gaz comprend une boucle de régulation proportionnelle et intégrale exigeant un point de consigne de contrôle de la demande de carburant. L'erreur de vitesse agit à la fois sur les boucles de régulation proportionnelle et intégrale, puis est additionnée pour fournir la demande finale de carburant dans un sélecteur de demande de carburant. Le limiteur de puissance et le limiteur de température

d'échappement s'accordent de manière similaire dans la commande de demande de carburant.[5].

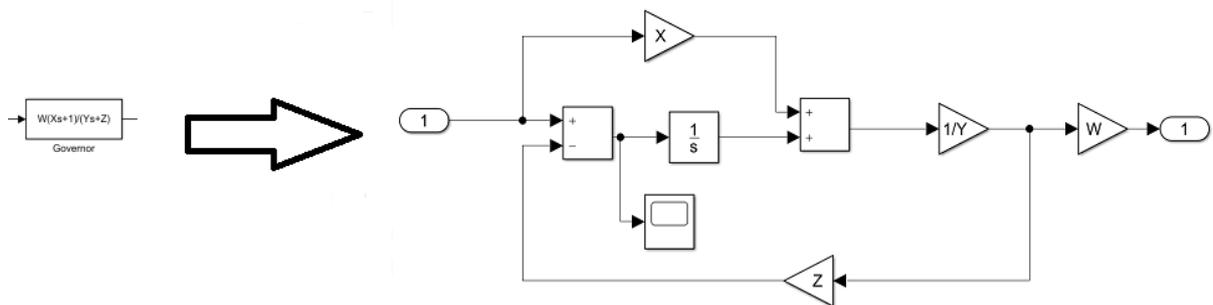


Figure III.9: régulation de vitesse.

4.4. Positionneur de soupapes et décalage du système d'alimentation en carburant:

Le positionneur de vanne déplace l'actionneur vers une position de vanne correspondant au point de consigne. Le positionneur de vanne et son raccordement à l'actionneur de vanne et au système de vanne sont présentés. [6] Comme les turbines à gaz peuvent fonctionner avec des combustibles liquides et gazeux, les modèles de systèmes de combustible sont essentiellement deux systèmes différents avec des blocs similaires. Dans les grandes turbines à gaz, les deux systèmes de carburant sont alimentés par une boucle de rétroaction interne qui détecte la position actuelle de la vanne et élimine l'erreur entre le point de consigne et le signal de position.[7]

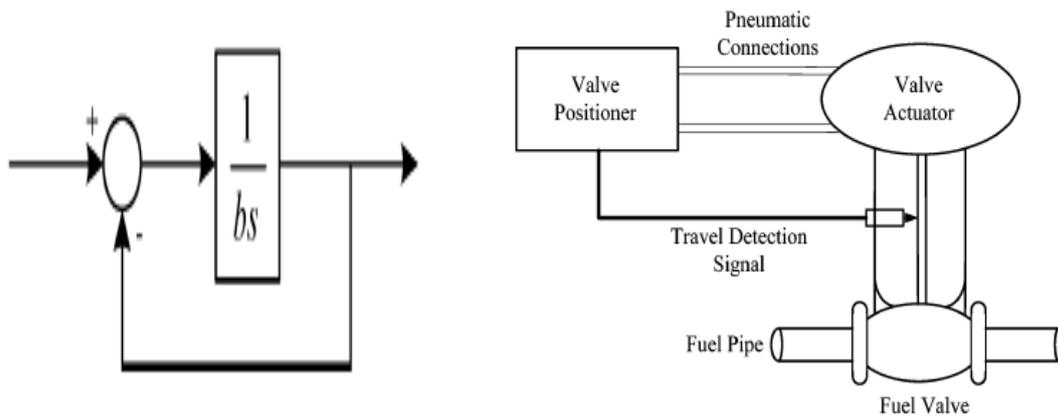


Figure III.10: Positionneur de vanne pneumatique et actionneur de vanne.

5. Les valeurs des paramètres pour le modèle de turbine à gaz:

Les paramètres	La description	Les valeurs
W	Gain de Régulateur de vitesse = $1 / \text{statisme}$ (pu MW / vitesse pu)	25
X	Constante de temps d'avance du régulateur de vitesse (s)	0
Y	Constante de temps de retard du régulateur de vitesse (s)	0.05
Z	Mode de contrôle (1= statisme, 0=isochrone)	1
MAX	Limite supérieure du signal de demande de carburant (pu)	1.5
MIN	Limite inférieure du signal de demande de carburant (pu)	-0.1
A	Paramètres du bloc de couple des turbines à gaz	-0.299
B	Paramètres du bloc de couple des turbines à gaz	1.3

C	Paramètres du bloc de couple des turbines à gaz	0.5
D	Paramètres du bloc d'échappement des turbines à gaz	390
E	Paramètres du bloc d'échappement des turbines à gaz	306
W_{min}	Débit minimum de carburant	0.23
T_F	Temps de contrôle du carburant (s)	0.4
K_F	Retour d'information sur le système de carburant	0
E_{CR}	Délai de réaction à la combustion (s)	0.01
T_{CD}	Constante de temps du volume de décharge du compresseur (s)	0.2
F(u)	$=T_R-D(1-m_c)+E(1-N)$ $=A+B m_c+c(1-N)$	
T₁	Inertie	15

Tableau III.1 :Les valeurs des paramètres pour le modèle de turbine à gaz

6. 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[8].

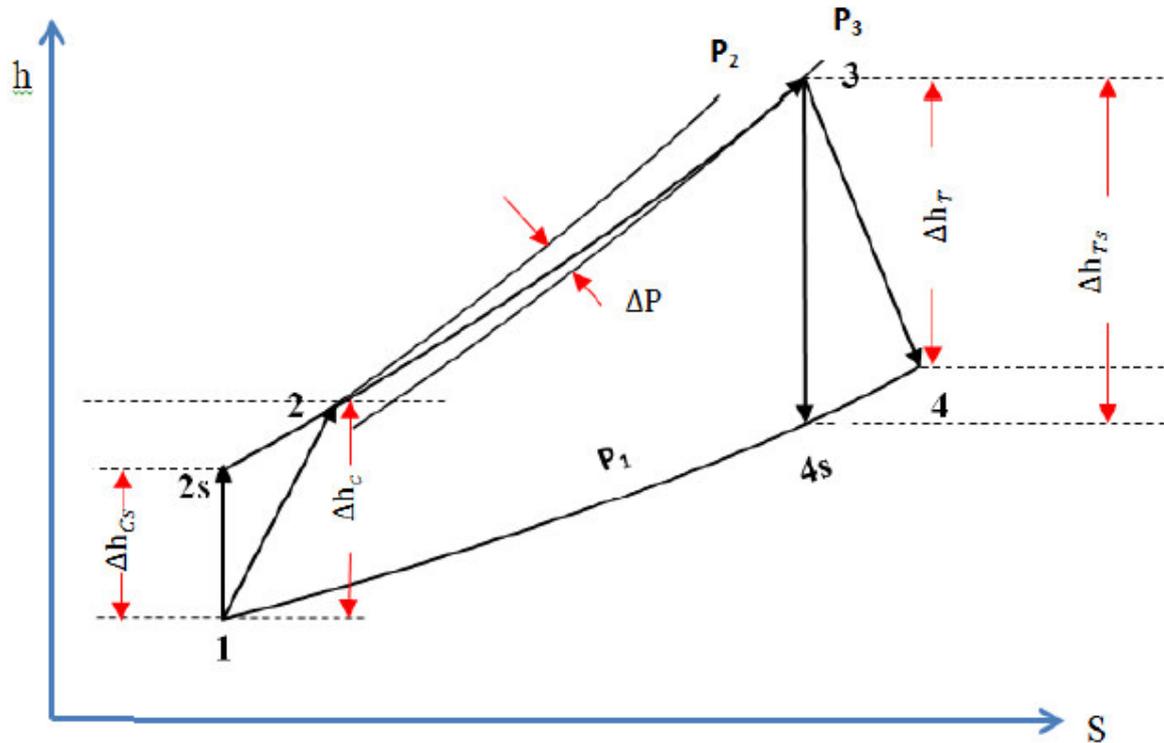


Figure III.11: le cycle de turbine à gaz.

6.1. 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. [9]; [10]; [11]; [12]

Le processus de compression représenté par le segment 1-2 sur la figure (III.11) est accompli par le compresseur, modélisé par son rendement poly tropique (η_{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).

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

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

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

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

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

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

D'après la relation (III-5) en obtiens 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: $\gamma_f = \frac{c_{pf}}{c_{vf}}$ (III-7)

Avec:

γ_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).

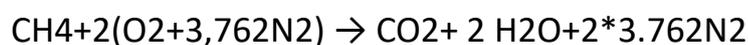
6.2. Modélisation de la chambre de combustion:

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. [9]; [10]; [11]; [12]

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 (III.11) .est associe avec une perte de pression totale ΔP_{cc} .

Comme le gaz naturel est constitué essentiellement du méthane, nous allons procédera 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 :

1mole carburant \rightarrow 2 moles O₂

16 g/mole carburant \rightarrow 64 g/mole O₂

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).

Et on a aussi :

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

η_{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 : $D = \frac{\partial}{\partial P} \left(\frac{1}{\rho} \right) .$

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 (m³).

D: est la variation de densité due aux changements de pression à température constante (sec²/m²).

ϑ : Est le volume spécifique (m³/kg).

6.3. Modélisation de 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. [9]; [10]; [11]; [13].

Les entrées du bloc de turbine sont la vitesse de rotor N, la température d'entrée de turbine T₃, la pression d'entrée de turbine P₃ et la pression de sortie de turbine P₄.

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):

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

Ce qui conduit a:

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

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

Le processus de détente (segment 3-4 ; figure III.11) cause une augmentation d'entropie représentée par le rendement poly tropique η_{PT} tel que :

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

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

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:

γ_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:

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

7. Résultat et discussion:

7.1. Courant statorique:

Dans la figure (III.12), on présente la courbe des courants statoriques I_s (A); c'est un système de courants triphasés de type sinusoïdal de fréquence 50Hz, les courants sont décalés entre eux d'une valeur de $\frac{2\pi}{3}$.

Au démarrage la turbine à gaz absorbe un courant important (atteignant jusqu'à 1,38 A) et puis le système diminue jusqu'à (0,62 A) et puis se stabilise à une valeur fixe (0,88 A). On est dans le régime permanent.

Notre système est lié directement au réseau, si on ajoute le contrôle de la partie réseau le courant au démarrage sera plus faible, et on obtient un temps de réponse plus grand. On constate que lors du démarrage lié directement au réseau, les courants de démarrage peuvent atteindre des valeurs de courant jusqu'à 4 fois la valeur nominale. On conclut que les courants en régime permanent sont bien adaptés aux variations de la vitesse du rotor. Pour des grandes vitesses du rotor on a des grandes valeurs de courant. La figure (III.13) n'est qu'un zoom des courants statoriques.

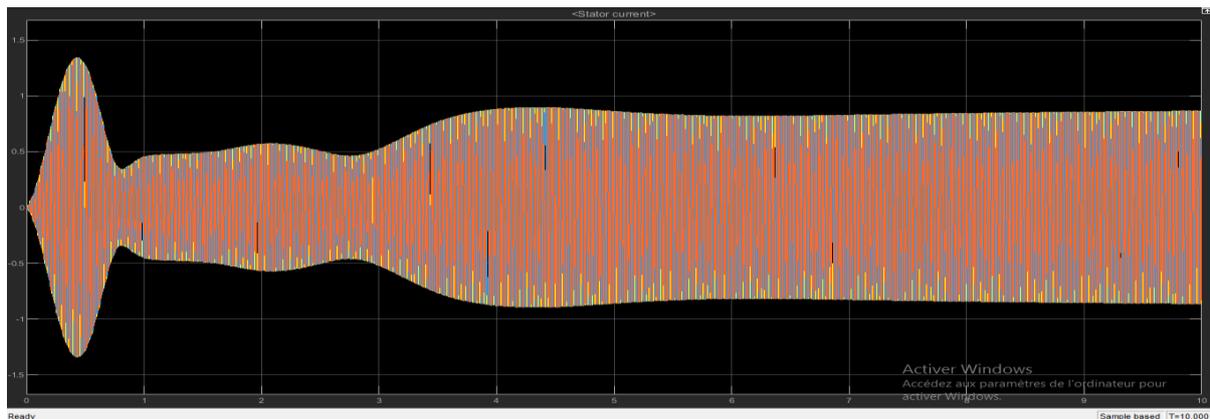
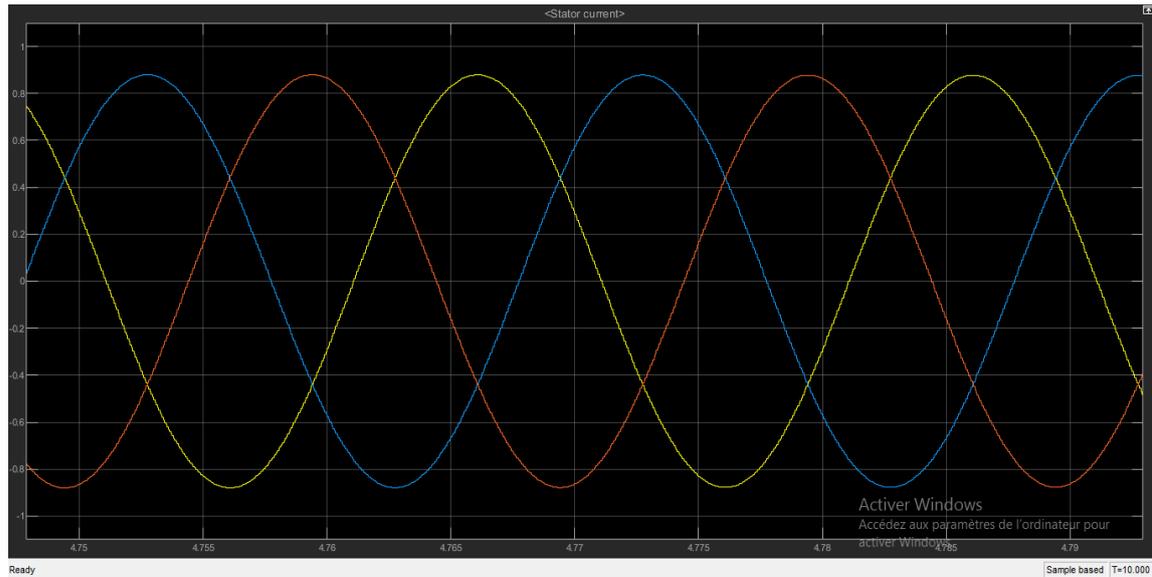


Figure (III.12): Variation des courants statoriques I_s en fonction du temps.



Figure(III.13):Variation des courants statoriques I_s en fonction du temps (zoom).

7.2. .La vitesse rotorique (l'arbre) :

Dans la Figure (III.14) nous présentons la courbe des courants statoriques est (A) et la vitesse de l'arbre $N(\text{tr}/\text{mn})$ pour comprendre comment ils fonctionnent.

Au démarrage, la turbine à gaz absorbe un courant important, c'est-à-dire qu'elle donne également une vitesse élevée. Dans ce cas, la vitesse dépasse la valeur nominale de la turbine à gaz ($N = 3000\text{tr} / \text{min}$). Ainsi, le rôle du système de contrôle vient automatiquement (régulateur de vitesse) pour réguler la vitesse, ce dernier fonctionne en diminuant et en augmentant la vitesse en fonction du débit de carburant.

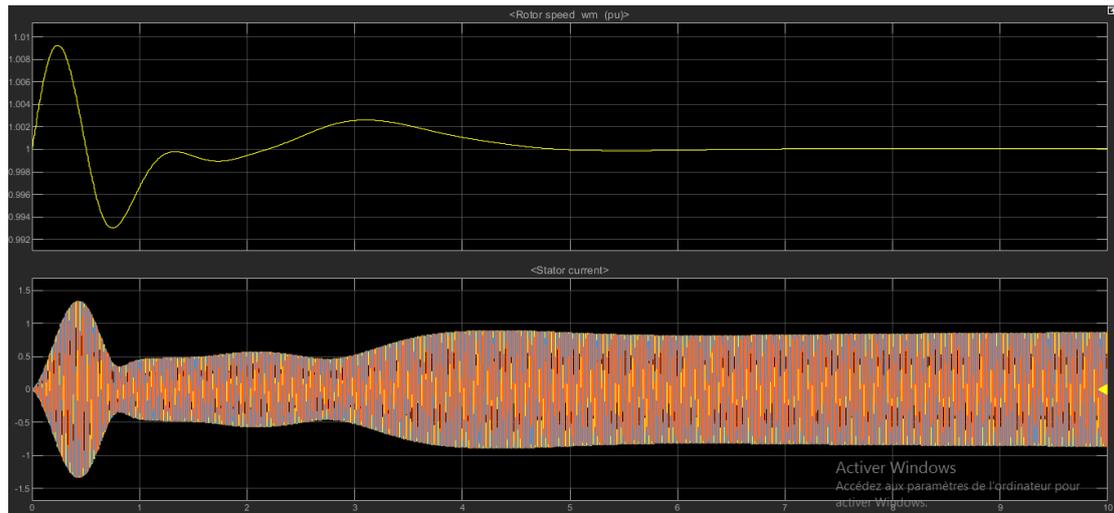


Figure (III.14):le courants statoriques est (A) et la vitesse de l'arbre N(tr/mn).

$$Pu = \frac{N_{réel}}{N_{nominal}} \quad \text{donc} \quad N_{réel} = pu * 3000$$

Dans a $t=0(s)$ jusqu'à $t=5(s)$.

La vitesse varie pendant cette période jusqu'à une valeur maximale égale à:

$$N_{réelmax} = 1.009 * 3000 = 3027 \text{ (tr/mn)}.$$

Et une valeur minimale égale à:

$$N_{réelmin} = 0.993 * 3000 = 2979 \text{ (tr/mn)}.$$

Après $t=5(s)$ la vitesse stabilisée dans une valeur fixe égale à:

$$N = 3000 \text{ (tr/mn)}.$$

Voici la courbe de vitesse qui représente la stabilité a longtemps dans la figure (III.14).

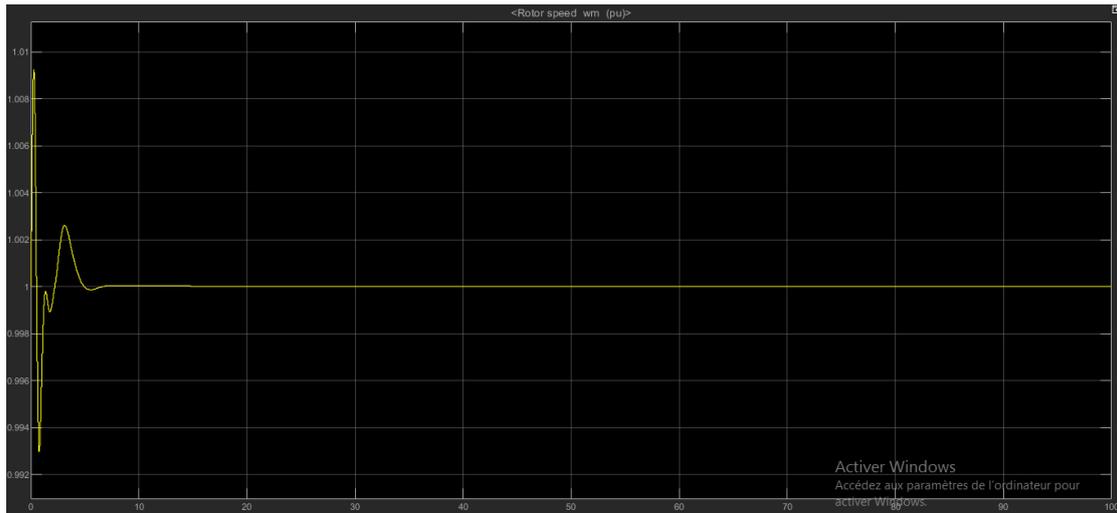
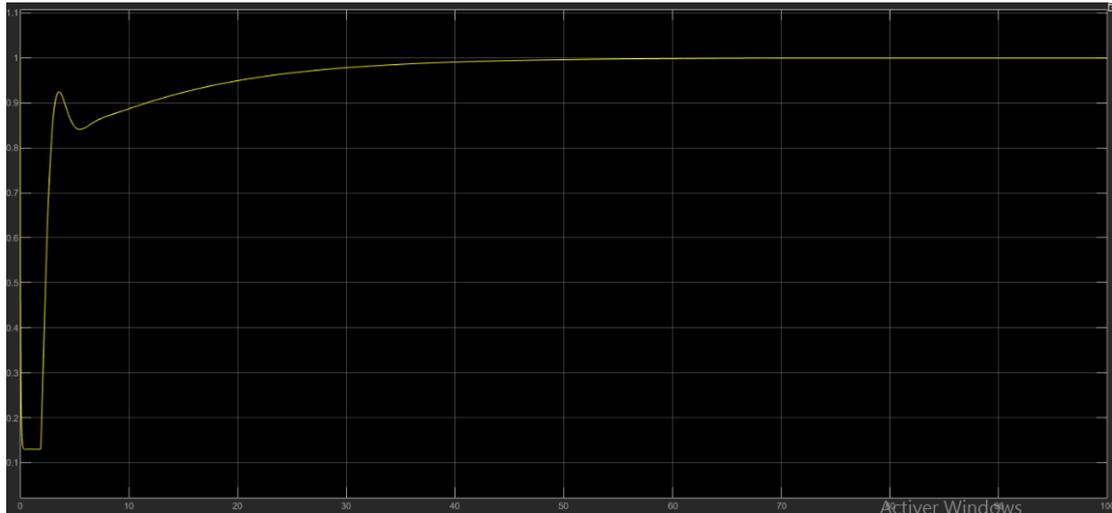


Figure (III.15) :la vitesse de l'arbre N(tr/mn).

7.3. . Le débit de carburant:

Il y a deux choses, la première que la turbine à gaz à un certain débit de carburant fait tourner l'arbre de turbine à une vitesse croissante et instable avec le passage du temps, et que lorsqu'une certaine charge est appliquée, une diminution de la vitesse se produira, et la deuxième est la température d'échappement de la turbine à gaz qui varie aussi le changement de débit pour obtenir les meilleures performances de la turbine. D'où la nécessité de concevoir un système de contrôle qui contrôle le débit de carburant.

On remarque dans la figure (III.16) au début une augmentation et une diminution du débit de carburant dues à ces deux facteurs (vitesse et température), et après l'intervention du système de contrôle, le débit devient constant d'une valeur égale à $m_c=1$ (kg/s).



Figure(III.16) : le débit de carburant dans la turbine à gaz.

7.4. .Température:

La figure (III.17) montre la température d'échappement de la turbine à gaz qui est mesurée par le thermocouple. De plus, une valeur finale en régime permanent de près de 511 oC est observée pour la température d'échappement mesurée, Où le contrôle de température est activé. La figure (III.16) assure cette signification lorsque la sortie du régulateur de température (TC) est toujours inférieure à la sortie du régulateur de charge de fréquence (FD). Par conséquent, la sortie du régulateur de température passe par la porte minimum et contrôle le débit de carburant vers la chambre de combustion.

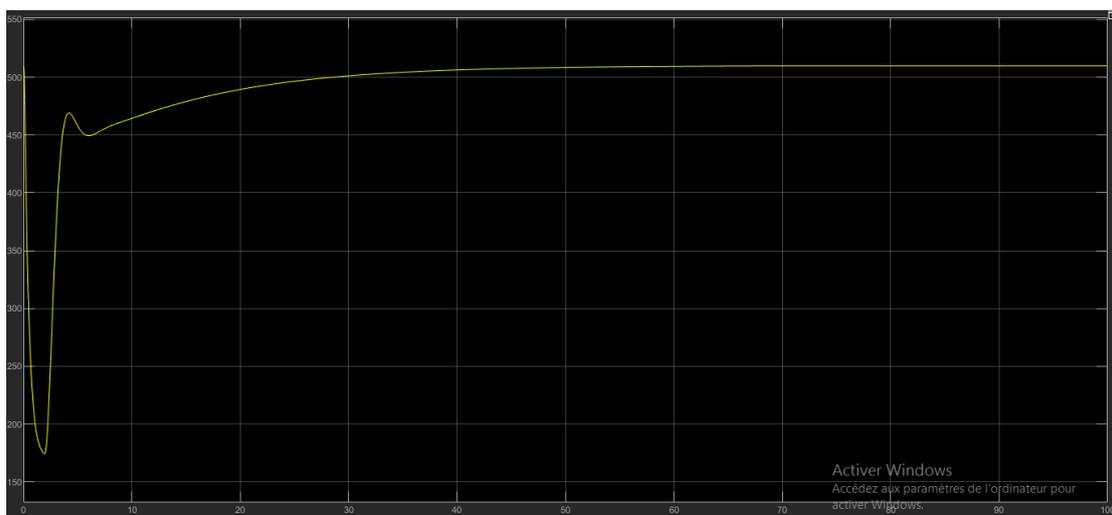
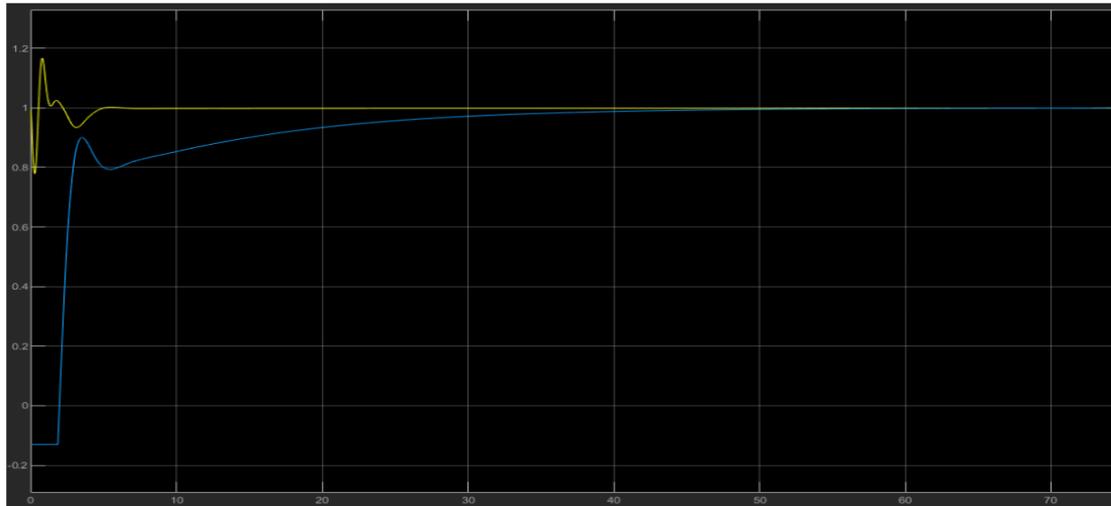


Figure (III.17) :la température d'échappement de la turbine à gaz.



Figure(III.18) : les sorties du régulateur de température (TC) et de charge de fréquence (FD).

7.5. La puissance mécanique produite par la turbine a gaz :

Dans ce cas, nous avons utilisé une machine qui effectue deux tâches en même temps, il fonctionne comme un moteur pour faire tourner l'arbre du compresseur, c'est-à-dire pour démarrer le compresseur.

Et encore une fois, il fonctionne comme un alternateur afin d'absorber la puissance mécanique sortant de la turbine.

Cela signifie que la puissance mécanique produite par la turbine est transformée par l'alternateur en puissance électrique, puis le moteur donne cette puissance au compresseur, ce qui signifie qu'il s'agit d'une chaîne fermée (cycle fermée). Comme le montre sur la figure (III.19).

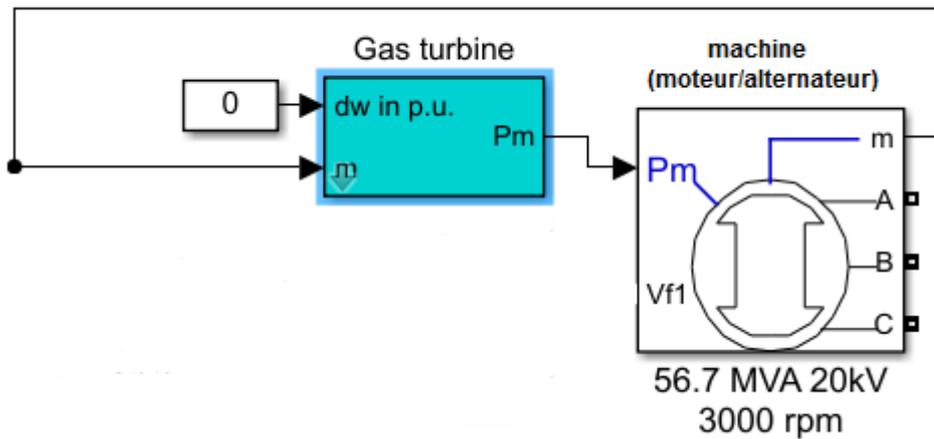


Figure (III.19) :cycle fermée de puissance.

La variation de la puissance mécanique dans le cas de notre turbine est proportionnelle avec la température qui sortit de la turbine

Nous remarquons dans la figure(III.20) que la puissance mécanique commence avec une valeur de 56.7(MW) et sa valeur change entre 56.7(MW) et 7.6(MW) en raison d'un changement de température puis se stabilise à sa valeur initiale.

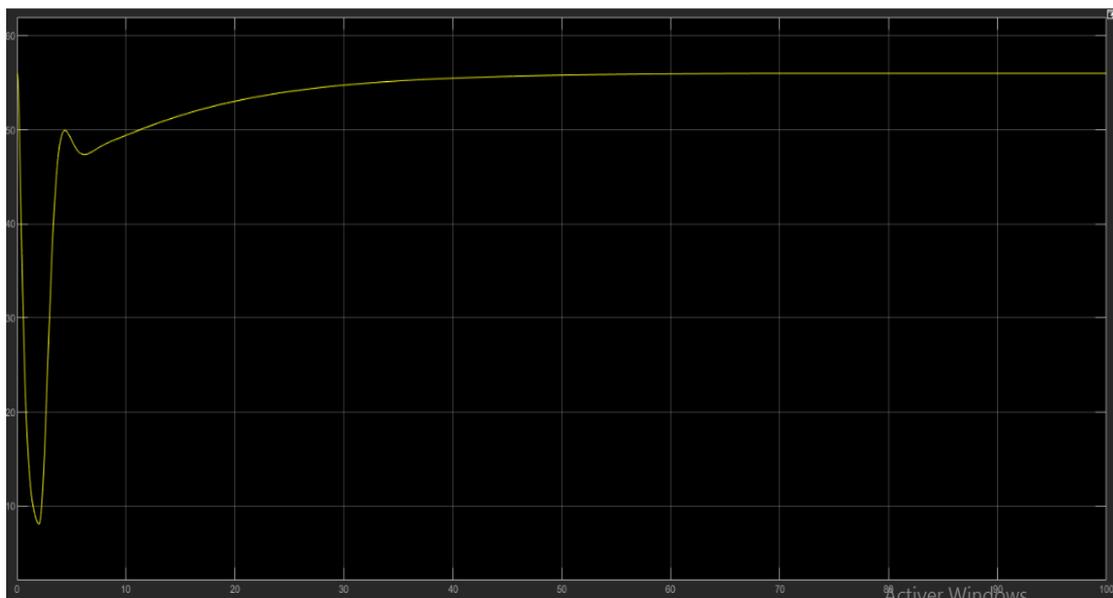


Figure (III.20) : variation de la puissance mécanique.

8. Conclusion :

Dans ce dernier chapitre, nous avons étudié plusieurs paramètres de la turbine à gaz (température, puissance, vitesse et débit de carburant... etc.) pour obtenir une énergie mécanique de bonne qualité qui est convertie en énergie électrique

Lorsqu'une turbine à gaz est utilisée dans la production d'énergie électrique, une vitesse constante de la turbine doit être maintenue, ainsi une fréquence constante du courant de sortie doit être maintenue et la température doit être maintenue aux limites.

Éligible. L'arbre de turbine aura une vitesse accrue et instable au fil du temps car en même temps, la vitesse d'application de la charge spécifiée diminuera, d'où la nécessité de concevoir un système de contrôle qui effectue les tâches suivantes:

- Contrôle du débit de carburant qui conduit à:

1. Maintenez une vitesse constante de la turbine.
2. Évitez de fonctionner à des valeurs non autorisées.
3. Évitez d'éteindre la flamme.

- Contrôle de la température de la flamme, réduisant ainsi les émissions de polluants.

- Contrôler la température des gaz entrant et sortant de la turbine

9. Reference bibliographie III :

- [1] Adrian Biran et Moshe Breiner, *MATLAB pour l'ingénieur : Versions 6 et 7*, Pearson Education, 2004
- [2] Haitham Abu-Rub, Mariusz Malinowski, Kamal Al-Haddad, « *Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications* » J. Wiley and sons, 2014.
- [3] Zohuri, Bahman " Gas Turbine Working Principles" DO - 10.1007/978-3-319-15560-9_7
- [4] Rai, Dr. Jitendra et al "Performance Analysis of CCGT Power Plant using MATLAB/Simulink Based Simulation". *International Journal of Advancements in Research & Technology*
- [5] W. I. Rowen, "Simplified mathematical representations of heavy-duty gas turbines," *Trans. Amer. Soc. Mech. Eng.*, vol. 105, pp. 865–869, Oct. 1983.
- [6] *Amélioration des performances des turbines à gaz utilisées dans l'industrie des hydrocarbures par l'injection de vapeur d'eau à l'amont de la chambre de combustion.*
- [7] Jan Strömberg and Per-Åke Franck, 1994, "Gas turbines in industrial CHP applications: assessment of economics", *Heat Recovery Systems & CHP* Vol. 14, No. 2, pp.129-141.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] 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.

[12] 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.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale :

Contrairement aux ressources énergétiques non renouvelables, le biogaz fournit une énergie plus verte et n'a aucune contribution au réchauffement climatique. Compte tenu de la situation actuelle de pénurie d'énergie, il devient nécessaire d'utiliser pleinement le potentiel du biogaz en Algérie pour répondre à la demande énergétique du pays. Une étude montre que le biogaz est un moyen économique de dépenses et a un impact environnemental positif.

Les agriculteurs devraient être éduqués à l'utilisation et aux avantages du biogaz afin de réduire la charge sur les énergies non renouvelables et les bétails animaux devraient être utilisés correctement pour le rendre utile pour la production de biogaz et d'engrais bio.

Le biogaz fournit une énergie plus verte qui maintiendra la planète verte et aidera à stabiliser l'écosystème.

Dans ce travail nous avons présenté dans le premier chapitre, l'état de l'art de l'énergie biogaz (Généralités sur la Valorisation énergétique du biogaz). Quant au chapitre II nous avons présenté; les turbines à gaz, le principe de fonctionnement des dispositifs de la chaîne de conversion de biogaz et surtout définir la production de l'électricité à travers ces turbines.

Le troisième chapitre dédié aux résultats et simulations, concerne les schémas électriques considérés pour la simulation par le logiciel Matlab/ Simulink. Ces résultats permettent d'expliquer et analyser plusieurs paramètres : la pression, la température, la puissance, la vitesse et débit de carburant.....etc.

Nous contrôlons également le fonctionnement de la turbine grâce à la conception de trois contrôleurs pour contrôler la vitesse de la turbine, l'accélération et la température, et la réponse du système a été améliorée après l'utilisation de contrôleurs traditionnels.

La puissance obtenue est 56.7(MW) et elles sont liées à des facteurs essentiels, notamment la température à la sortie de la turbine, ainsi que la vitesse de l'arbre, en plus du débit de carburant dans la chambre de combustion.

Résumé :

Avec l'augmentation de la demande d'électricité, des inquiétudes ont surgi concernant les émissions de dioxyde de carbone contribuant au réchauffement climatique. Les énergies renouvelables suscitent aujourd'hui un intérêt sans égal. L'énergie mise en examen dans cette étude est la biomasse et précisément la production d'électricité à partir de biogaz issue de la biomasse. Le but de ce travail est de produire de l'électricité à partir de la combustion du biogaz à base d'une turbine à gaz. Des généralités sur la valorisation énergétique du biogaz et les turbines à gaz est présentée suivie par une modélisation et une simulation des différents dispositifs de la turbine à gaz effectuée par le logiciel Simulink/Matlab. Les résultats obtenus à partir de la simulation donnent des informations sur la puissance mécanique, la vitesse rotative, le courant statorique, et le débit de biogaz.

Mots clés: biomasse, biogaz, turbine à gaz, modélisation, Simulink/Matlab.

Abstract:

With the increase in demand for electricity, concerns have arisen about carbon dioxide emissions contributing to global warming. There is now an unparalleled interest in renewable energy. The energy examined in this study is biomass and specifically the production of electricity from biogas from biomass. The aim of this work is to produce electricity from the combustion of biogas using a gas turbine. General information on biogas energy recovery and gas turbines is presented followed by a modeling and simulation of the different devices of the gas turbine using Simulink/Matlab software. The results obtained from the simulation provide information on mechanical power, rotor speed, stator current, and biogas flow rate.

Keywords: Biomass, biogas, gas turbine, modeling, Simulink/Matlab

ملخص

مع زيادة الطلب على الكهرباء ، نشأت مخاوف بشأن انبعاثات ثاني أكسيد الكربون التي تسهم في الاحتباس الحراري. تثير الطاقات المتجددة اهتمامًا كبيرًا اليوم. الطاقة التي نحن بصدد دراستها هي طاقة الكتلة الحيوية وعلى وجه التحديد إنتاج الكهرباء من الغاز الحيوي المنتج من الكتلة الحيوية. الهدف من هذا العمل هو توليد الكهرباء من احتراق الغاز الحيوي في ومحاكاة التوربينات الغازية. يتم تقديم معلومات عامة عن استعادة الطاقة للغاز الحيوي والتوربينات الغازية متبوعة بنمذجة الأجهزة المختلفة للتوربينات الغازية التي يقوم بها البرنامج. Simulink/Matlab

توفر النتائج التي تم الحصول عليها من المحاكاة معلومات عن القدرة الميكانيكية وسرعة الدوار والتيار الجزء الثابت وتدفق الغاز الحيوي.

الكلمات المفتاحية:

، التوربينات الغازية ، النمذجة Simulink/Matlab، الكتلة الحيوية ، الغاز الحيوي