

N°...../DTEH/2024

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

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



**Département Transport et Equipements des Hydrocarbures**

**Mémoire de fin d'études**

**En vue de l'obtention du diplôme de**

**MASTER**

**Domaine** : Sciences et Technologies

**Filière** : Hydrocarbure

**Option** : Génie mécanique-Mécanique des unités pétrochimiques

Présenté par :

**MOSTEFA Saadeddine**

**BELAMRI Abderraouf**

**Thème**

---

## **Etude thermodynamique et amélioration des performances d'une centrale combinée**

---

Soutenu publiquement le 13 / 06 / 2024

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation
Président de jury	LAOUAR-MEFTAH S.	PR	UMBB
Examinateur	HALOUANE Y.	MCB	UMBB
Examinateur	FERROUDJI H.	MCA	UMBB
Encadreur	SAHNOUNE KH.	MCA	UMBB

Boumerdes 2024

## Remerciements

*Tout d'abord, nous remercions Allah le tout puissant qui nous a donné le courage, la volonté et la patience pour mener à terme le présent mémoire.*

*A travers ce modeste travail, nous tenons à remercier vivement notre promoteur DR. **Khaled SAHNOUNE**, pour son encouragement, ses conseils précieux et pour toutes les commodités qu'il nous a apportées durant notre étude et réalisation de ce projet.*

*Nous tenons également à remercier sincèrement tous les responsables de la Société de production d'électricité de BELLARA ; Mme **HOUDA KIBECHE** et **NACEUR GUELLIL** pour leur aide durant cette formation.*

*Nous remercions vivement tous les membres de notre jury, qui nous ont fait l'honneur d'examiner les mémoires.*

*Nous remercions tous nos collègues et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail.*

## Dédicace

*Je dédie ce travail à mes très chers et aimables parents qui m'ont toujours apporté leur aide et soutien tant morale, physique que financier pour la réussite de mes études, les mots me manquent pour dire à quel point je vous en suis reconnaissant et vous adresse mes plus profonds remerciements.*

*Reconnaissance aussi qui va à l'endroit de tous les membres de ma famille, je n'oublierai jamais votre soutien indéniabte, je vous remercie profondément.*

# Table des matières

## Liste des figures

## Liste des tableaux

## Nomenclature

Introduction générale.....	1
<b>CHAPITRE 1</b>	
1.1. Introduction .....	2
1.2. Définition de cycle combiné .....	2
1.3. Historique .....	3
1.4. Les composants potentiels.....	3
1.4.1. Turbines à combustion .....	3
1.4.1.1. <i>Compresseurs</i> .....	4
1.4.1.2. <i>Chambres de combustion</i> .....	5
1.4.2. Chaudières de récupération.....	6
1.4.3. Turbines à vapeur.....	7
1.4.4. Sources froides.....	9
1.4.5. Systèmes de démarrage.....	10
1.4.6. Systèmes à l'aspiration des compresseurs .....	10
1.4.6.1. <i>Systèmes de filtration</i> .....	10
1.4.6.2. <i>Systèmes de refroidissement</i> .....	11
1.4.7. Production d'eau déminéralisée .....	12
1.4.8. Le générateur .....	12
1.5. Configurations de centrales électriques à cycle combiné.....	13
1.5.1. Unités à arbre unique .....	14
1.5.2. Unités à arbres multiples.....	14
1.5.3. Comparaison entre les configurations des centrales à cycle combiné gaz-vapeur	16
1.6. Etude thermodynamique des performances de cycle combiné .....	16
1.6.1. Etude thermodynamique des performances de la turbine à gaz.....	17
1.6.2. Etude thermodynamique des performances de la turbine à vapeur .....	18
1.6.3. Etude thermodynamique des performances de HRSG.....	20

1.7. Conclusion.....	21
----------------------	----

## **CHAPITRE 2**

2.1. Introduction .....	23
2.2. Présentation de la structure d'accueil.....	23
2.2.1. Localisation et historique de la centrale.....	23
2.2.2. Cadre institutionnel.....	24
2.3. Présentation de la centrale.....	24
1.7.1. Composants de la centrale .....	24
2.3.1. Caractéristiques des composants d'une tranche de production.....	26
2.3.1.1. Turbine à gaz.....	26
2.3.1.2. Turbine à vapeur .....	28
2.3.1.3. Alternateur.....	29
2.3.1.4. Chaudière de récupération HRSG.....	30
2.3.1.5. Poste d'eau .....	33
2.3.1.6. Aérocondenseur.....	34
2.4. Fonctionnement d'une tranche de production de l'énergie.....	35
2.5. Conclusion.....	37

## **CHAPITRE 3**

3.1. Introduction .....	39
3.2. Définition de logiciel.....	39
3.3. Présentation de la modélisation.....	39
3.3.1. Les étapes de la modélisation .....	39
3.3.2. Les résultats de la simulation .....	42
3.4. Etude de l'influence des conditions ambiante.....	43
3.4.1. Influence de la température ambiante .....	43
3.4.1.1. Sur le rendement de la turbine à gaz.....	43
3.4.1.2. Sur la puissance brute .....	44
3.4.1.3. Sur rendement électrique brut .....	44
3.4.2. Influence de la pression .....	45
3.4.2.1. Sur le rendement de la turbine à gaz.....	45

3.4.2.2.	<i>Sur la puissance brute</i> .....	45
3.4.2.3.	<i>Sur rendement électrique brut</i> .....	46
3.4.3.	Influence de l'humidité ambiante .....	46
3.4.3.1.	<i>Sur le rendement de la turbine à gaz</i> .....	46
3.4.3.2.	<i>Sur la puissance brute</i> .....	47
3.4.3.3.	<i>Sur rendement électrique brut</i> .....	47
3.5.	Résultat de l'étude .....	48
3.6.	Conclusion.....	48
<b>CHAPITRE 4</b>		
4.	Amélioration du cycle combiné .....	50
4.1.	Introduction .....	50
4.2.	Vision Technique .....	50
4.2.1.	Refroidissement de l'air d'admission de la turbine à gaz « Gas Turbine Inlet Air Cooling » .....	50
4.2.1.1.	<i>Refroidissement par évaporation « Evaporative Cooling »</i> .....	50
4.2.1.2.	<i>Refroidisseur évaporatif à peigne à miel mouillé</i> .....	51
4.2.1.3.	<i>Pulvérisateur « Fogger »</i> .....	52
4.2.1.4.	<i>Refroidissement de l'entrée « Inlet Chilling »</i> .....	52
4.2.2.	Injection de vapeur/d'eau dans la turbine à gaz « Gas Turbine Steam/Water Injection ».....	52
4.2.3.	HRSG à combustion supplémentaire .....	53
4.2.4.	Chauffage de gaz.....	54
4.3.	Vision Economique .....	55
4.4.	Amélioration par THERMOFLEX.....	55
4.4.1.	L'effet de l'ajout d'un Refroidisseur électrique « électrique chiller ».....	56
4.4.2.	L'effet de l'ajout d'un pulvérisateur « fogger ».....	57
4.4.3.	L'effet de l'ajout d'un Refroidisseur évaporatif « evaporative cooler ».....	58
4.4.4.	Par chauffage de gaz .....	58
4.4.5.	Par l'ajout d'un Brûleur de conduit « duct burner » .....	59
4.5.	Conclusion.....	60
	Conclusion générale .....	61

# Liste des figures

## CHAPITRE 1

Figure 1. 1 : Schéma d'un cycle combiné .....	2
Figure 1. 2 : Turbine à gas GE 7HA .....	4
Figure 1. 3 : Chambre de combustion.....	5
Figure 1. 4 : Chaudière de récupération.....	6
Figure 1. 5 : Turbine à vapeur STF-A100 series .....	8
Figure 1. 6 : Évolution du rendement de la turbine à combustion en fonction de la perte de charge à l'admission .....	11
Figure 1. 7 : Schéma de principe des dispositifs de filtration.....	11
Figure 1. 8 : Rendement turbine à combustion en fonction de la température d'entrée d'air .....	12
Figure 1. 9 : un générateur refroidi par air pour les centrales électriques à cycle combiné. ....	13
Figure 1. 10 : Les configurations de centrales électriques à cycle combiné.....	13
Figure 1. 11: Configurations de centrales électriques à cycle combiné à arbre unique..	14
Figure 1. 12 : Centrale électrique à cycle combiné à arbres multiples avec une seule turbine à gaz. ....	15
Figure 1. 13 : Centrale électrique à cycle combiné à arbres multiples avec deux turbines à gaz.....	15
Figure 1. 14 : schémas de calcul de rendement. ....	17
Figure 1. 15 : Le cycle réversible de Joule -Brayton. ....	18
Figure 1. 16 Cycle idéal de Rankine sur le diagramme (T-s). ....	19
Figure 1. 17 : Le pincement et l'approche. ....	20
Figure 1. 18 : Diagramme T-Q d'une chaudière de récupération.....	20

## CHAPITRE 2

Figure 2. 1 : Localisation géographique de la centrale de Bellara.....	23
Figure 2. 2 : Les différents composants de la centrale électrique.....	25
Figure 2. 3 : Etage du compresseur.....	27
Figure 2. 4 : Chambre de combustion désassemblé.....	27

Figure 2. 5 : Turbine à vapeur et le générateur.....	28
Figure 2. 6 : Vue générale de la chaudière de récupération.....	31
Figure 2. 7 : Schéma synoptique de la HRSG. ....	31
Figure 2. 8 : Ballon chaudière.....	32
Figure 2. 9 : Evaporateur. ....	32
Figure 2. 10 : Pompe alimentation chaudière .....	33
Figure 2. 11 : Pompe d'extraction. ....	34
Figure 2. 12 : Aérocondenseur.....	35
Figure 2. 13 : Diagramme de processus.....	37

### **CHAPITRE 3**

Figure 3. 1 : Schéma de la turbine GE 9331FA.....	40
Figure 3. 2 : La chaudière de récupération. ....	40
Figure 3. 3 : La turbine à vapeur.....	40
Figure 3. 4 : Dispositif de condensation de vapeur.....	41
Figure 3. 5 : Pompes alimentaires.....	41
Figure 3. 6 : Le schéma de process de la simulation. ....	42
Figure 3. 7 : le rendement de la turbine à gaz en fonction de la température ambiante. 43	
Figure 3. 8 : Puissance brute en fonction de la température. ....	44
Figure 3. 9 : Rendement électrique brut en fonction de la température ambiante.....	44
Figure 3. 10 : le rendement de la turbine à gaz en fonction de la pression ambiante. ....	45
Figure 3. 11 : la puissance brute en fonction de la pression ambiante. ....	45
Figure 3. 12 : Rendement électrique brut en fonction de la pression ambiante.....	46
Figure 3. 13 : le rendement de la turbine à gaz en fonction de l'humidité. ....	46
Figure 3. 14 : la puissance brute en fonction de l'humidité.....	47
Figure 3. 15 : Rendement électrique brut en fonction de l'humidité.....	47

### **CHAPITRE 4**

Figure 4. 1 : Refroidissement par évaporation de la turbine à gaz. ....	51
Figure 4. 2 : Conception de refroidisseur évaporatif à peigne à miel mouillé.....	51
Figure 4. 3 : Conception de pulvérisateur « fogger. » .....	52
Figure 4. 4 : Schéma fonctionnel de l'injection d'eau et de vapeur dans la chambre de combustion. ....	53
Figure 4. 5: Exemple de Combustion supplémentaire.....	54

Figure 4. 6 : Schéma fonctionnel du chauffage du combustible.....	54
Figure 4. 7 : Schéma de l'installation d'un Refroidisseur électrique.....	56
Figure 4. 8 : Schéma de l'installation d'un pulvérisateur.....	57
Figure 4. 9: le schéma de l'installation d'un refroidisseur évaporatif .....	58
Figure 4. 10 : Le schéma de l'installation d'un Brûleur de conduit.....	59

# Liste des tableaux

## CHAPITRE 1

Tableau 1. 1 : comparaison entre les configurations des centrales à cycle combiné.....	16
--	----

## CHAPITRE 2

Tableau 2. 1 Paramètres de la turbine à gaz. ....	26
Tableau 2. 2 : Paramètres de la turbine à vapeur. ....	29
Tableau 2. 3 : Paramètres de l'alternateur à gaz. ....	29
Tableau 2. 4 : Paramètres de l'alternateur à vapeur.....	30
Tableau 2. 5 : Paramètres de la chaudière HRSG.....	33
Tableau 2. 6 : Paramètres de la pompe d'alimentation. ....	34
Tableau 2. 7 : Paramètres du condenseur à air. ....	35

## CHAPITRE 3

Tableau 3. 1 : Résultats de la simulation. ....	42
---	----

## CHAPITRE 4

Tableau 4. 1 : L'amélioration par Refroidisseur électrique.....	56
Tableau 4. 2 : L'effet de l'ajout d'un pulvérisateur.....	57
Tableau 4. 3 : Effet de refroidisseur évaporatif. ....	58
Tableau 4. 4 : Effet de chauffage de gaz.....	59
Tableau 4. 5 : L'effet de l'ajout d'un Brûleur de conduit.....	59

# Nomenclature

## Glossaire

<i>DRUMS</i>	Les ballons
<i>Duct burner</i>	Brûleur de conduite à l'entrée de l'HRSG
<i>EC</i>	Economiseur
<i>EV</i>	Evaporateur
<i>Evaporative Cooling</i>	Refroidissement par évaporation
<i>Fogger</i>	Pulvérisateur
<i>Fuel Heating</i>	Chauffage de combustible
<i>HP</i>	Haute pression
<i>HPT</i>	Turbine à haute pression
<i>HRSG</i>	Heat recovery steam generator (La chaudière de récupération de chaleur)
<i>Inlet Air Cooling</i>	Refroidissement de l'air d'entrée
<i>Inlet Chilling</i>	Refroidissement d'entrée
<i>IP</i>	Pression intermédiaire
<i>LP</i>	Basse pression
<i>LPT</i>	Turbine à basse pression
<i>OFF-PEAK</i>	En période creuse
<i>RH</i>	Resurchauffeur
<i>SH</i>	Surchauffeur
<i>TG</i>	Turbine à Gaz
<i>TV</i>	Turbine à vapeur
<i>WCT</i>	Le tour de refroidissement d'eau

## Symbole

$C_p$	Capacité calorifique spécifique (kJ/kg K)
$\dot{m}$	Débit massique du fluide moteur, (kg/s)
$h$	Enthalpie spécifique (kJ/kg)
$\dot{m}_v$	Le débit massique de vapeur
$\dot{m}_f$	Le débit massique des fumés
$\lambda$	Le rapport de pression $P_2 / P_1$
$\gamma$	Le rapport entre les capacités calorifiques $C_p / C_v$
$P$	Pression (bar)
$\dot{W}$	Puissance mécanique (kW)
$\dot{W}_{\text{utile}}$	Puissance mécanique utile de cycle (kW)
$\dot{Q}$	Puissance thermique (kW)
$\dot{Q}_c$	Puissance thermique échangées avec la source chaude (Kw)
$\dot{Q}_f$	Puissance thermique échangées avec la source froide (Kw)
$Q$	Quantité de chaleur (kJ)
$\eta$	Rendement (%)
$T$	Température (°C, K)
$W$	Travail spécifique (J/kg)
$W_{\text{utile}}$	Travail utile de cycle (J/kg)
$\Delta$	Variation

## Résumé

Un cycle combiné gaz-vapeur est un type de centrale électrique qui combine deux cycles thermodynamiques pour produire de l'électricité de manière plus efficace. Ce système associe une turbine à gaz et une turbine à vapeur par une chaudière de récupération, Ce mémoire explore l'optimisation des cycles combinés gaz-vapeur pour améliorer leur rendement énergétique. Malgré les avancées dans les turbines à gaz à haute température, il existe encore des marges de progression. En utilisant le logiciel de simulation THERMOFLOW, ce travail modélise fidèlement les composants et les boucles des cycles combinés, permettant une analyse détaillée des performances et l'exploration de différentes améliorations. L'objectif est d'optimiser la configuration du cycle en étudiant divers paramètres, ainsi que l'impact des conditions environnementales variables comme la température et la pression atmosphérique.

## Abstract

. A combined-cycle gas-steam power plant is a type of electrical power station that combines two thermodynamic cycles to generate electricity more efficiently. This system pairs a gas turbine with a steam turbine through a heat recovery boiler. This thesis explores the optimization of combined gas-steam cycles to improve their energy efficiency. Despite advances in high-temperature gas turbines, there is still room for improvement. By using the THERMOFLOW simulation software, this work accurately models the components and loops of combined cycles, allowing for a detailed performance analysis and the exploration of various improvements. The objective is to optimize the cycle configuration by studying various parameters, as well as the impact of variable environmental conditions such as temperature and atmospheric pressure.

## ملخص

محطة الطاقة ذات الدورة المركبة للغاز والبخار هي نوع من محطات توليد الكهرباء التي تجمع بين دورتين ديناميكيتين حراريتين لتوليد الكهرباء بكفاءة أعلى. يربط هذا النظام بين توربين غاز وتوربين بخار عبر مرجل استرداد الحرارة. تهدف هذه الأطروحة الى تحسين دورات الغاز والبخار المشتركة لتحسين كفاءتها الطاقية. على الرغم من التقدم في التوربينات الغازية ذات درجات الحرارة العالية، لا يزال هناك مجال للتطوير. باستخدام برنامج المحاكاة THERMOFLOW، يقوم هذا العمل بنمذجة دقيقة للمكونات والحلقات في الدورات المشتركة، مما يسمح بتحليل مفصل للأداء واستكشاف تحسينات مختلفة. الهدف هو تحسين تكوين الدورة من خلال دراسة مختلف المعايير، وكذلك تأثير الظروف البيئية المتغيرة مثل درجة الحرارة والضغط الجوي.

# Introduction générale

L'Algérie fait face à une augmentation importante de la demande en électricité, atteignant des pics de consommation élevés, notamment en période estivale. Cette forte croissance est due à l'évolution des habitudes des consommateurs et à la relance du secteur économique et industriel.[1]

Pour répondre à cette demande croissante, l'Algérie mise sur la production d'électricité par cycles combinés, sans consommation de gaz naturel. Plus de 98% de l'électricité est actuellement produite à partir du gaz naturel. L'objectif est de réduire cette part à 70% grâce à l'installation de 11 centrales à cycles combinés d'une capacité totale de 8 000 MW.[2,3]

Les centrales électriques à cycle combiné gaz-vapeur sont aujourd'hui la filière de production d'électricité la plus répandue et la plus efficace. Alliant une turbine à gaz et un cycle vapeur, ces centrales tirent parti de la chaleur résiduelle des gaz d'échappement pour produire de la vapeur et actionner une turbine à vapeur supplémentaire. Cette configuration permet d'atteindre des rendements énergétiques très élevés, jusqu'à 62% sur la base du pouvoir calorifique inférieur.

Le développement continu des turbines à gaz à hautes températures de combustion, ainsi que les progrès des matériaux et des technologies de récupération de chaleur, ont permis d'améliorer constamment les performances des cycles combinés ces dernières décennies. Cependant, il existe encore un potentiel d'optimisation de ces systèmes en termes de rendement énergétique.

C'est dans ce contexte que s'inscrit ce mémoire, qui vise à étudier et optimiser les cycles combinés gaz-vapeur à l'aide du logiciel de simulation THERMOFLOW. Cet outil de modélisation thermodynamique permet de représenter fidèlement les différents composants et boucles d'un cycle combiné, en intégrant les caractéristiques techniques des équipements réels. Il offre ainsi la possibilité d'analyser finement les performances du système et d'évaluer différentes pistes d'améliorations.

L'objectif principal est d'étudier et optimiser la configuration d'un cycle combiné afin d'augmenter son rendement énergétique global. Pour cela, différents paramètres et architectures seront étudiés. L'impact de la pression, de l'humidité et de la température des cycles sera également examiné.

Ce mémoire se compose de quatre chapitres. Le premier trait de l'utilité du cycle combiné inclut également une bibliographie. Le deuxième chapitre présente la centrale de BELLARA et ses caractéristiques. Le troisième chapitre est consacré à la modélisation à l'aide du logiciel THERMOFLOW ainsi qu'à une étude de l'influence des conditions ambiantes. Enfin, le dernier chapitre porte sur l'optimisation des performances du cycle utilisant le même logiciel.

# Chapitre 1

## 1. Utilité et bibliographie

### 1.1. Introduction

Les centrales à cycle combiné représentent une technologie clé dans la production d'électricité moderne. Elles associent de manière très efficace deux cycles thermodynamiques distincts afin de tirer le meilleur parti de l'énergie primaire fournie par un combustible.

Ce chapitre détaillera les différents composants majeurs d'une centrale à cycle combiné moderne, tels que la turbine à gaz, la chaudière de récupération, la turbine à vapeur et le condenseur. Nous aborderons également les principes thermodynamiques fondamentaux qui régissent ces cycles couplés et optimisent leur efficacité énergétique remarquable.

Au cœur du cycle combiné se trouve une turbine à gaz haute température. Les gaz brûlés issus de cette turbine, encore très chauds, sont alors acheminés vers une chaudière de récupération pour produire de la vapeur. Cette vapeur alimente ensuite un cycle de Rankine classique mettant en œuvre une turbine à vapeur couplée à un alternateur.

### 1.2. Définition de cycle combiné

Un cycle combiné est un système de production d'énergie qui associe deux types de turbines : la turbine à gaz et la turbine à vapeur.

La turbine à gaz (selon le cycle de BRAYTON) constitue la partie supérieure du cycle tandis que la turbine à vapeur (selon le cycle de RANKINE) représente la partie inférieure.[4] La turbine à gaz produit de la chaleur résiduelle qui est ensuite utilisée pour produire de la vapeur dans une chaudière. Cette vapeur alimente alors une turbine à vapeur qui produit de l'électricité supplémentaire.[5]

Les rendements thermiques des cycles combinés peuvent atteindre jusqu'à 60%. Dans une configuration typique, la turbine à gaz génère environ 60% de la puissance totale, tandis que la turbine à vapeur en produit environ 40%. Les rendements thermiques individuels de la turbine à gaz et de la turbine à vapeur se situent entre 30% et 40%.[4]

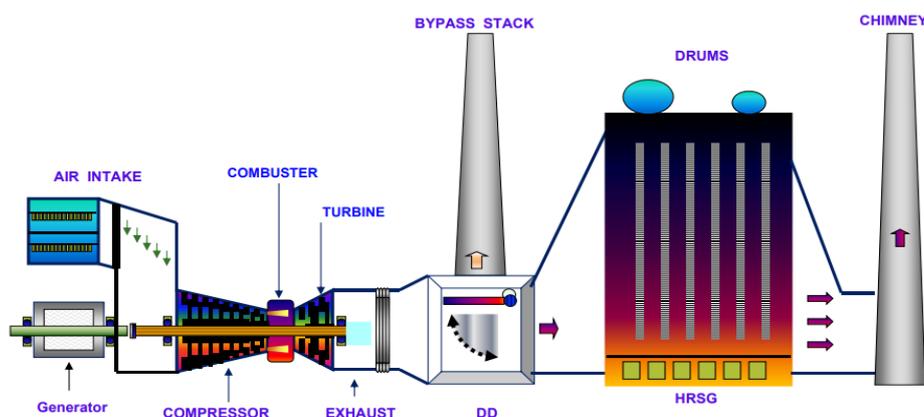


Figure 1. 1 : Schéma d'un cycle combiné

### 1.3. Historique

---

L'évolution technologique des matériaux et des procédés a permis d'augmenter considérablement l'efficacité et la productivité des centrales thermiques. Le cycle combiné a été étudié dès l'introduction des turbines à gaz en dehors du milieu militaire. Cependant, les premières machines souffraient d'une durée de vie limitée des pales en raison des très hautes températures, et n'étaient donc utilisées que lorsqu'aucune autre source d'énergie n'était disponible. Les progrès des technologies des matériaux ont permis de résoudre ce problème, faisant des centrales à cycle combiné gaz-vapeur la principale filière de développement des centrales électriques modernes. Le rendement des centrales à cycle combiné a progressé parallèlement au développement des turbines à gaz et du cycle vapeur. Dans les années 1960, il était d'environ 25 à 30% [6]. La plupart utilisaient alors des chaudières conventionnelles, avec un gain de 5 à 6% par rapport aux centrales vapeurs classiques. L'introduction du soudage économique de tubes à ailettes en 1958 a permis la récupération de chaleur des gaz d'échappement. Quelques centrales de ce type ont été installées dans les années 1960. Avec l'arrivée de turbines à gaz de plus de 50 MW dans les années 1970, le cycle combiné s'est rapidement développé. [6]. Les années 1980 et le début des années 1990 ont apporté un grand nombre de systèmes alimentés au gaz naturel, y compris des centrales conçues uniquement pour la production d'électricité et celles conçues pour la production d'électricité et de chaleur (cogénération). De nos jours, une efficacité de 56 à 62 % (sur la base du pouvoir calorifique inférieur) des centrales électriques à cycle combiné avancées a été développée pour répondre aux exigences du marché en matière de démarrage rapide, de cyclage rapide de la charge et de réduction de la charge minimale, tout en maintenant de bonnes émissions à charge partielle.

### 1.4. Les composants potentiels

---

#### 1.4.1. Turbines à combustion

Une turbine à gaz est un composant essentiel des centrales thermiques modernes, caractérisée par sa capacité à convertir l'énergie du combustible en énergie mécanique. Elle se compose notamment d'un compresseur, d'une chambre de combustion, d'une turbine, et d'un système de refroidissement. Le compresseur comprime l'air entrant, lequel est ensuite mélangé avec du carburant dans la chambre de combustion pour produire une combustion contrôlée. Cette combustion génère des gaz chauds à haute pression qui entraînent la turbine, produisant ainsi de l'énergie mécanique. Enfin, le système de refroidissement permet de maintenir des températures de fonctionnement optimales pour assurer l'efficacité et la durabilité de la turbine à gaz. [7,8]

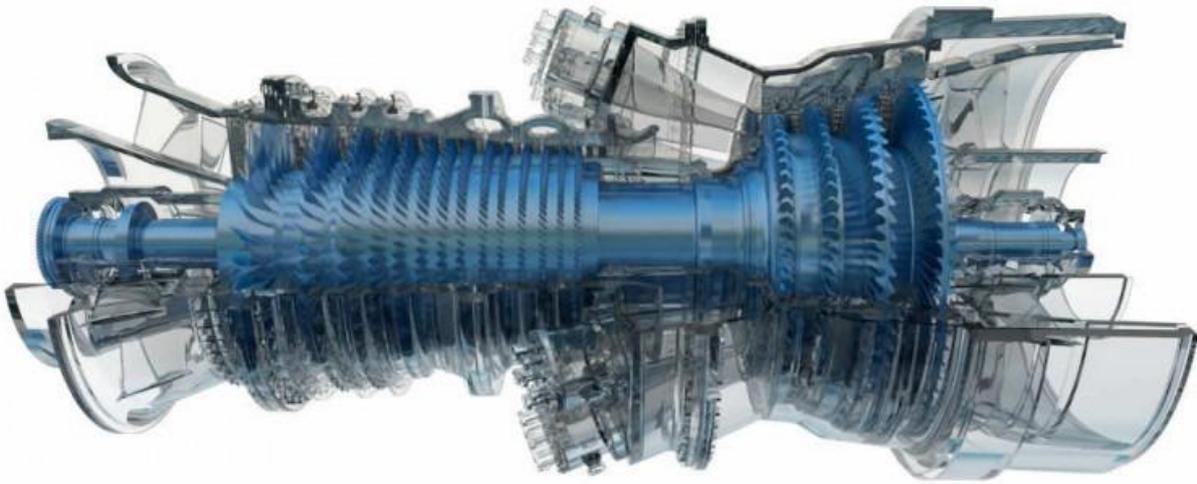


Figure 1. 2 : Turbine à gaz GE 7HA

La majorité des cycles combinés utilisent des turbines de type heavy-duty. Ces machines sont employées dans des applications terrestres où le poids n'est pas un facteur limitant. Actuellement, elles représentent la grande majorité des turbines à combustion utilisées dans les installations de cycle combiné. Sur ce type de machine, tous les composants sont alignés sur un même arbre et tournent ensemble, du compresseur à l'alternateur, en passant par la turbine.

Ces machines peuvent produire des puissances électriques d'environ 250 MW, et les développements futurs devraient permettre d'atteindre rapidement des puissances unitaires de 300 MW. Pour les machines produisant moins de 100 MW, le rendement se situe entre 28 et 35 %, tandis que pour des puissances supérieures à 100 MW, il atteint 35 à 39 %.[9]

#### 1.4.1.1. Compresseurs

Dans une turbine à gaz, le compresseur est un élément clé qui permet de comprimer l'air entrant avant qu'il ne soit mélangé avec du carburant dans la chambre de combustion. Ce processus de compression permet d'augmenter la pression de l'air, ce qui favorise une combustion plus efficace du carburant et une production accrue de gaz chauds à haute pression. Le compresseur contribue également à améliorer les performances globales de la turbine à gaz en assurant un flux d'air adéquat et en optimisant le rendement énergétique du système.[7,10]

La turbine à gaz peut être équipée d'un compresseur à faible pression, qui est souvent associé à un compresseur à haute pression pour améliorer l'efficacité de la compression de l'air. Dans certains cas, une aube guide d'entrée variable peut être positionnée vers l'avant du compresseur à faible pression pour augmenter le flux d'air dans le compresseur lors du démarrage de la turbine à gaz. Cette fonctionnalité est particulièrement utile lorsque la turbine à gaz est redémarrée tandis qu'un avion associé est dans les airs, car elle permet d'augmenter la vitesse du rotor du compresseur et des rotors de la turbine, ce qui facilite le démarrage de la turbine.[10]

#### 1.4.1.2. Chambres de combustion

La chambre de combustion d'une turbine à gaz est l'élément essentiel de la turbine à gaz qui permet la combustion du carburant mélangé avec l'air comprimé par le compresseur. Cette combustion produit des gaz chauds à haute pression qui entraînent la turbine, produisant ainsi de l'énergie mécanique.[11]

Trois types de systèmes de combustion sont actuellement utilisés : le type silo, le type multi-canalair et l'anneau annulaire. Les systèmes de combustion se composent d'une ou plusieurs chambres de combustion avec des injecteurs de carburant intégrés, des raccordements d'air d'atomisation, un système d'allumage par bougie et des détecteurs de flamme. Des raccordements pour l'injection de vapeur ou d'eau peuvent également être inclus pour le contrôle des émissions et l'augmentation de la puissance. [12]

Les systèmes de combustion des turbines à gaz diffèrent principalement par la conception de leurs chambres de combustion. Le type silo utilise une ou deux grandes chambres abritant tous les injecteurs et équipements. Le type multi-canalair emploie de nombreuses petites chambres annulaires autour de la turbine, chacune avec ses propres injecteurs. Le type anneau annulaire dispose d'une unique chambre annulaire autour de la turbine contenant l'ensemble des injecteurs et équipements de combustion. Dans tous les cas, le carburant est acheminé et mélangé à l'air de combustion provenant du compresseur via des injecteurs conçus pour assurer une combustion uniforme et optimale dans la ou les chambres.[12]



Figure 1. 3 : Chambre de combustion

### 1.4.2. Chaudières de récupération

La chaudière de récupération de chaleur (HRSG) est essentiellement un échangeur de chaleur composé d'une série de sections de surchauffeur, d'évaporateur et d'économiseur. Ces sections sont positionnées de l'entrée des gaz à la sortie des gaz pour maximiser la récupération de chaleur des gaz d'échappement de la turbine à gaz. La chaleur récupérée dans la chaudière de récupération de chaleur sert à fournir de la vapeur à la turbine à vapeur à la température et à la pression appropriées.

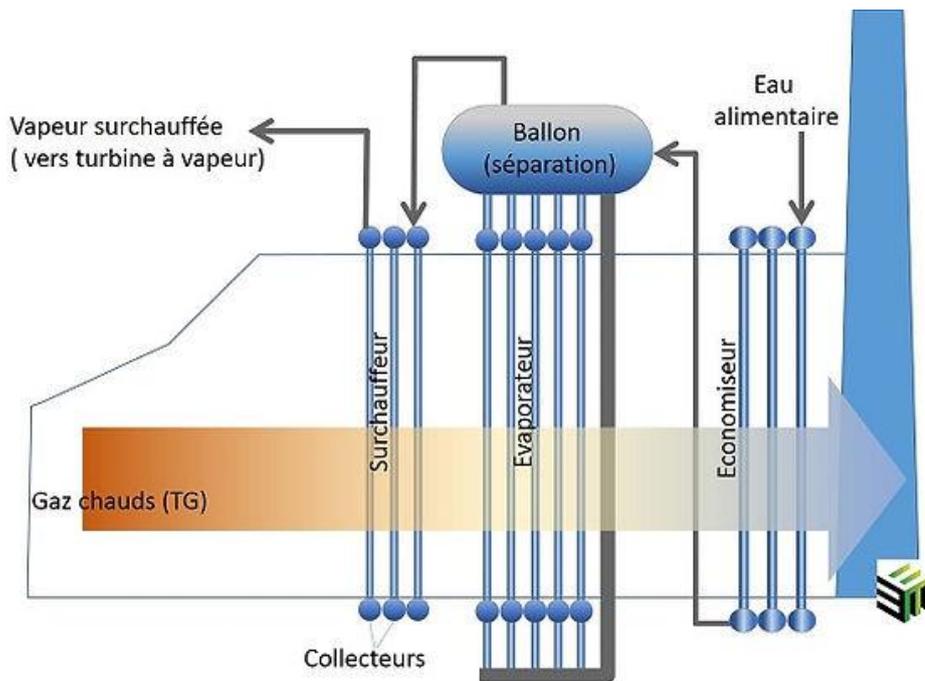


Figure 1. 4 : Chaudière de récupération

La fonction d'une chaudière de récupération de chaleur est de récupérer la chaleur perdue disponible dans ces gaz d'échappement et de transférer cette chaleur perdue à l'eau et à la vapeur. La chaleur récupérée sert à générer de la vapeur à haute pression et haute température. La vapeur est ensuite utilisée pour générer de l'énergie supplémentaire dans un groupe turbo-alternateur à vapeur. La chaudière de récupération de chaleur fournit le lien essentiel entre la turbine à gaz et le cycle de Rankine dans une centrale à cycle combiné. La chaudière de récupération de chaleur est un composant clé du rendement des cycles combinés.[13]

Le nombre de niveaux de pression choisi dépend directement du type de turbine à combustion sélectionné en amont. Il est généralement facile de déterminer le nombre de niveaux de pression dans une installation en comptant simplement le nombre de tambours présents dans la chaudière. Les débits massiques et thermiques des fumées jouent un rôle déterminant dans cette décision. Les termes couramment utilisés pour désigner ces niveaux sont :

- **Chaudière à un niveau (1P) :** Le cycle à un seul niveau de pression représente la configuration la plus basique des cycles eau-vapeur dans les chaudières des centrales à cycle combiné. Les cycles à pression unique se distinguent par leur simplicité et leur coût réduit.

Cependant, pour améliorer l'efficacité des cycles combinés en exploitant davantage les gaz d'échappement des turbines à combustion, la plupart des installations optent pour des chaudières à plusieurs niveaux de pression.

- **Chaudière à deux niveaux (2P) :** Les chaudières de récupération à deux niveaux de pression offrent de meilleures performances, avec environ 2 points de rendement supplémentaires, par rapport aux chaudières à un seul niveau de pression, toutes autres conditions étant égales. Cet avantage provient d'une utilisation maximale de la chaleur contenue dans les gaz d'échappement de la turbine à combustion. L'ajout d'un second niveau de pression permet de diminuer la température des fumées à la cheminée à 100°C (la température à la cheminée ne peut pas être trop basse pour éviter tout risque de condensation acide, source de dégradation dans la cheminée).[14]
- **Chaudière à trois niveaux (3P) :** L'optimisation de la température des fumées à la sortie des chaudières à trois niveaux de pression par rapport aux chaudières à deux niveaux devient de plus en plus complexe. En conséquence, l'amélioration du rendement par rapport à une configuration à deux niveaux se situe généralement entre 0,2 et 0,6 point de pourcentage.
- **Chaudière avec ou sans resurchauffe (RS) :** L'ajout d'un troisième niveau de pression avec resurchauffe dans un cycle combiné permet d'améliorer le rendement de 0,5 point par rapport à un cycle à deux niveaux de pression avec resurchauffe, ce qui le rend comparable à un système à trois niveaux de pression standard. [15]
- **Chaudière avec postcombustion :** L'utilisation de la postcombustion peut être justifiée en cas de coût bas du combustible. De plus, elle peut devenir indispensable lorsque l'installation doit produire une quantité spécifique de vapeur, peu importe le fonctionnement de la turbine à combustion. Dans cette situation, il n'y a pas de corrélation directe entre les besoins en électricité et la production de chaleur.

Il existe aussi d'autres classification indépendamment de la configuration : selon la circulation (naturelle ou assistée) et selon la disposition (verticale ou horizontale).

### 1.4.3. Turbines à vapeur

La turbine à vapeur est une machine qui convertit l'énergie thermique de la vapeur en énergie mécanique. Elle est composée d'un ensemble de pales fixées sur un arbre rotatif, qui sont entraînées par la vapeur à haute pression et à haute température. Cette énergie mécanique peut être utilisée pour produire de l'électricité ou pour actionner des machines industrielles.[16,17]

Dans une centrale à turbine à vapeur, la turbine à vapeur est généralement composée d'une turbine à haute pression, d'une turbine à moyenne pression et de turbines à basse pression. Ces turbines sont disposées sur le même axe et sont reliées à un générateur électrique pour produire de l'électricité. La vapeur est d'abord envoyée dans la turbine à haute pression, où elle est détendue et transfère son énergie à l'arbre rotatif. La vapeur détendue est ensuite envoyée dans la turbine à moyenne pression, puis dans la turbine à basse pression, où elle continue à transférer son énergie à l'arbre rotatif. La vapeur détendue est finalement refroidie et condensée dans un condenseur, où elle est renvoyée dans le circuit de chauffage pour être réchauffée et réutilisée.[17]



Figure 1. 5 : Turbine à vapeur STF-A100 series

Deux cas sont distingués selon que les caractéristiques thermodynamiques de la vapeur évoluent ou n'évoluent pas dans la roue mobile. L'étage est alors respectivement appelé "action" ou "réaction".

Les turbines à réaction dominent dans les centrales à cycle combiné en raison de leur double avantage : rendement et adaptabilité. Contrairement aux turbines à action, elles exploitent la détente continue de la vapeur pour une meilleure conversion d'énergie en électricité. Cette efficacité est cruciale pour maximiser la production d'électricité à partir du combustible. De plus, les turbines à réaction s'adaptent parfaitement à la vapeur haute pression issue des turbines à gaz, élément clé du cycle combiné. Leur conception compacte et l'injection totale de vapeur complètent le tableau, faisant des turbines à réaction le choix idéal pour ces centrales modernes.

#### 1.4.4. Sources froides

Pour qu'une machine thermique puisse fonctionner, elle doit être placée entre une source chaude à haut potentiel thermique et une source froide à faible potentiel. Cette fonction de refroidissement implique un échange en condensation, car le fluide sortant de la turbine est de la vapeur humide qui doit être condensée. De telles installations sont toujours couplées à une turbine à condensation.

La source froide est un point d'échange de puissance particulièrement critique, puisque dans ces cycles, entre 50 et 63% de la puissance thermique initiale est rejetée à l'extérieur. Cependant, la notion de quantité d'énergie rejetée n'est pas suffisante, la qualité de cette énergie jouant également un rôle important. Dans une source froide, la vapeur arrive à très basse température, limitant les possibilités de valorisation dans un procédé industriel.

On distingue deux grandes catégories de sources froides : celles fonctionnant en circuit ouvert et celles en architecture circuit fermé. Les performances en puissance de l'installation dépendent du type de source froide utilisée, en raison de considérations liées au rendement de Carnot. Les sources en circuit ouvert permettent d'atteindre des vides poussés, ce qui se traduit par un gain de puissance, contrairement aux installations en circuit fermé qui cumulent les échangeurs et leurs irréversibilités, fournissant des vides moins performants.[18]

- **Sources froides en circuit fermé**

La source froide en circuit fermé est utilisée lorsque les capacités de refroidissement du site ne suffisent pas à répondre à la demande de l'installation, par exemple en cas de débit insuffisant ou irrégulier d'une rivière.

Dans une source froide en circuit fermé, le condenseur principal de la centrale est refroidi par de l'eau circulant en boucle, elle-même refroidie dans un aéroréfrigérant atmosphérique. Il existe différents types d'aéroréfrigérants basés sur la nature de l'échange air-eau, les trajectoires des fluides dans l'échangeur et le mode de circulation de l'air. Les types d'aéroréfrigérants les plus courants sont :

- Le réfrigérant humide à courants croisés à tirage naturel,
- Le réfrigérant humide à contre-courant à tirage naturel,
- Le réfrigérant à récupérateur à tirage naturel,
- Le réfrigérant humide en ligne à courants croisés à tirage induit,
- Le réfrigérant sec,
- Le réfrigérant humide sec à tirage assisté.

### 1.4.5. Systèmes de démarrage

La turbine doit fournir le travail mécanique nécessaire pour entraîner le compresseur et l'alternateur, ce qui nécessite que les gaz soient préalablement comprimés. Par conséquent, une turbine à combustion ne peut pas démarrer seule. Il est essentiel de l'amener à environ 80 % de sa vitesse nominale pour que le couple moteur généré par les gaz de combustion soit supérieur au couple résistant du compresseur.

Pour résoudre cette problématique, différents dispositifs sont utilisés en fonction de la puissance des turbines à combustion. Pour les installations de puissance réduite, le démarrage par moteur Diesel est couramment choisi. Pour des machines plus puissantes, l'utilisation d'un moteur asynchrone ou à courant continu est envisageable. De plus, l'alternateur des turbines à combustion peut être utilisé en tant que moteur pour assurer cette fonction d'entraînement. Cette approche implique l'utilisation d'un convertisseur statique de fréquence qui fournit une tension et une fréquence variables en entrée de l'alternateur lorsqu'il est utilisé en tant que moteur. [9]

Dans le cas où une installation équipée d'une turbine à combustion nécessite un démarrage autonome en l'absence de toute source électrique externe, il est impératif d'avoir une source électrique interne à la centrale capable d'alimenter le convertisseur statique de fréquence (CSF) et les auxiliaires requis pour la phase de démarrage. Cette fonction, appelée "black start", est assurée par un moteur Diesel de forte puissance. [19,20]

### 1.4.6. Systèmes à l'aspiration des compresseurs

#### 1.4.6.1. Systèmes de filtration

Un système de filtration d'air est indispensable en amont du compresseur d'une turbine à gaz afin de préserver l'intégrité et la longévité du compresseur et de la turbine. Sans cette filtration préalable, les particules présentes dans l'air aspiré dégraderaient rapidement ces composants. Cependant, l'ajout de filtres engendre une perte de charge qui se traduit par une diminution des performances de la turbine (figure 1.6). Différentes technologies de filtration peuvent être mises en œuvre :

- La filtration conventionnelle à base d'éléments filtrants de densité croissante, de préfiltres, d'éléments à densité constante ou encore de séparateurs inertiels.
- Une seconde approche consiste à installer un système de filtration autonettoyant généralement en amont d'un dispositif conventionnel. Ce type de filtre fonctionne par injection intermittente d'un flux d'air à contre-courant qui permet de décolmater les éléments filtrants.

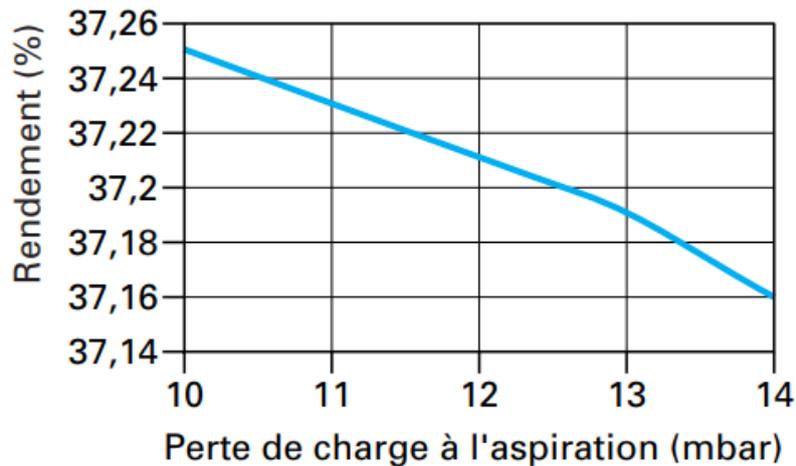


Figure 1. 6 : Évolution du rendement de la turbine à combustion en fonction de la perte de charge à l'admission

Les différents systèmes de filtration d'air potentiellement adaptés aux turbines à combustion sont présentés de manière plus détaillée. Le choix et le dimensionnement adéquat de ces équipements sont primordiaux pour assurer une protection efficace tout en limitant les pertes de charge induites.

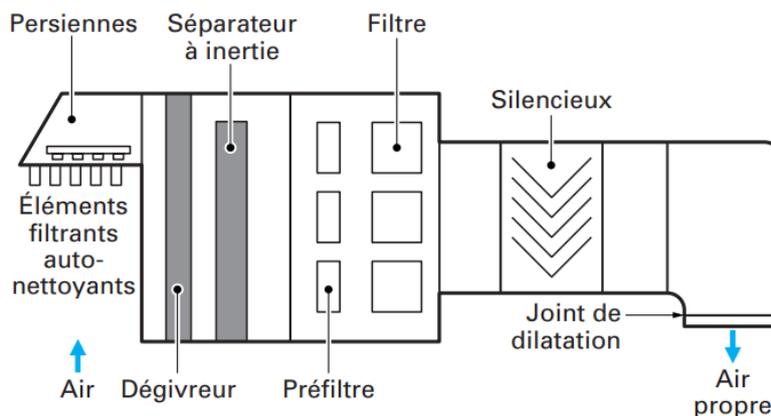


Figure 1. 7 : Schéma de principe des dispositifs de filtration

#### 1.4.6.2. Systèmes de refroidissement

Les systèmes de refroidissement d'entrée sont une solution avantageuse pour les applications nécessitant des performances élevées lors de journées chaudes et peu humides. L'air plus frais et dense augmente le débit massique entrant dans le compresseur, ce qui se traduit par une augmentation de la production et de l'efficacité de la turbine.

Différents systèmes de refroidissement sont utilisés, notamment :

- Les refroidisseurs par évaporation « evaporative coolers »,
- Les refroidisseurs par pulvérisation « foggers »,
- Les refroidisseurs par réfrigération « chiller ».

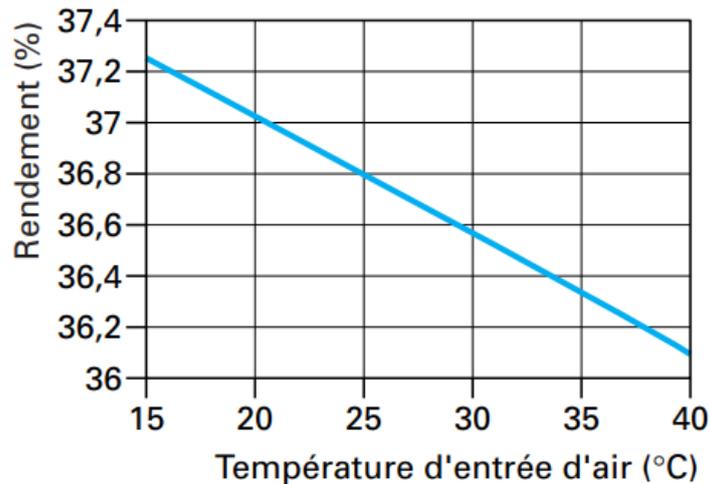


Figure 1. 8 : Rendement turbine à combustion en fonction de la température d'entrée d'air

### 1.4.7. Production d'eau déminéralisée

La configuration d'un système de déminéralisation dépend des caractéristiques de l'eau locale, rendant une description détaillée difficile. Les chaudières de récupération intègrent des ballons avec une purge régulière pour éliminer les sels et impuretés, généralement à un débit de purge de 1 % du débit par chaque niveau de pression. Après filtration, l'eau purgée peut être rejetée ou compensée par de l'eau déminéralisée.[9]

Les turbines à combustion utilisant de l'eau pour réduire les émissions de NOx nécessitent de l'eau déminéralisée, de même pour les installations avec pulvérisateur. Le dimensionnement du système de production d'eau déminéralisée doit correspondre à la consommation, avec une redondance de  $2 \times 100\%$  pour garantir l'approvisionnement constant. Un stockage tampon peut être préféré à la redondance pour assurer la disponibilité en cas de panne, crucial pour le fonctionnement ininterrompu de la centrale.

### 1.4.8. Le générateur

La majorité des turbines à gaz et des turbines à vapeur sont directement couplées à des générateurs à deux pôles. Pour les unités d'une puissance inférieure à 40 MW, les générateurs à quatre pôles qui fonctionnent à mi-vitesse sont plus économiques.

Quatre types de générateurs sont utilisés dans les centrales à cycle combiné :

- Générateurs refroidis par air avec refroidissement par air en circuit ouvert.
- Générateurs refroidis par air avec un refroidissement par air en circuit fermé (refroidi à l'eau totalement fermé à l'air, TEWAC).
- Générateurs refroidis par hydrogène.
- Générateurs refroidis par eau dans les centrales à arbre unique.

Les générateurs électriques utilisent différents systèmes de refroidissement ayant chacun leurs avantages et inconvénients. Les modèles à air ouvert sont peu coûteux mais peuvent poser des problèmes de colmatage, corrosion et bruit. Ceux à air fermé jusqu'à 480 MVA offrent un bon rapport coûts/fiabilité avec 98% d'efficacité. Les générations à hydrogène et eau atteignent 99% d'efficacité, surtout à charge partielle, avec une plus haute densité de puissance mais nécessitent des auxiliaires supplémentaires, une conception plus complexe et sont donc plus onéreux. Globalement, bien que légèrement moins fiables, les systèmes refroidis par eau ou hydrogène permettent de meilleures performances avec une plus forte compacité que les modèles à air .[21]

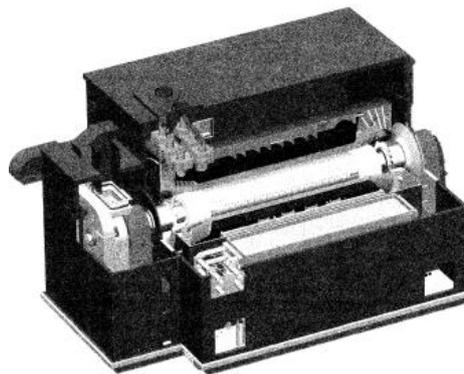


Figure 1. 9 : un générateur refroidi par air pour les centrales électriques à cycle combiné.

## 1.5. Configurations de centrales électriques à cycle combiné

Les centrales électriques à cycle combiné peuvent être configurées selon différents agencements. Ceux-ci peuvent être classés en deux catégories principales :

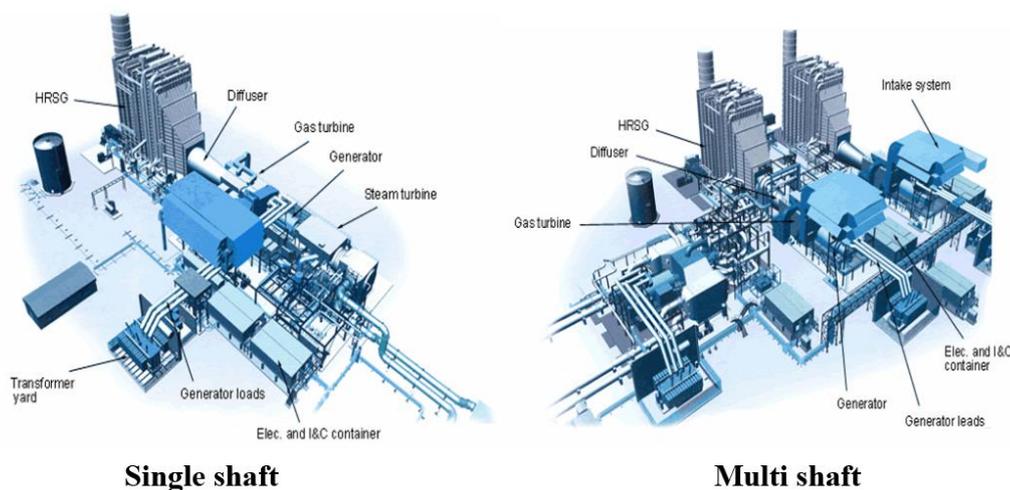


Figure 1. 10 : Les configurations de centrales électriques à cycle combiné.

### 1.5.1. Unités à arbre unique

Dans une application à arbre unique, la turbine à gaz et la turbine à vapeur entraînent le même générateur. Les avantages d'une conception à arbre unique sont un coût d'investissement par MW plus faible par rapport à une unité multi-arbres simple GT/ST, un générateur unique et des connexions électriques plus simples, des commandes plus simples et une empreinte plus petite. [22]

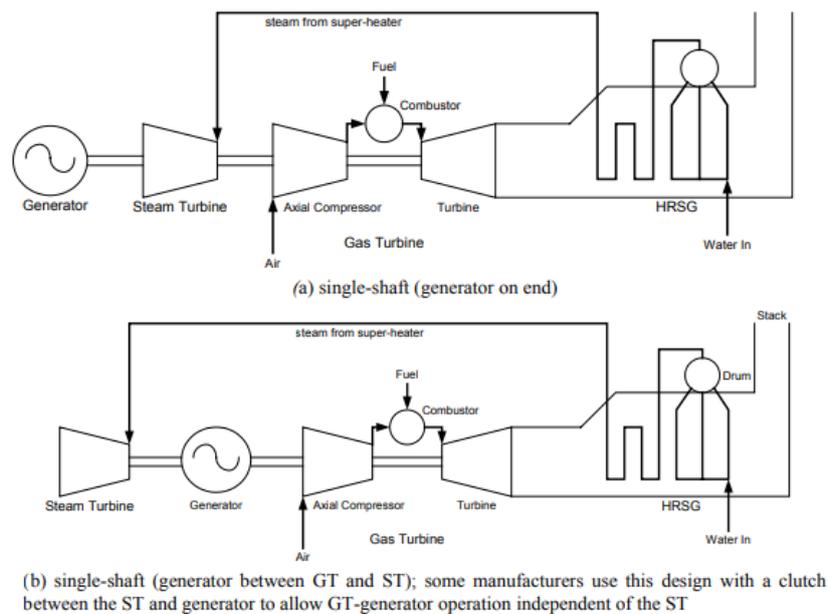


Figure 1. 11: Configurations de centrales électriques à cycle combiné à arbre unique.

### 1.5.2. Unités à arbres multiples

Une centrale électrique à cycle combiné à plusieurs arbres se compose d'un ou plusieurs turbines à gaz, chacune avec sa propre chaudière à récupération de chaleur, alimentant de la vapeur à une seule turbine à vapeur, le tout sur des arbres séparés avec des générateurs distincts. En combinant la production de vapeur de toutes les chaudières à récupération de chaleur, un plus grand volume de vapeur entre dans la turbine à vapeur et augmente généralement l'efficacité de la turbine à vapeur. Pour les unités plus petites, il est possible que les gaz d'échappement de plusieurs turbines à gaz alimentent tous un seul système de récupération de chaleur.

Différentes configurations de centrales électriques à cycle combiné à plusieurs arbres sont représentées dans les Figures 1.12 et 1.13, pour une seule centrale à turbine à gaz et deux centrales à turbine à gaz respectivement. Le processus est essentiellement le même, à l'exception de la centrale à deux turbines à gaz, les sorties de vapeur des deux chaudières à récupération de chaleur sont combinées pour alimenter une seule turbine à vapeur.[22]

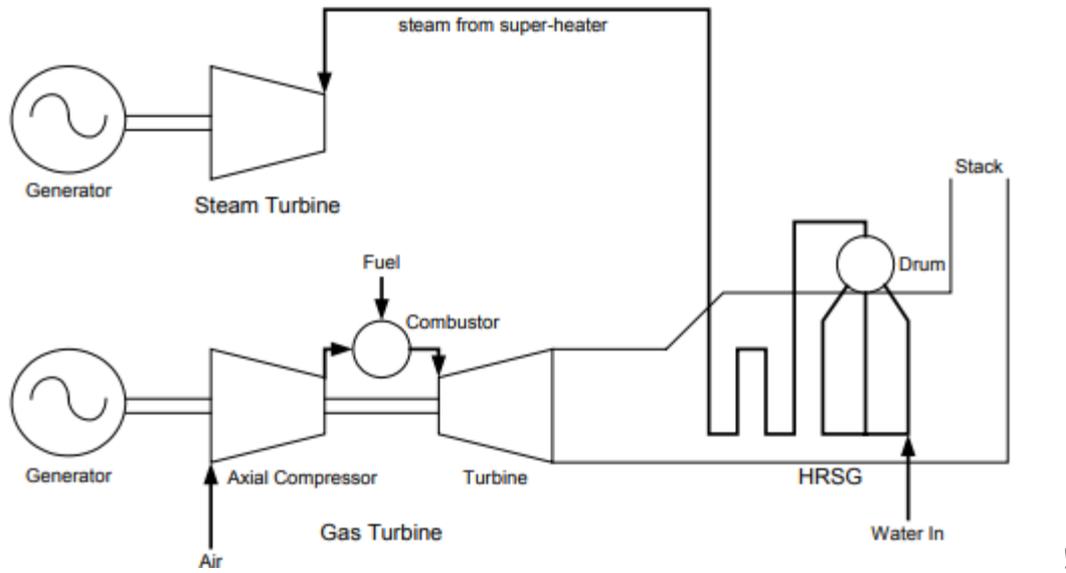


Figure 1. 12 : Centrale électrique à cycle combiné à arbres multiples avec une seule turbine à gaz.

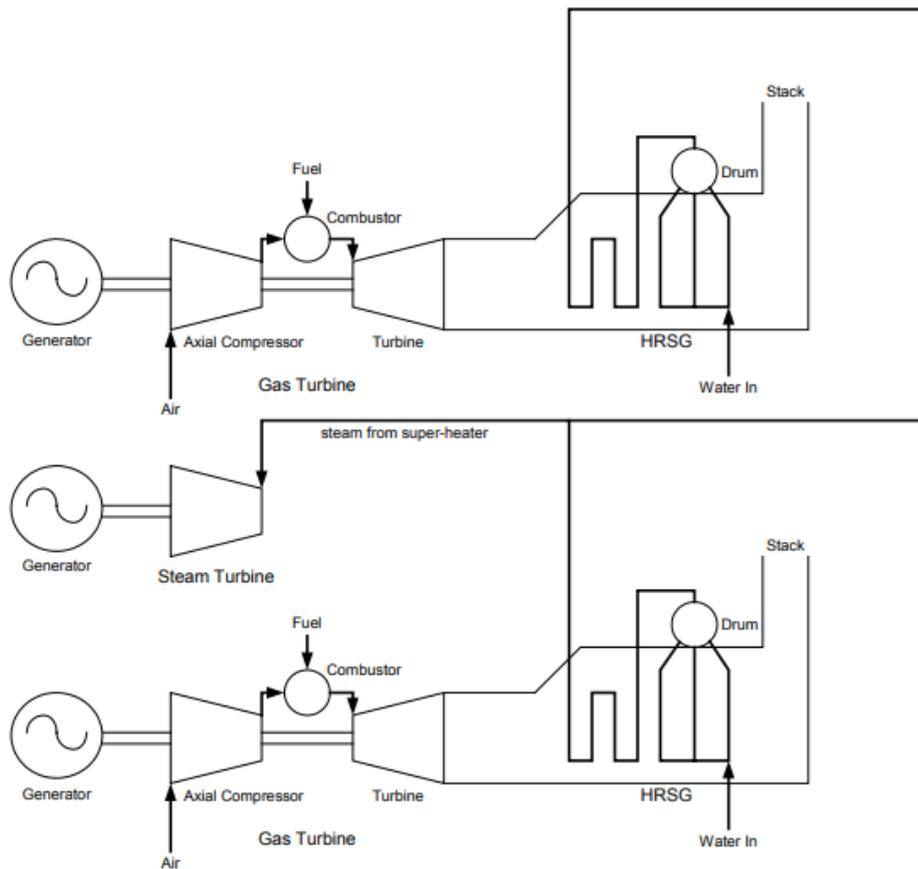


Figure 1. 13 : Centrale électrique à cycle combiné à arbres multiples avec deux turbines à gaz.

### 1.5.3. Comparaison entre les configurations des centrales à cycle combiné gaz-vapeur

Tableau 1. 1 : comparaison entre les configurations des centrales à cycle combiné.

Critère	Mono-arbre	Multi-arbre
Rendement	Généralement légèrement supérieur à charge nominale (pleine puissance).	Peut offrir un meilleur rendement à charge partielle en raison d'une plus grande flexibilité d'exploitation.
Fiabilité	Plus simple, potentiellement plus fiable en raison de moins de composants mobiles.	Plus complexe, pouvant entraîner une fiabilité légèrement inférieure.
Manœuvrabilité	Démarrage et arrêt plus rapides en raison de la liaison unique entre les turbines.	Meilleure adaptation aux variations de charge grâce au contrôle indépendant des turbines.
Coût initial	Généralement moins cher en raison de sa relative simplicité.	Plus cher en raison de la nécessité de deux générateurs et d'un système de contrôle plus complexe.
Maintenance	Plus facile à entretenir car un seul arbre et un seul générateur nécessitent une intervention.	Maintenance plus complexe due à la présence de deux arbres et générateurs.

- Les centrales à cycle combiné mono-arbre sont plus simples, plus fiables et plus économiques à l'achat, mais peuvent être moins performantes à charge partielle.
- Les centrales à cycle combiné multi-arbre offrent une meilleure flexibilité de fonctionnement et un meilleur rendement à charge partielle, mais elles sont plus complexes, plus coûteuses et nécessitent une maintenance plus importante

## 1.6. Etude thermodynamique des performances de cycle combiné

Les performances des cycles combinés dépendent de plusieurs facteurs, notamment de la taille de l'installation et des technologies utilisées. On peut citer les rendements des plusieurs étapes du cycle, notamment le rendement de la turbine à gaz, le rendement de la chaudière à récupération de chaleur et le rendement global du cycle combiné. Cela peut être évalué de la manière suivante :

$$\eta_{cycle} = \eta_{TG} + (1 - \eta_{TG})\eta_{TV} \eta_{HRSG} \quad (1.1)$$

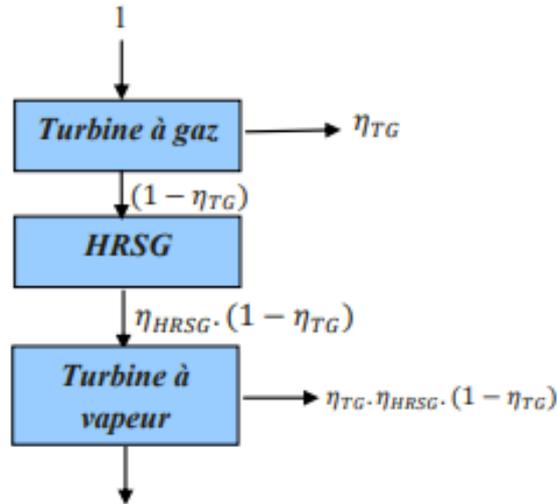


Figure 1. 14 : schémas de calcul de rendement.

### 1.6.1. Etude thermodynamique des performances de la turbine à gaz

Le cycle thermodynamique sur lequel toutes les turbines à gaz fonctionnent s'appelle le cycle de BRAYTON [23] théorique (figure 1.15). Et principalement en production d'électricité. Il consiste en quatre étapes principales :

- 1-2s : compression isentropique ( $Q_{12s}=0$ ) :

$$W_{IS}^C = W_{12S} = \Delta h_{12S} = C_P(T_{2S} - T_1) > 0 \quad (1.2)$$

$$T_{2S} = \lambda^{(\gamma-1)/\gamma} T_1 \quad (\text{Équation caractéristique d'une transformation isentropique}) \quad (1.3)$$

- 2s-3 : Apport de chaleur (combustion) à pression constante ( $W_{23}=0$ , système ouvert)

$$Q_C = \Delta h_{2S3} = C_P(T_3 - T_{2S}) = C_P T_{2S} (T_3 / T_{2S} - 1) > 0 \quad (1.4)$$

- 3-4s : Détente isentropique ( $Q_{34s} = 0$ )

$$W_{IS}^D = W_{34S} = \Delta h_{34S} = C_P(T_{4S} - T_3) < 0 \quad (1.5)$$

$$T_3 = \lambda^{(\gamma-1)/\gamma} T_{4S} \quad (\text{Équation caractéristique d'une transformation isentropique}) \quad (1.6)$$

- 4s-1 : refroidissement isobare ( $W_{4s1} = 0$ , système ouvert)

$$Q_f = \Delta h_{4s1} = C_p(T_1 - T_{4s}) = -C_p T_1 (T_{4s} / T_1 - 1) < 0 \quad (1.7)$$

Avec :  $\lambda$  : le rapport de pression (= P2/ P1) [24]

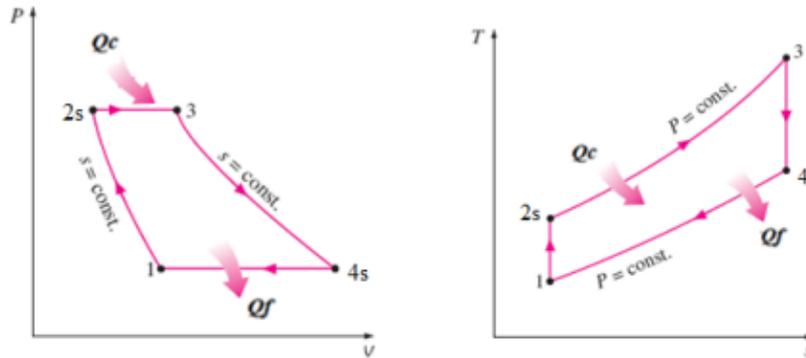


Figure 1. 15 : Le cycle réversible de Joule -Brayton.

- **Le bilan de cycle**

**Energie utile :**

$$W_{utile} = W_{cycle} = W_{12s} + W_{34s} = - (Q_c + Q_f) \quad (1.8)$$

**Energie coûteuse : Q<sub>c</sub>**

**Rendement thermique du cycle :**

$$\eta_{TG} = \left| \frac{W_{cycle}}{Q_c} \right| = 1 + \frac{Q_f}{Q_c} = 1 - \lambda^{(1-\gamma)/\gamma} \quad [24] \quad (1.9)$$

### 1.6.2. Etude thermodynamique des performances de la turbine à vapeur

Le fonctionnement des centrales à vapeur repose sur le cycle de Rankine (figure1.16). Dans ce cycle, l'augmentation de la température de la vapeur surchauffée (vapeur à haute pression et haute température) permet d'améliorer le rendement thermique du processus thermodynamique global.[25] Il se compose de quatre étapes principales :

- 1-2s : Détente isentropique dans la turbine (production de travail) :

$$\dot{Q}_{12} = 0 \quad (1.10)$$

$$\dot{W}_{is}^T = \dot{W}_{12s} = \dot{m} \Delta h_{12s} = \dot{m} (h_{2s} - h_1) < 0, [ kW] \quad (1.11)$$

- 2s-3 : Condensation de la vapeur (chaleur rejetée à P et T Cste) :

$$\dot{W}_{2s3} = 0 \quad (1.12)$$

$$\dot{Q}_f = \dot{m}\Delta h_{2s3} = \dot{m}(h_3 - h_{2s}) < 0, [kW] \quad (1.13)$$

- 3-4s : Compression isentropique dans la pompe :

$$\dot{Q}_{34s} = 0 \quad (1.14)$$

$$\dot{W}_{is}^P = \dot{W}_{34s} = \dot{m}\Delta h_{34s} = \dot{m}(h_{4s} - h_3) > 0, [kW] \quad (1.15)$$

$$\dot{W}_{is}^P = \dot{m} \int_3^{4s} v dP \approx \dot{m}v_3(P_{4s} - P_3) \quad (1.16)$$

(fluide incompressible  $v = cst$ )

- 4s-1 : Préchauffage (4s-a) et vaporisation (a-1) isobares dans la chaudière :

$$\dot{W}_{4s1} = 0 \quad (1.17)$$

$$\dot{Q}_C = \dot{m}\Delta h_{4s1} = \dot{m}(h_1 - h_{4s}) > 0, [kW] \quad (1.18)$$

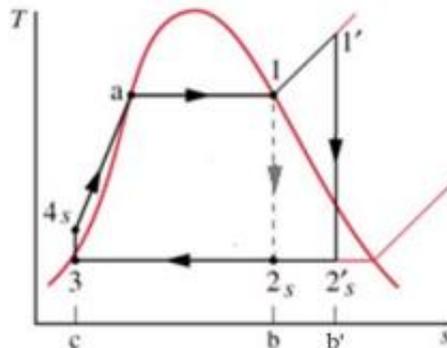


Figure 1. 16 Cycle idéal de Rankine sur le diagramme (T-s).

- **Le bilan du cycle**

**Puissance utile :**

$$\dot{W}_{utile} = \dot{W}_{cycle} = \dot{W}_{is}^T + \dot{W}_{is}^P = -(\dot{Q}_C + \dot{Q}_f) \quad (1.19)$$

**Puissance coûteuse :  $\dot{Q}_C$**

**Rendement thermique du cycle :**

$$\eta_{TV} = \left| \frac{\dot{W}_{cycle}}{\dot{Q}_C} \right| = 1 + \frac{\dot{Q}_f}{\dot{Q}_C} = 1 + \frac{h_3 - h_{2s}}{h_1 - h_{4s}} \quad (1.20)$$

### 1.6.3. Etude thermodynamique des performances de HRSG

Les deux paramètres importants utilisés pour caractériser l'échange thermique dans la chaudière sont la température d'approche et la température du pincement. La température d'approche correspond à l'écart de température de l'eau en sortie de l'économiseur par rapport à l'état de saturation dans le ballon. Quant à la température du pincement, elle représente l'écart de température entre la sortie des fumées à l'évaporateur et la température de saturation dans la boucle évaporative.

La figure ci-dessus illustre ces deux concepts utilisés pour évaluer l'efficacité de l'échange thermique et pour déterminer la surface d'échange lors de la conception d'une installation. La température de la vapeur en sortie du ou des surchauffeurs est contrainte par la température des gaz présents dans la chaudière.

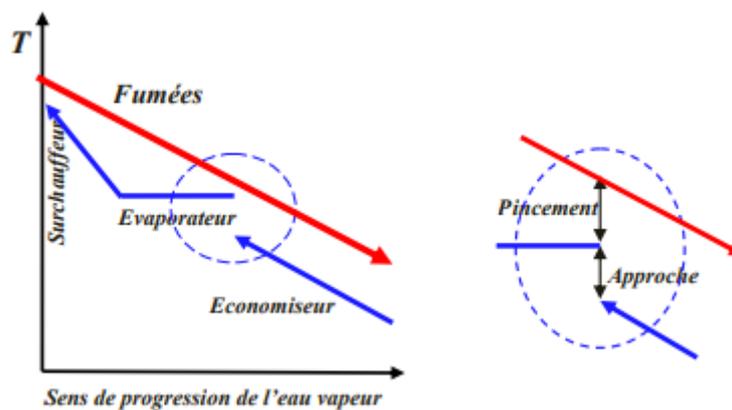


Figure 1. 17 : Le pincement et l'approche.

- **Diagramme T-Q d'une chaudière de récupération**

Pour illustrer et faciliter les calculs, il est courant d'utiliser ce qu'on appelle un diagramme T-Q. Ce diagramme présente les profils du processus de transfert de chaleur entre les gaz d'échappement et l'eau/vapeur, en utilisant la température sur l'axe des ordonnées et la chaleur transférée sur l'axe des abscisses.[26]

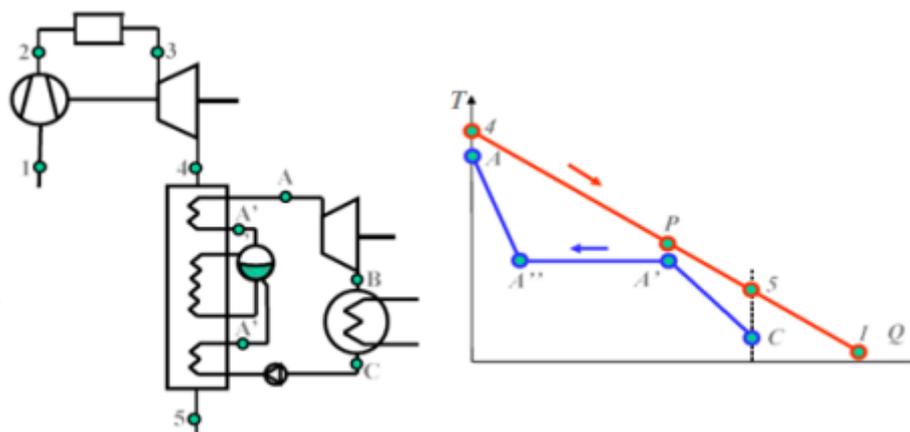


Figure 1. 18 : Diagramme T-Q d'une chaudière de récupération.

Le bilan thermique d'un élément dans l'un des flux dans un schéma T-Q peut être écrit comme [26] :

$$\Delta Q = \dot{m}C_p\Delta T \quad (1.21)$$

Dans une chaudière de récupération où l'eau et les fumées circulent à contre-courant, la détermination de l'énergie disponible repose sur la connaissance des enthalpies des fumées aux points 4 et 5, tandis que le débit de vapeur pouvant être produit est déterminé par les enthalpies de l'eau aux points A et C. Ces calculs sont effectués en utilisant les deux relations suivantes :

$$\dot{m}_f c_{pf}(T_4 - T_5) = \dot{m}_v(h_A - h_C) \quad (1.22)$$

et :

$$\frac{\dot{m}_f}{\dot{m}_v} = \frac{(h_A - h_{A'})}{c_{pf}(T_4 - T_P)} \quad (1.23)$$

Le rendement thermique d'une chaudière de récupération se calcule par la formule :

$$\eta_{HRSG} = \frac{T_4 - T_5}{T_4 - T_1} \quad (1.24)$$

## 1.7. Conclusion

---

En conclusion, les centrales à cycle combiné constituent une solution énergétique des plus performantes sur le plan thermodynamique. En couplant judicieusement un cycle de Joule (turbine à gaz) avec un cycle de Rankine (turbine à vapeur) qu'on a expliqué dans ce chapitre, elles parviennent à valoriser au maximum l'énergie contenue dans les combustibles fossiles ou autres sources de chaleur. Ainsi que nous avons détaillé les différents composants majeurs d'une telle installation.

# Chapitre 2

## 2. Présentation de la centrale de Bellara

### 2.1. Introduction

---

La centrale de BELLARA, située dans la wilaya de Jijel en Algérie, est un exemple remarquable de l'ingénierie moderne avec ses quatre turbines à cycle combiné qui produisent une puissance totale de 1400 MW. Érigée sur une superficie de 2,5 hectares, cette installation utilise un volume impressionnant de 50 000 mètres cubes de béton, témoignant de sa grandeur et de sa robustesse. Cette centrale illustre l'engagement de l'Algérie envers le développement durable et l'innovation technologique dans le secteur de l'énergie. Dans ce chapitre nous allons présenter cette centrale et ces caractéristiques.

### 2.2. Présentation de la structure d'accueil

---

#### 2.2.1. Localisation et historique de la centrale

La centrale à cycle combiné de BELLARA est située à 57 Km à l'est de Jijel et à 5.4 km du centre de la commune d'El-Milia. A côté du complexe sidérurgique de BELLARA " Algerian Qatari Steel", elle s'étend sur une superficie de 40 hectares.



Figure 2. 1 : Localisation géographique de la centrale de Bellara.

Cette centrale à une capacité de 1400 MW fait partie de six centrales, réparties à travers plusieurs régions du pays pour un programme de 8000 MW, dont la réalisation a été entamée en 2013. Destinée à faire face à une demande incessante et croissante de l'énergie électrique ; le premier groupe a été mise en service le 26/12/2020, cette centrale électrique a été réalisée dans le cadre du projet du complexe sidérurgique ALGERO-Qatari de BELLARA dont 400 MW de sa production sert, en effet, à cette fin et le reste assure un appoint au réseau national par une ligne de transport d'électricité de 400 kV.

### 2.2.2. Cadre institutionnel

Le cadre institutionnel est caractérisé par une multitude d'entrepreneurs impliqués parmi lesquels on peut citer :

- La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité, dénommée GRTE, filiale du Groupe Sonelgaz qui exerce le service public en matière de production, transport et distribution d'énergie électrique.
- Maître d'ouvrage : Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE).
- Maître d'ouvrage délégué : Compagne de l'Engineering de l'Electricité et du Gaz (CEEG).
- Bureau de contrôle : CTC de Constantine.
- Constructeur EPC : HYUNDAI Engineering Co. Ltd. Chargé des travaux de l'ingénierie, la conception, la supervision des travaux de génie civil, la construction, les essais et la mise à jour en service.
- ETTERKIB, filiale de Sonelgaz, était chargée des travaux de montage électromécanique et d'installation des équipements.
- TRANSMEX : Chargé du transport exceptionnel.
- METAL MNO : Chargé du montage des réservoirs et stockage.
- INERGA : Réalisation des travaux de génie civil.

## 2.3. Présentation de la centrale

---

### 1.7.1. Composants de la centrale

La centrale électrique de Bellara se distingue par sa structure composée principalement de deux tranches de production à cycle combiné, formant le cœur de sa capacité de production. Ce type de configuration permet d'exploiter de manière efficiente les ressources énergétiques en utilisant à la fois deux turbines à gaz et une turbine à vapeur, maximisant ainsi la conversion d'énergie thermique en électricité. Chaque tranche de cycle combiné est équipée de technologies de pointe, comprenant des turbines à gaz GE type 9FA.04 hautement performantes et des systèmes de récupération de chaleur avancés HRSG permettent d'optimiser le rendement énergétique global de la centrale, une turbine à vapeur GE type A10 et un aérocondenseur facilite la condensation de la vapeur émanant de la turbine à vapeur, contribuant ainsi à l'efficacité globale du cycle thermodynamique de tranche à cycle combiné.

Outre ces deux tranches principales, la centrale de Bellara intègre également plusieurs systèmes auxiliaires essentiels à son fonctionnement optimal. Ces systèmes jouent un rôle primordial dans le soutien des opérations principales de production électrique, en assurant la gestion des flux d'énergie, le contrôle des processus, la sécurité des installations et la conformité aux normes environnementales. Parmi ces systèmes auxiliaires, on peut citer :

- Le poste gaz : assure la réception du gaz naturel provenant des champs gaziers locaux, la filtration et la distribution du gaz naturel pour alimenter les turbines à gaz, garantissant un approvisionnement constant et fiable en combustible.

- Station de production d'eau déminéralisé : est responsable de la purification et la production de l'eau déminéralisée utilisée dans les circuits de production de vapeur ainsi les différents circuits de refroidissement.
- Station de production d'hydrogène : produit de l'hydrogène nécessaire aux processus de refroidissement des alternateurs.
- Station d'air comprimé : assure le stockage et la distribution de l'air comprimé afin d'alimenter les équipements nécessitant de l'air comprimé pour leur fonctionnement, tels que les actionneurs pneumatiques et les systèmes de contrôle.
- Système anti-incendie : est conçu pour détecter et supprimer rapidement les incendies potentiels, garantissant la sécurité des installations et du personnel.
- Un système de stockage de fuel liquide assure la réserve de carburant liquide nécessaire aux périodes critique ou en cas d'urgence, assurant ainsi la continuité de la production électrique, la centrale est munie de deux baches de stockage avec une capacité totale de 27500X2 m<sup>3</sup>.
- Un poste GIS (Gas Insulated Substation) assure la distribution sûre et efficace de l'électricité produite vers le réseau de distribution national.
- Atelier et magasin de stockage : fournissent un espace pour la maintenance, la réparation et le stockage des pièces de rechange et des équipements, contribuant ainsi à la disponibilité et à la durabilité des installations.

Ces composants travaillent en harmonie pour soutenir les opérations de la centrale électrique, garantissant sa fiabilité, sa sécurité et son efficacité.

La figure ci-dessous illustre de manière synthétique les divers composants essentiels de la centrale électrique, mettant en évidence leurs emplacement géographique :

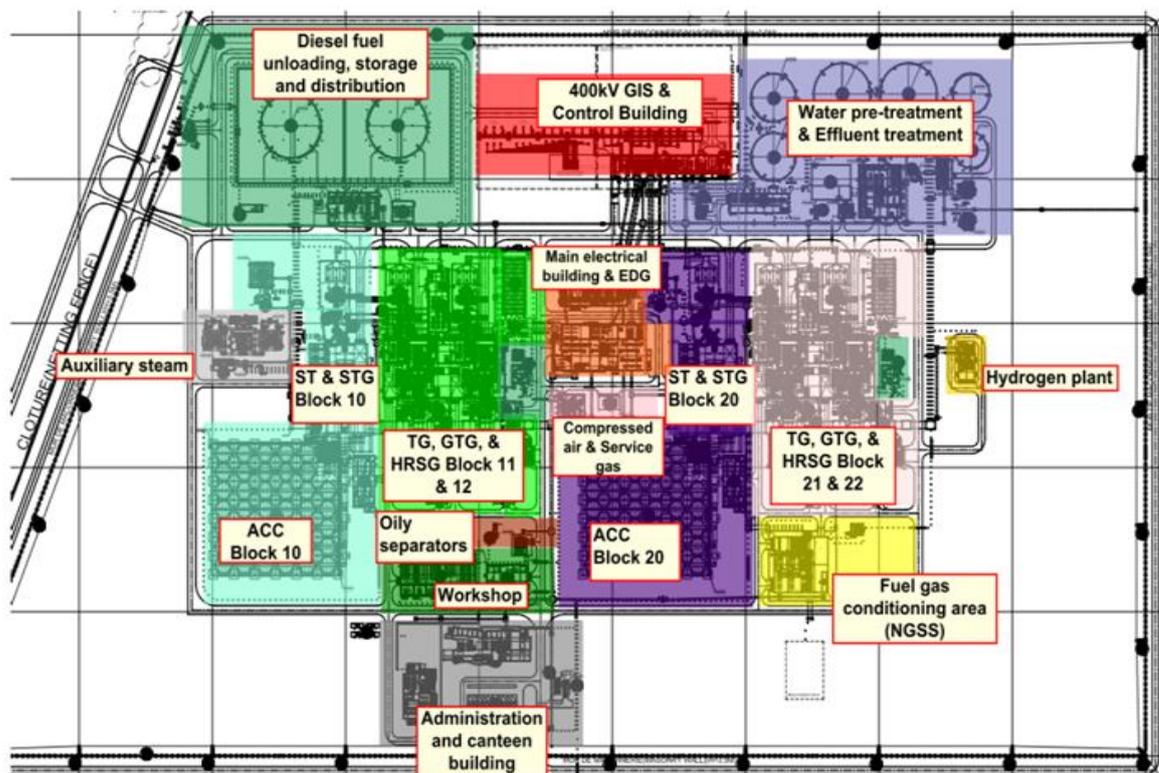


Figure 2. 2 : Les différents composants de la centrale électrique.

### 2.3.1. Caractéristiques des composants d'une tranche de production

Le concept de la tranche cycle combiné repose sur l'intégration de deux cycles thermodynamiques distincts afin d'optimiser l'efficacité de la production d'électricité, permettant ainsi une production électrique plus efficace et respectueuse de l'environnement. Cette installation se compose de :

#### 2.3.1.1. Turbine à gaz

La turbine à gaz 9F.04 de General Electric est une vedette dans les applications à cycle combiné. Réputé pour son rendement élevé, il se traduit par une baisse des coûts de carburant et des dépenses d'exploitation des centrales électriques. Conçu spécifiquement pour les cycles combinés, il s'associe parfaitement aux turbines à vapeur pour une puissance exceptionnelle. Le 9F.04 bénéficie d'une flexibilité de carburant, permettant de fonctionner au gaz naturel ou à divers autres combustibles, tandis que sa conception robuste assure une production d'énergie fiable et constante. Avec une fenêtre de livraison rapide de huit mois, le 9F.04 est un choix convaincant pour les centrales électriques à la recherche d'efficacité, de choix de carburant et de production d'électricité fiable.

Fournissant ainsi une vue d'ensemble des caractéristiques fondamentales de cette turbine.

Tableau 2. 1 Paramètres de la turbine à gaz.

Constructeur	General Electric
Type	9FA.04
Année de mise en service	2020
Puissance (condition ISO)	258,590 MW
Nb étage compresseur et turbine	18 étages : compresseur
Nombre de bruleurs annulaires	18 chambres de combustion
Système de contrôle commande	MARK VIe

Elle est composée de plusieurs éléments clés qui assurent son fonctionnement efficace. Parmi les composants principaux, on retrouve :

- **Compresseur**

Le compresseur est chargé de comprimer l'air ambiant entrant, augmentant ainsi sa pression et sa température avant qu'il ne soit introduit dans la chambre de combustion. Le compresseur se compose de 18 étages à débit axial, ce qui signifie que l'air est comprimé de manière progressive à travers une série d'aubes disposées dans l'axe de rotation.

Il permet d'établir une pression significative avec un rapport de compression de 1 :17. Les aubes de compresseur sont présentées sur la figure suivante



Figure 2. 3 : Etage du compresseur.

- **Chambre de combustion**

C'est dans cette chambre que se déroule le processus de combustion. Le carburant est injecté et mélangé à l'air comprimé, puis il est enflammé pour produire une expansion des gaz à haute température. La turbine à gaz 9FA possède 18 chambres de combustion de type annulaire.

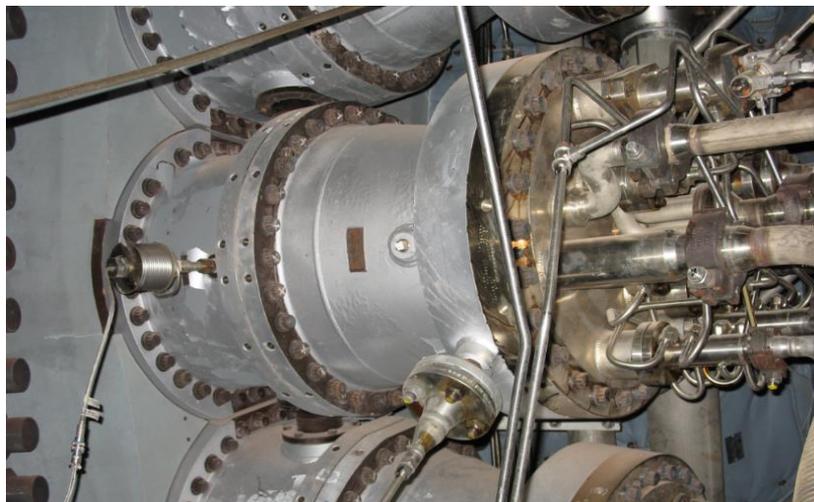


Figure 2. 4 : Chambre de combustion désassemblé.

### 2.3.1.2. Turbine à vapeur

Optimisé pour une efficacité et une fiabilité élevée, l'A10 utilise un circuit de vapeur haute pression et s'intègre parfaitement aux turbines à gaz de GE comme la 9F.04 pour des performances maximales de la centrale.

La turbine à vapeur GE A10 est composée de trois corps principaux : corps haute pression (HP), moyenne pression (IP) et basse pression (LP). Chaque corps est conçu pour recevoir de la vapeur à une pression et une température spécifique, optimisant ainsi l'efficacité du processus de détente de la vapeur. La représentation schématique de la turbine à vapeur est illustrée sur la figure suivante.



Figure 2. 5 : Turbine à vapeur et le générateur.

Tableau 2. 2 : Paramètres de la turbine à vapeur.

Constructeur/pays	General Electric
Type	A10-50-42LSB
Année de mise en service	U1: 2021, U2: 2021
Puissance	277 MW
Nb de corps – Nb de soutirages	03 corps (HP, IP, LP)
Pression admission HP	46-112 bar
Température d'admission HP	490°C
Pression admission IP	4-14 bar
Pression échappement	121 mm Hg
Système de contrôle commande	MARK VIe

### 2.3.1.3. Alternateur

L'alternateur GE H324LU et GE H324LD sont des générateurs robustes conçu spécifiquement pour les turbines à gaz et à vapeur GE dans les centrales à cycle combiné. Cette combinaison est reconnue pour sa durabilité et sa capacité à répondre aux besoins en forte puissance. Plus de caractéristiques fondamentales de ces alternateurs dans le tableau ci-dessous

Tableau 2. 3 : Paramètres de l'alternateur à gaz.

Constructeur /pays	General Electric / USA
Type	GE H324LU
Puissance	294 MVA
Tension KV	15 KV
Courant d'induction	11316 A
Courant d'excitation	1561 A
Type de refroidissement	Par H <sub>2</sub>

Tableau 2. 4 : Paramètres de l'alternateur à vapeur.

Constructeur /pays	General Electric / USA
Type	GE H324LD
Puissance Apparente	308 MVA
Tension KV	15 KV
Courant d'induction	11855 A
Courant d'excitation	1621 A
Type de refroidissement	Par H <sub>2</sub>

#### 2.3.1.4. Chaudière de récupération HRSG

La centrale de BELLARA est dotée de quatre générateurs de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) de type horizontal. Ces HRSG utilisent la chaleur résiduelle des gaz d'échappement des turbines à gaz pour produire de la vapeur à trois niveaux pression. La vapeur produite par chaque HRSG est ensuite collectée et acheminée vers la turbine à vapeur.

Le fonctionnement de la HRSG est essentiellement basé sur un processus de récupération et de réutilisation de l'eau condensée. L'eau condensée est collectée dans une bache alimentaire, un réservoir conçu spécifiquement à cet effet.

Pour continuer le processus, des pompes d'extraction sont utilisées pour extraire l'eau condensée de la bache alimentaire et la pomper vers le ballon de basse pression (LP). Dans le ballon LP, l'eau est stockée et prête à être utilisée pour alimenter les ballons de moyenne pression (IP) et haute pression (HP).

Les pompes alimentaires, à leur tour, utilisent l'eau stockée dans le ballon LP pour alimenter les ballons IP et HP. Cette eau est ensuite chauffée par la chaleur des gaz d'échappement dans les différents niveaux de la HRSG, produisant de la vapeur à des pressions et des températures spécifiques. Cette vapeur est ensuite acheminée vers la turbine à vapeur pour produire de l'électricité supplémentaire.



Figure 2. 6 : Vue générale de la chaudière de récupération.

La HRSG (Chaudière à Récupération de Chaleur de la turbine à gaz) peut être divisée en trois niveaux de pression, chacun recevant les gaz d'échappement à des conditions spécifiques. Le niveau haute pression (HP) reçoit les gaz d'échappement à la température la plus élevée, immédiatement après leur sortie de la turbine à gaz. Cette section utilise la chaleur des gaz pour produire de la vapeur à haute pression, essentielle pour alimenter le corps HP de la turbine à vapeur.

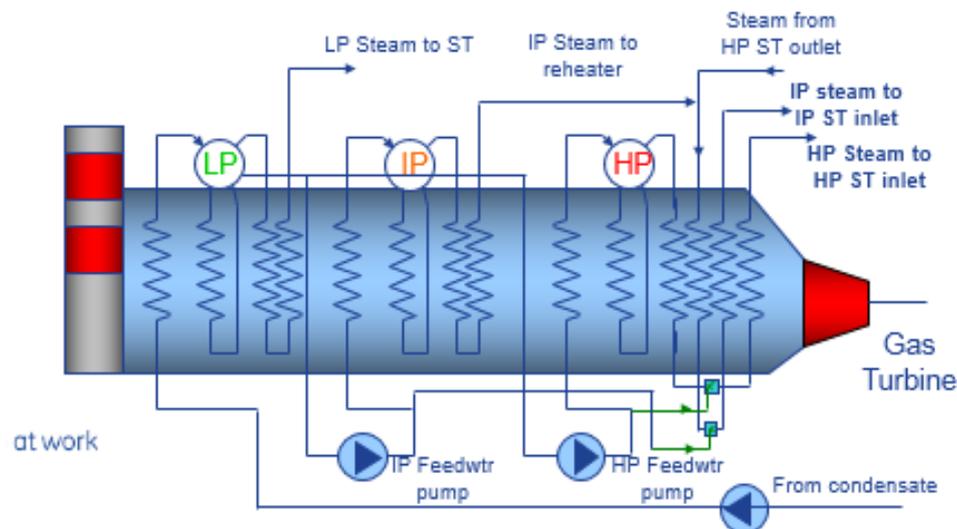


Figure 2. 7 : Schéma synoptique de la HRSG.

Le deuxième niveau, moyenne pression (IP), reçoit les gaz d'échappement à des températures et pressions légèrement plus basses que le niveau HP. Dans cette partie, la chaleur résiduelle est exploitée pour générer de la vapeur à moyenne pression, qui est ensuite acheminée vers le corps IP de la turbine à vapeur.

Enfin, le troisième niveau de pression reçoit les gaz d'échappement à la température et à la pression les plus basses. Cette section récupère la chaleur restante pour produire de la vapeur à basse pression. Cette vapeur est ensuite dirigée vers le corps basse pression (LP) de la turbine à vapeur, où elle est utilisée pour compléter le cycle de production d'électricité.



Figure 2. 8 : Ballon chaudière.

La HRSG (Chaudière à Récupération de Chaleur de la turbine à gaz) est composée de plusieurs modules, chacun ayant un rôle spécifique dans le processus de récupération de chaleur et de production de vapeur. Dans la figure suivante, un de ces modules est présenté :



Figure 2. 9 : Evaporateur.

Tableau 2. 5 : Paramètres de la chaudière HRSG.

Constructeur /pays	Doosan Engineering and Construction		
Type	Horizontal / Vitesse = 25.5 m/s		
Pression et température (HP, IP, LP)	HP 134.9 bar 332°C	IP 44.1 bar 256.2°C	LP 7 bar 165°C
Débit vapeur kg/h	HP = 312.5 ; RH = 334.7 ; IP = 43.02 ; LP = 43.3		
Nombre d'échangeurs	24 échangeurs		
Nombre de ballons	03 ballons		

### 2.3.1.5. Poste d'eau

Il s'agit de l'ensemble des équipements impliqués dans le préchauffage de l'eau, ainsi que dans son transfert du condenseur à la chaudière via le dégazeur. Ce système comprend deux pompes d'extraction et trois pompes d'alimentation.



Figure 2. 10 : Pompe alimentation chaudière

Les pompes d'alimentation aspirent l'eau chaude de la bache d'alimentation et la propulsent à une pression élevée et à un débit important vers le réservoir de la chaudière, garantissant ainsi le maintien du niveau d'eau dans le réservoir à un niveau prédéterminé.

Tableau 2. 6 : Paramètres de la pompe d'alimentation.

Constructeur /pays	HYOSUNG Good Springs INC
Pression aspiration	10.9 bar
Pression de refoulement	HP : 142.3 / 180 bar IP : 51.5 / 80 bar
Débit HP / IP	381 / 64 m <sup>3</sup> /h
Caractéristique du moteur (U, I)	Full load : 6.6 KV / 221.5 A
Température de l'eau vers la bêche alimentaire	173.7°C



Figure 2. 11 : Pompe d'extraction.

### 2.3.1.6. Aérocondenseur

Le condenseur, un échangeur thermique à surface, joue plusieurs rôles essentiels : il facilite la condensation de la vapeur à la sortie de la turbine à vapeur, augmentant ainsi la chute d'enthalpie de la turbine en établissant une chute de pression pour améliorer l'efficacité, tout en permettant le dégazage du condensat et l'évacuation des incondensables. La centrale est équipée de deux aérocondenseurs, dont les spécifications sont récapitulées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2. 7 : Paramètres du condenseur à air.

Constructeur /pays	SPG Dry Cooling / Belgiaue
Type, nombre de boîtes	Condenseur refroidi par l'air
Matière des tubes	Carbon steel / Clad Aluminium
Surface d'échange	$\approx 14500 \text{ m}^2$
Valeur du vide condenseur, Hiver et été	Hiver 0.100 bar Eté 0.220 bar
Caractéristique des pompes d'extraction	CW-Hydro INC Débit : $830 \text{ m}^3/\text{h}$



Figure 2. 12 : Aérocondenseur.

## 2.4. Fonctionnement d'une tranche de production de l'énergie

Cette section décrit la centrale à cycle combiné BELLARA, en mettant en avant ses principaux composants et leurs configurations.

Le système d'alimentation et de traitement du gaz combustible (gaz naturel) fournit du gaz naturel ayant un niveau de propreté, de pression et de température adapté aux exigences opérationnelles de la turbine à gaz. Ainsi, l'utilisation d'un combustible propre, dépourvu de particules solides et de composants chimiques pouvant former des acides, est cruciale.

Le compresseur des turbines à gaz aspire l'air ambiant à travers un filtre à air d'admission, le comprime, puis l'envoie vers le système de combustion. Le gaz combustible est injecté dans ce système et brûlé avec l'air comprimé. Les gaz de combustion chauds qui en résultent alimentent la turbine de détente. Lorsque le gaz se dilate, il entraîne la turbine à gaz, générant ainsi une puissance mécanique qui alimente à la fois l'alternateur et le compresseur. La sortie du générateur est connectée au réseau électrique via un transformateur élévateur.

On note que le gaz combustible est chauffé dans un réchauffeur de bain-marie, afin de maintenir sa température au-dessus du point admissible. Ensuite, le gaz combustible est préchauffé par le réchauffeur de performance grâce à l'eau provenant de l'économiseur du générateur de vapeur à récupération de chaleur de la pression intermédiaire.

Le gaz de combustion à l'échappement de la turbine à gaz est caractérisé par sa haute température et sa capacité à transporter une grande quantité d'énergie thermique. Cette énergie thermique résiduelle est exploitée pour produire de la vapeur.

La vapeur ainsi générée est dirigée vers différentes sections de la turbine à vapeur, notamment les étages haute pression, moyenne pression et basse pression. Une fois utilisée dans la turbine, la vapeur d'échappement sont condensés dans un aérocondenseur. L'eau condensée est collectée dans une bache alimentaire. Les pompe d'extraction aspirent l'eau condensée accumulée dans la bache alimentaire pour assurer un flux continu vers le ballon basse pression

Par la suite les pompes alimentaires aspirent depuis le ballon de vapeur basse pression et fournissent l'eau d'alimentation au circuit haute pression, ainsi qu'à une purge intermédiaire pour le circuit de pression intermédiaire.

La vapeur provenant du ballon haute pression traverse la surchauffeur avant de d'arriver à la turbine à vapeur haute pression. La vapeur à la sortie de la turbine à vapeur haute pression est acheminée pour se mélanger avec la vapeur surchauffée à pression intermédiaire, puis, après avoir été réchauffée à travers le réchauffeur, elle retourne à la turbine à vapeur à pression intermédiaire.

Enfin, la vapeur à la sortie de la turbine à vapeur à pression intermédiaire est directement dirigée vers la turbine à vapeur à basse pression. Une quantité de vapeur, provenant du générateur de la HRSG est introduite dans l'échappement de la turbine à vapeur à pression intermédiaire. La vapeur évacuée de la turbine à vapeur à basse pression est acheminée vers l'aérocondenseur.

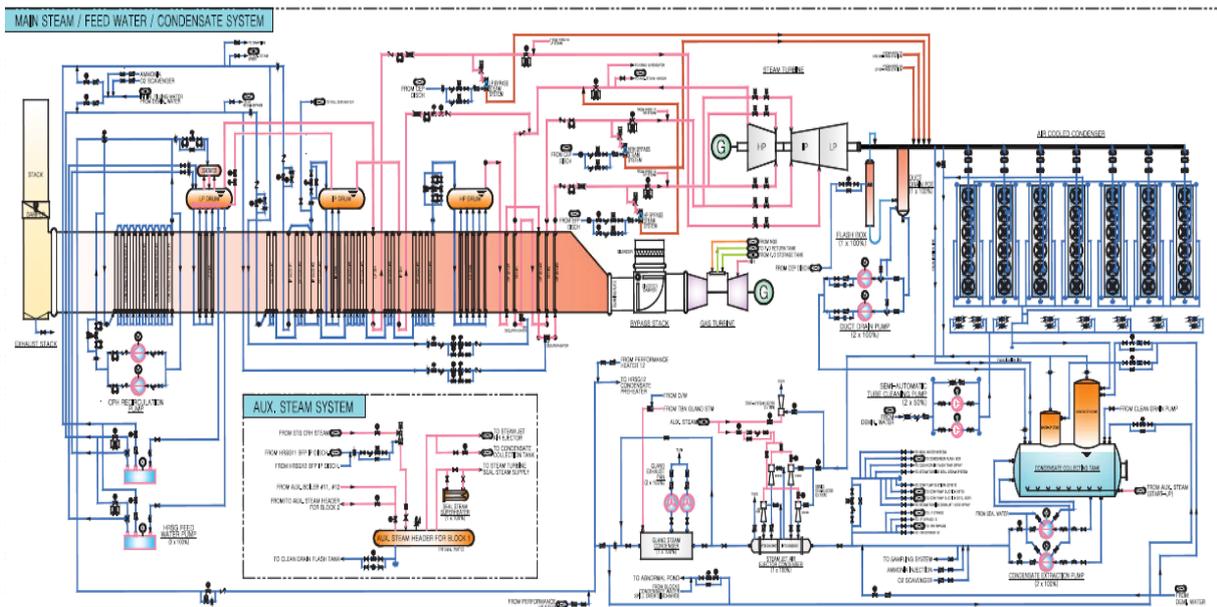


Figure 2. 13 : Diagramme de processus.

## 2.5. Conclusion

Nous avons présenté les principaux éléments, tels que les chaudières, turbines, aérocondenseurs, etc., qui constituent la centrale cycle combiné de BELLARA. Ensuite, nous avons donné une description détaillée du fonctionnement d'une tranche de production visant à produire de l'électricité à partir d'autres formes d'énergie, Ce processus commence par la conversion de l'énergie calorifique en énergie mécanique grâce à la chaudière et à la turbine. L'énergie mécanique est ensuite transformée en énergie électrique par l'alternateur. Ce chapitre pose les bases nécessaires pour les analyses et les études de performance qui seront abordées dans les chapitres suivants.

# Chapitre 3

## 3. Etude et simulation thermodynamique

### 3.1. Introduction

---

Dans ce chapitre, après avoir présenté le logiciel THERMOFLOW, nous exposons notre démarche de simulation à travers le module THERMOFLEX, appliqué à une centrale à cycle combiné dotée de deux niveaux de pression avec resurchauffe. Une fois la simulation achevée, nous procédons à une analyse de l'impact des conditions ambiantes (température, humidité et pression) sur les performances du cycle ainsi que sur ses différents composants potentiels.

### 3.2. Définition de logiciel

---

THERMOFLOW est un ensemble de logiciels complet destiné à l'équilibre thermique, à la conception d'ingénierie et à l'estimation des coûts dans l'industrie de l'énergie. Il est en développement depuis 1987 et propose une gamme de programmes adaptés à différents aspects de la conception de centrales électriques. Le package comprend des programmes experts dédiés à des types de centrales spécifiques, tels que les centrales à cycle combiné à gaz ou les centrales à cycle conventionnel à vapeur, ainsi qu'un programme généraliste appelé THERMOFLEX.

THERMOFLEX est un programme d'équilibre thermique modulaire doté d'une interface graphique pour l'assemblage de modèles à l'aide d'icônes. Il couvre à la fois la conception et le fonctionnement hors conception et peut modéliser tous les types de centrales électriques et thermiques, y compris les centrales à cycle combiné à gaz. THERMOFLEX est conçu pour être flexible, permettant aux utilisateurs de passer d'un design rapide et automatisé à un environnement entièrement flexible où ils peuvent personnaliser les modèles en fonction de leurs besoins spécifiques.

### 3.3. Présentation de la modélisation

---

En raison des restrictions de licence, nous ne pouvons pas modéliser trois niveaux de pression. Par conséquent, nous avons opté pour la modélisation d'une centrale à cycle combiné à deux niveaux de pression avec resurchauffe, ce qui est équivalent à un système à trois niveaux de pression simple [15]. Nous avons réalisé cette modélisation en utilisant le module THERMOFLEX, dont les étapes sont détaillées dans la suite de ce chapitre.

#### 3.3.1. Les étapes de la modélisation

Nous avons tout d'abord sélectionné un modèle de turbine similaire à celle utilisée dans la centrale de BELLARA, à savoir la turbine Ge 9331FA d'une puissance de 246 MW, avec une température d'échappement de 591 °C. Ensuite, nous avons intégré une source de gaz à une température de 125 °C à notre turbine, ainsi qu'un générateur. Enfin, nous avons connecté l'échappement de la turbine à la chaudière de récupération.

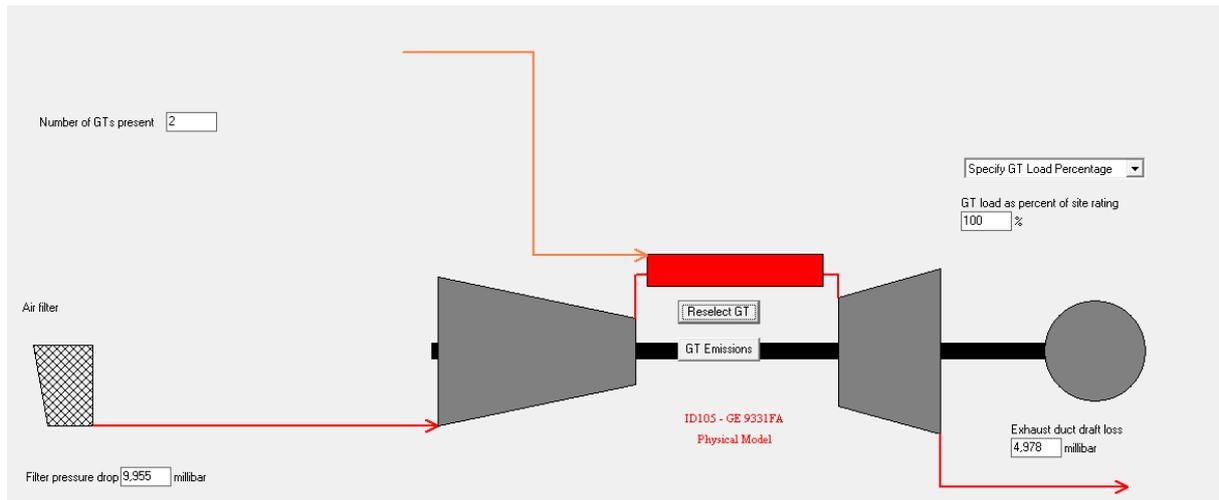


Figure 3. 1 : Schéma de la turbine GE 9331FA.

Ensuite, nous entamons le dessin du processus en plaçant les différents composants potentiels d'une chaudière à deux niveaux de pression avec resurchauffe, en tenant compte des deux parties à haute et basse pression : les surchauffeurs (SH), le resurchauffe (RH), les économiseurs (EC) et les ballons (drums) avec les évaporateurs (EV).

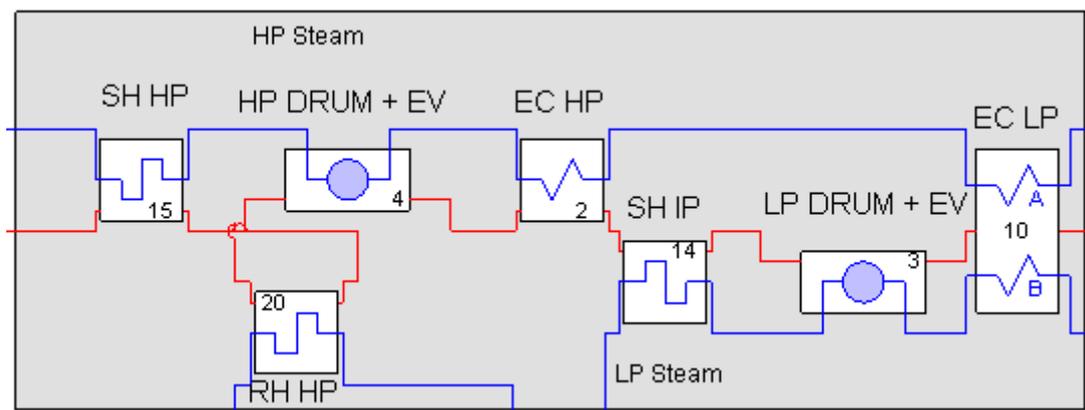


Figure 3. 2 : La chaudière de récupération.

Ensuite, nous assemblons la chaudière avec la turbine à vapeur, composée de deux corps à haute (HPT) et basse (LPT) pression, tout en intégrant un générateur.

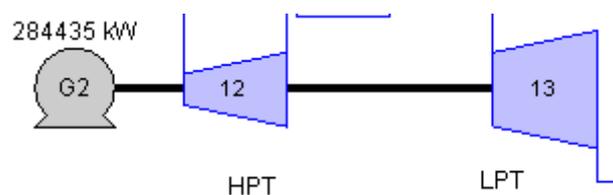


Figure 3. 3 : La turbine à vapeur.

Ensuite, nous ajoutons le condenseur, qui est connecté aux échappements des corps à basse pression de la turbine à vapeur, ainsi que la tour de refroidissement d'eau (WCT), et nous incluons également l'eau d'appoint.

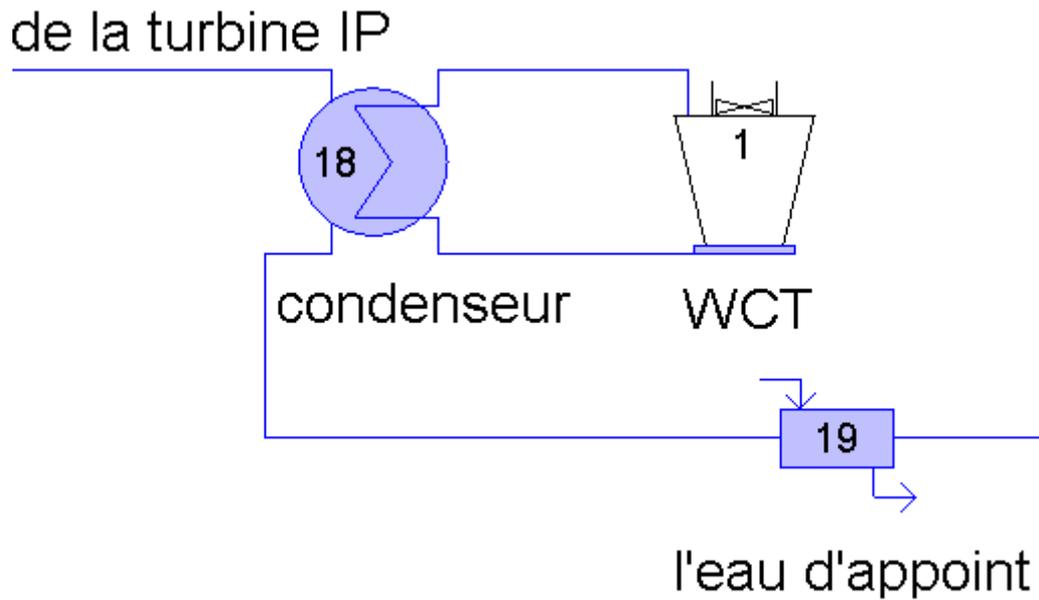


Figure 3. 4 : Dispositif de condensation de vapeur.

Enfin, nous finalisons en ajoutant les pompes alimentaires (éléments 16 et 17), chargées d'assurer le débit de l'eau dans le cycle.

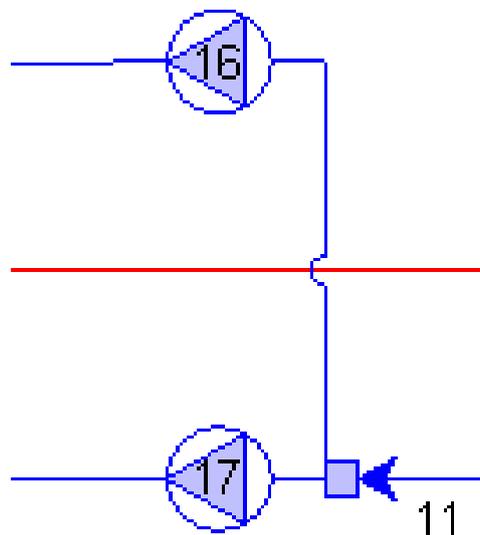


Figure 3. 5 : Pompes alimentaires.

À la fin, nous obtenons le schéma final de notre simulation.

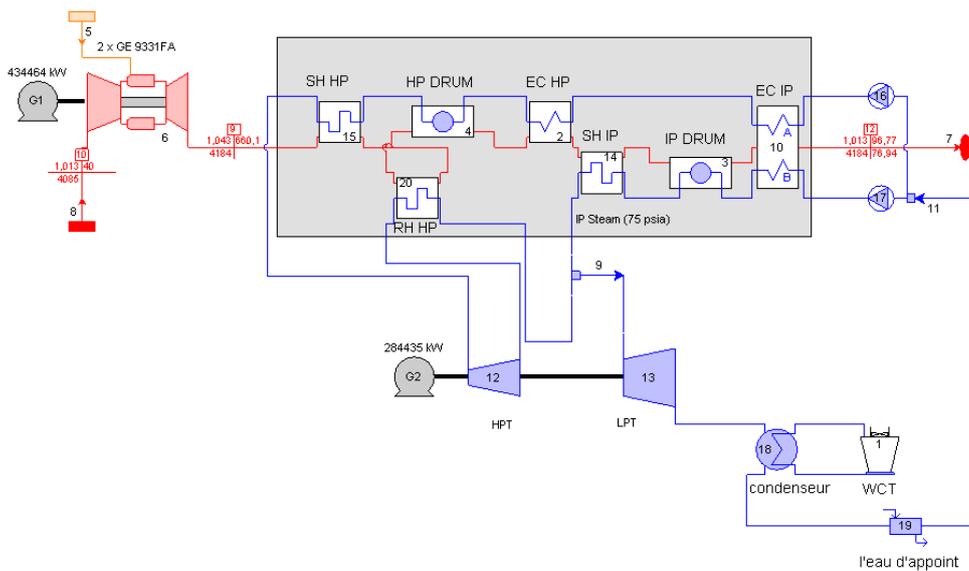


Figure 3. 6 : Le schéma de process de la simulation.

### 3.3.2. Les résultats de la simulation

Avec deux turbines GE 9331FA, une chaudière à deux niveaux de pression avec resurchauffe et une turbine deux corps haute et basse pression. Sous conditions ambiantes de 40 °C de température, 60% d'humidité et une pression ambiante de 1,013 bar. La température de gaz (CH4) est de 125 °C notre simulation nous a donné les résultats suivants :

Tableau 3. 1 : Résultats de la simulation.

Résumé de la centrale	Unité	Simulation	Site de Bellara
Puissance brute	KW	718898	719780
Rendement électrique brut (PCI)	%	57,65	58.16
Puissance au générateur de la tg	KW	217232	224950
Puissance au générateur de la st	KW	284435	269880
Température d'échappement de la tg	C°	660	643.9
Débit d'échappement	T/h	2092	2072.92
Consommation des auxiliaires	KW	18867	17500

Le décalage entre les résultats réels et notre simulation est dû à l'utilisation d'un cycle à deux niveaux de pression avec resurchauffe, comme mentionné au chapitre 1, qui est inférieur de 0,5 % au rendement à un cycle à trois niveaux de pression avec resurchauffe utilisé à BELLARA. Cette différence explique précisément les écarts observés dans notre simulation.

### 3.4. Etude de l'influence des conditions ambiantes

Pour cette étude, nous avons utilisé THERMOFLOW MACRO, un outil qui permet d'effectuer une série de calculs de manière facile et rapide. Cette fonctionnalité est particulièrement utile pour réaliser des études de variations de paramètres, comme les conditions ambiantes dans ce cas, en effectuant plusieurs exécutions.

Tous les graphes suivants ont été générés par ce logiciel afin d'observer l'influence des conditions ambiantes (température, pression et humidité) sur les performances de la centrale.

Pour chaque condition, nous avons collecté trois jeux de données : le rendement du cycle, le rendement de la turbine à gaz basé sur le pouvoir calorifique inférieur, et la puissance du cycle. Ces données nous permettent d'évaluer leur influence sur les performances.

#### 3.4.1. Influence de la température ambiante

##### 3.4.1.1. Sur le rendement de la turbine à gaz

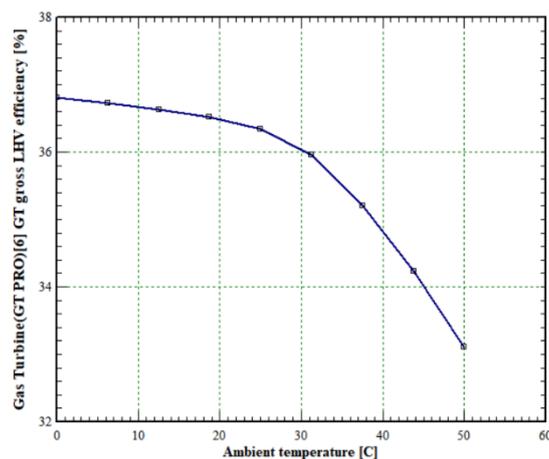


Figure 3. 7 : le rendement de la turbine à gaz en fonction de la température ambiante.

**Commentaire :** le rendement de la turbine de la turbine à gaz diminue avec l'augmentation de la température ambiante.

3.4.1.2. Sur la puissance brute

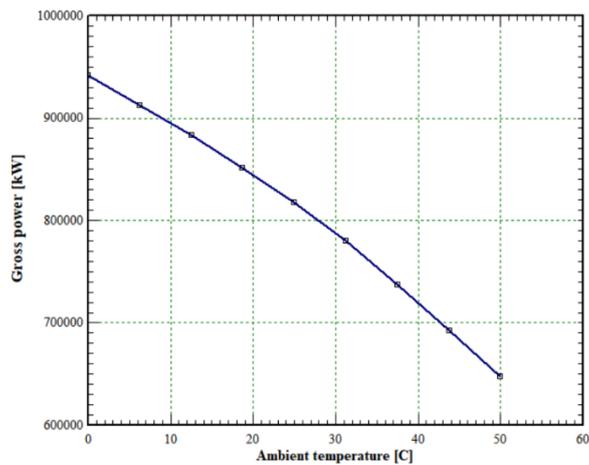


Figure 3. 8 : Puissance brute en fonction de la température.

**Commentaire :** l'augmentation de la température ambiante entraîne une réduction de la puissance brute disponible.

3.4.1.3. Sur rendement électrique brut

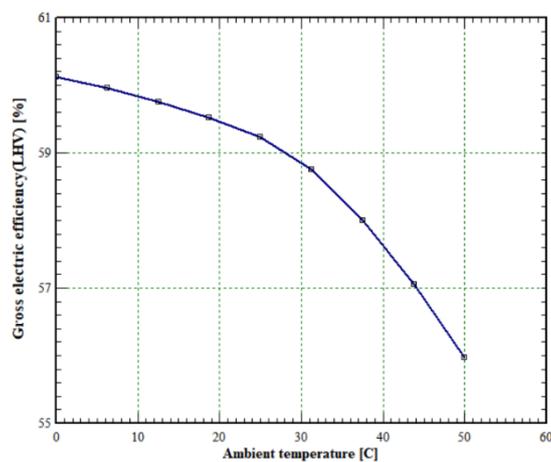


Figure 3. 9 : Rendement électrique brut en fonction de la température ambiante.

**Commentaire :** il est remarquable que le rendement diminue de manière significative avec l'augmentation de la température.

### 3.4.2. Influence de la pression

#### 3.4.2.1. Sur le rendement de la turbine à gaz

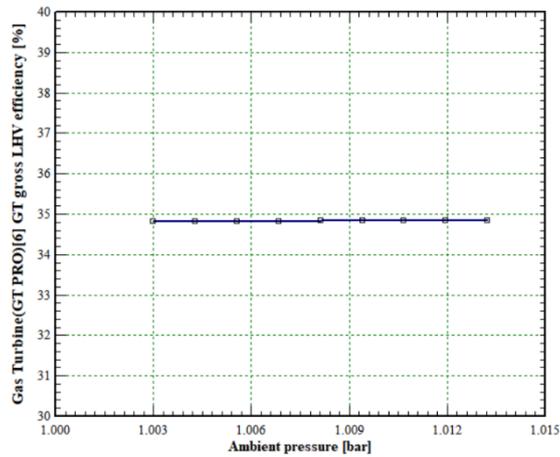


Figure 3. 10 : le rendement de la turbine à gaz en fonction de la pression ambiante.

**Commentaire :** le rendement de la turbine à gaz est presque la même malgré le changement de la pression ambiante.

#### 3.4.2.2. Sur la puissance brute

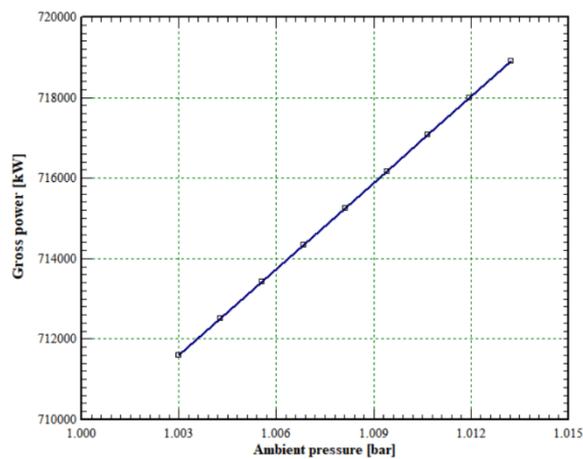


Figure 3. 11 : la puissance brute en fonction de la pression ambiante.

**Commentaire :** la puissance brute augmente avec l'augmentation de la pression de la pression.

### 3.4.2.3. Sur rendement électrique brut

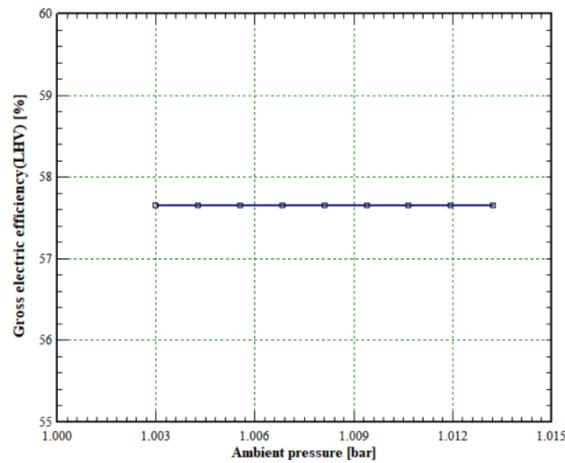


Figure 3. 12 : Rendement électrique brut en fonction de la pression ambiante.

**Commentaire :** le rendement électrique brut est presque la même malgré l’augmentation de la pression ambiante.

### 3.4.3. Influence de l’humidité ambiante

#### 3.4.3.1. Sur le rendement de la turbine à gaz

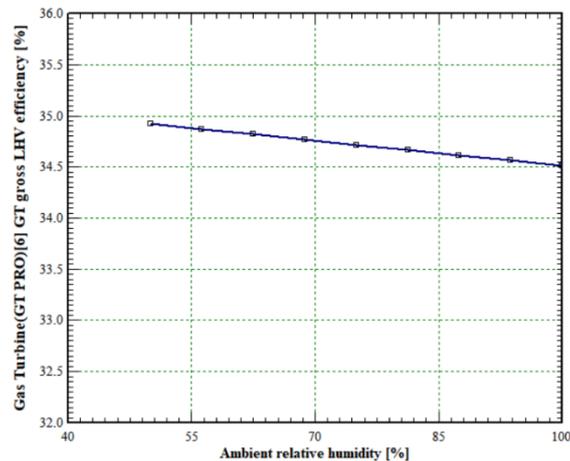


Figure 3. 13 : le rendement de la turbine à gaz en fonction de l’humidité.

**Commentaire :** L’augmentation de l’humidité entraîne une diminution du rendement de la turbine à gaz.

3.4.3.2. Sur la puissance brute

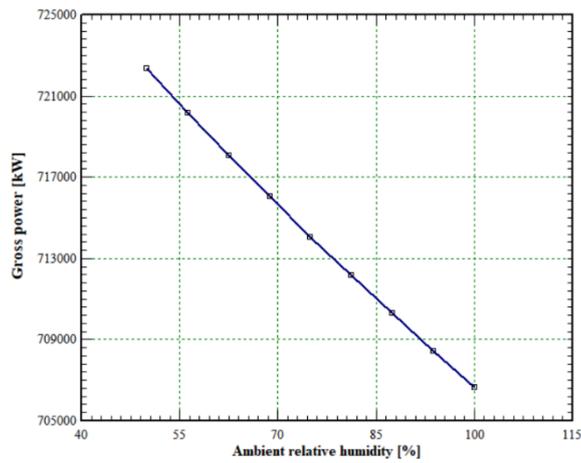


Figure 3. 14 : la puissance brute en fonction de l’humidité.

**Commentaire :** La puissance brute diminue lorsque l’humidité ambiante augmente.

3.4.3.3. Sur rendement électrique brut

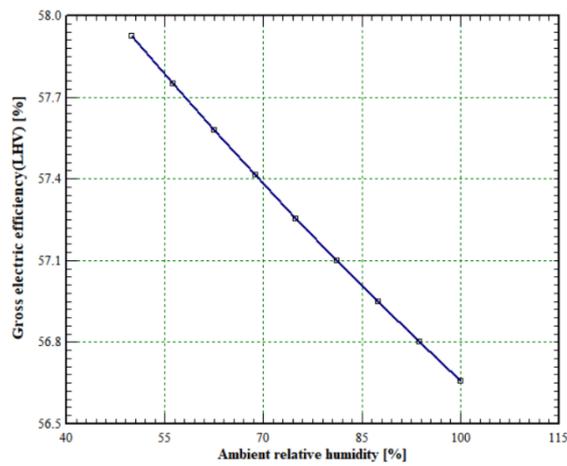


Figure 3. 15 : Rendement électrique brut en fonction de l’humidité.

**Commentaire :** le rendement électrique brut diminue quand l’humidité augmente.

### 3.5. Résultat de l'étude

---

Notre étude confirme que le cycle combiné gaz-vapeur est effectivement sensible aux conditions ambiantes, notamment la température, l'humidité de l'air et la pression atmosphérique. Ces facteurs peuvent influencer de manière significative la performance des turbines à gaz et à vapeur, affectant ainsi l'efficacité globale de la centrale énergétique. Par exemple, une augmentation de la température ambiante peut réduire la densité de l'air, ce qui diminue la masse d'air entrant dans la turbine à gaz et par conséquent, sa puissance de sortie. De même, Une humidité relative élevée peut entraîner une diminution de l'efficacité des turbines à gaz en raison de la présence accrue de vapeur d'eau dans l'air, ce qui peut altérer le processus de combustion et la production d'énergie. La pression atmosphérique peut aussi avoir un rôle plus marginal en influençant la densité de l'air, ce qui peut affecter dans une moindre mesure la performance des turbines. Des solutions comme le refroidissement de l'air d'admission ou l'injection de vapeur d'eau dans la chambre de combustion sont étudiées pour atténuer ces effets. Ces ajustements permettent d'optimiser les performances du cycle combiné en fonction des variations climatiques, assurant ainsi une production d'énergie plus stable et efficace.

### 3.6. Conclusion

---

En conclusion, la simulation d'un cycle combiné réalisée via THERMOFLEX a permis de mettre en évidence l'impact significatif des conditions ambiantes sur l'efficacité et la performance du cycle. L'étude a démontré que des températures élevées peuvent réduire l'efficacité globale, tandis que des pressions et une humidité optimale peuvent améliorer la production d'énergie. Ces résultats soulignent l'importance de considérer les variations climatiques lors de la conception et de l'exploitation des cycles combinés pour garantir une performance maximale et une fiabilité à long terme. Cette recherche ouvre la voie à des études plus approfondies sur l'optimisation des cycles combinés dans diverses conditions environnementales.

# Chapitre 4

## 4. Amélioration du cycle combiné

### 4.1. Introduction

---

L'accélération des cycles combinés représente une avancée significative dans la production d'énergie efficace et durable. Ce chapitre détaillera les principes théoriques qui sous-tendent les cycles combinés, en mettant l'accent sur les méthodes d'optimisation et d'amélioration de leur rendement. En outre, nous explorerons comment le logiciel THERMOFLOW peut être utilisé pour améliorer les performances d'un cycle combiné.

- **Amélioration du cycle combiné**

L'amélioration du cycle combiné fait référence aux diverses stratégies technologiques et économiques utilisées pour optimiser les performances des centrales à cycle combiné

Cette performance est fortement affectée par les conditions d'exploitation des équipements de cycle combiné tel que la turbine à gaz. Cette sensibilité est principalement due à la façon dont ces conditions affectent le comportement de la turbine à gaz lorsqu'elle fonctionne en dehors de ses spécifications de conception (Off Design). Des facteurs tels que la température ambiante, la pression atmosphérique et l'humidité relative diffèrent souvent des conditions ISO standard utilisées pour la conception.[27]

Par conséquent, une approche clé pour améliorer l'efficacité de la centrale consiste à maintenir la température de l'air d'entrée de la turbine à gaz autour de 15 °C et l'humidité relative à la valeur la plus faible possible. Cela garantit que la turbine fonctionne plus près de son point de conception optimal, maximisant l'efficacité et la puissance de sortie.[27]

### 4.2. Vision Technique

---

#### 4.2.1. Refroidissement de l'air d'admission de la turbine à gaz « Gas Turbine Inlet Air Cooling »

##### 4.2.1.1. Refroidissement par évaporation « Evaporative Cooling »

Le refroidissement par évaporation est une méthode économique pour augmenter la capacité de la machine en cas de température élevée. Il fonctionne sur le principe de réduire la température d'un flux d'air par évaporation de l'eau. Pour convertir l'eau d'un liquide en vapeur, il faut de l'énergie. Cette énergie provient du flux d'air, ce qui donne un air plus frais et humide.

L'efficacité de ce system dépend de la surface de l'eau exposée au courant d'air et du temps de séjour. L'augmentation exacte de la puissance d'une turbine à gaz en raison du refroidissement de l'air dépend du modèle de la machine et de l'altitude du site, ainsi que de la température et de l'humidité ambiantes.

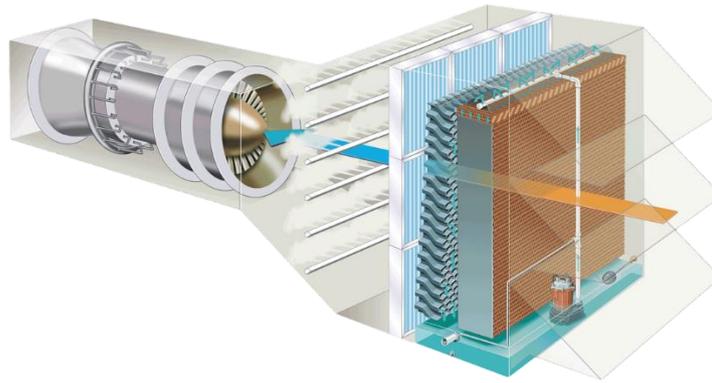


Figure 4. 1 : Refroidissement par évaporation de la turbine à gaz.

Il existe deux systèmes de base pour obtenir un refroidissement par évaporation. Le premier utilise un type de peigne à miel mouillé et est généralement appelé comme refroidisseur évaporatif « Evaporative cooler ». Le deuxième système est connu comme un pulvérisateur (Fogger). L'efficacité des refroidisseur évaporatif est généralement de 85% et celle des pulvérisateurs un peu plus élevée à 90-95%. [28]

#### 4.2.1.2. Refroidisseur évaporatif à peigne à miel mouillé

Les réfrigérateurs à évaporation conventionnels utilisent un milieu en nid d'abeille mouillé pour maximiser la surface d'évaporation et le potentiel de refroidissement. Pour les turbines à gaz, le milieu a généralement une épaisseur de 12 pouces ou plus et couvre toute la section transversale du conduit d'entrée d'air ou de la chambre de filtration. Le média évaporatif, bien qu'utiles pour le refroidissement par évaporation, entraînent une petite perte de charge dans l'admission d'air. Cette baisse de pression, même minime, réduit le rendement et la production de la centrale à toutes les températures et charges, y compris à l'arrêt. On constate une diminution de la puissance de la turbine à gaz de 0,35% et de la production du cycle combiné de 0,3%, partiellement compensée par une hausse de la température des gaz d'échappement. L'impact sur le taux de chaleur reste modeste 0,12% et 0,04% respectivement. [28]

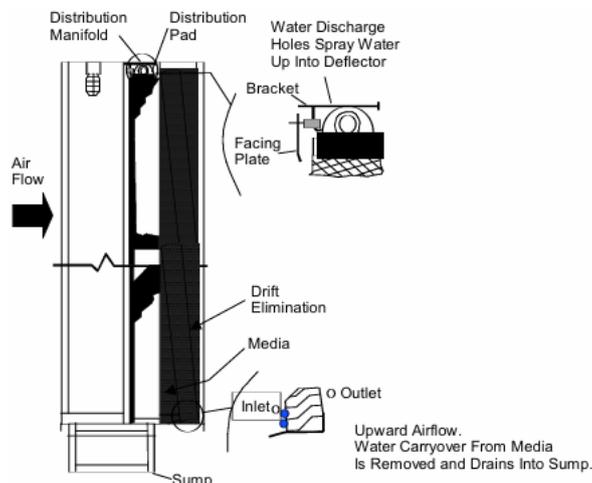


Figure 4. 2 : Conception de refroidisseur évaporatif à peigne à miel mouillé.

#### 4.2.1.3. Pulvérisateur « Fogger »

Les systèmes de pulvérisateur fractionnent l'eau en milliards de gouttelettes sphériques super-petites pour former une grande surface d'évacuation. Le diamètre des gouttelettes joue un rôle important en ce qui concerne la surface de l'eau exposée au flux atmosphérique et, par conséquent, la vitesse d'évaporation. Des buses doivent être installées en aval des filtres à air d'entrée pour former ce brouillard. Différentes méthodes d'atomisation de l'eau peuvent être employées. Certains systèmes utilisent de l'air de compresseur de turbine à gaz dans des buses pour atomiser l'eau. D'autres systèmes utilisent des pompes à haute pression pour pressuriser l'eau, en la forçant à travers un petit orifice.[29]

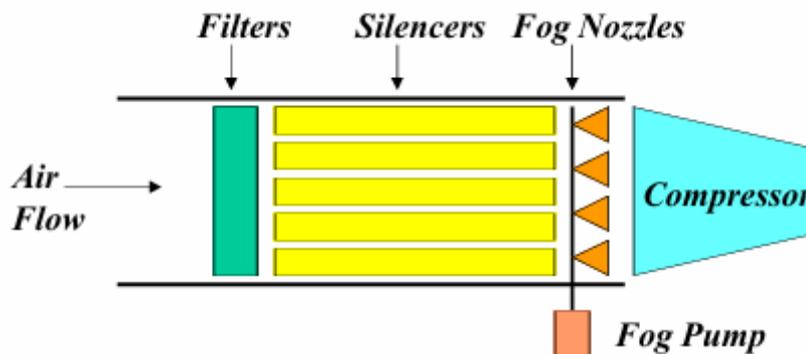


Figure 4. 3 : Conception de pulvérisateur « fogger. »

#### 4.2.1.4. Refroidissement de l'entrée « Inlet Chilling »

Les deux catégories de base de systèmes de refroidissement d'entrée sont les refroidisseurs directs et le stockage thermique. Les systèmes de gaz naturel liquéfié (GNL) tirent parti de l'approvisionnement en combustible, en utilisant l'effet de refroidissement associé à la vaporisation du gaz liquéfié. Les systèmes de stockage thermique tirent parti des périodes OFF-PEAK pour stocker l'énergie thermique sous forme de glace afin d'effectuer le refroidissement d'entrée pendant les périodes de PEAK. Les systèmes de refroidissement direct utilisent le refroidissement mécanique ou par absorption. Tous sont des candidats pour de nouvelles usines ou des rénovations d'usines.[29]

#### 4.2.2. Injection de vapeur/d'eau dans la turbine à gaz « Gas Turbine Steam/Water Injection »

En injectant de la vapeur ou de l'eau dans la tête de la chambre de combustion pour réduire les NO<sub>x</sub>, on augmente le débit massique et donc le rendement. En général, la quantité d'eau est limitée à la quantité requise pour satisfaire aux exigences en matière de NO<sub>x</sub> afin de minimiser les coûts d'exploitation et l'incidence sur les intervalles d'inspection.

Lorsque la vapeur est injectée pour augmenter la puissance, elle peut être introduite dans le boîtier de décharge du compresseur de la turbine à gaz ainsi que dans la chambre de combustion. En fonctionnement à cycle combiné, le taux de chaleur du cycle augmente avec l'injection de vapeur ou d'eau.[30]

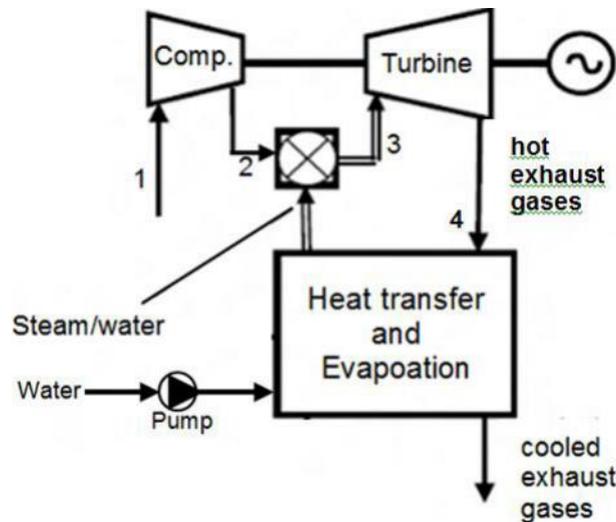


Figure 4. 4 : Schéma fonctionnel de l'injection d'eau et de vapeur dans la chambre de combustion.

### 4.2.3. HRSG à combustion supplémentaire

Étant donné que le gaz d'échappement de la turbine provient principalement de l'air de combustion préchauffé, on peut installer un brûleur de conduite « duct burner » dans le HRSG pour augmenter la température. Cela permet ensuite au HRSG de produire de la vapeur à plus haute température. Une vapeur plus chaude se traduit par un meilleur rendement de production d'électricité, améliorant ainsi les performances globales du cycle combiné.

Offrant une flexibilité sur le combustible et améliorant le rendement, sa consommation de gaz naturel varie tout de même selon la puissance requise et la température visée. Heureusement, la modulation de puissance permet une optimisation de la consommation, mais il reste primordial de limiter les émissions de CO<sub>2</sub> via un dimensionnement et un entretien adapté.

Un HRSG équipé avec un brûleur de conduite « duct burner » a une conception assez similaire à celle d'un HRSG non équipé. Cette option est applicable aux nouvelles unités ou aux ajouts à cycle combiné. Les installations de mise à niveau sur les centrales existantes ne sont pas pratiques en raison du besoin d'espace pour les brûleurs de conduits et des changements importants de matériaux.[29]

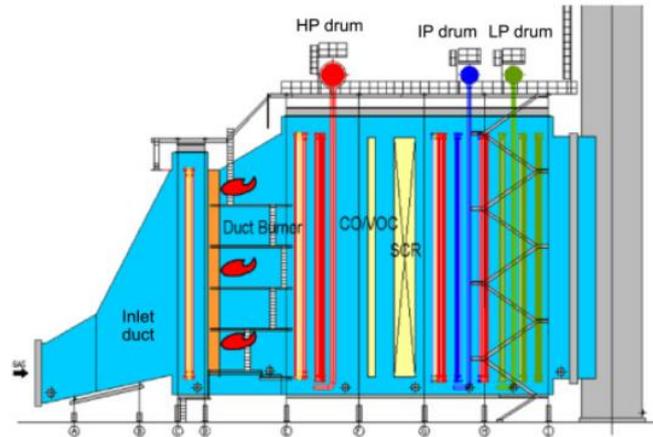


Figure 4. 5: Exemple de Combustion supplémentaire

#### 4.2.4. Chauffage de gaz

Si l'énergie thermique de basse qualité est disponible, ceci peut être employé pour augmenter la température du combustible de cycles combinés, améliorant leur rendement. Cela réduit la consommation de combustible nécessaire pour atteindre la température de combustion et donc augmente l'efficacité du cycle. Cette réduction à cycle combiné est généralement supérieure à celle à cycle simple, principalement parce que l'énergie qui serait autrement utilisée pour produire de la vapeur est souvent utilisée pour chauffer le combustible.

Si la qualité du combustible le permet, on peut théoriquement atteindre des températures de 370°C, mais pour des raisons économiques, des températures entre 150 et 230°C sont préférées dans les applications à cycle combiné. Cette technique présente cependant une limite: la formation de dépôts de carbone à des températures trop élevées.

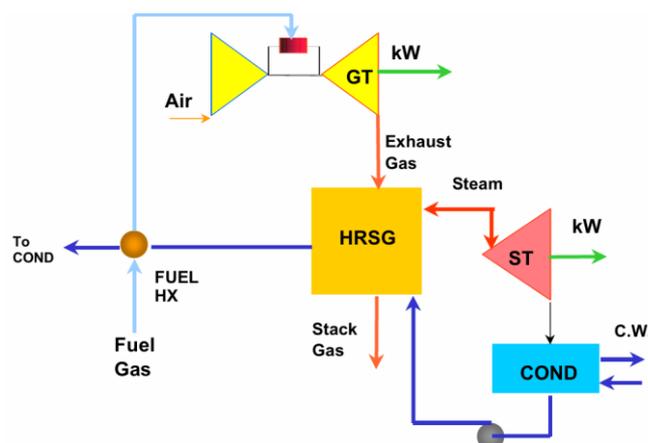


Figure 4. 6 : Schéma fonctionnel du chauffage du combustible.

### 4.3. Vision Economique

---

L'objectif ultime de toute centrale à cycle combiné est de maximiser son profit total sur toute sa durée de vie. C'est ce qu'on appelle maximiser les profits sur une base de cycle de vie.

Malheureusement, atteindre cet objectif n'est pas simple. L'approche la plus efficace dépend fortement de plusieurs facteurs spécifiques à chaque centrale. Ces facteurs comprennent la conception de la centrale, la fréquence à laquelle elle fonctionne à pleine capacité, le prix en constante évolution de l'électricité tout au long de l'année et le coût du combustible qu'elle utilise.

La voie à suivre consiste à évaluer diverses options pour améliorer le rendement de la centrale, mais encore une fois, cela doit être fait au cas par cas. Pour prendre la meilleure décision, nous devons tenir compte de deux aspects clés du rendement de la centrale :

- Comment la centrale fonctionne dans des conditions normales d'exploitation (OFF-PEAK)
- Comment la centrale fonctionne-t-elle lorsqu'il y a une forte demande d'électricité, généralement pendant les périodes de chaleur (PEAK)

En analysant soigneusement les caractéristiques spécifiques de la centrale et les facteurs économiques qui l'affectent, nous pouvons identifier les options d'amélioration de la performance, ou une combinaison de celles-ci, qui mèneront au profit global le plus élevé tout au long de la durée de vie opérationnel. Essentiellement, il n'y a pas de solution unique qui fonctionne pour chaque plante. Nous avons besoin d'une approche sur mesure qui tient compte de la situation unique de chaque installation et de la façon dont différentes améliorations du rendement influeraient sur sa rentabilité dans diverses conditions d'exploitation et dans divers scénarios économiques.

- **Relation entre efficacité et coût**

L'amélioration du rendement et de l'efficacité du cycle est possible, mais cela se traduit par un coût initial plus élevé dû aux technologies et à l'ingénierie requises. Cependant, des économies de combustible à long terme, une réduction des émissions et une production d'électricité accrue compensent souvent cet investissement. Pour obtenir une optimisation optimale des cycles combinés, il est essentiel de trouver un juste équilibre entre efficacité et coût.[31]

### 4.4. Amélioration par THERMOFLEX

---

Dans cette section, notre objectif est d'optimiser les performances de la turbine à gaz et du cycle combiné. Pour ce faire, nous utiliserons certains équipements déjà expliqués dans ce chapitre afin d'essayer d'augmenter le rendement et la puissance générée. Cette optimisation est réalisée à l'aide du logiciel THERMOFLOW.

4.4.1. L'effet de l'ajout d'un Refroidisseur électrique « électrique chiller »

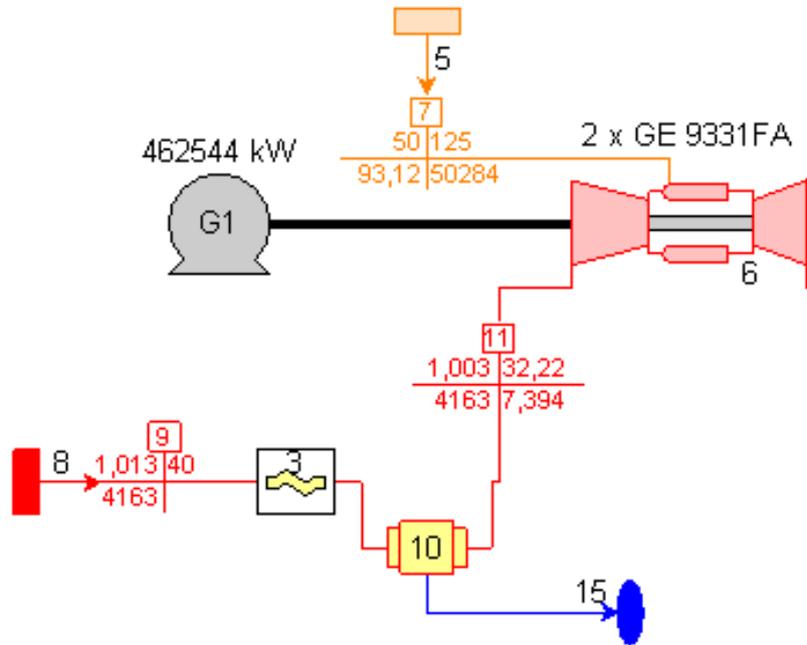


Figure 4. 7 : Schéma de l'installation d'un Refroidisseur électrique.

Tableau 4. 1 : L'amélioration par Refroidisseur électrique.

Refroidisseur électrique	Sans	Avec
Le rendement de la turbine à gaz	35.1 %	35.73 %
Le rendement de cycle	57.65 %	57.97 %
La puissance générée par le cycle	718898 KW	750445 KW

L'ajout du refroidisseur électrique a permis d'augmenter le rendement de la turbine à gaz de 0,63 % et le rendement du cycle de 0.32 %. De plus, cela a ajouté 31547 kW à la puissance générée.

4.4.2. L'effet de l'ajout d'un pulvérisateur « fogger »

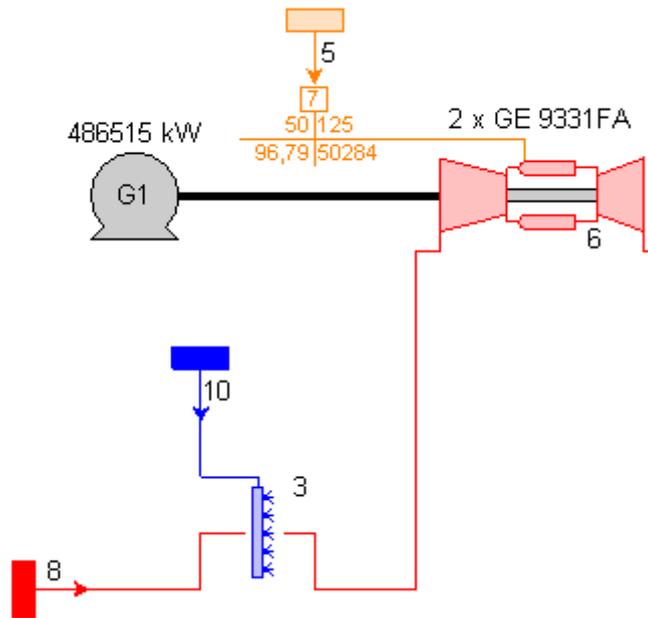


Figure 4. 8 : Schéma de l'installation d'un pulvérisateur.

Tableau 4. 2 : L'effet de l'ajout d'un pulvérisateur.

Pulvérisateur « Fogger »	Sans	Avec
Le rendement de la turbine à gaz	35.1 %	36.16 %
Le rendement de cycle	57.65 %	58.13 %
La puissance générée par le cycle	718898 KW	782224 KW

L'ajout du pulvérisateur « Fogger » a permis d'augmenter le rendement de la turbine à gaz de 1.06 % et le rendement du cycle de 0.48 %. De plus, cela a ajouté 63326 kW à la puissance générée.

**4.4.3. L'effet de l'ajout d'un Refroidisseur évaporatif « evaporative cooler »**

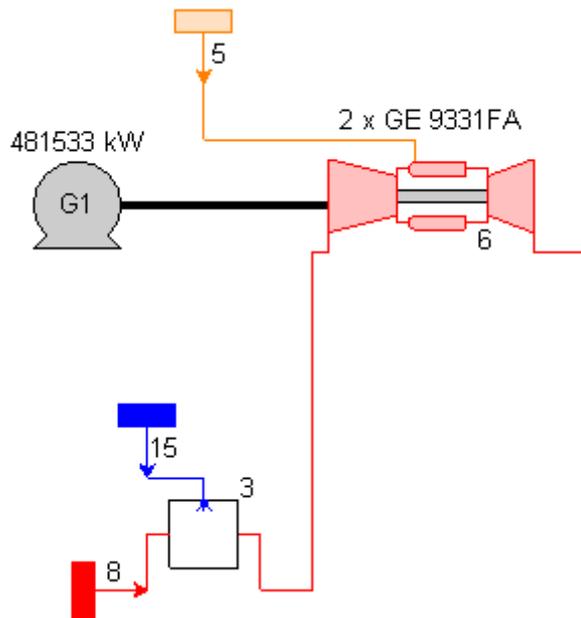


Figure 4. 9: le schéma de l'installation d'un refroidisseur évaporatif

Tableau 4. 3 : Effet de refroidisseur évaporatif.

Refroidisseur évaporatif	Sans	Avec
Le rendement de la turbine à gaz	35.1 %	36.08 %
Le rendement de cycle	57.65 %	58.12 %
La puissance générée par le cycle	718898 KW	775702 KW

L'ajout de Refroidisseur évaporatif « evaporative cooler » a permis d'augmenter le rendement de la turbine à gaz de 0.98 % et le rendement du cycle de 0.47 %. De plus, cela a ajouté 56804 kW à la puissance générée.

**4.4.4. Par chauffage de gaz**

Le tableau ci-dessous illustre l'impact du préchauffage du gaz (fuel heating) avant l'entrée dans la turbine à gaz sur la puissance et le rendement globaux. Bien que THERMOFLEX ne dispose pas d'un préchauffeur de carburant dédié, nous pouvons ajuster la température de la source de carburant pour obtenir un résultat similaire.

Tableau 4. 4 : Effet de chauffage de gaz.

La température de gaz	55	90	125	160	195	230
La puissance de cycle	719101	719003	718898	718788	718672	718552
Le rendement de cycle	57.45	57.54	57.65	57.75	57.86	57.98
Le rendement de la turbine à gaz	34.97	35.02	35.1	35.15	35.21	35.28

Le chauffage de gaz a permis d’augmenter le rendement de la turbine à gaz de 0.31% ainsi que le rendement de cycle de 0.51%. Cependant, la puissance de cycle reste la même.

**4.4.5. Par l'ajout d'un Brûleur de conduit « duct burner »**

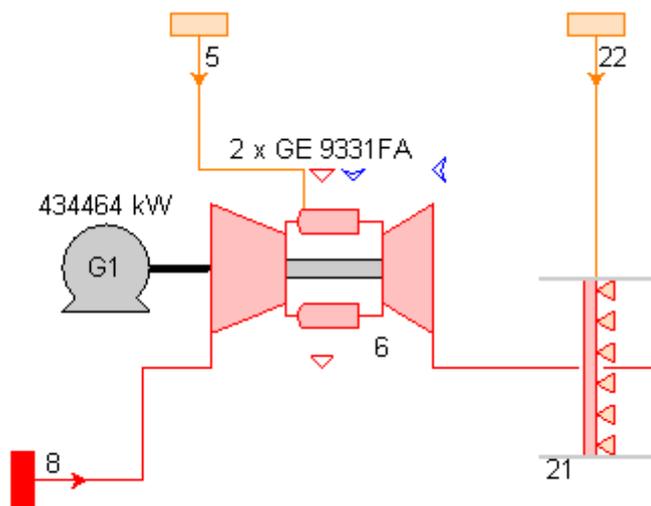


Figure 4. 10 : Le schéma de l'installation d'un Brûleur de conduit.

Tableau 4. 5 : L'effet de l'ajout d'un Brûleur de conduit

Brûleur de conduit température d'échappements C	680	700	720	740	760	780
La puissance de cycle kW	728388	739040	749754	760529	771431	782387
Le rendement de cycle %	57.27	56.79	56.32	55.87	55.44	55.02

L'ajout d'un Brûleur de conduit « duct burner » a permis d'augmenter la puissance de la turbine à vapeur en chauffant les gaz d'échappement avant leur entrée dans l'HRSG, à une température visée 780 C On peut observer une augmentation de 63489 kW. Cependant, il y a une réduction de l'efficacité pour des raisons économiques et des émissions de CO<sub>2</sub>. Donc on peut combiner le Brûleur de conduit « duct burner » avec d'autres équipements d'amélioration pour optimiser le rendement énergétique et les performances globales.

#### **4.5. Conclusion**

---

En conclusion, l'optimisation des cycles combinés via la technologie THERMOFLEX représente une avancée significative dans la performance énergétique, particulièrement dans les environnements soumis à des conditions ambiantes fluctuantes. Cette approche permet une adaptation dynamique et une efficacité accrue, garantissant ainsi une réponse robuste aux variations de température et d'humidité.

# Conclusion générale

L'objectif de ce mémoire, après avoir introduit le cycle combiné gaz-vapeur qui associe les cycles de BRAYTON et de RANKINE ainsi que ses principaux composants tels que la turbine à gaz, la turbine à vapeur et la chaudière de récupération, est d'étudier l'influence des conditions ambiantes sur le cycle à l'aide du logiciel THERMOFLOW. Cette étude se conclut par des propositions d'améliorations visant à optimiser les performances du cycle.

Pour cela nous avons commencé par présenter en détail le cycle combiné, en mettant en lumière ses principaux constituants, à savoir la turbine à gaz, la turbine à vapeur et la chaudière de récupération. Nous avons également abordé les principes de fonctionnement des cycles de Joule et de Rankine, qui sont au cœur de ce système énergétique performant. En complément de cette présentation technique, une étude bibliographique a été réalisée pour fournir un cadre théorique solide et mettre en contexte les avancées et les innovations dans le domaine des cycles combinés. Cette base théorique est essentielle pour comprendre les enjeux et les potentiels d'optimisation des cycles combinés, et elle servira de fondement aux analyses et simulations présentées dans les chapitres suivants.

Ensuite nous avons introduit en détail la centrale de BELLARA, en décrivant ses principales caractéristiques et composants. Nous avons examiné les éléments clés de l'infrastructure qui a permis de comprendre le fonctionnement global de la centrale et son rôle dans la production d'énergie électrique à partir de sources de chaleur. En fournissant une description exhaustive des spécificités techniques de la centrale de BELLARA.

De plus, nous avons présenté les résultats d'une simulation réalisée avec le logiciel THERMOFLOW pour un cycle combiné à deux pressions avec resurchauffe. La simulation a révélé une puissance de 718898 KW et un rendement de 57,65 %, démontrant ainsi l'efficacité élevée de cette configuration. De plus, une étude approfondie de l'influence des conditions ambiantes sur les performances du cycle a été effectuée. Les résultats montrent que les variations de température, de pression et d'humidité ambiantes ont un impact significatif sur l'efficacité et la production d'énergie du cycle. Cette analyse souligne l'importance de prendre en compte les conditions environnementales lors de la conception et de l'exploitation des cycles combinés pour maintenir des performances optimales.

A la fin, nous avons présenté diverses méthodes théoriques d'amélioration des performances des cycles combinés. À travers notre étude, nous avons pu démontrer l'efficacité de plusieurs approches spécifiques :

a) L'ajout d'un refroidisseur électrique « electric chiller » : Cet ajout a permis de diminuer la température de l'air d'admission, augmentant ainsi la densité de l'air et améliorant l'efficacité de la turbine à gaz.

b) L'ajout d'un pulvérisateur « fogger » : Cette méthode a également contribué à refroidir l'air d'admission par l'atomisation de fines gouttelettes d'eau, ce qui a entraîné une amélioration notable des performances du cycle.

c) L'ajout d'un refroidisseur évaporatif « evaporative cooler » : En abaissant la température de l'air d'admission à travers l'évaporation de l'eau, ce dispositif a permis d'accroître l'efficacité de la centrale.

d) Le chauffage du gaz : En augmentant la température du gaz avant son admission dans la turbine, nous avons pu augmenter le rendement de cycle et de la turbine à gaz.

E ) L'ajout d'un brûleur de conduit « duct burner » : Cet ajout a permis d'augmenter la température des gaz d'échappement, améliorant ainsi l'efficacité de la chaudière de récupération et, par conséquent, celle du cycle combiné.

Ces différentes améliorations montrent qu'il est possible d'optimiser significativement les performances des cycles combinés en appliquant des techniques spécifiques adaptées aux conditions d'exploitation. Ces résultats fournissent une base solide pour de futures recherches et optimisations dans le domaine des centrales à cycle combiné.

# Liste des références

- [1] Anon Ministère de l'Énergie | Algérie
- [2] Anon 2019 Electricité : l'Algérie mise sur la production par cycle combiné dans «sa stratégie 2023» *La Tribune*
- [3] Anon Algérie : General Electric remporte un marché de 2,7 milliards de dollars - Jeune Afrique.com *JeuneAfrique.com*
- [4] Boyce M P 2010 *Handbook for Cogeneration and Combined Cycle Power Plants, Second Edition* (ASME Press)
- [5] Monteil J-M 2003 Centrale à cycle combiné - Théorie, performances, modularité *Ressources énergétiques et stockage*
- [6] Tică A 2012 *Design, optimization and validation of start-up sequences of energy production systems*
- [7] Vogel M 1994 La turbine à gaz: le composant principal de la technique moderne des centrales thermiques
- [8] Chambadal P and Monteil C 1949 Thermodynamique de la turbine a gaz
- [9] Monteil J-M 2003 Centrale à cycle combiné - Composants potentiels *Ressources énergétiques et stockage*
- [10] Wehmeier E J 2013 Turbine à gaz dotée d'une aube guide d'entrée de compresseur positionnée pour le démarrage
- [11] Parsania N and Sadasivuni S 2016 Chambre de combustion pour turbine à gaz
- [12] Nag P 2007 [*Power Plant Engineering*] (McGraw-Hill Inc.,US)
- [13] Al Ezzel OPERATOR TRAINING MANUAL : COMBINED CYCLE FUNDAMENTALS - Al Ezzel Power Plant.
- [14] Anon Marie –Noëlle Dumont Simulation et aide au dimensionnement des chaudières de récupération Travail présenté pour l'obtention du grade de doctoresse en sciences de l'ingénieur. Département de chimie appliquée Université de Liège 2009 - Recherche Google
- [15] PAREN (J.) et PARIETTI (C.) PAREN (J.) et PARIETTI (C.). – Centrales à cycles combinés VEGA 109F. 3 pressions resurchauffe. Revue technique GEC ALSTOM, no 4 (1991).
- [16] Fukao S, 深尾伸次, Sugishita H, 梶下秀昭, Matsumoto K, 松本和幸, Madokoro H, 間所秀樹, Kuwamura Y, 桑村祥弘, Konishi E, 小西英治, Nishikawa T and 西川豊治 2018 TURBINE À VAPEUR

- [17] Tomoaki N, 野上智晃, Takuro K and 香田拓郎 2018 SYSTÈME DE TURBINE À VAPEUR ET PROCÉDÉ DE PRODUCTION D'UN SYSTÈME DE TURBINE À VAPEUR
- [18] Anon Les réfrigérants atmosphériques industriels - Lionel Caudron - Librairie Eyrolles
- [19] Butz M, Lambert R G W and Leamy K R 2002 Procédé et système de surveillance du démarrage d'une turbine à gaz
- [20] Rittenhouse B A and Minto K D 2015 Procédé et système de démarrage de trains d'entraînement de système de turbine à gaz avec recirculation de gaz d'échappement
- [21] Kehlhofer R 2009 *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants* (PennWell)
- [22] POUYAN POURBEIK 2003 Cigre task force 38.02.25 on modeling of gas turbines and steam turbines in combined-cycle power plants
- [23] Anon Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°2 (2008) 291 – 306 *J. Ren. Energies* **11**
- [24] Laouar-Meftah S 2017 Cours : thermodynamique appliquée pour licence 2
- [25] Fu P, Wang N, Wang L, Morosuk T, Yang Y and Tsatsaronis G 2016 Performance degradation diagnosis of thermal power plants: A method based on advanced exergy analysis *Energy Conversion and Management* **130** 219–29
- [26] Bolland O 2008 Thermal power generation, department of energy and process engineering *NTNU* 101–2
- [27] Rahman Prof Dr Md M, Ibrahim T and Abdalla A 2011 Thermodynamic performance analysis of gas turbine power plant *International journal of physical sciences* **6** 3539–50
- [28] Loud, R. L., and Slaterpryce, A.A. 1991 Gas Turbine Inlet Air Treatment GER 3419A
- [29] Chuck Jones, John A. Jacobs III Economic and Technical Considerations for Combined-Cycle Performance-Enhancement Options GER-4200
- [30] Mohamed H 2007 Comparative study of steam injection effects on operation of gas turbine cycles *International Journal of Global Energy Issues* **28** 275–94
- [31] Victor-Eduard Cenu 2011 *Centrales électriques à cycles combinés gaz/vapeur*