

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة عين تموشنت بلحاج بوشعيب
Université –Ain Temouchent- Belhadj Bouchaib
Faculté des Sciences et de Technologie
Département de Génie Mécanique



Projet de Fin d'Etudes
Pour l'obtention du diplôme de Master
Domaine : Sciences et Technologie
Filière : Génie des Procédés
Spécialité : Génie des Procédés des Matériaux

Thème

**ETUDE D'IMPACT PHYSICOCHIMIQUE
DE LA QUALITE D'EAU DE CIRCUIT EAU-VAPEUR
SUR UNE CHAUDIERE DE RECUPERATION**

Le cas de TERGA (SKE)

Présenté par :

BOULEFDAOUI Imane
DIFLI Islam

Devant le jury composé de :

Dr. MERABTENE Meriem	MCB	UAT.B.B (Ain Temouchent)
Présidente		
Dr. BELKHADEM Fatima	MCB	UAT.B.B (Ain Temouchent)
Examinatrice		
Dr. YOUNES Kawther	MCB	UAT.B.B (Ain Temouchent)
Encadrante		

Année Universitaire 2023/2024

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

La première personne que nous tenons à remercier est notre encadrante **Dr. YOUNES K.** pour l'orientation, la confiance, la patience et ses bonnes explications qui ont constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être mené au bon port.

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury **Dr. MERABTENE M.** et **Dr. BELKHADEM F.** pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner le travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Nous remercions également **Mr. HADDOU M** – Ingénieur de bureau d'études (SKE). qui nous a permis, grâce à sa confiance et son soutien précieux, de réaliser et surtout de mener à terme ce travail.

Nous exprimons nos sincères remerciements à tous les professeurs qui nous ont enseigné et qui par leurs compétences nous ont soutenu dans la poursuite de nos études.

Enfin, nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Dédicaces

BOULEFDAOUI Imane

A ma mère et à mon père, qui m'ont comblé de leur soutien et m'ont voué un amour inconditionnel.

Vous êtes pour moi un exemple de courage et de sacrifice continu, que cet humble travail témoigne de mon affection, mon éternel attachement et qu'il appelle sur moi votre continuelle bénédiction.

A mes frères qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

Je remercie mes chers amis d'avoir été toujours là pour moi. Leur soutien inconditionnel et leurs encouragements ont été d'une grande aide. A tous mes collègues de la promotion 2023.

A toute ma famille pour son soutien tout au long de mon parcours universitaire. A tous ceux qui me connaissent

DIFLI Islam

A mes chers parents, mon cher époux et à mon binôme Imane que nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments, pour leur patience illimitée, leur encouragement continu, leur aide.

Résumé

Notre travail a été réalisé à SKE « SHARIKAT KAHRABA EL DJAZAIR », La centrale électrique (SKE) vise à produire de l'électricité en utilisant la chaleur générée par la combustion de gaz naturel. Ce document présente une étude générale exposant les principales causes des problèmes rencontrés à la chaudière de récupération, à la fois sur le terrain dans la zone fluide et au laboratoire centrale, pour étudier les impacts physicochimiques de la qualité de l'eau alimentant de la chaudière de récupération. C'est une chaudière à tubes d'eau très récente qui nécessite une eau traitée et conditionnée de manière stricte tout d'abord pour sa protection, d'autre part pour la turbine à vapeur. Au cours de notre stage, nous avons fait des analyses, et évaluer la conformité de la qualité de l'eau alimentant la chaudière, et déterminer ses caractéristiques.

Mots clés : Centrale électrique, turbine à vapeur, chaudière, eau, combustion de gaz

Abstract

Our work was carried out at SKE "SHARIKAT KAHRABA EL DJAZAIR". The power plant (SKE) aims to produce electricity using the heat generated by the combustion of natural gas. This document presents a general study outlining the main causes of problems encountered in the recovery boiler, both in the field in the fluid zone and in the central laboratory, to study the physicochemical impacts of the quality of the water feeding the recovery boiler. It is a very recent water tube boiler that requires strictly treated and conditioned water first for its protection, and secondly for the steam turbine. During our internship, we conducted analyses to assess the compliance of the water quality feeding the boiler and to determine its characteristics.

Keywords: Power plant, steam turbine, boiler, water, gas combustion

ملخص

تم تنفيذ عملنا في شركة الكهرباء الجزائرية. تهدف محطة توليد الكهرباء إلى إنتاج الكهرباء عن طريق الحرارة الناتجة عن احتراق الغاز الطبيعي.

تقدم هذه المذكرة دراسة عامة تحدد الأسباب الرئيسية للمشاكل التي تمت مواجهتها في غلاية الاسترداد سواء في المحطة في منطقة السوائل أو في المختبر المركزي، لدراسة التأثيرات الفيزيائية والكيميائية جودة المياه التي يتم تغذيتها في غلاية الاسترداد. هي غلاية أنابيب مياه حديثة جدا تتطلب مياه معالجة ومكيفة بدقة لحمايتها. خلال فترة التربص، أجرينا تحاليل، وقمنا بتقييم جودة ونوعية المياه، وتحديد خصائصها.

الكلمات المفتاحية: محطة التوليد، توربين بخارية، غلاية الاسترداد، الماء، احتراق الغاز

Table de matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé – abstract - ملخص	III
Table de matières	IV
Liste des figures	VII
Liste des tableaux	VIII
Liste des abréviations	IX

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

Chapitre I. Généralités sur les chaudières

I.1. Introduction	2
I.2. Différents types de chaudières	2
I.2.1. Chaudières à tubes de fumée	2
I.2.1.1. Définition	2
I.2.1.2. Fonctionnement	2
I.2.1.3. Avantages	3
I.2.1.4. Inconvénients	3
I.2.2. Chaudières à tubes d'eau	3
I.2.2.1. Définition	3
I.2.2.2. Fonctionnement	4
I.2.2.3. Avantages et inconvénients	5
I.2.3. Comparaison des performances	5
I.3. Classification des chaudières de récupération	5
I.3.1. Forme de la chaudière	6
I.3.1.1. Chaudière horizontale	6
I.3.1.2. Chaudière verticale	6
I.3.2. Mode de circulation	7
I.3.2.1. Circulation naturelle	7
I.3.2.2. Circulation assistée	8
I.3.2.3. Circulation forcée	8
I.3.3. Niveau de pression	9
I.3.3.1. Chaudière à un niveau de pression (1P)	9
I.3.3.2. Chaudière à deux niveaux de pression (2P)	9
I.3.3.3. Chaudière à trois niveaux de pression (3P)	10
I.3.4. Cycle	11
I.3.4.1. Sans resurchauffe	11
I.3.4.2. Avec resurchauffe	11
I.3.5. Apport énergétique	11
I.3.5.1. Sans post-combustion	11
I.3.5.2. Avec post-combustion	11
I.3.6. Avec ou sans le registre (ou by-pass)	11
I.3.6.1. Installation avec un bipasse de fumées	12
I.3.6.2. Installation sans un bipasse de fumées	12
I.4. Conclusion	12

Chapitre II. Problèmes rencontrés sur les chaudières

II.1. Introduction	13
II.2. Problèmes rencontrés sur les chaudières de récupération	13
II.2.1. Entartrage	13
II.2.2. Moussage et primage	14

II.2.3.	Corrosion	15
II.3.	Lutte contre les problèmes causés par l'eau	15
II.3.1.	Protection contre la corrosion	16
II.3.2.	Protection contre l'entartrage	16
II.3.3.	Protection contre le moussage et le primage	17
II.4.	Processus de la corrosion	18
II.4.1.	Mécanisme de la corrosion	18
II.4.1.1.	Corrosion chimique	18
II.4.1.2.	Corrosion électrochimique	19
II.4.2.	Types de corrosion	19
II.4.2.1.	Corrosion uniforme	19
II.4.2.2.	Corrosion localisée	20
II.5.	Classification des facteurs de corrosion	23
II.5.1.	Milieu d'attaque	23
II.5.2.	Nature du métal	23
II.5.3.	Conditions d'emploi	23
II.5.4.	Influence du temps	24
II.6.	Conclusion	24

Chapitre III. Présentation de la centrale électrique Terga (SKE)

III.1.	Introduction	25
III.2.	Historique	25
III.3.	Situation géographique du complexe	26
III.4.	Unité principale de la production d'énergie électrique	26
III.4.1.	Turbine à gaz GT26	27
III.4.2.	Turbine à vapeur	28
III.4.2.1.	Turbine à vapeur dans les cycles combiné/mixte	28
III.4.3.	Alternateur	29
III.4.3.1.	Principe de fonctionnement	29
III.4.4.	Chaudière de récupération A30	30
III.4.4.1.	Description du système HRSG	30
III.4.4.2.	Cycle thermodynamique eau-vapeur	30
III.4.4.3.	Eau alimentaire et composition chimique de l'eau de chaudière	31
III.4.5.	Injection chimique B90	32
III.4.5.1.	Unité d'injection d'ammoniaque	32
III.4.5.2.	Unité d'injection de désoxygénant	32
III.4.5.3.	Unité d'injection de phosphate	32
III.4.6.	Poste d'échantillonnage B91	33
III.4.6.1.	But du système d'échantillonnage chimique	33
III.4.6.2.	Description de système d'échantillonnage	33
III.5.	Unités auxiliaires de la centrale électrique	38
III.5.1.	Station de pompage d'eau de mer E02/E40	38
III.5.1.1.	But et limite du système	38
III.5.1.2.	Système de transfert d'eau de mer E02 vers les bassins de tranquillisation E40	38
III.5.1.3.	Système de réfrigération principale des condenseurs (Zone E40)	39
III.5.2.	Station électro-chloration E06	39
III.5.2.1.	But et objectif du système	39
III.5.2.2.	Caractéristiques techniques	40
III.5.2.3.	Production d'hypochlorite à partir d'eau de mer	40
III.5.3.	Station de dessalement G15	40
III.5.4.	Station de déminéralisation G05	42
III.5.4.1.	Rôle du système	42
III.5.5.	Poste de traitement de gaz C51 / réchauffage gaz final B79	42
III.5.5.1.	Principales fonctions de la station gaz	42
III.5.5.2.	Autres éléments contenus dans le gaz	43

III.5.6.	Station poste blinde (distribution d'énergie) F03	43
III.5.6.1.	Description du poste	43
III.6.	Conclusion	44

Chapitre IV. Analyses et discussion des résultats

IV.1.	Introduction	45
IV.2.	Analyses chimiques circuit eau-vapeur	45
IV.2.1.	Détermination du pH	45
IV.2.1.1.	Principe	45
IV.2.1.2.	pH mètre	45
IV.2.1.3.	Expression des résultats	45
IV.2.2.	Détermination de la conductivité	46
IV.2.2.1.	Principe	46
IV.2.2.2.	Conductimètre	46
IV.2.2.3.	Expression des résultats	46
IV.2.3.	Taux de silice	47
IV.2.3.1.	Réactifs	47
IV.2.3.2.	Mode opératoire	47
IV.2.4.	Dosage de sodium	48
IV.2.4.1.	Réactifs	48
IV.2.4.2.	Mode opératoire	48
IV.2.5.	Dosage de fer total	48
IV.2.5.1.	Principe	48
IV.2.5.2.	Réactifs	49
IV.2.5.3.	Mode opératoire	49
IV.2.5.4.	Expression des résultats	49
IV.2.6.	Dosage de cuivre	50
IV.2.6.1.	Mode opératoire	50
IV.2.7.	Dosage des chlorures	50
IV.2.7.1.	Principe	50
IV.2.7.2.	Réactifs	50
IV.2.7.3.	Mode opératoire	50
IV.2.8.	Taux de dioxygène	51
IV.2.8.1.	Mode opératoire	51
IV.3.	Normes des analyses circuit eau-vapeur	52
IV.4.	Résultats des analyses	54
IV.5.	Discussion des résultats	56
IV.5.1.	Valeurs des pH	56
IV.5.2.	Conductivité	57
IV.5.3.	Taux de silice	57
IV.5.4.	Taux de sodium	57
IV.5.5.	Taux de fer et de cuivre	58
IV.5.6.	Taux de chlorures	58
IV.5.7.	Taux de dioxygène	58
IV.6.	Conclusion	58
	Conclusion générale	59
	Références	60

Liste des figures

Figure I.1.	Chaudière à tubes de fumée	2
Figure I.2.	Chaudière à tubes d'eau	4
Figure I.3.	Description de chaudière à tubes d'eau	4
Figure I.4.	Chaudière de récupération type horizontale	6
Figure I.5.	Chaudière de récupération type verticale	7
Figure I.6.	Chaudière de récupération à circulation naturelle	7
Figure I.7.	Chaudière de récupération à circulation assistée	8
Figure I.8.	Chaudière de récupération à circulation forcée	9
Figure I.9.	Chaudière de récupération avec un seul niveau de pression	10
Figure I.10.	Chaudière de récupération avec 3 niveaux de pression	10
Figure II.1.	Tube d'eau de chaudière entartré	14
Figure II.2.	Corrosion électrochimique	19
Figure II.3.	Corrosion généralisée	20
Figure II.4.	Corrosion des métaux modèle de cellule localisée	21
Figure II.5.	Corrosion par piqure	22
Figure II.6.	Corrosion galvanique	22
Figure II.7.	Corrosion caverneuse	23
Figure III.1.	Localisation de la centrale électrique de Terga	26
Figure III.2.	Unité de production énergétique	27
Figure III.3.	Turbine à gaz GT26	27
Figure III.4.	Schéma d'une TV	28
Figure III.5.	Vue réelle de TV	28
Figure III.6.	Alternateur	29
Figure III.7.	Vue interne d'une chaudière	32
Figure III.8.	Station pompage	39
Figure III.9.	Schéma de procédés de MSF	41
Figure III.10.	Vue synoptique de distribution d'énergie vers le réseau	44
Figure IV.1.	pH mètre	46
Figure IV.2.	Conductimètre	46
Figure IV.3.	Spectromètre	49

Liste des tableaux

Tableau I.1.	Comparaison des performances entre chaudière à tubes de fumée et chaudière à tubes d'eau	5
Tableau III.1.	Caractéristiques techniques type GT26	28
Tableau III.2.	Caractéristiques techniques de la turbine à vapeur	29
Tableau III.3.	Intervalles de consigne des paramètres des échantillons (Extractions des mesures depuis le système de contrôle commande ALSPA)	33
Tableau III.4.	Seuils des paramètres eau alimentaire	34
Tableau III.5.	Seuils des paramètres vapeur HP	35
Tableau III.6.	Seuils des paramètres vapeur MP	36
Tableau III.7.	Seuils paramètres vapeur BP	37
Tableau III.8.	Composition du gaz naturel en pourcentage de volume	42
Tableau III.9.	Caractéristiques physiques du gaz	43
Tableau IV.1.	Normes des analyses	52
Tableau IV.2.	Résultats des analyses	55

Liste des abréviations

A	Ampère
BP	Basse Pression
C°	Degré Celsius
CC	Conductivité Cationique
CS	Conductivité Spécifique
HP	Haute Pression
HRSG	Heat Recovery Stream Generator
Hz	Hertz
KV	Kilo Volt
MP	Moyenne Pression
MSF	Multi Stage Flashing
MW	Méga Watt
N/m³/h	Newton par mètre cube par heure
N. m³/H	Newton fois mètre cube par heure
1P/ 2P/3P	Les niveaux des pressions
pH	Potentiel Hydrogène
PI	Pression Intermédiaire
ppb	Partie par billion
ppm	Partie par million
µS/cm	Micro siemens par centimètre
SKE	Shariket Kahraba El djazair
T/H	Tonne par heure
TG	Turbine à Gaz
Tr/min	Tour par minute
TV	Turbine à Vapeur
V	Volt

Introduction générale

Introduction générale

La demande en énergie électrique dans le monde d'aujourd'hui est un sujet de préoccupation pour les observateurs économiques, car l'énergie électrique joue un rôle important dans le développement des pays, tandis que d'autre part, la consommation d'énergie électrique augmente d'année en année.

En Algérie, l'électricité est principalement produite à partir du gaz naturel. Le Parc national de production d'énergie électrique est dominé par douze (12) centrales électriques à cycle combiné d'une capacité totale de production d'électricité de 10 023 MW, représentant 43,58 % de la production d'électricité du pays. Les deux principaux modes de production d'électricité sont les centrales à gaz et les centrales thermiques à vapeur.

Les chaudières de récupération dans les cycles combinés sont des composants essentiels qui ont un impact significatif sur la performance globale de la centrale. Les impacts physicochimiques sur ces chaudières peuvent inclure des problèmes tels que la corrosion, l'encrassement et l'érosion, qui sont influencés par la composition chimique du fluide de travail, les températures de fonctionnement et les matériaux utilisés dans la construction de la chaudière.

Une compréhension approfondie de ces impacts est cruciale pour optimiser la conception, l'opération et la maintenance des chaudières de récupération afin d'améliorer leur efficacité et leur durabilité. Des études et recherches sont menées pour développer des technologies et des matériaux qui peuvent résister à ces conditions difficiles et améliorer la performance des cycles combinés.

Est-ce que la qualité de circuit eau vapeur de la chaudière de récupération à cycle combiné a un impact sur la détérioration de cette dernière ? Afin de bien situer le problème, le premier chapitre représente des généralités sur les chaudières. Le deuxième chapitre, indique les problèmes causés par l'eau.

Le troisième chapitre consiste à présenter la centrale thermique à cycle combiné de la zone d'étude SKE. Enfin, nous présenterons les analyses que nous avons effectuées afin de vérifier les paramètres essentiels, telle que la qualité de l'eau alimentaire.

Chapitre I

Généralités sur les chaudières

I.1. Introduction

La chaudière est un engin qui réchauffe l'eau en vapeur en y canalisant l'énergie thermique. Il convient également de noter que les grosses chaudières à vapeur sont généralement associées à des turbines à vapeur pour produire de l'énergie électrique à grande échelle – une autre manifestation de l'énergie, sous une forme à une autre, à grande échelle.

I.2. Différents types de chaudières

On distingue ainsi deux types de chaudière à combustible en fonction de la circulation de l'eau à chauffer par rapport à la chaleur de combustion :

- Les chaudières à tube de fumée.
- Les chaudières à tube d'eau [1].

I.2.1. Chaudières à tubes de fumée

I.2.1.1. Définition

Les chaudières à tubes de fumée peuvent fournir un débit de vapeur saturée dans une plage assez large, allant de 1 à 25 tonnes par heure, et sont souvent utilisées pour des applications nécessitant des pressions plus basses à moyennes.

Il est également vrai que le gaz et le fioul sont parmi les combustibles les plus couramment utilisés dans ce type de chaudières, en raison de leur disponibilité et de leur efficacité énergétique. Ces combustibles offrent une combustion propre et efficace, ce qui en fait des choix populaires pour de nombreuses installations industrielles et commerciales.



Figure I.1. Chaudière à tubes de fumée

I.2.1.2. Fonctionnement

Dans ce type de chaudière, les tubes sont situés dans le réservoir de la chaudière, immergés sous la surface de l'eau. Ces tubes collectent les gaz chauds provenant du brûleur.

Les gaz chauds accumulés dans le premier caisson à l'arrière de la chaudière sont ensuite acheminés

vers un deuxième caisson à l'avant de la chaudière par un ensemble de canalisations immergées dans l'eau du réservoir. Puis, un deuxième ensemble de tubes immergés transporte les gaz vers un troisième caisson situé à l'arrière de la chaudière. Ce dernier conduit les gaz vers la cheminée qui évacue les fumées vers l'extérieur.

Ce processus permet aux gaz de combustion de circuler à travers les canalisations, transférant leur chaleur par conduction à l'eau du réservoir. Cela assure l'évaporation de l'eau en apportant de la chaleur, ce qui est essentiel pour la production de vapeur dans une chaudière.

I.2.1.3. Avantages

Les raisons du choix des chaudières à tubes de fumée sont les suivantes :

- Pertes de rayonnement minimales.
- Facile à utiliser.
- Teneur en humidité idéale pour les applications de chauffage.
- Aucune installation spéciale requise.
- Peu coûteux par rapport aux autres types.
- Généralement classés en Catégorie II, qui ne nécessitent pas de chaufferie totalement séparée.

I.2.1.4. Inconvénients

Tout comme il y a des avantages pour les chaudières à tubes de fumée, il y a aussi des inconvénients, représentés dans :

- Elle est soumise à des contraintes plus sévères que la chaudière à tube d'eau.
- Plus dangereuse qu'une chaudière à tube d'eau, en cas d'incident sur le tube foyer en particulier.
- Une fiabilité et une durée de vie plus faible.

I.2.2. Chaudières à tubes d'eau

I.2.2.1. Définition

Les chaudières à tubes d'eau sont couramment utilisées dans les installations industrielles où des quantités importantes de vapeur sont nécessaires. Elles peuvent en effet fournir un débit de vapeur saturée supérieur à 20 tonnes par heure, ce qui en fait des solutions efficaces pour de nombreuses applications.

Quant au combustible utilisé, cela dépend souvent des besoins spécifiques de l'installation ainsi que des considérations économiques et environnementales. Les chaudières à tubes d'eau sont polyvalentes et peuvent fonctionner avec différents types de combustibles tels que le gaz naturel, le fioul, le charbon ou même des déchets biomasse, en fonction de leur disponibilité et de leur coût.



Figure I.2. Chaudières à tubes d'eau

I.2.2.2. Fonctionnement

Une chaudière à circulation forcée avec deux réservoirs est connue sous le nom de chaudière à ballon. Dans ce type de chaudière, le ballon distributeur (en partie inférieure) et le ballon collecteur (en partie supérieure) sont reliés par un faisceau de tubes vaporisateurs à travers lesquels circule l'eau qui se transforme en vapeur.

Les gaz chauds produits par le brûleur sont en contact direct avec les tubes vaporisateurs, où a lieu la vaporisation de l'eau. La vapeur ainsi générée est collectée dans le ballon supérieur, tandis que l'eau excédentaire est ramenée vers le ballon inférieur par des tubes de chute qui ne sont pas soumis à la chaleur.

Dans les chaudières à haute pression, une pompe peut être installée pour faciliter cette circulation de l'eau du haut vers le bas. Ce système assure une circulation efficace de l'eau à l'intérieur des tubes placés dans une enceinte contenant les gaz chauds, ce qui permet une transformation efficace de l'eau en vapeur.

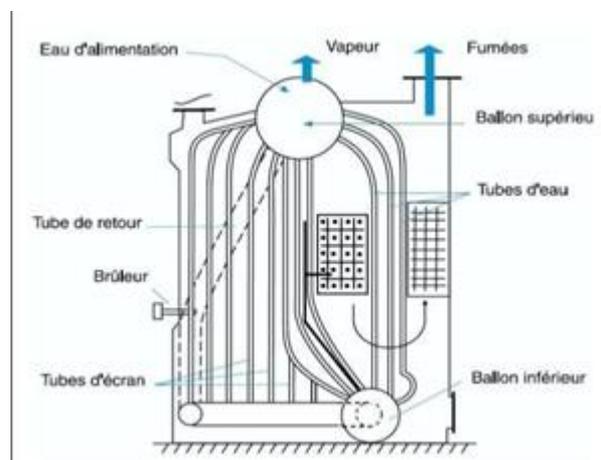


Figure I.3. Description de chaudière à tubes d'eau

I.2.2.3. Avantages et inconvénients

Les avantages, tels que la sécurité accrue en cas d'incident sur le tube foyer, la fiabilité et la durée de vie accrues, sont certainement des points forts de ce type de chaudière. La conception du ballon et la circulation forcée de l'eau contribuent à réduire les risques potentiels, ce qui est crucial, notamment dans des environnements industriels sensibles à la sécurité.

Cependant, il y a aussi des inconvénients à considérer. Le coût plus élevé de la chaudière à ballon par rapport à la chaudière à tubes de fumée peut constituer un obstacle à son adoption, en particulier pour les petites entreprises ou celles avec des contraintes budgétaires serrées. De plus, la nécessité de surveiller attentivement la qualité de l'eau d'alimentation peut entraîner des coûts et des efforts supplémentaires en matière de maintenance et de traitement de l'eau.

Malgré ces inconvénients, la chaudière à ballon peut toujours être un choix attrayant dans certaines situations où la sécurité et la fiabilité sont des priorités et où le budget le permet.

I.2.3. Comparaison des performances

Entre ces deux types de chaudières, il y a plusieurs paramètres qui diffèrent. [1]

Tableau I.1. Comparaison des performances entre chaudière à tubes de fumée et chaudière à tubes d'eau

Propriétés	Chaudières à tubes de fumée	Chaudières à tubes d'eau
Mise en route (à puissance équivalente)	Lente (grand volume d'eau à chauffer)	Rapide
Adaptation aux changements de régime	Médiocre (inertie importante)	Bonne
Surface de chauffe	Moyenne	Elevée
Sécurité	Médiocre	Bonne
Encombrement	Faible	Fort
Prix	Limité	Elevé
Puissance	Moyennement élevée	Importante
Débit	1,5 à 25 t/h	4 à 200 t/h
Timbre (Pression max d'utilisation)	10 à 20 bar	90 à 100 bar (en circulation naturelle) et jusqu'à 225 bar (circulation forcée)

I.3. Classification des chaudières de récupération [2]

Plusieurs critères permettent le classement des chaudières de récupération. Ces critères permettent donc d'optimiser les installations :

- La circulation du fluide joue un rôle important pour classer les chaudières de récupération.
- Les niveaux de pression permettent d'améliorer le rendement du cycle thermodynamique tout en optimisant l'installation.
- La resurchauffe permet d'augmenter le rendement.

- La postcombustion permet d'améliorer le rendement du cycle thermodynamique.

Les chaudières de récupération sont donc classées suivant :

- La forme (verticale ou horizontale).
- Le mode de circulation (naturelle, forcée, assistée).
- Le niveau de pression (1,2 ou 3 niveaux).
- Le cycle (avec ou sans resurchauffe).
- L'apport énergétique (avec ou sans combustion).
- Avec ou sans le registre (ou by-pass).

I.3.1. Forme de la chaudière

La forme de la chaudière permet de faciliter, soit la circulation, quand il s'agit de la circulation, soit les dilatations. La chaudière de récupération peut être soit horizontale soit verticale. Elle peut être équipée de registre ou non, pour choisir la gaine d'évacuation des fumées.

I.3.1.1. Chaudière horizontale

Les chaudières horizontales, dont la dénomination est liée à l'implantation horizontale des échangeurs, sont traditionnellement à circulation naturelle pour l'émulsion de l'eau vapeur dans la boucle évaporatrice. Les ballons sont implantés au-dessus des évaporateurs, ce qui permet de les gaver par gravité. Ce type de chaudière nécessite une emprise au sol supérieure à celle d'une chaudière verticale. En contrepartie, le dimensionnement de la structure métallique destinée à supporter les échangeurs est moins contraignant.

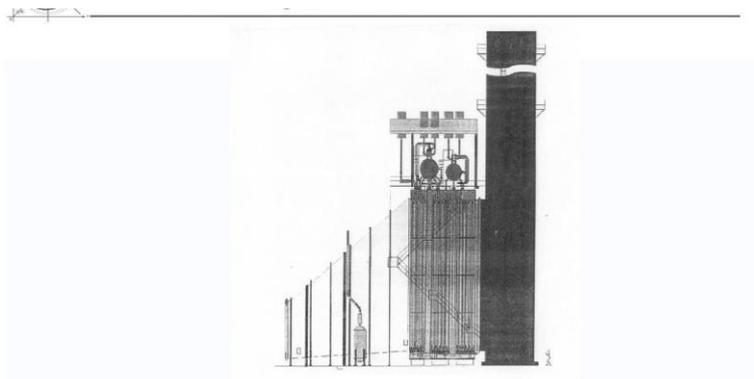


Figure I.4. Chaudière de récupération type horizontale

I.3.1.2. Chaudière verticale

La chaudière verticale présente l'avantage de facilitation de la circulation naturelle, mais comme son choix est meilleur pour l'utilisation des chaudières à 2P ou 3P, la circulation assistée s'impose (elle sera vue dans la classification des chaudières), structure métallique est contraignante compte tenu du

nombre d'échangeurs dans les chaudières à plusieurs niveaux de pression.

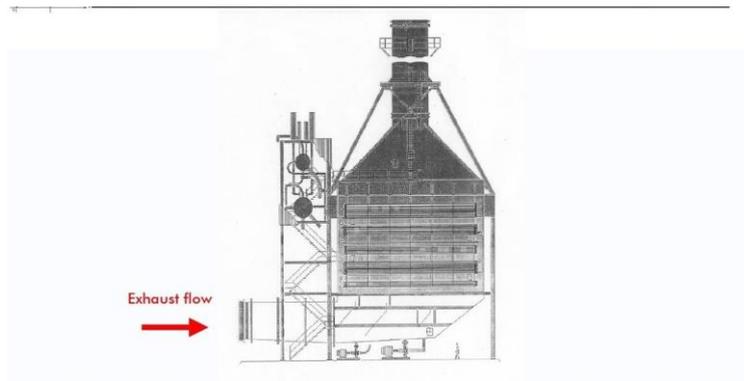


Figure I.5. Chaudière de récupération type verticale

I.3.2. Mode de circulation

On trouve dans le générateur à récupération plusieurs types de circulations selon les paramètres indiqués tels que la température, la pression, le débit etc...

On classe les générateurs de vapeur transformant de l'eau de l'état liquide à l'état de vapeur surchauffée, en fonction du dispositif utilisé pour réaliser ce changement.

La circulation de l'eau dans une chaudière est très importante pour éviter la formation des zones sèches où le métal est susceptible de fondre, se déformer ou s'oxyder prématurément sous l'effet de la chaleur.

I.3.2.1. Circulation naturelle

Les chaudières à tubes d'eau à circulation naturelle comportent un réservoir supérieur (appelé ballon de chaudière), dont partent de gros tubes placés hors du feu (appelés colonnes d'alimentation). Ces tubes convoient par gravité l'eau dans des collecteurs bas. L'eau remonte vers le ballon par ces tubes en recevant donc la chaleur du feu. Cette eau commence alors à se vaporiser. Comme la masse volumique de la vapeur est inférieure à celle de l'eau liquide, la différence de pression entre la colonne de descentes d'eau et la colonne de vapeur met naturellement en circulation l'eau dans le circuit. C'est donc le principe du thermosiphon.

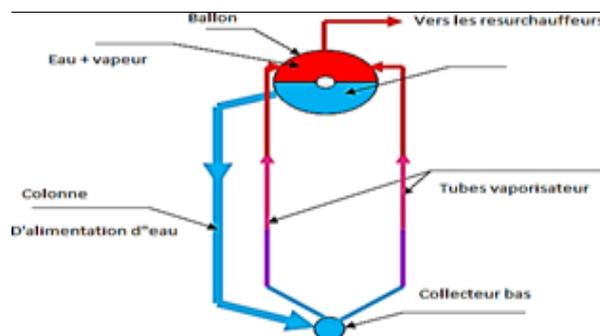


Figure I.6. Chaudière de récupération à circulation naturelle

I.3.2.2. Circulation assistée

Dans les chaudières à circulation assistée, des pompes puisent l'eau dans le ballon et le fait circuler dans l'évaporateur. Ces pompes sont dimensionnées pour vaincre seulement les pertes de charge du circuit, la hauteur manométrique qu'elles fournissent est relativement faible.

Le débit circulé est déterminé en fonction du débit de vapeur à produire. En effet, il est assez communément égal au triple du débit nominal de vapeur. Cela s'explique, car le titre vapeur du mélange diphasique en sortie de l'évaporateur doit rester suffisamment faible afin de conserver un bon échange thermique convectif dans les tubes. Les chaudières verticales sont en principe à circulation assistée. La circulation assistée est une circulation naturelle assistée par des pompes.

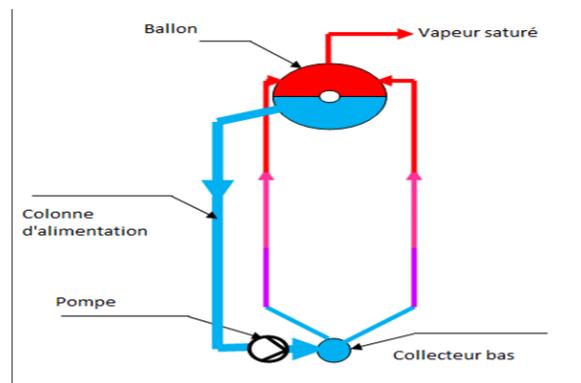


Figure I.7. Chaudière de récupération à circulation assistée

I.3.2.3. Circulation forcée

La chaudière à circulation forcée est une chaudière sans ballon. Il n'y a pas de boucle à proprement parler. Des pompes poussent l'eau à travers le faisceau évaporateur. L'eau est entièrement vaporisée dans le faisceau, et, en fonction de la charge, la vapeur est même surchauffée en sortie. Elle est également appelée à vaporisation instantanée, Once-through (à passage unique). Ces chaudières sont appelées « chaudières tour ». Les tubes écrans ne sont plus verticaux. Dans les chaudières à circulation forcée l'eau ne circule pas plusieurs fois en boucle avant d'être vaporisée, mais rentre dans les tubes évaporateurs du foyer sous forme liquide et en ressort sous forme de vapeur saturée, d'où les appellations de chaudières « mono tubulaires » ou de chaudières « once through ». La circulation de l'eau dans l'évaporateur est assurée par des pompes à très haute pression.

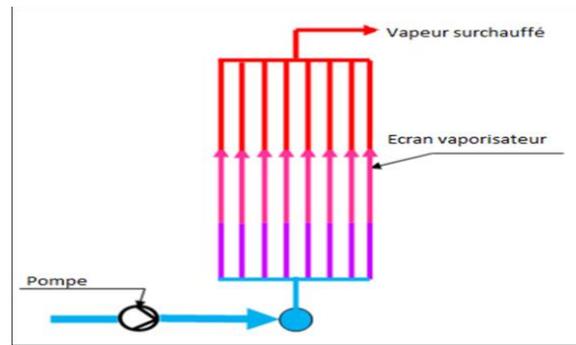


Figure I.8. Chaudière de récupération à circulation forcée

I.3.3. Niveau de pression

I.3.3.1. Chaudière à un niveau de pression (1P)

Pour ce qui concerne le classement qui se fait en fonction du nombre de niveau de pression, la chaudière est dite à un niveau de pression (1P) si elle comporte un économiseur, un évaporateur associé à un ballon et un surchauffeur.

Dans une chaudière de récupération (horizontale ou verticale), les gaz d'échappement d'une turbine à combustion rencontrent successivement :

- Un surchauffeur : la vapeur provenant du ballon à l'état saturé est surchauffée ;
- Un évaporateur : l'eau provenant de l'économiseur (à l'état liquide sous-saturé) passe à l'état saturé. Le mélange diphasique est admis dans le ballon où se fait la séparation liquide/vapeur provenant de l'évaporateur. La partie liquide circule à nouveau dans l'évaporateur naturellement (thermosiphon) ou de manière assistée (pompe de circulation) jusqu'à la vaporisation ;
- Un économiseur : l'eau en provenance d'une bache ou du circuit d'extraction est réchauffée jusqu'à une température voisine de son point de saturation, mais en restant à l'état liquide.

Le cycle à un niveau de pression est le plus simple des cycles eau-vapeur dans les chaudières de récupération des centrales à cycle combiné.

I.3.3.2. Chaudière à deux niveaux de pression (2P)

La chaudière est à deux niveaux de pression (2P) s'il y a deux séries d'échangeurs. L'un à haute pression (HP) (il récupère la chaleur à haute température) et l'autre à basse pression (BP) (il récupère la chaleur à basse température).

Des améliorations de rendement sont possibles en adoptant un cycle eau-vapeur à deux niveaux de pression.

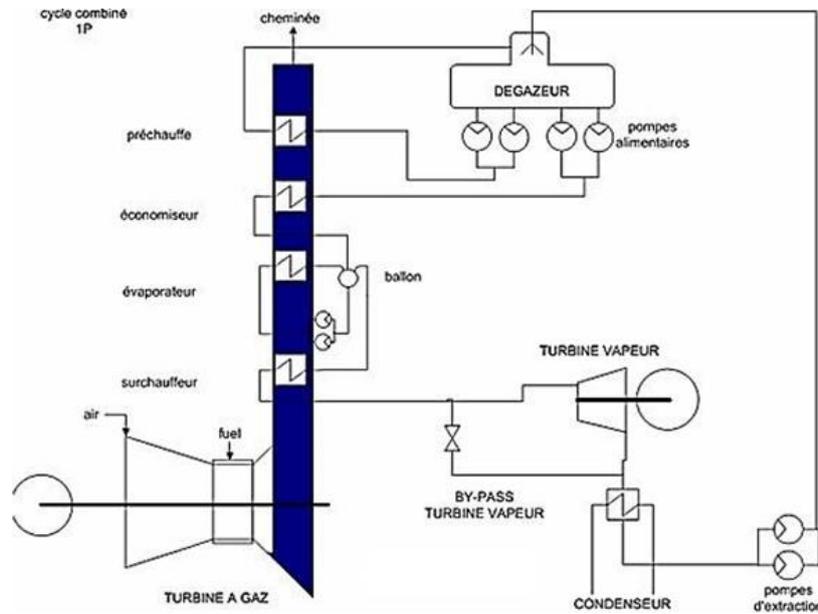


Figure I.9. Chaudière de récupération avec un seul niveau de pression

I.3.3.3. Chaudière à trois niveaux de pression (3P)

On peut trouver aussi des chaudières à trois niveaux de pression (3P), mais la complexité de l'installation sera accrue. Ce type de chaudière comporte trois circuits distincts : un circuit basse pression, un circuit moyenne pression et un circuit haute pression.

Cependant, la complexité de l'installation est accrue, aussi bien dans la chaudière, qui est équipée d'un circuit MP supplémentaire, que dans la turbine à vapeur, qui nécessite un collecteur pour la vapeur MP.

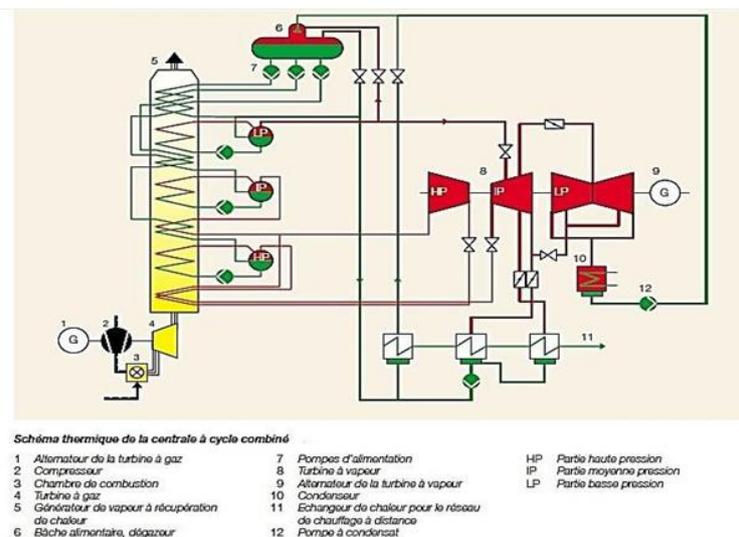


Figure I.10. Chaudière de récupération avec 3 niveaux de pression

I.3.4. Cycle

Deux autres critères permettent également le classement des chaudières de récupération. Le premier critère consiste en l'existence ou non de la resurchauffe (la resurchauffe aide à améliorer le rendement du cycle thermodynamique).

I.3.4.1. Sans resurchauffe

Dans une chaudière de récupération sans resurchauffe, la vaporisation est obtenue uniquement par les gaz chauds dégagés par la turbine à gaz.

I.3.4.2. Avec resurchauffe

La resurchauffe sert à améliorer le rendement du cycle thermodynamique. Cette amélioration exige l'utilisation d'un autre corps de turbine à savoir le corps moyenne pression (MP).

I.3.5. Apport énergétique

I.3.5.1. Sans post-combustion

Les chaudières de récupération sans poste de combustion sont des chaudières qui utilisent une autre source énergétique sans présence d'une flamme, par exemple des gaz d'échappement d'une turbine à gaz (le cas de la HRSG de Terga).

I.3.5.2. Avec post-combustion

La postcombustion a lieu en entrée de la chaudière de récupération grâce à une rampe de brûleurs. Le combustible injecté est du gaz naturel.

La postcombustion peut éventuellement se justifier lorsque le coût du combustible est faible. Les brûleurs de postcombustion sont généralement des brûleurs mixtes gaz – fuel. Ils sont disposés en aval du registre (diverter) de la TAG à l'entrée de la gaine de liaison chaudière (HRSG).

I.3.6. Avec ou sans le registre (ou by-pass)

Le registre (ou by-pass) permet de sélectionner la gaine de sortie des fumées, soit à travers le générateur de récupération soit directement à l'atmosphère, ce qui permet au groupe de fonctionner en cycle simple ou cycle combiné.

Ce registre n'est pas indispensable au fonctionnement d'une centrale à cycle combiné. Si ce système a été retenu, il est installé sur la gaine d'échappement des fumées en sortie de la turbine à combustion, avant la chaudière de récupération.

I.3.6.1. Installation avec un bypass de fumées

Cette configuration permet de démarrer rapidement la ou les turbines à combustion suivant leur séquence de fonctionnement, sans se préoccuper des matériels du cycle eau-vapeur.

Pendant le démarrage et la prise de charge de la ou les turbines à combustion, les fumées sont évacuées par le bypass. Par la suite, une partie croissante des fumées est envoyée à la chaudière de récupération associée afin de la conditionner en température et pression.

I.3.6.2. Installation sans un bypass de fumées

La problématique est un peu différente car l'absence de bypass de fumées ne permet pas de démarrer la ou les turbines à combustion sans se préoccuper du cycle eau-vapeur associé. Les gaz d'échappement des turbines à combustion sont obligatoirement évacués par les chaudières de récupération. Le gradient de prise de charge doit donc être adapté aux contraintes de la chaudière et de la turbine à vapeur.

I.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit la chaudière étudiée, son fonctionnement et ses différents éléments périphériques. Nous pouvons conclure que la chaudière est un système assez central en raison de sa composition en plusieurs sous-systèmes, chacun réalisant une fonction spécifique (combustion, évaporation, surchauffage, etc.). Elle nécessite donc un haut niveau de surveillance pour garantir un degré de sécurité suffisant.

Chapitre II

Problèmes rencontrés sur les chaudières

II.1. Introduction

La qualité de l'eau d'alimentation est un facteur critique pour assurer le bon fonctionnement des chaudières. Des paramètres chimiques tels que la conductivité, le pH, les niveaux de sels, de silice et de sodium, ainsi que le taux d'oxygène dissous, doivent être surveillés de près pour prévenir les problèmes potentiels.

En effet, la fonction principale d'une chaudière est de produire de la vapeur à une pression et une température spécifique à partir de l'eau d'alimentation. Si cette eau contient des impuretés ou des niveaux inappropriés de certains composants, cela peut entraîner des problèmes de performance, voire des dommages aux équipements tels que la chaudière elle-même ou la turbine à vapeur qui utilise cette vapeur pour produire de l'électricité.

La surveillance régulière de ces paramètres et la mise en œuvre de mesures correctives appropriées, telles que le traitement de l'eau, sont essentielles pour maintenir le bon fonctionnement et la durabilité des chaudières et des systèmes associés. Cela contribue également à assurer la sécurité des opérations et à minimiser les risques d'incidents ou de pannes.

II.2. Problèmes rencontrés sur les chaudières de récupération

II.2.1. Entartrage

L'entartrage des chaudières est en effet un problème courant qui peut affecter leur efficacité et leur durabilité. Ce phénomène est généralement causé par la précipitation des impuretés présentes dans l'eau, qui se déposent sur les surfaces de transfert de chaleur ou sur le métal, formant des dépôts durs et adhérents.

Lorsque l'eau s'évapore dans la chaudière, la concentration en impuretés augmente, ce qui favorise la formation de dépôts. Ces dépôts peuvent interférer avec les transferts de chaleur en isolant les surfaces de chauffe, ce qui réduit l'efficacité du système. De plus, ils peuvent créer des points chauds sur les surfaces métalliques, ce qui peut entraîner des surchauffes locales et endommager la chaudière.

Le mécanisme sous-jacent de l'entartrage est lié à la saturation des substances minérales présentes dans l'eau, provoquée par l'élévation de la température et la concentration en solides à l'interface entre les tubes et l'eau. Lorsque cette saturation est dépassée, les minéraux se précipitent et forment des dépôts, contribuant ainsi à l'entartrage.

Pour prévenir l'entartrage, il est essentiel de surveiller attentivement la qualité de l'eau d'alimentation et de mettre en œuvre des stratégies de traitement de l'eau appropriées, telles que la désionisation ou l'osmose inverse, pour réduire la concentration en impuretés. Un nettoyage régulier des surfaces de transfert de chaleur et l'utilisation de produits chimiques anti-incrustants peuvent également aider à

minimiser les dépôts et à maintenir les performances optimales de la chaudière.



Figure II.1 : Tube d'eau de chaudière entartré

L'entartrage est principalement causé par la présence de sels de calcium et de magnésium, notamment sous forme de carbonates ou de sulfates, qui ont tendance à être moins solubles à haute température qu'à basse température. De plus, une concentration élevée en silice, en relation avec l'alcalinité de l'eau de chaudière, peut également contribuer à la formation de dépôts.

- Les dépôts de carbonates sont généralement granulaires et parfois poreux. Ils peuvent être facilement identifiés en envoyant le tartre dans une solution acide, ce qui provoque une effervescence due à la libération de dioxyde de carbone.
- Les dépôts de sulfates, en revanche, sont plus durs et plus denses que les dépôts de carbonates en raison de la taille plus petite et de la compacité des cristaux.
- Les dépôts de fer, qui peuvent être dus à la corrosion ou à la contamination par du fer dans l'eau, sont souvent de couleur foncée et peuvent être magnétiques. Ils sont solubles dans les acides forts, produisant une solution de couleur marron foncé.

La connaissance de ces différentes caractéristiques des dépôts peut être précieuse pour identifier la nature des dépôts dans une chaudière et choisir les méthodes de nettoyage et de traitement appropriées pour les éliminer.

II.2.2. Moussage et primage

Le primage, qui est le transfert de gouttelettes d'eau en grande quantité dans la vapeur, peut entraîner une diminution de l'efficacité énergétique de la vapeur et causer des dépôts de cristaux de sels dans les surchauffeurs et les turbines. Ceci est souvent causé par une concentration élevée de solides dans l'eau de la chaudière, ce qui peut entraîner du moussage à la surface de l'eau. Le moussage, à son tour, crée des bulles ou de la mousse à la surface de l'eau de la chaudière, qui sont emportées avec la vapeur.

Pour éviter le moussage et le primage, il est crucial de maintenir une concentration en solides dans l'eau de la chaudière à des niveaux appropriés. Il est également important de ne pas surcharger les

chaudières et d'éviter les fluctuations brusques de la demande de vapeur. Une bonne construction de la chaudière et une surveillance régulière de la qualité de l'eau sont également des mesures préventives essentielles.

II.2.3. Corrosion

La corrosion, qui est le processus de retour d'un métal à son état de minerai, est en effet un problème pertinent dans les chaudières en raison de l'eau présente. Elle peut prendre différentes formes, de l'attaque générale sur une large surface à une attaque très localisée.

La protection contre la corrosion dans un système de chaudière dépend de plusieurs facteurs, notamment la température, le pH et la teneur en oxygène de l'eau. Des températures élevées, des niveaux de pH élevés ou bas, ainsi que des concentrations élevées en oxygène augmentent généralement le taux de corrosion de l'acier.

Les techniques pour lutter contre la corrosion varient en fonction du type de corrosion rencontré. Les méthodes principales incluent le maintien d'un pH adéquat, le contrôle de l'oxygène et des dépôts, ainsi que la réduction des contraintes grâce à la conception et aux conditions de service.

La désaération, ainsi que l'utilisation de dégazeurs, sont des moyens efficaces pour éviter la corrosion en éliminant les gaz dissous, principalement l'oxygène et le dioxyde de carbone. Cela permet de réduire la probabilité de corrosion et d'assurer un fonctionnement plus sûr et plus efficace de la chaudière.

II.3. Lutte contre les problèmes causés par l'eau

Nous avons mis en lumière l'importance cruciale de la qualité de l'eau dans l'industrie. En effet, avec l'augmentation de la demande en eau potable à travers le monde, l'industrie se retrouve à utiliser des sources d'eau variées, y compris des eaux de surface moins coûteuses, voire de l'eau de mer dans certains cas.

Pour assurer un fonctionnement efficace et sûr des chaudières, il est essentiel de comprendre les caractéristiques requises pour l'eau d'alimentation. Idéalement, cette eau devrait être exempte de matières en suspension, avec un faible résidu sec, et une concentration réduite en éléments indésirables tels que l'oxygène dissous, le fer, le cuivre, la silice, et autres impuretés.

Il est important de maintenir ces caractéristiques dans les limites de tolérance pour éviter les problèmes de corrosion, d'encrassement et de performance des chaudières. Une surveillance régulière de la qualité de l'eau et l'utilisation de techniques appropriées de traitement de l'eau sont donc indispensables pour garantir un fonctionnement optimal des chaudières industrielles.

II.3.1. Protection contre la corrosion

Les principales méthodes de lutte contre la corrosion, qui sont en effet largement utilisées dans l'industrie :

➤ Protection active :

- La protection cathodique : Cette méthode consiste à utiliser un matériau sacrificiel ou à appliquer un courant électrique pour protéger la structure métallique de la corrosion en favorisant la formation des ions cathodiques.
- La protection anodique : Elle implique la polarisation de la surface métallique pour prévenir la corrosion en la rendant anodique par rapport à d'autres métaux dans le même système.

➤ Inhibiteurs de corrosion :

Les inhibiteurs de corrosion sont des produits chimiques ajoutés à l'eau ou au fluide pour réduire ou prévenir la corrosion en formant une couche protectrice sur la surface métallique.

➤ Protection passive par revêtement :

Cette méthode implique l'application d'un revêtement protecteur sur la surface métallique pour empêcher son contact direct avec l'environnement corrosif. Les revêtements peuvent être des peintures, des émaux, des polymères, etc.

➤ Protection par modification du milieu :

Cette méthode vise à modifier les conditions de l'environnement pour réduire son potentiel corrosif. Cela peut inclure des changements dans la composition chimique de l'eau, la température, le pH, la teneur en oxygène, etc.

En combinant ces méthodes de lutte contre la corrosion et en les adaptant aux conditions spécifiques de chaque application, il est possible de minimiser les risques de corrosion et de maintenir l'intégrité des équipements métalliques dans divers environnements industriels.

II.3.2. Protection contre l'entartrage

Voici un bref aperçu de ces solutions :

➤ Décarbonatation à la chaux :

Ce processus implique l'ajout de chaux (hydroxyde de calcium) à l'eau pour précipiter les ions carbonates et les éliminer sous forme de carbonate de calcium insoluble. Cela réduit la dureté de l'eau et prévient la formation de dépôts de calcaire.

➤ Décarbonatation sur les résines carboxyliques :

Dans ce processus, des résines échangeuses d'ions carboxyliques sont utilisées pour éliminer les ions carbonates de l'eau en les échangeant avec des ions sodium ou d'autres ions moins problématiques.

➤ Injection des acides (lessivage) :

Cette méthode consiste à injecter des acides tels que l'acide sulfurique ou l'acide phosphorique dans l'eau pour dissoudre les dépôts de carbonate de calcium et de magnésium, les rendant ainsi solubles et évitant leur accumulation.

➤ Séquestration par polyphosphate :

Les polyphosphates sont ajoutés à l'eau pour former des complexes avec les ions de calcium et de magnésium, empêchant ainsi leur précipitation et la formation de dépôts.

➤ Adoucissement sur résines échangeuses d'ions :

Dans ce processus, des résines échangeuses d'ions sont utilisées pour éliminer les ions de calcium et de magnésium responsables de la dureté de l'eau en les échangeant avec des ions sodium ou d'autres ions moins problématiques.

Ces solutions sont efficaces pour traiter l'eau et prévenir les problèmes de corrosion, d'encrassement et d'autres complications dans les systèmes industriels, y compris les chaudières. Le choix de la méthode dépendra des caractéristiques spécifiques de l'eau et des exigences de l'application industrielle.

II.3.3. Protection contre le moussage et le primage

Nous avons expliqué de manière détaillée les mesures préventives pour éviter le moussage et le primage dans les chaudières, ainsi que les problèmes associés à la contamination des condensats et à l'accumulation de sels dissous dans l'eau d'alimentation des chaudières.

Pour prévenir le moussage et le primage, il est crucial de maintenir une concentration en solides dans l'eau de chaudière à des niveaux bas, d'éviter les charges excessives dans les chaudières et les changements soudains de charge. L'utilisation d'agents chimiques anti-moussage et anti-primage peut également être efficace pour éliminer la mousse et prévenir le transfert de fines particules dans la vapeur.

Concernant l'eau d'alimentation des chaudières, l'accumulation de sels dissous peut conduire à la formation de dépôts à l'intérieur de la chaudière, réduisant ainsi son efficacité. De plus, les gaz dissous tels que l'oxygène et le dioxyde de carbone peuvent entraîner une corrosion des métaux dans les systèmes de chaudière.

Pour protéger la chaudière contre ces contaminants, il est essentiel de les contrôler ou de les éliminer par le biais de traitements internes ou externes. Le traitement externe consiste à réduire ou éliminer les impuretés de l'eau avant qu'elles n'entrent dans la chaudière, ce qui est particulièrement nécessaire lorsque la quantité d'impuretés dans l'eau d'alimentation est trop élevée pour être tolérée par le système de la chaudière.

II.4. Processus de la corrosion

Les deux principaux facteurs qui contribuent à la corrosion dans les chaudières sont :

➤ Faible alcalinité de l'eau :

L'alcalinité de l'eau dans les chaudières est importante car elle aide à maintenir un pH élevé, ce qui peut protéger les surfaces métalliques contre la corrosion. Lorsque l'alcalinité de l'eau est faible, le pH peut diminuer, ce qui rend les surfaces métalliques plus susceptibles à la corrosion.

➤ Exposition à l'oxygène :

L'exposition à l'oxygène, que ce soit pendant les périodes de fonctionnement ou les périodes d'arrêt, peut également favoriser la corrosion des métaux dans les chaudières. L'oxygène dissous dans l'eau peut réagir avec les métaux pour former des oxydes métalliques, ce qui peut endommager les surfaces et compromettre l'intégrité structurelle de la chaudière.

Pour prévenir la corrosion dans les chaudières, il est donc important de maintenir une alcalinité appropriée dans l'eau et de minimiser l'exposition des métaux à l'oxygène. Cela peut être réalisé par le biais de traitements de l'eau, tels que l'ajout de produits chimiques pour ajuster le pH et l'élimination de l'oxygène dissous par désaération ou par l'utilisation de produits chimiques désaérant. De plus, des revêtements protecteurs peuvent être appliqués sur les surfaces métalliques pour les protéger contre l'exposition à l'oxygène et d'autres agents corrosifs.

II.4.1. Mécanisme de la corrosion

Le mécanisme de la corrosion peut être divisé en deux principaux types : la corrosion chimique et la corrosion électrochimique.

II.4.1.1. Corrosion chimique

En présence d'oxygène sec, les métaux peuvent réagir directement avec l'oxygène pour former des oxydes métalliques. Cette réaction est purement chimique et ne nécessite pas le passage d'un courant électrique. Lorsque les métaux sont exposés à l'air sec, ils développent généralement une fine couche d'oxyde métallique protectrice qui les protège contre une corrosion excessive. [3]

II.4.1.2. Corrosion électrochimique

Dans un milieu aqueux, la corrosion se produit de manière plus rapide et insidieuse en raison d'un mécanisme électrochimique. Dans ce processus, une pile électrochimique est formée, impliquant un métal, un électrolyte (comme l'eau) et un couple électrochimique. Les métaux sont sujet à une oxydation (libération d'électrons) et une réduction (gain d'électrons) qui se produisent simultanément sur différentes parties de la surface métallique. Cela crée des différences de potentiel électrique à travers la surface métallique, conduisant à la corrosion.

Le diagramme de pile décrit la réaction électrochimique qui se produit lors de la corrosion. Il montre comment différents métaux et couples électrochimiques interagissent dans un milieu aqueux pour former une pile électrochimique, conduisant à la corrosion du métal. [3]

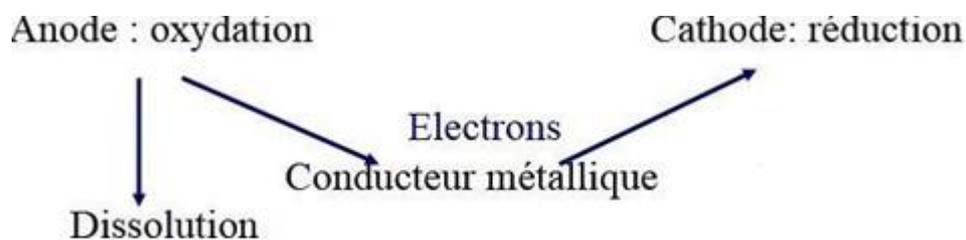


Figure II.2. Corrosion Électrochimique

II.4.2. Types de corrosion

II.4.2.1. Corrosion uniforme

La corrosion uniforme est un type de corrosion où le métal se dissout régulièrement et uniformément sur toute sa surface. Cette dissolution uniforme entraîne une diminution de l'épaisseur du métal, ce qui se traduit par une perte de poids. La résistance mécanique du métal diminue proportionnellement à la diminution de son épaisseur.

Ce type de corrosion est généralement considéré comme contrôlable, car il peut être surveillé à l'aide de techniques telles que la mesure de la perte d'épaisseur et l'analyse des fluides circulant autour des surfaces métalliques. La corrosion uniforme est souvent qualifiée de généralisée, car elle affecte de manière uniforme toutes les parties exposées du métal, entraînant un amincissement uniforme des parois des tubes ou des surfaces métalliques.

Bien que la corrosion uniforme puisse être moins problématique que d'autres formes de corrosion plus localisées, elle peut toujours entraîner une dégradation significative des structures métalliques et nécessiter une surveillance et des mesures de protection appropriées pour prévenir tout dommage excessif. [4]



Figure II.3. Corrosion généralisée

II.4.2.2. Corrosion localisée

La corrosion localisée est un type de corrosion où l'attaque de la surface métallique se produit de manière non uniforme sur des zones spécifiques présentant des caractéristiques différentes de la surface environnante.

Dans la corrosion localisée, l'attaque peut commencer sur des défauts de surface tels que des rayures, des crevasses, des microfissures ou des zones avec des différences de composition chimique. Une fois que l'attaque s'amorce, elle peut se propager en profondeur de manière irrégulière, créant des zones de corrosion plus prononcées et altérant la structure métallique.

Contrairement à la corrosion uniforme où la perte de poids peut être utilisée comme indicateur de la gravité de la corrosion, dans le cas de la corrosion localisée, la perte de poids ne peut pas toujours être utilisée comme indice fiable de suivi du phénomène, car l'attaque se produit de manière non uniforme et peut ne pas être détectée par des mesures de perte de poids.

Le contrôle de la corrosion localisée est beaucoup plus complexe que dans le cas de la corrosion uniforme, car il nécessite une surveillance régulière des zones sensibles, ainsi que des mesures préventives ciblées telles que l'application de revêtements protecteurs, la correction des défauts de surface et le maintien de conditions environnementales appropriées pour réduire les risques de corrosion. [4]

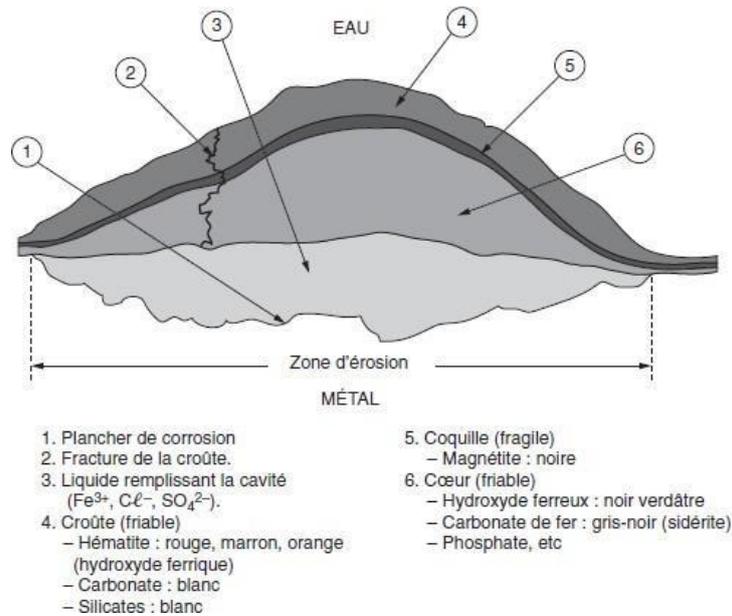


Figure II.4. Corrosion des métaux modèle de cellule localisée

Il y a plusieurs formes de corrosion localisée :

➤ Corrosion par piqûre :

La corrosion par piqûres est en effet l'une des formes les plus insidieuses et destructives de corrosion. Contrairement à la corrosion uniforme où l'attaque se produit de manière uniforme sur toute la surface métallique, la corrosion par piqûres se limite à des zones très localisées, créant des trous ou des piqûres dans le métal. Ces piqûres peuvent progresser rapidement en profondeur, même si le reste de la surface métallique semble intact.

Ce type de corrosion peut être particulièrement dangereux car il peut perforer une installation en quelques jours seulement, sans qu'une perte de poids significative de l'ensemble n'apparaisse. Cela signifie que la corrosion par piqûres peut passer inaperçue pendant un certain temps, ce qui peut entraîner des dommages importants avant qu'elle ne soit détectée.

La prévention de la corrosion par piqûres nécessite une surveillance régulière des zones sensibles, ainsi que des mesures préventives telles que l'application de revêtements protecteurs, la correction des défauts de surface et le maintien de conditions environnementales appropriées pour réduire les risques de corrosion. [4]



Figure II.5. Corrosion par piqure

➤ Corrosion galvanique :

La corrosion galvanique, qui se produit lorsque deux métaux différents entrent en contact dans une solution conductrice, permettant ainsi le passage d'un courant électrique. Dans ce processus, l'un des métaux agit comme une anode et se corrode plus rapidement, tandis que l'autre métal agit comme une cathode et reste relativement protégé.

Dans le contexte des systèmes de chaudières, la corrosion galvanique peut survenir en raison de la présence de cuivre dans le parcours de l'eau. Les ions cuivre (Cu^{++}) présents dans l'eau, même à des concentrations très faibles (inférieures au mg/l), peuvent entraîner une corrosion accélérée par électrodéposition de cuivre sur les surfaces métalliques. Cette électrodéposition de cuivre peut aggraver la corrosion et causer des dommages importants aux équipements.

La corrosion galvanique peut également se produire en raison de différences de composition entre des parties en métal identiques, ou en raison de soudures qui ont modifié les propriétés du métal, créant ainsi des zones avec des potentiels électrochimiques différents.

Pour prévenir la corrosion galvanique dans les systèmes de chaudières, il est important de prendre des mesures telles que l'isolation électrique des métaux différents, l'utilisation de revêtements protecteurs, et la surveillance régulière de la composition chimique de l'eau pour détecter la présence d'ions métalliques potentiellement corrosifs. [4]



Figure II.6. Corrosion galvanique

➤ Corrosion caverneuse

Dans ce processus, les parties de la structure métallique situées dans des zones peu accessibles à l'oxygène, telles que les fentes, les joints soudés ou les zones confinées, sont sujettes à une attaque sélective. Cela se produit car ces zones créent des conditions locales qui favorisent la concentration d'ions corrosifs, ce qui conduit à une corrosion accélérée à ces endroits. [4]



Figure II.7. Corrosion caverneuse

II.5. Classification des facteurs de corrosion [4]

II.5.1. Milieu d'attaque

- Concentration du réactif.
- Impuretés.
- Teneur en oxygène.
- Température.
- Pression.
- Particules solides.

II.5.2. Nature du métal

- Composition du métal ou de l'alliage.
- Procédé d'élaboration.
- Impuretés.
- Traitements thermiques.
- Additions protectrices.

II.5.3. Conditions d'emploi

- Etat de surface.
- Moyens de protection.
- Forme des pièces.
- Condition d'entretien.
- Pièces soumises à des sollicitations mécaniques.

- Emploi d'inhibiteur.
- Procédé d'assemblage (soudure, brasure).

II.5.4. Influence du temps

- Métaux ne subissant pas le vieillissement.
- Condition d'entretien.
- Tension mécanique.
- Température.
- Modification des enduits de protection.

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons évoqué les problèmes rencontrés aux chaudières tels que la corrosion, le moussage, le primage, et proposé des solutions pour les réduire.

Chapitre III

Présentation de la centrale électrique Terga (SKE)

III.1. Introduction

Une centrale électrique est en effet un site industriel spécialisé dans la production d'électricité. Elle alimente ensuite le réseau électrique pour fournir de l'électricité aux consommateurs finaux.

La production d'électricité dans une centrale électrique repose sur la conversion d'une source d'énergie primaire en énergie électrique. Cette source d'énergie primaire peut être de nature mécanique, telle que la force du vent, la force de l'eau des rivières ou des marées, ou encore de nature chimique, comme les réactions d'oxydoréduction avec des combustibles (qu'ils soient fossiles ou non, comme la biomasse), nucléaires ou solaires.

Chaque type de centrale électrique utilise des technologies spécifiques pour convertir l'énergie primaire en électricité. Par exemple, les centrales hydroélectriques utilisent la force de l'eau pour faire tourner des turbines qui actionnent des générateurs électriques, tandis que les centrales thermiques exploitent la chaleur dégagée par la combustion de combustibles fossiles ou la fission nucléaire pour produire de la vapeur qui fait également tourner des turbines connectées à des générateurs électriques.

En résumé, les centrales électriques jouent un rôle essentiel dans la fourniture d'électricité à grande échelle, en transformant différentes formes d'énergie primaire en électricité utilisable.

III.2. Historique

Le début de réalisation de la centrale était en 2008 par le Consortium ALSTOM/ORASCOM, mise en exploitation en 2012, elle contribue de 10% de la production nationale. La centrale électrique à cycle combiné se compose de trois unités.

Chaque unité se compose de :

- Une turbine à gaz (TG) industrielle de grande puissance Alstom type GT26 équipée d'un système de combustion séquentielle à prémélange pauvre et faible émission de NOX.
- Un cycle eau/vapeur à triple pression de réchauffage avec chaudière de récupération HSRG.
- Une turbine à vapeur (TV) composée de deux corps à triple pression de réchauffage avec corps double installé sur un plancher.
- Un alternateur refroidi à l'hydrogène H₂, commun à la TG et la TV.

L'économie algérienne repose généralement sur l'énergie fossile, afin de produire de l'énergie électrique à partir des centrales thermoélectriques ; on utilise généralement des machines appelées les turbines. Dans le cas de la centrale électrique de Terga, le système est basé sur le principe de cycle combiné TGV, elle comprend trois groupes de 400 MW de puissance de production dont l'énergie totalement générée est de 1200 MWh ; c'est une centrale de fabrication Alstom (société française).

III.3. Situation géographique du complexe

La centrale électrique SKE est située dans l'Ouest de l'Algérie, à 25 km à Ain Témouchent. Cette centrale électrique est la première centrale à cycle combiné KA26 en Algérie et en Afrique. [5]



Figure III.1. Localisation de la centrale électrique de Terga

III.4. Unité principale de la production d'énergie électrique

- La centrale électrique à cycle combiné de Terga se compose de trois unités « mono-arbre » (ou single shaft) KA26-1.
- Chaque unité se compose d':
 - Une turbine à gaz (TG) ALSTOM type GT26 équipée d'un système de combustion séquentielle à prémélange pauvre et à faibles émissions de NOX.
 - Un cycle eau / vapeur à trois niveaux de pression et resurchauffe avec chaudière de récupération.
 - Une turbine à vapeur (TV) deux corps à trois niveaux de pression et resurchauffe.
 - Un alternateur refroidi à l'hydrogène, commun aux deux turbines.
- La puissance nette garantie d'une tranche en cycle combiné est basse.
- Été sur les conditions nominales de fonctionnement est définie de manière suivante :
 - 374 840 kW pour une marche au gaz naturel
 - 369 475 kW pour une marche au fioul
- La puissance électrique fournie au réseau par un courant triphasé 50 Hz à et 400 kV de tension nominale côté Haute Tension du transformateur élévateur, à la sous-station de Terga.
- La zone qui contient les groupe turbines et alternateur est référé sous le code B51. [6]

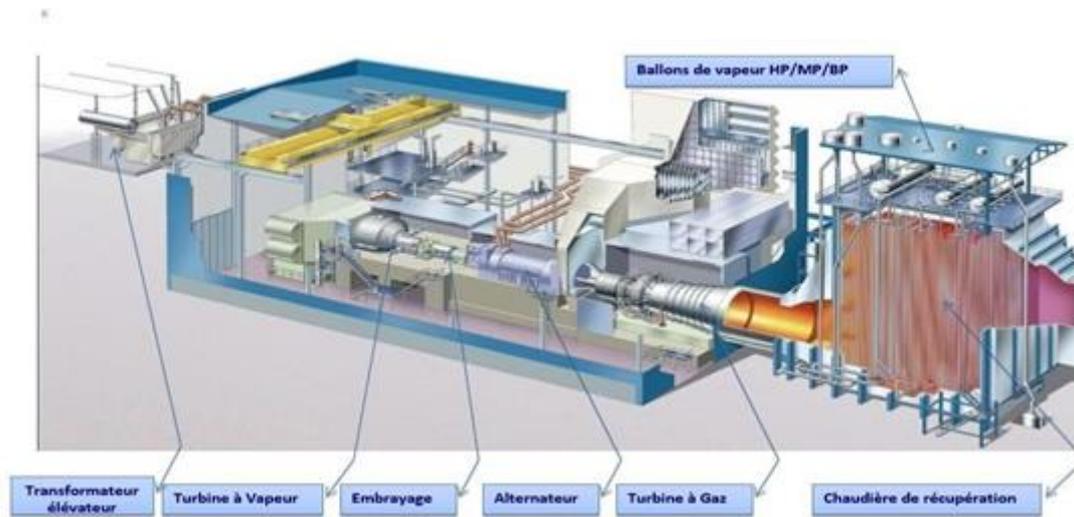


Figure III.2. Unité de production énergétique

III.4.1. Turbine à gaz GT26 [7]

La conception de la turbine à gaz et l'exécution des principaux composants des turbines à gaz type GT26 sont décrits dans l'ordre de la traversée des équipements par le flux du fluide moteur :

- Système d'admission d'air.
- Compresseur à air axial.
- Chambres de combustion séquentielles.
- Turbines à haute et à basse pression.
- Système de gaz d'échappement.

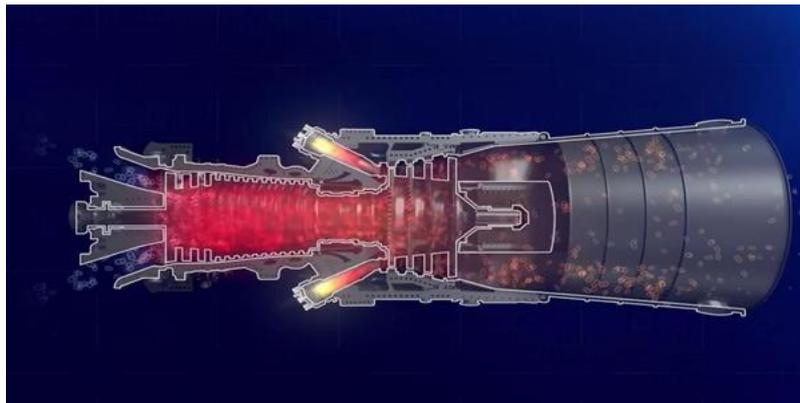


Figure III.3. Turbine à gaz GT26

Tableau III.1. Caractéristiques techniques type (GT26)

Turbine à gaz, compresseur et chambres de combustion	GT26
Vitesse de rotation/ fréquence	3 000 tr/min / 50 Hz
Type de combustible	Gaz naturel ou gasoil
Nombre d'étages de compresseur	22
Nombre d'étages de purge	3
Nombre d'étages de turbine	1 HP, 4 BP
Chambre de combustion annulaire EV	24 brûleurs
Chambre de combustion annulaire SEV	24 brûleurs

III.4.2. Turbine à vapeur [8]

III.4.2.1. Turbine à vapeur dans les cycles combiné / mixte

La turbine à vapeur est conçue pour être utilisée avec des turbines à gaz dans une centrale électrique à cycle combiné. La vapeur générée dans le générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) fournit à la turbine à vapeur au moins deux niveaux de pression de vapeur. Le débit massique provenant de la chaudière de récupération (HRSG), comprenant un débit haute pression (HP), à pression intermédiaire (PI) et basse pression (BP) alimente la turbine à vapeur. Cette unité à un arbre, possédant un alternateur commun situé entre les turbines à gaz et à vapeur, permet d'obtenir des dimensions de bâti de machine avantageuses.

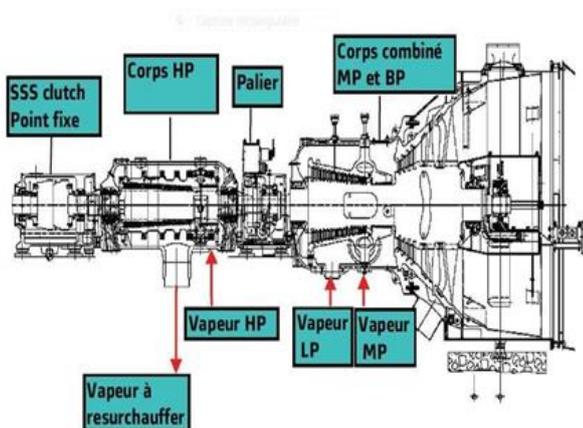
**Figure III.4.** Schéma d'une TV**Figure III.5.** Vue réelle de TV

Tableau III.2. Caractéristiques techniques de la turbine à vapeur

Fiche technique	
Nom de la centrale	TERGA
Type de machine	VLD - HCY050/1 - ALM -MCG250/2 - NE41BA
Type de centrale	KA26B-1 - 1 RH 141 SSPT
Puissance	156,64 MW
Vitesse	3000 tr/min
Pression de la vapeur vive	134,9 bar
Température de la vapeur vive	565 °C
Pression de la vapeur après réchauffement	28,03 bar
Température de la vapeur après réchauffement	565 °C
Pression d'admission de la vapeur tierce	4,53 bar
Température de pression tierce	280,1 °C
Pression du condenseur	0,059 bar

III.4.3. Alternateur [9]

III.4.3.1. Principe de fonctionnement

L'alternateur convertit la puissance mécanique fournie par la turbine à l'accouplement du rotor en puissance électrique, soit en continu à la charge indiquée soit dans des conditions de charge partielle, de cycle de chargement ou de fonctionnement en deux équipes avec une fiabilité, une efficacité et une durée de vie optimales. La machine est construite pour résister à une large plage de conditions de fonctionnement anormales, telles que des charges de séquence négatives ou des court-circuit soudains.

**Figure III. 6.** Alternateur

III.4.4. Chaudière de récupération A30 [10]

III.4.4.1. Description du système HRSG

La centrale de Terga est une centrale à turbine à gaz combinée avec une chaudière de récupération (HRSG) à triple pression comportant des turbines à vapeur HP/MP/BP de la centrale à cycle combiné de Terga. Le HRSG utilise le gaz d'échappement chaud provenant de la turbine à gaz pour générer de la vapeur en trois cycles : haute pression, pression intermédiaire et basse pression. La vapeur produite est dirigée vers la turbine à vapeur. Le HRSG est également équipé d'une section réchauffeur pour réchauffer la vapeur qui est passée par la turbine HP puis dirigée vers la turbine MP.

Chacun des trois étages de pression consiste en un économiseur, un évaporateur, un surchauffeur et un ballon. L'eau alimentaire est chauffée dans les économiseurs et est alimentée dans le ballon particulier pour chaque niveau de pression. À partir du ballon, l'eau est transférée dans l'évaporateur où une partie de celle-ci est évaporée. Le mélange vapeur/eau qui en résulte retourne dans le ballon où le mélange est séparé au moyen de séparateurs. La vapeur saturée se dirige vers le surchauffeur.

Les circuits du gaz d'échappement et de l'eau/vapeur sont décrits dans le paragraphe suivant, en commençant par l'admission puis en suivant le circuit du fluide. Les sections d'absorption de chaleur du HRSG sont constituées de modules de pièces sous pression assemblées en atelier. Ces modules peuvent être expédiés par route, chemin de fer ou par voie fluviale, en fonction de leur taille. Chaque module est assemblé en sandwichs pour l'expédition. Les tubes à ailettes du HRSG sont constitués d'ailettes striées ou pleines, enroulées en hélice sur les parois de tubes droits, grâce à un procédé de soudure résistant à haute fréquence, basse pénétration. Les circuits d'évaporateur du HRSG comprennent de gros ballons pour réduire le risque de manque d'eau qui se produisent normalement durant les démarrages à froid. Une tuyauterie de descente séparée est utilisée pour assurer une bonne circulation dans chacun des circuits de l'évaporateur.

III.4.4.2. Cycle thermodynamique eau-vapeur

Ce cycle thermodynamique est un cycle fermé où les transformations thermodynamiques sont les suivantes :

- Compression adiabatique faite par l'intermédiaire des pompes d'extraction.
- Préchauffage d'eau alimentaire par la compression des pompes alimentaires et le préchauffage d'eau au niveau de la bache d'eau alimentaire.
- Chauffage d'eau alimentaire par le passage par les circuits économiseurs.
- Vaporisation et changement d'état physique d'eau alimentaire vers une émulsion vapeur humide (approchement vers le point de saturation).

- Surchauffage de vapeur saturée par les circuits surchauffeurs.
- Resurchauffage de vapeur saturée (la vapeur qui vient après la détente HP va être mélangée avec la vapeur MP surchauffée).
- Détente adiabatique au niveau des turbines HP MP BP.
- Refroidissement isobare de la vapeur détendue par le condenseur (perte d'énergie causée par le refroidissement d'eau de mer), cela résulte un changement d'état vapeur vers eau. [11]

III.4.4.3. Eau alimentaire et composition chimique de l'eau de chaudière [12]

Les principaux objectifs du contrôle de la composition chimique de l'eau sont d'assurer l'intégrité à long terme des matériaux de construction et le bon fonctionnement du cycle de puissance chaudière-turbine. Les types de traitements chimiques particuliers peuvent varier en fonction de nombreux facteurs comme la diversité des matériaux, les conditions de fonctionnement, la conception du système, etc.

Le contrôle chimique de l'eau alimentaire est basé sur les conditions générales suivantes :

- On utilise de l'ammoniac pour contrôler le pH.
- Un désoxygénant n'est pas nécessaire si la concentration d'oxygène est en dessous de 10 ppm (Utilisation du carbohydrazine pour contrôler le taux d'oxygène dissous dans l'eau).
- Pour réduire au minimum le risque de corrosion accélérée par le débit dans les systèmes basse pression, la fourchette de pH a une limite relativement élevée et l'utilisation de produits chimiques organiques pour le traitement n'est pas recommandée.

Le contrôle de la composition chimique de l'eau de chaudière est basé sur les considérations suivantes :

- Une protection générale et spécifique des surfaces des pièces sous pression en cas de pénétration de contaminants.
- L'obtention de la pureté requise pour la vapeur.

Il existe plusieurs méthodes acceptées pour contrôler la composition chimique de l'eau de chaudière. La majeure partie des chaudières de type à ballon utilise cependant encore des formes de traitement au phosphate (concentration de phosphate et pH correspondant).

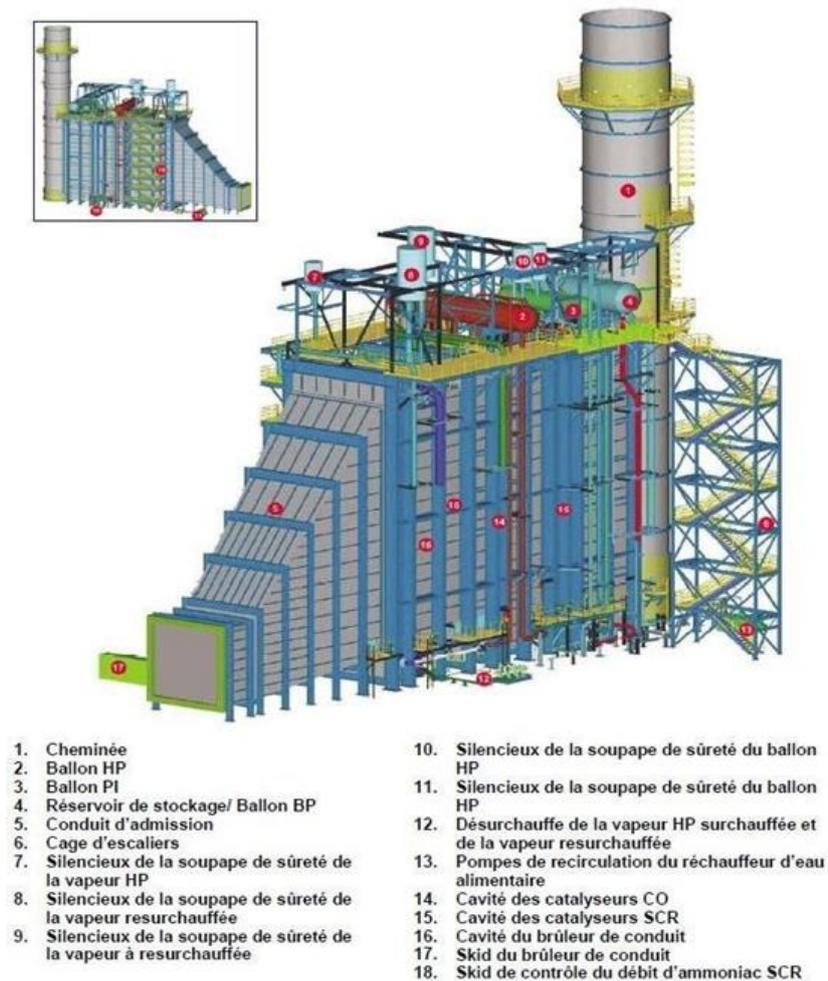


Figure III.7. Vue interne d'une chaudière

III.4.5. Injection chimique B90 [12]

III.4.5.1. Unité d'injection d'ammoniaque

L'ammoniaque est injectée dans la ligne d'extraction des condensats. Une deuxième injection peut être effectuée dans la bêche alimentaire en fonction de la conductivité mesurée.

III.4.5.2. Unité d'injection de désoxygénant

Le désoxygénant est injecté dans la ligne d'extraction des condensats. Le taux d'oxygène dans l'eau alimentaire peut être ajusté grâce à une seconde injection dans la bêche alimentaire.

III.4.5.3. Unité d'injection de phosphate

Le phosphate est injecté dans chaque ballon de la chaudière de récupération afin de contrôler le pH de l'eau, et pour former avec les sels une boue que nous pouvons la drainer pour éliminer la silice par les purges continues, et le plus important le phosphate forme une couche de protection contre la corrosion, cette couche s'appelle la couche magnétite.

III.4.6. Poste d'échantillonnage B91 [13]

Du condenseur à bêche alimentaire à chaudière jusqu'au turbine à vapeur est le plus important et le plus délicat afin d'assurer la production d'électricité. Il y'a des rapports d'analyse pour le cycle eau-vapeur, les chimistes de la centrale électrique sont toujours à la disposition de faire ces analyses. Les analyses réalisées avec les chimistes sont comme suit :

- Mesure de la conductivité spécifique.
- Mesure de la valeur du pH.
- Analyse de la silice, de fer, de sodium, du cuivre, de chlorure, du phosphate, d'hydrazine, de l'ammoniaque.

Les analyses de laboratoire ne sont pas suffisantes, il y'a un système de contrôle automatique s'appelle le poste d'échantillonnage équipé avec les différents appareils de mesure.

III.4.6.1. But du système d'échantillonnage chimique

Le but du système d'échantillonnage chimique est de s'assurer, par échantillonnage, que les propriétés chimiques de la boucle principale d'eau et de vapeur sont conformes aux exigences de fonctionnement et de bonne conservation de l'usine.

III.4.6.2. Description de système d'échantillonnage

En fonctionnement normal, les prélèvements chimiques sur les circuits d'eau et de vapeur sont de deux types :

- Échantillonnage continu automatique (Analyseurs électroniques online).
- Échantillonnage discontinu manuel (Analyses manuelles laboratoire).

Tableau III.3. Intervalles de consigne des paramètres des échantillons (Extractions des mesures depuis le système de contrôle commande ALSPA) :

CONDUCTIVITE EAU EXTRACTION		
28QUL08CQ001		
MAX	20	μS/cm
V-HIGH	0	μS/cm
HIGH	11	μS/cm
LOW	3	μS/cm
V-LOW	0	μS/cm
MIN	0	μS/cm

pH EAU EXTRACTION		
28QUL08CQ003		
MAX	12	
V-HIGH	0	
HIGH	10	
LOW	9	
V-LOW	0	
MIN	7	
O₂ EAU EXTRACTION		
28QUL08CQ002		
MAX	200	Ppb
V-HIGH	100	Ppb
HIGH	50	Ppb
LOW	0	Ppb
V-LOW	0	Ppb
MIN	0	Ppb

Tableau III.4. Seuils des paramètres eau alimentaire

CONDUCTIVITE SPECIFIQUE EAU ALIMENTAIRE ECONOMISEUR		
11QUL07CQ004_XQ50		
MAX	20	μS/cm
V-HIGH	0	μS/cm
HIGH	11	μS/cm
LOW	3	μS/cm
V-LOW	0	μS/cm
MIN	0	μS/cm
O₂ EAU ALIMENTAIRE ECONOMISEUR		
11QUL07CQ002_XQ50		
MAX	200	Ppb
V-HIGH	0	Ppb

HIGH	10	Ppb
LOW	0	Ppb
V-LOW	0	Ppb
MIN	0	Ppb
CONDUCTIVITE CATIONIQUE EAU ALIMENTAIRE ECONOMISEUR		
11QUL07CQ001_XQ50		
MAX	5	Ppb
V-HIGH	0,7	Ppb
HIGH	0,2	Ppb
LOW	0	Ppb
V-LOW	0	Ppb
MIN	0	Ppb

Tableau III.5. Seuils paramètres vapeur HP

CONDUCTIVITE CATIONIQUE VAPEUR HP VAPEUR SURCHAUFFE		
21QUL05CQ011		
MAX	5	μS/cm
V-HIGH	0,5	μS/cm
HIGH	0,2	μS/cm
LOW	0	μS/cm
V-LOW	0	μS/cm
MIN	0	μS/cm
SODIUM VAPEUR HP		
21QUL05CQ006		
MAX	50	Ppb
V-HIGH	15	Ppb
HIGH	10	Ppb
LOW	0	Ppb
V-LOW	0	Ppb
MIN	0	Ppb

SILICE VAPEUR HP		
21QUL05CQ005		
MAX	50	Ppb
V-HIGH	25	Ppb
HIGH	20	Ppb
LOW	0	Ppb
V-LOW	0	Ppb
MIN	0	Ppb
CONDUCTIVITE CATIONIQUE VAPEUR BALLON HP VAPEUR DE SATURATION		
21QUL05CQ001		
MAX	5	μS/cm
V-HIGH	0	μS/cm
HIGH	0	μS/cm
LOW	0	μS/cm
V-LOW	0	μS/cm
MIN	0	μS/cm

Tableau III.6. Seuils paramètres vapeur MP

CONDUCTIVITE CATIONIQUE VAPEUR MP		
21QUL03CQ001		
MAX	5	μS/cm
V-HIGH	0,5	μS/cm
HIGH	0,2	μS/cm
LOW	0	μS/cm
V-LOW	0	μS/cm
MIN	0	μS/cm
SODIUM VAPEUR MP		
21QUL03CQ006		
MAX	50	Ppb
V-HIGH	15	Ppb
HIGH	10	Ppb

LOW	0	Ppb
V-LOW	0	Ppb
MIN	0	Ppb
SILICE VAPEUR MP		
21QUL03CQ005		
MAX	50	Ppb
V-HIGH	25	Ppb
HIGH	20	Ppb
LOW	0	Ppb
V-LOW	0	Ppb
MIN	0	Ppb

Tableau III.7. Seuils paramètres vapeur BP

CONDUCTIVITE CATIONIQUE VAPEUR BP		
21QUL01CQ001		
MAX	5	μS/cm
V-HIGH	0,5	μS/cm
HIGH	0,2	μS/cm
LOW	0	μS/cm
V-LOW	0	μS/cm
MIN	0	μS/cm
SODIUM VAPEUR BP		
21QUL01CQ006		
MAX	50	Ppb
V-HIGH	15	Ppb
HIGH	10	Ppb
LOW	0	Ppb
V-LOW	0	Ppb
MIN	0	Ppb
SILICE VAPEUR BP		
21QUL01CQ005		

MAX	50	Ppb
V-HIGH	25	Ppb
HIGH	20	Ppb
LOW	0	Ppb
V-LOW	0	Ppb
MIN	0	Ppb

III.5. Unités auxiliaires de la centrale électrique

III.5.1. Station de pompage d'eau de mer E02/E40 [14]

La station de pompage est une base indispensable dans le cycle combiné. Elle doit être toujours prête dans de meilleures conditions de fonctionnement. Elle n'alimente pas les groupes de production pour le refroidissement principal individuellement, mais elle alimente les auxiliaires généraux tels que : le dessalement, la station de production d'hypochlorite de sodium, le refroidissement du circuit fermé de refroidissement...etc.

III.5.1.1. But et limite du système

Le rôle principal du système d'eau de circulation est de réfrigérer le condenseur (par les pompes de circulation qui se trouvent dans la zone E40).

III.5.1.2. Système de transfert d'eau de mer E02 vers les bassins de tranquillisation E40

Le système est composé des :

- Travée 1 :
 - Deux pompes (2X50%) de transfert d'eau de circulation 19PAC10/20AP001 alimentant la travée du bassin de tranquillisation vers l'unité 1
 - Une pompe de dilution : 99PAC30AP001
- Travée 2
 - Deux pompes (2X50%) de transfert d'eau de circulation 29PAC10/20AP001 alimentant la travée du bassin de tranquillisation vers l'unité 2
 - Une pompe de dilution : 99PAC30AP002
- Travée 3
 - Deux pompes (2X50%) de transfert d'eau de circulation 39PAC10/20AP001 alimentant la travée du bassin de tranquillisation vers l'unité 3
 - Une pompe de dilution : 99PAC30AP003

III.5.1.3. Système de réfrigération principale des condenseurs (zone E40)

- Deux pompes (2X50%) de circulation eau de mer :19PAC10/20AP011 alimentant en eau froide les réfrigérants de l'unité 1 (Condenseur, échangeur NORIA)
- Deux pompes (2X50%) de circulation eau de mer :29PAC10/20AP011 alimentant en eau froide les réfrigérants de l'unité 2 (Condenseur, échangeur NORIA)
- Deux pompes (2X50%) de circulation eau de mer :39PAC10/20AP011 alimentant en eau froide les réfrigérants de l'unité 3 (Condenseur, échangeur NORIA)

Les échangeurs NORIA servent à refroidir les auxiliaires de chaque unité de production.



Figure III.8. Station pompage

III.5.2. Station électro-chloration E06 [15]

III.5.2.1. But et objectif du système

La production d'une solution d'hypochlorite de sodium à partir d'eau de mer est réalisée par un processus électrochimique produisant une électrolyse partielle du chlorure de sodium contenu dans l'eau de mer. Cette électrolyse partielle est obtenue par passage de l'eau de mer entre des électrodes anodiques et cathodiques alimentées en courant continu. L'installation est essentiellement constituée des équipements suivants :

- Pompes booster d'alimentation d'eau de mer : 4 x 33%. Item 99PBN 01/02/03/04 AP001.
- Filtration eau de mer : 2 x 100 % filtres eau de mer, type autonettoyant automatique. Item 99PBN 11/12 AT001.
- Système de production d'hypochlorite de sodium. 3 x 33 %. Item 99PBN 21/22/23 AZ001.
- Stockage de l'hypochlorite de sodium et système de ventilation H₂ : 2 réservoirs de stockage, référence 99PBN 41/42 BB001 (un seulement en opération) 2 x 100 % ventilateurs de circulation d'air Item 99PBN 61/62 AN001.

- Pompes de dosage continu / choc d'hypochlorite de sodium : 4 x 33%. Item 99PBQ 31/32/33/34 AP001.

III.5.2.2. Caractéristiques techniques

- Référence 99PBN21/2/3AZ001
- Nombre de générateurs installés 3
- Nombre d'électrolyseurs par générateur 3
- Concentration de design d'hypochlorite 2000 mg/l
- Débit d'eau de mer de design pour chaque générateur : $40 \pm 10 \%$ m³/h
- Production d'hydrogène (sous-produit) 0,35 Nm³/kg
- Courant continu de design 2800 A
- Tension de design du courant continu 140 V

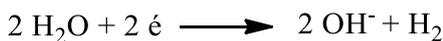
III.5.2.3. Production d'hypochlorite à partir d'eau de mer

La production d'hypochlorite de sodium (chlore disponible) est basée sur le passage de courant continu à travers une solution aqueuse de chlorure de sodium (NaCl), qui est totalement dissocié en ions Na⁺ et Cl⁻. Les réactions chimiques et électrochimiques suivantes se produisent :

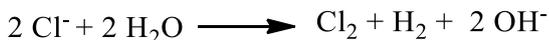
- Le chlore est produit sur l'anode :



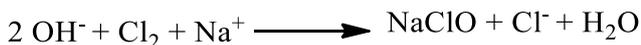
- L'hydrogène est produit sur la cathode avec la formation correspondante d'ions d'hydroxydes :



- La réaction totale électrochimique est la suivante :



- Ensuite les ions de chlore et d'hydroxyde réagissent en produisant de l'hypochlorite et des chlorures :



- La réaction électrochimique globale peut être exprimée comme suit :



III.5.3. Station de dessalement G15 [16]

- Principe du fonctionnement d'une usine de dessalement MSF :

Le système de distillation MSF avec circulation de saumure, qui a été adopté pour l'usine de dessalement, peut être subdivisé, d'un point de vue fonctionnel, en les sections suivantes :

- Section Admission Chaleur (Chaudière Saumure) ;
- Section Récupération Chaleur ;
- Section Rejet Chaleur.

Les deux dernières sections sont combinées dans l'Evaporateur et consistent en douze chambres flash en série avec les condenseurs correspondants (dont dix composants la Section Récupération Chaleur et deux la Section Rejet Chaleur) par un système adéquat de ventilation et envoyés en cascade à l'étage suivant ou purgés vers l'atmosphère par un groupe à vide.

Les principales pompes nécessaires au processus décrit ci-dessus sont les suivantes :

- Pompe de Circulation saumure, qui extrait la saumure de la dernière chambre flash et la livre (après mélange avec l'eau de mer d'alimentation) aux condenseurs de la section récupération.
- Pompe de Prélèvement saumure, qui décharge une partie de la saumure, recueillie dans la dernière chambre flash, de façon à maintenir sa concentration à la valeur souhaitée.
- Pompe Extraction Distillat, qui extrait le distillat recueilli dans la dernière chambre flash et l'envoie au stockage.
- Pompe Extraction Condensat, qui extrait le condensat de la chaudière de la saumure bien chaud et le retourne à la chaudière.

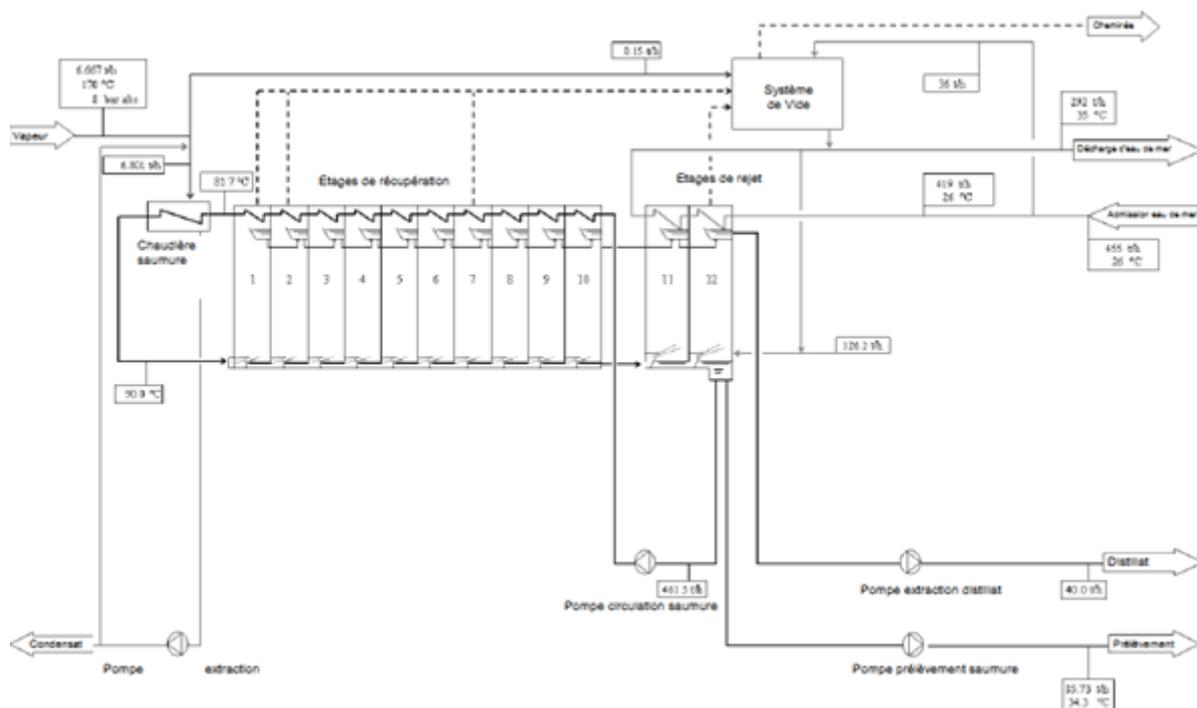


Figure III.9. Schéma de procédés de MSF

III.5.4. Station de déminéralisation G05 [17]

III.5.4.1. Rôle du système

Le système de traitement d'eau utilisé pour la station Terga en Algérie, comprend :

- Une unité de déminéralisation par résines échangeuses d'ions.
- Un système permettant la régénération des résines.
- Une section de potabilisation d'eau, stockage et distribution.

Le rôle de ce système est de produire de l'eau déminéralisée et de l'eau potable à partir de l'eau dessalée fournie par l'unité de dessalement de la centrale.

III.5.5. Poste de traitement de gaz C51 / Réchauffage gaz final B79 [18]

III.5.5.1. Principales fonctions de la station gaz

- Couper l'alimentation en gaz en cas d'arrêt de sécurité.
- Séparer et filtrer du gaz les particules solides et liquides selon les conditions de conception.
- Mesurer le débit du gaz à l'aide d'un débitmètre à ultrason (en combinaison avec les transmetteurs de température et de pression).
- Réchauffer le gaz si nécessaire à l'aide des réchauffeurs à bain d'eau.
- Détendre le gaz afin de délivrer la pression nécessaire à la TG.

Tableau III.8 : Composition du gaz naturel en % de volume

Composant	Masse Molaire	Fraction Moyenne (%)	Tolérance
Méthane	CH ₄	16,043	85,3 ±2.5
Ethane	C ₂ H ₆	30,07	7,29 ± 0.61
Propane	C ₃ H ₈	44,097	1,73 ±0.42
i-Butane	i-C ₄ H ₁₀	58,123	0,26 ± 0.14
n-Butane	n- C ₄ H ₁₀	58,123	0,4 ± 0.1
i-Pentane	i-C ₅ H ₁₂	72,15	0,09 ± 0.07
n-Pentane	n- C ₅ H ₁₂	72,16	0,11 ± 0.07
Hexane	C ₆ H ₁₄	86,177	0 ± 0.02

Azote	N ₂	28,0135	4,44	± 1.56
Dioxyde de Carbone	CO ₂	44,01	0,24	± 0.06
Hydrogène	H ₂	2,015	0	± 0
Hélium	He	4,002	0,15	± 0.06

III.5.5.2. Autres éléments contenus dans le gaz

- Teneur en eau : 50 +/- 15 ppm
- Teneur en H₂S : 1 ppm
- Teneur en soufre : négligeable

Tableau III.9 : Caractéristiques physiques du gaz

Débit total maximal	218 333 Nm ³ /h
Température de service	+ 5 °C à + 45 °C
Pression de service	35 à 69 bar G
Température de calcul	+ 60 °C / 100 °C
Pression de calcul	80 bar G / 60 bar G
Température extérieure	-1,2 à 45 °C
Humidité Moyenne	75 %

III.5.6. Station poste blindé (distribution d'énergie) F03 [19]

III.5.6.1. Description du poste

L'avant-poste de Terga est un poste 400kV, de type GIS à double jeu de barres, dont le but est de raccorder la centrale à cycle combiné de Terga au réseau aérien 400kV algérien par une 1200 MWh d'énergie.

Le poste comprend :

- Trois travées départ câble :
 - Arrivée groupe 1 (AR GR 1),
 - Arrivée groupe 2 (AR GR 2),
 - Arrivée groupe 3 (AR GR 3).
- Trois travées départ traversée aérienne :
 - Ligne 1 : Sidi Ali Boussidi 1 (SLB1),
 - Ligne 2 : Sidi Ali Boussidi 2 (SLB2),

- Ligne 3 : Hassi Ameer (HAA).

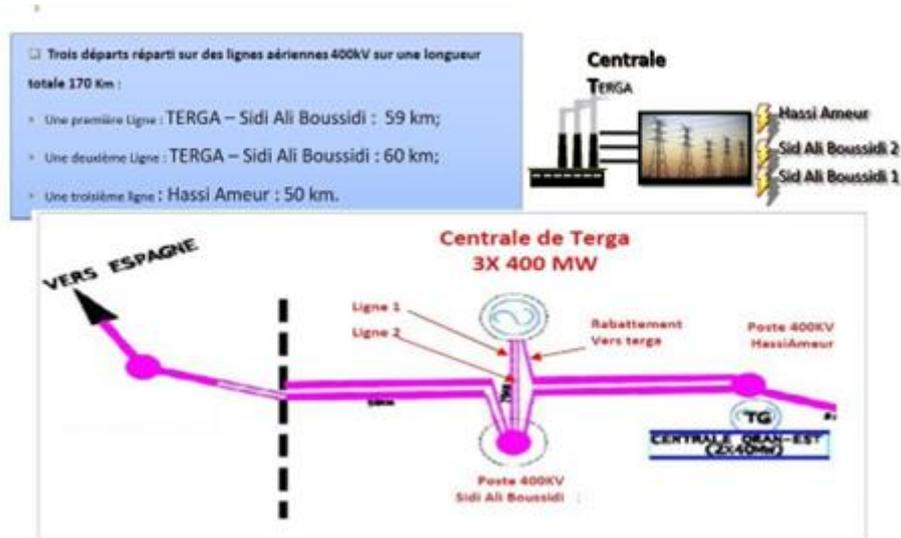


Figure III.10. Vue synoptique de distribution d'énergie vers le réseau

III.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la centrale électrique de terga SKE et fait connaissance d'unités principales de la production d'électricité et les unités auxiliaires de la centrale.

Chapitre IV

Analyses et discussion des résultats

IV.1. Introduction

Ces analyses sont essentielles pour garantir que l'eau utilisée dans les différents processus de la centrale, qu'il s'agisse d'eau de mer, d'eau dessalée, d'eau déminéralisée ou d'eau du cycle eau-vapeur, répond aux normes de qualité requises.

Les analyses de contrôle de qualité de l'eau sont effectuées par les chimistes de la centrale pour détecter tout risque pouvant entraîner des dommages aux équipements, notamment aux chaudières de récupération à cycle combiné. Ces analyses peuvent inclure la mesure de différents paramètres tels que le pH, la conductivité, la turbidité, la teneur en oxygène dissous, la concentration en ions et en contaminants, entre autres.

L'objectif principal de ces analyses est de s'assurer que l'eau utilisée dans les processus de la centrale est conforme aux spécifications requises et qu'elle ne présente aucun risque pour les équipements. En surveillant de près la qualité de l'eau et en prenant des mesures correctives si nécessaire, la centrale peut minimiser les risques d'endommagement des chaudières et garantir un fonctionnement efficace et sûr de ses installations.

IV.2. Analyses chimiques circuit eau - vapeur

Pour évaluer la qualité de l'eau, il est crucial de mesurer différents paramètres qui permettent de caractériser ses propriétés. Parmi les paramètres les plus couramment mesurés lors de l'analyse de l'eau, on trouve :

IV.2.1. Détermination du pH

IV.2.1.1. Principe

Le pH mesure l'acidité ou la basicité de l'eau, avec une gamme de valeur de 0 à 14. Un pH neutre est de 7, tandis que des valeurs inférieures à 7 indiquent une acidité et des valeurs supérieures à 7 indiquent une basicité.

IV.2.1.2. pH mètre

Le pH mètre est constitué d'une électrode que l'on plonge dans la solution dont on veut connaître l'acidité ; les valeurs du pH s'affichent alors sur l'écran du pH-mètre. L'électrode doit être bien rincée à l'eau distillée avant chaque mesure et l'appareil doit être régulièrement étalonné pour que les mesures soient fiables.

IV.2.1.3. Expression des résultats

Les résultats sont exprimés en unités de pH à la température de l'eau.



Figure IV.1. pH mètre

IV.2.2. Détermination de la conductivité

IV.2.2.1. Principe

La conductivité est une mesure de la capacité de l'eau à conduire le courant électrique, ce qui est influencé par la concentration en ions dissous. Elle est souvent utilisée comme indicateur de la salinité et de la concentration totale en solutés.

IV.2.2.2. Conductimètre

Le conductimètre mesure la conductivité électrique d'une solution pour évaluer sa salinité. Une électrode plongée dans la solution permet le passage d'un courant, dont la conductivité est affichée sur l'écran. Avant chaque mesure, l'électrode est rincée à l'eau distillée et l'appareil est étalonné régulièrement pour assurer des mesures fiables.

IV.2.2.3. Expression des résultats

Les résultats sont exprimés en unités de $\mu\text{s} / \text{cm}$ à la température de l'eau.



Figure IV.2. Conductimètre

IV.2.3. Taux de silice

La silice est un paramètre critique souvent observé dans les centrales électriques, et il peut être maîtrisé par des précautions déjà mises en œuvre. Pour résoudre ce problème, il est essentiel de comprendre sa source. Les principales sources de niveaux élevés de silice comprennent les fuites de sable du lit inférieur, dans ce cas, le remplacement du filtre à sable est nécessaire, ainsi que la mauvaise qualité de l'eau brute (comme l'eau dessalée) ou la contamination dans le réservoir de stockage de l'eau dessalée.

IV.2.3.1. Réactifs

- Réactif F aux acides aminés en solution 1mL
- Réactif à l'acide citrique en solution 1mL
- Réactif au molybdate en solution 1mL [20]

IV.2.3.2. Mode opératoire

1. Sélectionner le programme d'analyse. « 645 Silicia ULR »
2. Prendre en compte le blanc du réactif au molybdate en appuyant sur Options, Autres... puis sur Blanc réactif : Désactiver. Appuyer sur Activer. Consulter le mode d'emploi de l'appareil pour de plus amples informations sur l'installation.
3. Pour ajuster la valeur du blanc, appuyer sur la valeur existante et la modifier avec le clavier numérique. Appuyer sur OK puis Retour.
4. Installer le module pour cuve à circulation. Installer la cuve à circulation et la rincer avec 50 mL d'eau désionisée de qualité pauvre en silice.
5. Transférer l'échantillon dans deux erlenmeyers propres de 250 mL jusqu'à ras bord.
6. Remplir une éprouvette graduée en plastique de 50 mL avec l'échantillon de l'un des erlenmeyers, vider l'éprouvette. Répéter trois fois cette opération.
7. Remplir l'éprouvette ainsi rincée jusqu'au trait de 50 mL avec l'échantillon provenant du même erlenmeyer. Eliminer le reste du contenu de l'erlenmeyer.
8. Transférer le contenu de l'éprouvette graduée de 50 mL dans l'erlenmeyer d'origine.
9. Répéter les étapes 6 – 8 avec le second erlenmeyer contenant l'échantillon.
10. Avec une pipette, ajouter 1,0 mL du réactif au molybdate dans chaque erlenmeyer. Agiter pour homogénéiser.
11. Appuyer sur l'icône représentant la minuterie. Appuyer sur OK. Une période de réaction de 4 minutes va commencer.
12. Lorsque la minuterie retentit, ajouter 1,0 mL du réactif à l'acide citrique dans chaque erlenmeyer.
13. Appuyer sur l'icône représentant la minuterie. Appuyer sur OK. Une période de réaction de 1

minute va commencer. Toute interférence potentielle liée au phosphate est éliminée durant cette période.

14. Lorsque la minuterie retentit, verser le contenu d'un erlenmeyer dans la cuve à circulation.
15. Après l'arrêt du flux, sélectionner sur l'écran : Zéro Indication à l'écran : 0 $\mu\text{g/L SiO}_2$
16. Ajouter 1,0 mL du réactif F aux acides aminés dans le deuxième erlenmeyer. Agiter pour homogénéiser. Une faible coloration bleue apparaît en cas de présence de silice. Agiter pour homogénéiser.
17. Attendre au moins 15 secondes, puis verser le contenu du deuxième erlenmeyer dans la cuve à circulation. Après l'arrêt du flux, les résultats sont indiqués en $\mu\text{g/L SiO}_2$ Consulter le mode d'emploi de l'appareil pour de plus amples informations sur les modalités de lecture. [20]

IV.2.4. Dosage de sodium

IV.2.4.1. Réactifs

- Solution standard de NaCl de concentration connue (solution mère).
- Solutions tampons de pH approprié pour l'étalonnage du spectrophotomètre.

IV.2.4.2. Mode opératoire

1. Utiliser les solutions tampons préparées pour étalonner le spectrophotomètre à la longueur d'onde appropriée pour l'absorption du sodium.
2. Prélever un échantillon d'eau du ballon de la chaudière. En cas de turbidité élevée, filtrer l'échantillon pour éliminer les particules en suspension.
3. Mesurer le volume d'échantillon nécessaire pour l'analyse.
4. Ajouter les réactifs selon le protocole spécifique pour la méthode d'analyse choisie (par exemple, méthode spectrophotométrique avec réactif spécifique).
5. Procéder à l'analyse spectrophotométrique du sodium dans l'échantillon.
6. Utiliser les lectures obtenues pour calculer la concentration de sodium dans l'eau de ballon, en se référant à la courbe d'étalonnage précédemment réalisée.
7. Comparer la concentration de sodium obtenue dans l'échantillon avec les limites recommandées pour assurer un fonctionnement sûr et efficace de la chaudière. [20]

IV.2.5. Dosage de fer total

IV.2.5.1. Principe

L'analyse se réalise à l'aide d'un spectrophotomètre, un appareil qui mesure l'absorbance d'une solution homogène à une longueur d'onde spécifique dans une plage spectrale définie.

IV.2.5.2. Réactifs

Solution réactive de fer à base de ferrozine 0,5 mL. [20]

IV.2.5.3. Mode opératoire

1. Sélectionner le programme d'analyse.
2. Installer le porte-cuve multiple de manière que le support de cuve rectangulaire de 1-pouce se positionne face à l'utilisateur. Consulter le mode d'emploi de l'appareil pour de plus amples informations sur l'installation.
3. Remplir une éprouvette graduée propre de 25 mL jusqu'au trait de 25 mL avec l'échantillon.
4. Préparation de l'échantillon : Transférer le contenu d'une pochette de solution réactive de fer à base de ferrozine dans l'éprouvette. Agiter pour homogénéiser.
5. Appuyer sur l'icône représentant la minuterie. Appuyer sur OK. Une période de réaction de 5 minutes va commencer. Une coloration violette apparaîtra en présence de fer.
6. Préparation du blanc : Remplir une cuve carrée de 1" jusqu'au trait de 10 mL avec l'échantillon.
7. Lorsque la minuterie retentit, remplir une autre cuve carrée de 1" jusqu'au trait de 10 mL avec de l'échantillon préparé.
8. Essuyer l'extérieur du blanc (cuve) et l'introduire dans le compartiment de cuve avec le trait de remplissage faisant face à l'utilisateur. Fermer le couvercle. Sélectionner sur l'écran : Zéro
Indication à l'écran : 0,000 mg/L Fe
9. Essuyer l'extérieur de la cuve contenant l'échantillon préparé et l'introduire dans le compartiment de cuve avec le trait de remplissage faisant face à l'utilisateur. Fermer le couvercle.

Les résultats sont indiqués en mg/L Fe. Consulter le mode d'emploi de l'appareil pour de plus amples informations sur les modalités de lecture. [20]

IV.2.5.4. Expression des résultats

La courbe représente la concentration en fer exprimée en mg/L.



Figure IV.3. Spectromètre

IV.2.6. Dosage de cuivre

IV.2.6.1. Mode opératoire

1. Prélever un échantillon de l'eau du ballon de la chaudière. Filtrer l'échantillon si nécessaire pour éliminer les particules en suspension.
2. Préparer une solution de réactif appropriée pour la détermination du cuivre. Par exemple, une solution d'acide nitrique dilué peut être utilisée pour acidifier l'échantillon.
3. Utiliser un spectrophotomètre pour mesurer la concentration de cuivre dans l'échantillon. Cette méthode est souvent basée sur la réaction entre le cuivre et un réactif coloré spécifique, où l'intensité de la couleur formée est proportionnelle à la concentration de cuivre.
4. Préparer des blancs et des étalons pour calibrer l'instrument et confirmer l'exactitude des mesures.
5. Comparer les lectures spectrophotométriques de l'échantillon avec celles des étalons pour déterminer la concentration de cuivre dans l'eau du ballon de la chaudière.
6. Si la concentration de cuivre dépasse les limites acceptables, identifier les sources potentielles de contamination et prendre les mesures correctives nécessaires pour prévenir une détérioration future. [20]

IV.2.7. Dosage des chlorures

Réalisé à l'aide d'un spectrophotomètre, un dispositif permettant de mesurer l'absorbance d'une solution homogène à une longueur d'onde spécifique dans une plage spectrale déterminée.

IV.2.7.1. Principe

Il s'agit d'un dosage du chlore combiné aux chlorures, réalisé en utilisant du nitrate d'argent, en présence de chromate de potassium comme indicateur.

IV.2.7.2. Réactifs

- Solution ferrique 1mL.
- Solution de thiocyanate mercurique 2mL.
- Eau désionisée 10mL [20]

IV.2.7.3. Mode opératoire

1. Sélectionner le programme d'analyse.
2. Installer le porte-cuve multiple de manière que le support de cuve rectangulaire de 1-pouce se positionne face à l'utilisateur. Consulter le mode d'emploi de l'appareil pour de plus amples informations sur l'installation.
3. Préparation de l'échantillon : Remplir la cuve carrée de 1" jusqu'au trait de 10 mL avec l'échantillon.
4. Préparation du blanc : Remplir une autre cuve carrée de 1" jusqu'au trait de 10 mL avec de l'eau

désionisée.

5. Pipetter 1,0 mL de solution de thiocyanate mercurique dans chaque cuve.
6. Agiter pour homogénéiser.
7. Pipetter 0,5 mL de solution ferrique dans chaque cuve.
8. Agiter pour homogénéiser. En présence de chlorure, une coloration orange se développe.
9. Appuyer sur l'icône représentant la minuterie. Appuyer sur OK. Une période de réaction de 2 minutes va commencer.
10. Dans les 5 minutes après le retentissement de la minuterie, essuyer l'extérieur du blanc (cuve) et l'introduire dans le compartiment de cuve avec le trait de remplissage faisant face à l'utilisateur. Fermer le couvercle. Sélectionner sur l'écran : Zéro Indication à l'écran : 0,0 mg/L Cl⁻
11. Essuyer l'extérieur de la cuve contenant l'échantillon préparé et l'introduire dans le compartiment de cuve avec le trait de remplissage faisant face à l'utilisateur. Fermer le couvercle.

Les résultats sont indiqués en mg/L Cl⁻. Consulter le mode d'emploi de l'appareil pour de plus amples informations sur les modalités de lecture. [20]

IV.2.8. Taux de dioxygène

IV.2.8.1. Mode opératoire

1. Prélever des échantillons d'eau du ballon dans des flacons propres et stériles pour éviter toute contamination.
2. Mesurer le pH de l'eau pour corriger les mesures ultérieures si nécessaire.
3. Utiliser un oxymètre ou un photomètre pour mesurer le taux de dioxygène dissous dans l'eau. (L'oxymètre doit être étalonné correctement selon les instructions du fabricant).
4. Techniques d'analyse :
 - Méthode électrochimique : L'oxymètre électrochimique utilise une électrode sensible à l'oxygène dissous pour mesurer la concentration.
 - Méthode optique : Un photomètre utilise la lumière pour mesurer la concentration d'oxygène dissous en fonction de la réaction de certaines substances chimiques avec l'oxygène.
5. Comparez les résultats obtenus avec les normes recommandées pour l'eau de ballon ou d'autres spécifications pertinentes. [20]

IV.3. Normes des analyses circuit eau – vapeur

Tableau IV.1. Normes des analyses (Normes algériennes)

Echantillons	Paramètres	Unités	Référence
Vapeur BP	CC Conductivité cationique	μS/cm	< 0,2
	SiO ₂ (Silice)	ppb	< 20
	Na (Sodium)	ppb	< 10
	CS Conductivité spécifique	μS/cm	3 à 11
Vapeur MP	CC Conductivité cationique	μS/cm	< 0,2
	SiO ₂ (Silice)	ppb	< 20
	Na (Sodium)	ppb	< 10
	CS Conductivité spécifique	μS/cm	3 à 11
Vapeur saturée HP	CC Conductivité cationique	μS/cm	< 0,2
	SiO ₂ (Silice)	ppb	< 20
	Na (Sodium)	ppb	< 10
	CS Conductivité spécifique	μS/cm	3 à 11

Vapeur surchauffée HP	CC		
	Conductivité cationique	μS/cm	< 0,2
Eau ballon BP	CC		
	Conductivité cationique	μS/cm	< 25
	CS		
	Conductivité spécifique	μS/cm	< 40
	pH		9 à 10
	SiO ₂ (Silice)	ppb	< 7500
	Fer	ppb	<100
	Cu (Cuivre)	ppb	<10
Eau ballon MP	Cl ⁻ (Chlore)	ppb	<1000
	CC		
	Conductivité cationique	μS/cm	< 25
	CS		
	Conductivité spécifique	μS/cm	< 40
	pH		9 à 10
	SiO ₂ (Silice)	ppb	< 7500
	Fer	ppb	<100
Eau ballon HP	Cu (Cuivre)	ppb	<5
	Cl ⁻ (Chlore)	ppb	<1000
	CC		
	Conductivité cationique	μS/cm	< 5
	CS		
Conductivité spécifique	μS/cm	< 20	
	pH		9 à 9,8

	SiO ₂ (Silice)	ppb	< 400
	Fer	ppb	<50
	Cu (Cuivre)	ppb	<5
	Cl ⁻ (Chlore)	ppb	< 1000
Eau extraction	CS Conductivité spécifique	μS/cm	3 à 11
	pH		09 à 9,6
	Fer	ppb	<20
	Na (Sodium)	ppb	<20
	Cl ⁻ (Chlore)	ppb	<50
	O ₂ (Taux d'oxygène)	ppb	<50
		CS Conductivité spécifique	μS/cm
Eau alimentaire	CC Conductivité Cationique	μS/cm	<0,2
	O ₂ (Taux d'oxygène)	ppb	<10
	pH		9 à 9,6
	NH ₃	ppb	< 1000
	N ₂ H ₄	ppb	< 50
	Fer	ppb	< 20
	Cu	ppb	< 5
	Cl ⁻	Ppb	< 1000

IV.4. Résultats des analyses

Les résultats des analyses effectuées au laboratoire central pendant la période de notre stage sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau IV.2. Résultats des analyses

Echantillon	Paramètres	Réf*	Valeur mesurée (23/01/2024)	Valeur mesurée (30/01/2024)	Valeur mesurée (06/02/2024)
Vapeur BP	CC ($\mu\text{S/cm}$)	< 0,2	0.7	0,9	1,2
	SiO ₂ (ppb)	< 20	1.4	3	4,5
	Na (ppb)	< 10	2.5	3	4
	CS ($\mu\text{S/cm}$)	3 à 11	2.5	5,02	7
Vapeur MP	CC ($\mu\text{S/cm}$)	< 0,2	1.2	0,7	0,6
	SiO ₂ (ppb)	< 20	4.3	4	6
	Na (ppb)	< 10	1.3	3,5	5,9
	CS ($\mu\text{S/cm}$)	3 à 11	5.2	4,93	5,8
Vapeur saturée HP	CC ($\mu\text{S/cm}$)	< 0,2	0.4	0,5	1
	SiO ₂ (ppb)	< 20	3.5	2	4
	Na (ppb)	< 10	2.6	2	1,2
	CS ($\mu\text{S/cm}$)	3 à 11	1.54	4,97	2,65
Vapeur surchauffée HP	CC ($\mu\text{S/cm}$)	< 0,2	1.4	0,7	1,2
Eau de ballon BP	CC ($\mu\text{S/cm}$)	< 25	7.54	5,11	2,33
	CS ($\mu\text{S/cm}$)	< 40	6.45	7,88	6,5
	pH	9 à 10	9.14	9,69	9,21
	SiO ₂ (ppb)	< 7500	687	376	857
	Fer (ppb)	< 100	21	10	54
	Cu (ppb)	< 10	0.01	0	0,02
	Cl ⁻ (ppb)	< 1000	0	0,02	0
Eau ballon MP	CC ($\mu\text{S/cm}$)	< 25	3.5	3,18	7,2
	CS ($\mu\text{S/cm}$)	< 40	5.64	6,18	7,25
	pH	9 à 10	9	9,49	9,64
	SiO ₂ (ppb)	< 7500	245	111	845
	Fer (ppb)	< 100	25	10	12
	Cu (ppb)	< 5	0.2	0,03	0,5
	Cl ⁻ (ppb)	< 1000	0.003	0	0
Eau ballon HP	CC ($\mu\text{S/cm}$)	< 5	1.25	3,11	4,56
	CS ($\mu\text{S/cm}$)	< 20	5.4	5,52	14,6
	pH	9 à 9,8	9.25	9,21	9,5
	SiO ₂ (ppb)	< 400	65	38	54
	Fer (ppb)	< 50	2	6	8
	Cu (ppb)	< 5	0	0,03	0,2
	Cl ⁻ (ppb)	< 1000	0.01	0	0
Eau extraction	CS ($\mu\text{S/cm}$)	3 à 11	4.1	5,45	4,5
	pH	09 à 9,6	9.24	9,48	9,1

	Fer (ppb)	<20	6.14	5	7
	Na (ppb)	<20	2.1	1,25	1,2
	Cl ⁻ (ppb)	<50	0.001	0,002	0
	O ₂ (ppb)	<50	14.36	11,2	22,4
Eau alimentaire	CC (μS/cm)	< 0,2	0,45	0,47	0,46
	CS (μS/cm)	<10	5,5	5,7	5,9
	pH	9 à 10	9,52	9,50	9,51
	NH ₃ (ppb)	<1000	520	521	520
	N ₂ H ₄ (ppb)	<50	0	0	0
	Fer (ppb)	<20	6	6	6
	Cu (ppb)	<5	0,7	0,8	0,7
	Cl ⁻ (ppb)	< 1000	0,007	0,008	0,007
	O ₂ (ppb)	<10	5,2	5,3	5,2

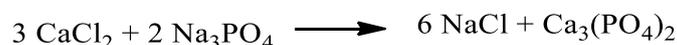
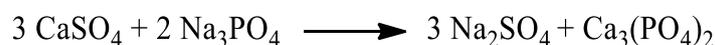
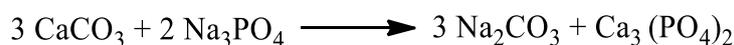
IV.5. Discussion des résultats

Les valeurs mesurées de tous les paramètres soient conformes aux normes exigées à la centrale. Cela indique que les processus de contrôle et de traitement de l'eau semblent être efficaces, ce qui est essentiel pour assurer le bon fonctionnement et la durabilité des équipements. Il est toujours important de rester vigilant et de continuer à surveiller régulièrement les paramètres pour détecter toute déviation potentielle à l'avenir.

Les valeurs de la conductivité cationique sont hors normes à cause de la pénétration de dioxygène et de dioxyde de carbone provenant de contact de l'air avec les échantillons prises à tester.

IV.5.1. Valeurs des pH

Nous avons examiné les valeurs de pH de l'eau de chaudière, notant qu'elles se situent généralement dans la plage standard. L'ajout de phosphate trisodique (Na₃PO₄) agit comme une base minérale, augmentant le pH à 10. Cet ajout sert également à maintenir la couche de magnétite (Fe₃O₄), importante pour protéger l'acier. Le phosphate trisodique réagit avec les carbonates de calcium et de magnésium, qui sont libérés lors des purges à haute température. Ainsi, la préparation soignée de la solution de phosphate trisodique est essentielle pour maintenir le pH dans les normes et prévenir toute réaction nuisible à l'acier.



Pour garantir une longue durée de vie et un fonctionnement sûr du système, la construction des chaudières à vapeur doit être effectuée avec soin.

En cas où les valeurs mesurées dépassent les normes, il y aura une corrosion basique (pH plus que 10).

La solution : Le drainage et un appoint d'eau.

IV.5.2. Conductivité

Les mesures de la conductivité sont conformes aux normes pour l'eau d'alimentation. Cependant, il est préoccupant de constater que les mesures pour l'eau de chaudière dépassent légèrement les normes. La conductivité est un paramètre crucial car elle est étroitement liée au phénomène de corrosion.

Il serait sage d'enquêter sur ces dépassements pour éviter tout risque de corrosion et de dégradation de l'équipement.

En cas où les valeurs mesurées dépassent les normes, il y aura un risque de formation des sels qui endommagent les ailettes turbine (risque érosion) et par conséquent des vibrations énormes qui limitent la charge de la turbine.

La solution :

- Le drainage des ballons et un appoint bêche tampon BEA.
- Un appoint condenseur.

IV.5.3. Taux de silice

Les résultats de la silice sont conformes aux normes. En cas où les valeurs mesurées dépassent les normes, il y aura une formation des dépôts de silice et risque d'érosion et arrachement du métal des ailettes turbine. Ce problème de la silice provenant principalement d'eau de mer.

La solution :

- La purge continue du ballon.
- L'évent vapeur.

IV.5.4. Taux de sodium

Les résultats de sodium sont conformes aux normes. En cas où les valeurs mesurées dépassent les normes, il y aura une formation de dépôts de sels et risque d'érosion et arrachement du métal des ailettes turbine.

La solution :

- La purge continue du ballon.
- L'évent vapeur

IV.5.5. Taux de fer et de cuivre

Les résultats de fer/Cu sont conformes aux normes. En cas où les valeurs mesurées dépassent les normes, il y aura la présence du Fe et Cu dans l'eau des ballons provoquant une corrosion dans la chaudière.

La solution :

La vérification des tubes condenseur et réparation ou condamnation des tubes percés.

IV.5.6. Taux de chlorures

Les résultats de chlorure sont conformes aux normes. En cas où les valeurs mesurées dépassent les normes, il y aura la présence de Cl⁻ provoquant une pénétration de chlore (eau de mer) au niveau des tubes condenseur.

La solution :

- L'injection du carbo hydrazine (extraction d'O₂ et formation d'une couche de protection appelée la couche magnétite).
- L'injection d'ammoniaque.

IV.5.7. Taux de dioxygène

Les résultats de dioxygène sont conformes aux normes. En cas où les valeurs mesurées dépassent les normes, il y aura une oxydation des tuyaux et des unités de récupération de chaleur HRSG.

La solution :

Le dégazage physique et chimique par injection du carbo hydrazine dans le condenseur et la bêche alimentaire.

IV.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les principaux paramètres analysés au niveau de circuit eau - vapeur, leur mode opératoire et l'interprétation des résultats d'analyses en comparant avec les normes exigées.

D'après les résultats, nous avons conclu que tous les paramètres sont conformes aux normes sauf les conductivités cationiques.

Conclusion générale

Conclusion générale

Au cours de ce travail, l'accent a été mis sur l'impact physico-chimique de la qualité d'eau de circuit eau – vapeur, les risques de corrosion dans la chaudière de récupération et la qualité des eaux de chaudière de la centrale électrique de Terga - Ain Temouchent. Pour cela, le suivi de l'analyse de différents paramètres physico-chimiques pour le circuit eau vapeur de la chaudière a été contribué afin d'établir le contrôle.

L'étude met en évidence l'importance de surveiller les paramètres physico-chimiques de l'eau de la chaudière pour établir un contrôle efficace. Elle souligne également l'impact du conditionnement chimique dans la protection contre la corrosion et l'érosion, tout en notant que la solution de conditionnement doit être adaptée aux équipements, aux conditions d'exploitation et aux caractéristiques de l'eau.

D'après les résultats des analyses, nous avons conclu que tous les paramètres sont conformes aux normes exigées.

Une minimisation des dépôts de corrosion dans les installations de la chaudière est la clé d'une exploitation efficace. Un bon traitement des eaux industrielles avant l'entrée dans la chaudière protège celle-ci contre l'attaque agressive de l'eau. On peut donc retenir, que le contrôle et le conditionnement de l'eau d'alimentation sont un concept très important pour protéger les équipements contre les phénomènes de corrosion.

Nos recommandations pour le bon fonctionnement et la protection contre la corrosion :

- Veiller sur le bon fonctionnement du dégazeur.
- Planification des inspections de maintenance de la HRSG.
- Etalonnage correcte de tous les instruments de mesure.
- Respect des doses recommandées des produits chimiques conformément aux normes du constructeur.

Ces recommandations visent à assurer un fonctionnement efficace de la chaudière et à minimiser les risques de corrosion, ce qui est essentiel pour la sécurité et la durabilité des installations de la centrale électrique.

Références bibliographiques

1. J.J. Baron, chaudière-technique de l'ingénieur, Ed. ISTA, 1948.
2. Formation des technologies et fonctionnement des échangeurs du cycle combiné (Ecole technique de Blida / Service technique et pédagogique) réalisée par M. Louadj, Septembre 2012.
3. Guide de traitement anti-corrosion, Groupe TMN industries.
4. Khalil El-Guermai, La corrosion, Université Hassan II.
5. F. Helfferich, Ion Exchange, McGraw-Hill New York, pages: 624, 1962.
6. Commentaires suite au fax 2532/KA/EM/KD.M-E/09 du 13/06/09 et APC/SKT/T0906 du 27/07/09.
7. Manuel de formation fabricant ALSTOM : Composants principaux d'un groupe turbo- alternateur GT24/GT26.
8. Guide de formation fabricant ALSTOM : Exploitation de la turbine à vapeur /Machine principale - introduction.
9. Guide de formation Construction de l'alternateur refroidi à l'hydrogène et composants principaux.
10. Manuel de formation des opérations et entretien chaudière de récupération.
11. Manuel de formation Chaudière de récupération (Chantier – Avril 2011) par le constructeur.
12. Manuel de conditionnement chimique – LFN TRG/13/M/LFN/DM/001.
13. System Design Manual Steam and Water Sampling Plant.
14. Guide de Formation école technique de Blida Edition 11.2017.
15. Manuel de station électro-chloration. Training documents (Document de formation du fabricant SEVERN DE NORA).
16. Manuel d'exploitation d'un groupe cycle combine (centrale de Terga) / Exploitation circuit eau-vapeur.
17. Guide de formation des opérateurs TERGA, Mars 2011.
18. Manuel d'exploitation Avant – Poste Blinde 400 kV.
19. Dossier de maintenance équipements Poste Blinde 400 kV.
20. S. vaillant, Manuel de maintenance Laboratoire des eaux et huiles.