



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم و التكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE DES ELECTRONIQUE



N° d'ordre : M...../GE/2020

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

Option : énergies renouvelables

Par

MAHMOUD Karima

BELHADJ Maroua

Evaluation du dimensionnement de la centrale hybride « Cylindro-parabolique et turbine à gaz » de Hassi R'mel

Soutenu le 26/08/2020 devant le jury composé de :

Président :	BOUKORT Abdelkader	Professeur	Université de Mostaganem
Examineur :	BAGDADI BENDAHA Mourrad	MAA	Université de Mostaganem
Rapporteur :	BEKKOUCHE Benaïssa	Professeur	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2019/2020

REMERCEMENTS

« La louange est à Allah de par la grâce de qui se réalisent les bonnes choses ».

On remercie tout d'abord notre DIEU puissant d'avoir nous donné de la force et le courage pour réaliser ce travail qui conclut nos longues années d'études et de persévérance ; malgré tous les obstacles qu'on a rencontrés mais Dieu nous a guidé sur le bon chemin, nous a accordé de la foi pour continuer et ne pas baisser les bras.

On est reconnaissantes à tous personnes qui nous ont aidés de près ou de loin.

Commençons par nos chers parents, leurs prières et leurs sacrifices qu'ils n'ont jamais cessés de formuler à notre égard.

Un immense merci au groupe « Epsilon », pour leurs aides dans notre simulation de ce projet et pour leurs disponibilités.

On remercie les membres de jury Mr « BOUKORT » & Mr « BAGDADI BENDAHA » qui vont discuter notre modeste mémoire ; on espère qu'il saura le satisfaire.

Nos profonds respects et reconnaissances pour notre promoteur Mr « BEKKOUCHE » qui nous a accordé du temps et son énergie professionnelle ainsi que ses conseils visés et son soutien durant ce projet.

On n'oublie pas de remercier tous nos enseignants du département de " Génie électrique " pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

DÉDICACE

Je dédie ce travail :

A mes chers parents

A ma mère la prunelle de mes yeux, le sens de mon demain et la raison pour laquelle je suis arrivée à faire terminer ce travail, ma force pour donner plus et mieux persévérer ; ses prières pour moi non jamais cessées. Il n'y a pas de mots pour exprimer à quel point je suis reconnaissante ; j'espère qu'elle sera honorée à travers mon travail.

A mes chers frères et ma sœur :

Abdel-rahmane , Oualid, Imene

A tous mes ami(e)s :

Habib, Charafeddine, Yasmine.

A mes chers grands parents « KeciliAissa » , « Belhadj Ali » , que dieu les accorde son paradis et sa pitié.

A mon accompagnante dans notre cursus de master, ma sœur de cœur : Mahmoud
Karima.

A toute la famille « Mahmoud » et mon cher « Mahmoud Abdellah »

A toute la famille Belhadj et Kecili.

Belhadj Maroua

DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents :

Mahmoud Abdelkader & Tarmoune Fatiha

Pour leur support dans tous les bas et les hauts de ma vie, leur amour qui me donnée la force pour terminer ce travail, j'espère qu'ils seront honorés par mon travail.

A mes chers frères et sœurs :

Bachir, Mustapha, Marwa, Wiam, Nadjet

A mes chers grands parents :

Mahmoud Abdellah & Timelali Zahra

A mon cher grand père Tarmoune Omar que dieu l'accorde son paradis et sa pitié.

A la famille Belhadj sans exception et à Mr et Mme Belhadj spécialement pour leur support, amour et respect pour terminer ce travail.

A ma sœur et mon collègue dans notre cursus de Master :

Belhadj Maroua.

A mes amis :

Charafeddine, Yasmine, Meriem et Habib

A toute la famille Mahmoud et Tarmoune sans exception.

Mahmoud Karima

Résumé

Les énergies renouvelables ont donné naissance à plusieurs technologies pour lutter contre les problèmes techniques et économiques rencontrés pour la production de l'électricité par les cycles classiques, l'Algérie a adopté un nouveau concept : l'hybridation des centrales vapeur-gaz, et comme ce pays a un potentiel solaire très important cela peut réduire la consommation de énergies fossiles tout en utilisant ses différentes technologies.

On s'intéresse dans notre travail sur la première centrale hybride de Hassi R'mel qui était la réalisation de cette technologie ; dans ce projet on a pu évaluer les performances de cette dernière tout en basant sur des informations collectées ; on a aussi fait des simulations par les logiciels « Epsilon » & « Sam » .

Les mots clés : cycles classique, centrale hybride, Epsilon, Sam.

ملخص

ساهمت الطاقات المتجددة في تطوير عدة تقنيات حديثة من أجل محاربة المشاكل التقنية و الاقتصادية التي يواجهها العالم من أجل إنتاج الكهرباء باستعمال الدورات التقليدية, لهذا تبنت الجزائر مفهوما جديدا تهجين محطات البخار و الغاز, وبما أن الجزائر لها إمكانيات شمسية مهمة نظرا لموقعها الاستراتيجي فهذا سيساهم في الحد من استعمال الطاقات الأحفورية وهذا باستخدام هاته التقنيات.

يتمثل عملنا على أول محطة طاقة هجينة بحاسي الرمل التي كانت تحقيقا لهاته التقنية الجديدة, في هذا المشروع قمنا بتقييم أداء المحطة اعتمادا على المعلومات التي تم جمعها, كما قمنا كذلك بإجراء عمليات محاكاة باستخدام برنامجي "سام" و "ابسيلون".

الكلمات المفتاحية: الدورات الكلاسيكية, محطة هجينة, ابيسون, سام.

Abstract

The renewable energies have given birth to many technologies to get rid of technical and economical problems the world has seen, due to the production of electricity by traditional energies. Algeria adopted a new concept: Hybridization of power station steam-gas. As known, this country has a very important solar potential which may reduce the consumption of fossil energies by using other different technologies.

Our work sheds light on the first hybrid power station of HASSI R'mel which was a realization of this technology. In this project, we have evaluated the performances of the latter based on the data we have collected; we have also made simulations using « Epsilon » and « Sam » softwares.

Key words: fossil energies, hybrid power station, Epsilon, Sam

Nomenclatures

A : Surface des collecteurs	[m ²]
C _{pair} : La capacité calorifique de l'air	[KJ/Kg.K]
C _{pm} : La capacité calorifique moyenne des gaz brulés	[KJ/Kg.K]
C _{p(HTF)} : La capacité calorifique moyenne du fluide caloporteur	[KJ/Kg.K]
S : Entropique	[KJ/Kg.K]
r _{gn} : Constante de gaz naturel	[J/Kg.K]
h : Enthalpie massique	[KJ/Kg]
Q : Chaleur massique	[KJ/Kg]
P _{ci} : Le pouvoir calorifique inférieur du gaz naturel	[KJ/Kg]
W : Travail	[KJ/Kg]
\dot{m} : Débit massique	[Kg/s]
P _{éle} : puissance électrique	[MW]
\dot{Q} : Puissance thermique	[MW]
\dot{W} : Puissance	[MW]
P : Pression	[bar]
T : température	[K]
f : Rapport de débit (entre le débit d'air et du gaz naturel)	-
x : Le titre de vapeur	-
DNI _{moy} : Irradiation solaire direct moyenne	[W/m ²]
a : facteur d'annuité	-
F : prix du carburant pour les systèmes hybrides	[\$]
CC : cout d'investissement de champ solaire	[\$]
O&M : cout d'opération et de maintenance annuelle	[\$]
E _{el} : production annuelle d'électricité	[\$]
LEC :LevelizedElectricityCost	[\$/kWh]
n: durée de vie de la centrale	[ans]
K _d : taux d'intérêt	-
K _a : taux d'assurance annuel	-

Indices

a :Air
acc : Accouplement
cc : Chambre de combustion

col : Collecteur
ch.s : Champ solaire
GB :Gaz brulés
GB' : Gaz brulés a la sortie de la post combustion
GN : Gaz naturel
GVS : Générateur de vapeur solaire
HRSG : Chaudière de récupérateur
HTF : Fluide caloporteur
hyb : Hybride
is : Isentropique
l : liquide
pc : Post combustion
v : Vapeur
v, solaire : Vapeur solaire
TV : Turbine à vapeur
TG : Turbine à gaz
u : Utile
s : solaire

Exposants

c : Compresseur
cd : Condenseur
P : pompe
T : turbine à gaz
TV : turbine à vapeur

Symboles grecques

η : Rendement
 τ : Rapport de pression
 γ : Coefficient poly tropique

Abréviation

UE : Union European
NEAL : New Energy Algeria
MENA : Middle East North Africa
NREL:National Renewable Energy Laboratory
DLE : Dry Low Emission
ISSC : Integrated Solar Combined Cycle

CCPP: Concentration Combined Pwer Plant

HRSG : Heat Recovery System Generator

HTF : Heat Transfer Fluid

GVS : Générateur de vapeur solaire

HP : Haute Pression

BP : Basse Pression

HP PSH : High Pressure Primar Super Heater (Surchauffeur primaire à haute pression)

HP SSH : High Pressure Secondar Super Heater (Surchauffeur Secondaire à haute pression)

DSC :Distributed Control System

TBW : Thermal Babcock et Wilcox

TAG: Turbine A Gaz

TAV : Turbine A Vapeur

CCP : Concentrateur Cylindro-parabolique

CSP : Concentrated Solar Parabolic

RN1 : Réseau National 1

LEZ : LevelizedElectricityCost

Liste des figures

Figure I-1 : La carte de gisement solaire Africain [3].....	5
Figure I-2 : La carte de gisement solaire Algérien [3].....	6
Figure I-3 : Schéma de principe de la conversion solaire thermodynamique [6].....	7
Figure I-4 : Miroirs de Fresnel	7
Figure I-5 : Principe de fonctionnement d'un concentrateur Fresnel.....	8
Figure I-6 : Centrale à Tour	9
Figure I-7 : Description du système Dish-Stirling	9
Figure I-8 : Centrale à miroirs Dish-Stirling	10
Figure I-9 : Champ des collecteurs à réflecteur cylindro-parabolique.....	10
Figure I-10 : La centrale hybride de Hassi R'mel [9].....	11
Figure I-11 : Schéma simplifié du fonctionnement de la centrale	13
Figure I-12 : Schéma du fonctionnement de turbine à gaz	14
Figure I-13 : Turbine à gaz simple	15
Figure I-14 : Classification des turbines à gaz[12].....	15
Figure I-15 : Schéma d'une turbine à gaz	18
Figure I-16 : Schéma du cycle de Rankine	18
Figure I-17 : Turbine à vapeur	19
Figure I-18 : Schéma d'un alternateur	20
Figure II-1: Champ solaire de Hassi R'mel	23
Figure II-2 : Présentation du champ solaire	23
Figure II-3 : Passage du fluide Caloporteur	24
Figure II-4 : Centrale hybride à cycle combiné	25
Figure II-5 : Schéma d'un tube typique absorbant d'un capteur cylindro-parabolique	26
Figure II-6 : Tube récepteur de la centrale	27
Figure II-7 : Système de poursuite	27
Figure II-8 : Schéma simplifié du système de poursuite du CCP.....	28
Figure II-9 : Matériau du miroir	29
Figure II-10 : Chaudière HTF de la centrale	30
Figure II-11 : Schéma du fonctionnement du générateur de vapeur solaire	31
Figure II-12 : Circuit de fluide HTF	31
Figure II-13 : Schéma de poutres du traitement d'eau	33
Figure II-14 : La turbine à gaz SIEMENS SGT-800.....	34
Figure II-15 : Constituants de turbine à gaz	35
Figure II-16 : Schéma descriptif de chaudière de récupération.....	36
Figure II-17 : Schéma du fonctionnement de chaudière de récupération	39
Figure II-18 : La turbine à vapeur SIEMENS SST-900.....	40
Figure II-19 : Aérocondenseurs de la centrale de Hassi R'mel	41
Figure II-20 : Aérocondenseurs SPX de la centrale	41
Figure II-21 : La station météorologique de la centrale hybride	42
Figure II-22 : Puissance du générateur et consommation en fonction de la température d'admission de la SGT-800.....	43
Figure II-23 : Schéma d'une centrale hybride solaire-gaz [champ solaire avec un système cylindro-parabolique & cycle combiné : turbine à gaz + turbine à vapeur + chaudière]	45
Figure II-24 : Schéma descriptif du By-pass	47
Figure III-1 : Différents éléments du groupe turbine à gaz.....	48
Figure III-2 : Cycle idéal de la turbine à gaz	49
Figure III-3 : Cycle réel de la turbine à gaz	49
Figure III-4 : Représentation de la compression d'un compresseur	51
Figure III-5 : Bilan énergétique de la chambre de combustion	52
Figure III-6 : Représentation de la denté dans une turbine	53
Figure III-7 : Différents éléments du groupe turbine à vapeur	56
Figure III-8 : Cycle turbine à vapeur avec surchauffe.....	56

Figure III-9 : Cycle réel de turbine à vapeur	57
Figure III-10 : Variation de DNI pendant la journée 01/08/18.....	61
Figure III-11 : Schéma simplifié de la centrale hybride	63
Figure III-12 : Cycle thermodynamique avec poste de combustion	65
Figure IV-1 : Processus du model	69
Figure IV-2 : Processus de simulation.....	69
Figure IV-3 : L'interface de sélection du model	70
Figure IV-4 : L'intégration des données météorologiques du site dans SAM.....	71
Figure IV-5 : Les irradiations direct et globale mensuelles du site	71
Figure IV-6 : L'irradiation direct du site	72
Figure IV-7 : Le model du collecteur choisi	73
Figure IV-8 : Le model du récepteur choisi	73
Figure IV-9 : Les paramètres du champ solaire et fluide caloporteur	74
Figure IV-10 : Comparaison des puissances thermique mensuelles	75
Figure IV-11 : Comparaison des puissances thermique annuelles	75
Figure IV-12 : Les températures d'entrée et de sortie du champ solaires mensuelles	76
Figure IV-13 : Les températures d'entrée et de sortie du champ solaires annuelles	76
Figure IV-14 : La variation du débit de fluide calorifique mensuelle.....	77
Figure IV-15 : La variation du débit de fluide calorifique annuelle	77
Figure IV-16 : Les puissances globale et utile électrique mensuelle	78
Figure IV-17 : Les puissances globale et utile électrique annuelle	78
Figure IV-18 : les différents parasites mensuels	79
Figure IV-19 : Les couts des composants du champ solaire	79
Figure IV-20 : Le cout d'investissement solaire total	80
Figure IV-21 : Le type de centrale choisie	82
Figure IV-22 : Les données météorologiques du site	82
Figure IV-23 : Les composants de la centrale de Hassi R'mel	83
Figure IV-24 : Résultats du bilan énergétique de la centrale hybride	83
Figure IV-25 : La puissance du champ solaire par rapport la puissance électrique totale de la centrale ..	84
Figure IV-26 : La puissance des générateurs des turbines de la centrale hybride	84
Figure IV-27 : Le rapport de production des groupes turbines à gaz par rapport la centrale hybride	85
Figure IV-28 : Algorithme de gestion d'énergie de la centrale hybride	85

Liste de tableaux

Tableau I.1 : Les valeurs des températures externes enregistrées dans la région de Hassi R'mel.....	12
Tableau II.1 : Les paramètres du champ solaire	23
Tableau II.2 : Les paramètres du collecteur ET150 de la centrale	26
Tableau II.3 : Les caractéristiques du THERMINOL VP-1.....	29
Tableau II.4 : Les caractéristiques de générateur de TAG	35
Tableau II.5 : Les caractéristiques de générateur de TAV	40
Tableau III.1 : Résultats de la turbine à gaz	55
Tableau III.2 : Résultats de la turbine à vapeur	60
Tableau III.3 : Les données du champ solaire	61
Tableau IV.1 : Les différents modelés des CCP utilisées sur logiciel SAM	72
Tableau IV.2 : Résultats de simulation avec logiciel SAM	80

REMERCIEMENTS

DEDICACE

RESUME	A
NOMENCLATURES.....	I
LISTE DES FIGURES	IV
LISTE DE TABLEAUX.....	V
INTRODUCTION GENERALE	1

CHAPITRE I GENERALITES SUR LES ENERGIES SOLAIRES

I.1 INTRODUCTION	3
I.2 APERÇU SUR LES TECHNOLOGIES DE CONCENTRATION SOLAIRE.....	3
I.3 LES NOTIONS DU PROGRAMME NATIONAL DE DEVELOPPEMENT D'ERS EN ALGERIE :	4
I.4 LA PRODUCTION MONDIALE DES CENTRALES SOLAIRES THERMODYNAMIQUES	4
<i>I.4.1 Les principales réalisations :</i>	4
I.4.1.1 Les projets de technologie miroir cylindro-parabolique :	4
I.4.1.2 Les projets de technologie à tour :.....	5
I.5 GISEMENT SOLAIRE AFRICAIN.....	5
I.6 GISEMENT SOLAIRE ALGERIEN	5
I.7 L'ENERGIE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE	6
<i>I.7.1 Les différents types des centrales solaires thermodynamiques :</i>	7
a. Centrales à miroirs de Fresnel :.....	7
b. Centrales à tour :.....	8
c. Centrales à miroirs paraboliques Dish-Stirling :.....	9
d. Centrale cylindro-parabolique	10
I.8 BREVE PRESENTATION DE LA CENTRALE HYBRIDE SOLAIRE-GAZ HASSI R'MEL	11
<i>I.8.1 Caractéristique du site :</i>	11
<i>I.8.2 Brève description du fonctionnement de la centrale :</i>	12
<i>I.8.3 Les avantages du projet</i>	13
I.8.3.1 Les avantages fiscaux	13
I.8.3.2 Autres avantages.....	13
<i>I.8.4 Désavantage</i>	13
I.9 GENERALITES SUR LES TURBINES	14
<i>I.9.1 Turbine à gaz</i>	14
I.9.1.1 Définition	14
I.9.1.2 Les avantages.....	17
I.9.1.3 Les inconvénients.....	17
<i>I.9.2 La turbine à vapeur</i>	17
I.9.2.1 Définition	17
I.9.2.2 Les composants de la TAV.....	19
I.9.2.3 La classification des TAV.....	19
I.10 L'ALTERNATEUR	20
<i>I.10.1 Définition</i>	20
I.11 CONCLUSION	21

CHAPITRE II DESCRIPTION DETAILLEE DE LA CENTRALE HYBRIDE DE HASSI R'MEL

II.1 INTRODUCTION	22
II.2 UNE BREVE DESCRIPTION DE LA CENTRALE HYBRIDE DE HASSI R'MEL	22
<i>II.2.1 Le champ solaire :</i>	22
<i>II.2.2 Cycle de puissance (Combiné)</i>	24
II.3 DESCRIPTION DES COMPOSANTS DE LA CENTRALE HYBRIDE :	32
a. <i>Station de traitement d'eau :</i>	32
b. <i>Cycle combiné</i>	33
1. Groupe turbine à gaz	33
2. Les chaudières de récupération (HRGS) :	36
3. Groupe turbine à vapeur:.....	39
4. Les aérocondenseurs:.....	40
5. La station météorologique:	42
6. La salle de commande et de contrôle :.....	42

Sommaire

7. Les systèmes auxiliaires:.....	42
II.4 LE PRINCIPE DU FONCTIONNEMENT DE LA CENTRALE :	43
II.4.1 Principe de fonctionnement de la centrale en cycle combiné (mode nuit) :.....	43
II.4.2 Le principe de fonctionnement de la centrale en cycle hybride : (mode jour) :	45
II.5. DEFINITION & PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DU "BY-PASS" AU NIVEAU DU GVS:	46
II.5.1 Définition du By-pass :.....	46
II.5.2 Principe de fonctionnement :.....	47
II.6 CONCLUSION :	47
CHAPITRE III CALCULS ENERGETIQUES DE LA CENTRALE DE HASSI R'MEL	
III.1 INTRODUCTION	48
III.2 LE CYCLE COMBINE.....	48
III.2.1 la turbine à gaz.....	48
Figure III-1 : Différents élément du groupe turbine à gaz	48
III.2.1.1 Les cycles de turbine à gaz	49
III.2.1.1 Etude de turbine à gaz	50
III.2.2 La turbine à vapeur	56
III.2.2.1 Les cycles de turbine à vapeur	56
III.2.2.2 Etude du cycle de la turbine a vapeur.....	57
III.2.3 Le rendement global de la centrale :	60
III.3 CHAMP SOLAIRE	61
III.3.1.1 La puissance thermique absorbée par le collecteur.....	61
III.3.1.2La puissance thermique à la sortie du champ solaire	62
III.3.1.3 Le rendement du champ solaire	62
III.3.1.4 Evaluation du débit fluide caloporteur dans le champ solaire.....	62
III.3.2 Les paramètres du générateur de vapeur solaire (GVS) :	63
III.3.3 Système hybride ISCC.....	63
III.3.3.1 Calcul des performances en présence du soleil :	63
III.3.3.2 Calcul des performances en absence du soleil :	65
III.4 CONCLUSION	67
CHAPITRE IV SIMULATION ET DISCUSSION DES RESULTATS	
IV.1 INTRODUCTION.....	68
IV.2 PRESENTATION DU LOGICIEL SAM	68
IV.3 ANALYSE DES PARAMETRES D'ENTREE.....	70
IV.3.1 Modèle de performance.....	70
IV.3.2 les données métrologiques du site	71
IV.4 LE CHOIX DES COMPOSANTS	72
IV.5 PARASITES	74
IV.6 RESULTATS DE SIMULATION :	75
IV.6.1 Les Puissances thermiques :	75
IV.6.2 TEMPERATURE D'ENTRE DU CHAMP SOLAIRE ET TEMPERATURE DE SORTIE :	76
IV.6.3 Le débit du fluide calorifique :	77
IV.6.4 La puissance électrique produite par le champ solaire :	78
IV.6.5 Les parasites :	79
IV.7L'ASPECT ECONOMIQUE	79
IV.8 LE PRIX DU KWH :	80
IV.9 PRESENTATION DU LOGICIEL EBSILON	81
IV.10 RESULTATS DE SIMULATION PARAMETRIQUE THERMODYNAMIQUE DE LA CENTRALE DE HASSI R'MEL.....	83
IV.11 GESTION D'ENERGIE DE LA CENTRALE HYBRIDE	86
IV.12 CONCLUSION.....	86
CONCLUSION GENERALE	88

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie fossile reste l'énergie primaire la plus dominante au monde avec des conséquences économiques et environnementales de plus en plus aggravées : coûts élevés lié à la hausse des prix de ressources fossiles niveau limité de sécurité énergétique, contribution à la pollution locale et aux changements climatiques dont les impacts peuvent être dramatiques. La consommation de ces énergies cause l'augmentation de l'effet de serre ; le danger d'une utilisation d'un stock excessive de ressources naturelles peut causer une réduction des réserves de ce type d'une façon très dangereuse pour les futures générations.

Dans ce contexte favorable (volonté politique, intérêt économique) l'exploitation des énergies renouvelables sont devenu l'un des majeures préoccupations de tous les pays, elles peuvent être une solution alternative pour couvrir les besoins de la société qui ne cesse pas d'augmenter. Ces énergies existent depuis longtemps, néanmoins, elles étaient négligées devant le développement massif de la technologie des fossiles. Donc, suite à l'augmentation du taux de pollution et grâce aux recherches faites et études diversifiées ces derniers commencent à prendre une place qui leur dû ; la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables est devenu un défi très important concernant les années à venir. Plusieurs programmes de recherche et du développement mettent en évidence un développement commercial dans les années prochaines : une production inférieure à 100kw comme les panneaux photovoltaïques, les micros turbines à gaz qui sont associées à des systèmes de stockage comme les batteries d'accumulateurs ou bien les super condensateurs.

Le soleil fournit une énergie solaire grandiose à la terre. Par contre cette énergie ne peut pas être utilisée par la forme dont elle est reçue pour cela nous devons utiliser plusieurs processus de la conversion de cette énergie. Par exemple les cellules photovoltaïques font la conversion de l'énergie lumineuse reçue à une énergie électrique.

L'utilisation croissante des énergies renouvelables met une importance une cruciale pour les années à venir ; dont la diminution des besoins énergétiques traditionnelles (gaz, pétrole) est dû à cette croissance. De nos jours les énergies renouvelables sont de plusieurs types : hydraulique, éolienne, photovoltaïque, géothermique, chauffage solaire, biomasse....

Les énergies renouvelables sont des sources dont le renouvellement naturel est rapide, elles sont comptées comme sources inépuisables à l'échelle du temps humain.

Notamment en Algérie les énergies fossiles (gaz et pétrole) ne vont pas être remplacées par les énergies renouvelables au sitôt ; mais ces derniers ne cessent d'augmenter après la création du commissariat des énergies renouvelables en 1982 et l'élaboration récente des textes législatifs et la loi des énergies renouvelables en 2004 et le programme national adopté par l'état en 2010.

Introduction générale

En plus l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m².an au Nord et 2263 kWh/m².an au sud du pays.

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à Hassi R'mel.

Plusieurs technologies avancées ouvrent des perspectives intéressantes pour augmenter le rendement de la production de l'électricité propre, tels que les systèmes hybrides solaire-gaz qui fait la conjonction entre la turbine à gaz à cycle combiné avec le champ solaire.

Lors de ce programme de développement des énergies renouvelables 2015-2030 était adopté par le gouvernement algérien à la fin du février 2015. Le gouvernement a réalisé la première centrale hybride solaire -gaz au niveau de la région de Hassi R'mel au sud de l'Algérie. Cette installation a été mise en service en fin 2017. Alors notre

Donc le but de notre projet de fin d'étude de master, représente une contribution de fonctionnement et d'évaluation du dimensionnement de cette centrale.

Le travail sera réparti en quatre axes :

- Le premier présentera une généralité sur l'énergie solaire thermodynamique et les différentes technologies solaires à concentration et une brève généralité des turbines.
- Le deuxième axe sera consacré sur une description détaillée de centrale qui représente tous les composants de la centrale hybride de Hassi R'mel et son fonctionnement pendant l'absence et la présence de soleil.
- Le troisième exposera les calculs paramétriques détaillés du cycle combiné et de la centrale hybride en présence et absence de soleil.
- La quatrième partie sera une étude technico-économique du champ solaire seul et une simulation paramétriques thermodynamique de la centrale de Hassi R'mel.

Notre travail sera achevé par une conclusion générale et des observations techniques afin de développer le fonctionnement de cette centrale.

Chapitre I Généralités sur les énergies solaires

I.1 Introduction

La concentration solaire thermique est une technologie qui capte l'ensoleillement direct du soleil sur une grande surface réfléchissante. Cette concentration sur un certain récepteur permet d'obtenir des températures très hautes, ces dernières produisent la vapeur d'eau, qui alimente une turbine à vapeur. Cette turbine fait tourner le rotor du générateur pour produire l'électricité.

On retrouve également plusieurs applications du principe de la concentration solaire comme, la cuisson, le dessalement d'eau de mer et le traitement des polluants. [1]

Dans ce chapitre on va présenter le gisement solaire Africain et Algérien, ensuite on va donner des brèves présentations sur les technologies de production solaire thermique, enfin on va représenter la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel.

I.2 Aperçu sur les technologies de concentration solaire

La concentration des rayons du soleil est une idée ancienne. Elle est utilisée depuis la Chine antique. Une légende raconte qu'en 212 av. J.C, Archimède a utilisé des miroirs géants pour concentrer les rayons du soleil dans les voiles des navires romains pour les enflammer et les repousser de Syracuse. [1]

Au cours du XIX^{ème} siècle, Augustin Mouchot a met au point de nombreuses inventions : pasteurisation solaire, distillation solaire, cuisson solaire, pompage solaire et concentrateur parabolique alimentant des machines thermiques. En 1878, il a inventé un réflecteur de cinq mètres de diamètre associé à une machine à vapeur qui actionne une presse d'imprimerie. En **1886**, le premier brevet délivré sur la réalisation d'un capteur solaire. [1]

En **1913**, l'américain Franck Schuman construit une centrale thermo solaire. En **1968**, le Professeur Giovanni Francia a conçu et construit la première centrale solaire à concentration. En **1973**, un scientifique grec, a vérifié le travail d'Archimède. En **1983**, **EDF** et le **CNRS** construisent Thémis, la première centrale électro-solaire à tour française d'une puissance de 2500 kW. En **2008**, La centrale européenne la plus puissance de concept cylindro-parabolique, est inaugurée près de Guadix en Andalousie (Espagne). Elle a alors une capacité de 50 MW. En **2016**, Inauguration de la centrale Noor 1 à Ouarzazate (160 MW) au Maroc en **2017**. [1]

I.3 Les notions du programme national de développement d'ERs en Algérie :

Le 3 février 2017 l'Algérie a lancé son Programme national de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Ce programme est du 2011 à 2030, avec une estimation de produire 22 000 MW d'électricité à partir du solaire et de l'éolien dont 10 000 MW destinés à l'exportation.

Le programme de développement des énergies renouvelables 2015-2030 était adopté par le gouvernement algérien à la fin du février 2015. La première phase du programme démarrée en 2011, avait permis la réalisation de projets pilotes et d'études sur le potentiel national. Le nouveau programme précise les objectifs d'installations d'ici à 2030 :

- 13 575 MWc de solaire photovoltaïque,
- 5 010 MW d'éolien,
- 2 000 MW de solaire thermodynamique (CSP),
- 1 000 MW de biomasse (valorisation des déchets),
- 400 MW de cogénération,
- 15 MW de géothermie. Le total s'élève ainsi à 22 GW, dont plus de 4,5 GW doivent être réalisés d'ici à 2020. [7]

I.4 La production mondiale des centrales solaires thermodynamiques

La production mondiale des centrales solaires thermodynamiques en 2017 était à partir de 10 848 GWh, les concepts de ces centrales émergent aujourd'hui principalement grâce aux politiques tarifaires incitatives qui se mettent en place dans quelques-uns des pays cibles (par exemple Espagne, Italie, Portugal et Grèce mais aussi aux USA. [2]

I.4.1 Les principales réalisations :

I.4.1.1 Les projets de technologie miroir cylindro-parabolique :

Les premières centrales réalisées sont :

Une centrale de puissance de 0.5MW en Espagne en 1981.

9 unités de puissance de 354MW du 1984 à 1990 aux Etats-Unis.

Au 20^{ème} siècle la production de puissance à partir de cette technologie a connu une croissance ; pour l'Espagne construira une centrale de 50MW de puissance en 2008, ensuite plusieurs unités de différentes puissances ont été construites. Enfin en 2013 la production de projet de Solaben avec une puissance de 200MW. [2]

Pour l'Etats-Unis, en 2007 le projet de Nevada d'une puissance de 64 MW, ensuite plusieurs projets ont été réalisés jusqu'à 2014, le projet de Mojave qui a une production de 250 MW. [2]

Pour l'Algérie le premier projet de la centrale a été réalisé en 2011 avec une puissance de 30MW jusqu'au 2017 une dernière centrale réalisée qui s'appelle Elhdjira avec une puissance de 30MW. [2]

I.4.1.2 Les projets de technologie à tour :

En 1981, plusieurs centrales ont été réalisées dans des différents pays comme : Espagne, Japon, Italie avec des puissances qui ne dépassent pas les 1MW,

En 1997 les Etats-Unis ont réalisé une centrale de 10MW de puissance. En 2008 l'Espagne une centrale de 20MW de puissance a été réalisée.

En 2016, une nouvelle centrale de 110MW aux Etats-Unis.

En 2016, la réalisation de la première centrale à tour de moyenne puissance de 50MW en Afrique de sud, et c'est le premier africain qui a ce type de centrale. [2]

I.5 Gisement solaire Africain

La figure (I-1) présente le potentiel solaire africain, on remarque qu'il est très fort sur la majorité de pays du continent. Donc l'utilisation de production solaire thermique dans ces pays pour la production d'électricité représente une solution durable pour une alimentation électrique propre et de bonne qualité.

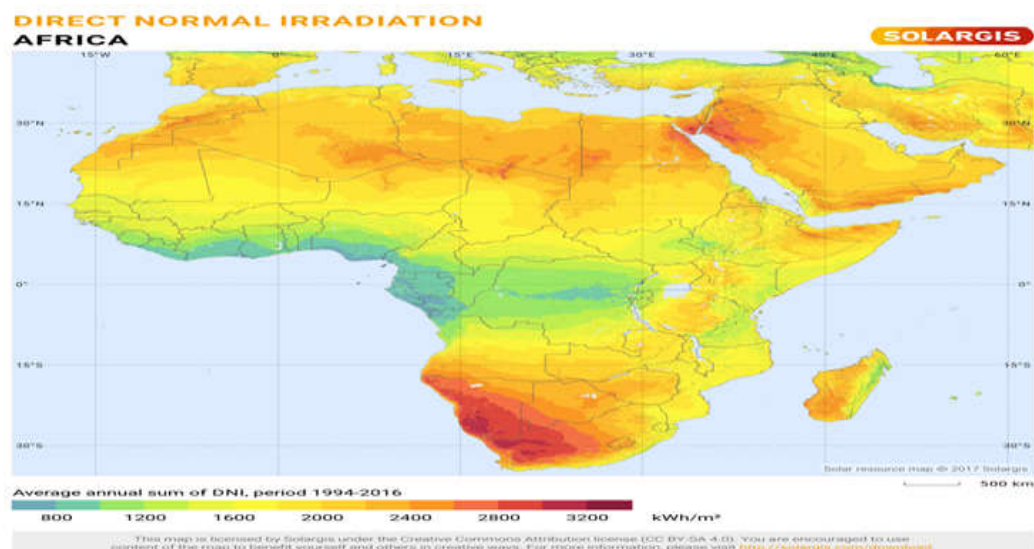


Figure I-1 : La carte de gisement solaire Africain [3]

I.6 Gisement solaire Algérien

L'Algérie est probablement le pays Africain du nord qui possède un potentiel solaire important sur l'échelle régionale. Elle considère ce potentiel comme une opportunité et un levier de développement économique et social notamment à travers l'implantation d'industries créatrices d'emplois. L'Algérie en effet dispose de l'un des plus importants gisements d'énergie solaire au monde avec une durée d'insolation de 2.000 à 3.900 heures par an, et une irradiation journalière de 3.000 à 6.000 Wh/m², soit l'équivalent de 10 fois la consommation mondiale.[5]

Selon une étude prospective effectuée par l'Agence spatiale allemande, notre pays contient une énergie thermo-solaire de plus de 169,44 TWh/an et de plus de 13.90 TWh/an d'énergie photovoltaïque, alors que sa consommation actuelle de l'Algérie en énergie, obtenue essentiellement du gaz et du pétrole, est de 25 à 30 TWh/an. [5]

La figure (I-2) indique la carte de gisement solaire Algérien. [3]

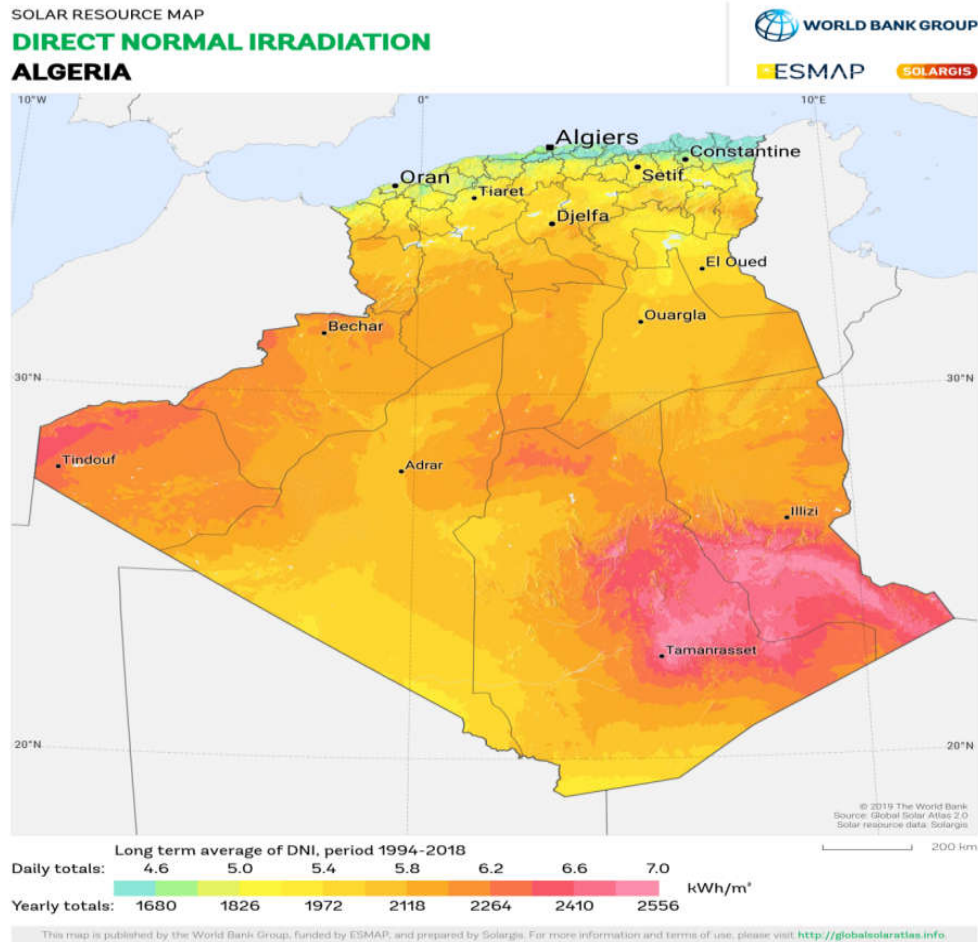


Figure I-2 : La carte de gisement solaire Algérien [3]

I.7 L'énergie solaire thermodynamique

L'énergie solaire thermodynamique désigne l'énergie solaire récupérée par des capteurs cylindro-parabolique, des centrales à tour ou capteurs paraboliques pour produire l'énergie électrique. Le flux solaire concentrée réchauffe un fluide caloporteur (l'huile thermique, des sels fondus, etc.) dans une gamme de température allant de 250 à 800°C selon les techniques utilisées. Ces fluides viennent ensuite chauffer de l'eau dont la vapeur entraîne un turboalternateur à l'instar d'une centrale thermique classique. Comme il est montré sur la figure (I-3). [6]

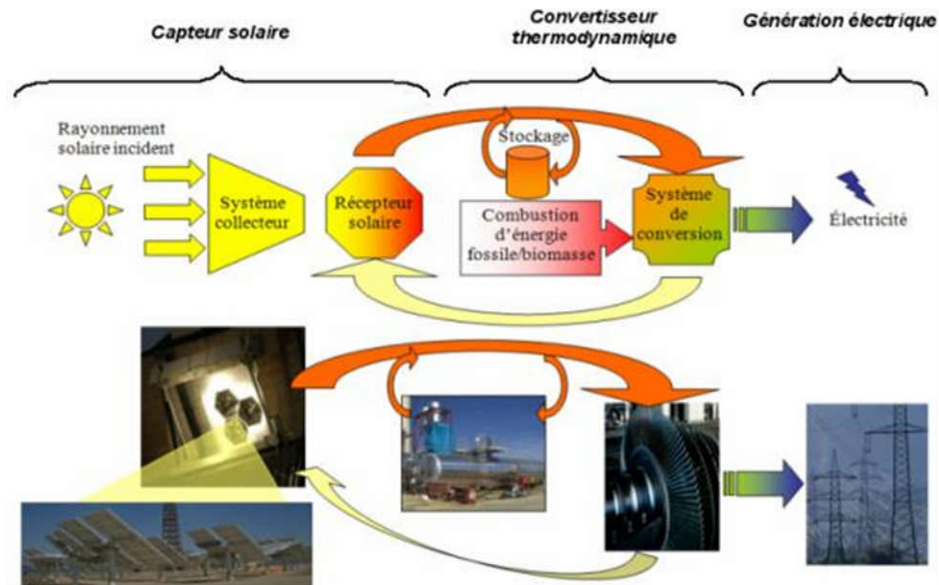


Figure I-3 : Schéma de principe de la conversion solaire thermodynamique [6]

I.7.1 Les différents types des centrales solaires thermodynamiques :

a. Centrales à miroirs de Fresnel :

Elles sont inventées par le physicien Augustin Fresnel ; la lentille de Fresnel a été conçue pour équiper le système optique des phares de signalisation de la marine, c'est un concept très récent. Ce sont des longs miroirs parfaitement plans appelées aussi « réflecteurs compacts linéaires », elles sont placées d'une façon dont laquelle elles pivotent la course du soleil.

Elles sont simples à fabriquer et les meuliers en marché que les paraboliques et les cylindro-parabolique, moins résistantes au vent avec une infrastructure moins importante à celles du cylindro-parabolique. Par contre leurs performances optiques sont moins importantes et inférieurs d'environ 30% par rapport au parabolique et cylindro-parabolique. [4]



Figure I-4 : Miroirs de Fresnel

Grâce à cet emplacement sur la zone ces miroirs peuvent diriger les rayons de soleil en les concentrant vers un gros tube absorbeur placé en surplomb, ce dernier est surmonté sur un deuxième miroir cintré qui comporte un fluide caloporteur qui circule et s'échauffe à 500°. Cela va produire une énergie qui va être transférée à un circuit d'eau en produisant la vapeur nécessaire qui va faire actionner la turbine génératrice en produisant de l'électricité. [4]

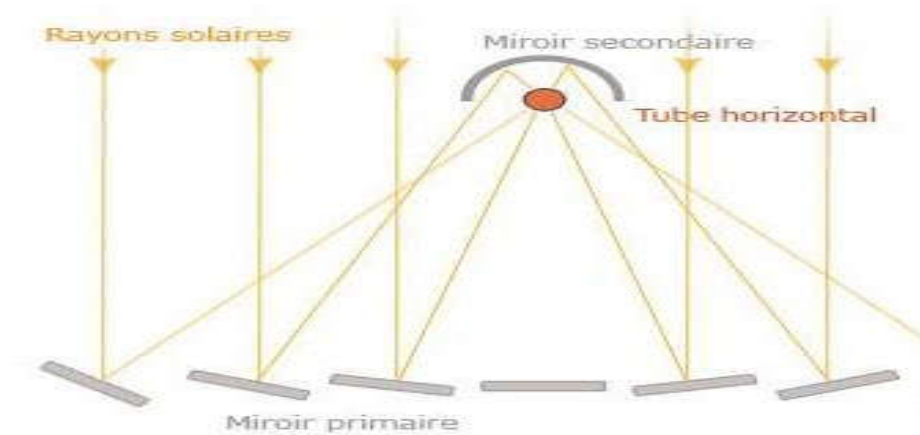


Figure I-5 : Principe de fonctionnement d'un concentrateur Fresnel

b. Centrales à tour :

Les plus anciennes centrales à tour sont situées aux Etats-Unis et en Californie ; elles prennent une grande superficie elle peut atteindre jusqu'à des milliers de mètres carrés. Les rayons fournis par le soleil sont transformés en chaleur à une température élevée puis en énergie mécanique et enfin une énergie électrique à travers un cycle thermodynamique.

Son principe consiste à placer plusieurs miroirs autour d'une tour qui s'appellent « héliostats » en grec ça veut dire qui fixe le soleil, ils sont fixés au sol et orientables. Les miroirs pointent le rayonnement solaire sur le capteur placé au sommet de la tour, les rayons sont réfléchis en un point unique sur la tour par la suite ce rayonnement solaire est directement concentré sur un absorbeur qui transforme le rayonnement en chaleur à très haute température. Généralement au sommet de la tour se circule un fluide caloporteur après son échauffement par les rayons solaires il transforme son énergie à un circuit d'eau lors de sa haute température la vapeur de cette dernière fait actionner la turbine qui va produire par la suite une électricité. La turbine est située aussi au sommet de la tour, ce type de centrale peut produire de dizaines de MW ; il existe de grands projets d'une forte production notamment en Espagne et en Afrique du Sud.

Cette source d'énergie est inépuisable et gratuite non polluante et elle permet de valoriser les zones désertiques ; par contre elle nécessite un fort ensoleillement et une surface du sol très importante.

[4]



Figure I-6 : Centrale à Tour

c. Centrales à miroirs paraboliques Dish-Stirling :

Le Dish-Stirling compose de trois éléments principaux sont : le concentrateur (ou le réflecteur), le récepteur (ou absorbeur) et le moteur Stirling. Une production d'un courant alternative survient en couplant ce dernier avec une génératrice. [7]

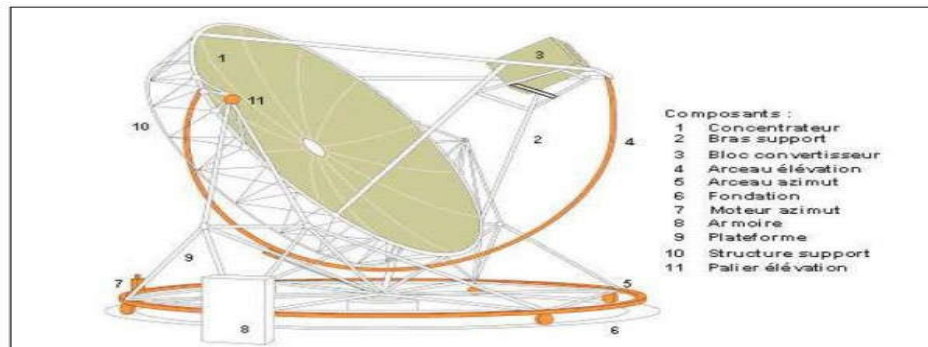


Figure I-7 : Description du système Dish-Stirling

Le système automatisé du suivi soleil se réalise selon deux axes : l'azimut (rotation autour de l'axe vertical) et l'élévation (rotation autour de l'axe horizontal) ; il est réalisé avec une grande précision. Les centrales paraboliques sont exactement comme les paraboles qu'on utilise pour capter les chaînes sur la télévision (même forme) ; mais elles sont plus grandes. La parabole est composée de miroirs, quand elle est reliée à un récepteur ces miroirs réfléchis les rayons en un point de convergence appelé foyer qui situe dans le récepteur cela provoque une élévation de température. Ce dernier est composé d'un moteur Stirling qui va convertir l'énergie thermique en énergie mécanique ensuite la reconvertir en énergie électrique ; la parabole suit le déplacement du soleil pour avoir un maximum d'ensoleillement. La température sur le récepteur peut atteindre jusqu'au 1000°C ; contrairement au moteur qui ne nécessite pas une chaleur intense pour avoir des rendements électriques optimaux. Ces centrales sont inépuisables et non polluantes, elles ont de bonnes performances et un bon rendement comme elles sont aussi gratuites. Contrairement aux centrales cylindro-parabolique elles fonctionnent seulement que la journée et donc par intermittence.



Figure I-8 : Centrale à miroirs Dish-Stirling

d. Centrale cylindro-parabolique

Un capteur cylindro-parabolique est un capteur à concentration à foyer linéaire utilisant un réflecteur cylindrique de section parabolique. Le récepteur est un tube positionné juste au-dessus du milieu du miroir parabolique et rempli d'un fluide caloporteur. Le réflecteur suit le soleil pendant la journée le long d'un axe unique. Un fluide actif (par ex., du sel fondu) est chauffé à 150–350 °C au cours de son écoulement à travers le récepteur puis utilisé comme source de chaleur pour un système de conversion d'énergie. [6]

Une centrale électro-solaire à capteurs cylindro-parabolique se compose de trois éléments principaux : le champ de capteurs solaire, le système de transfert de la chaleur et le système de génération électrique. L'énergie thermique reçue au collecteur est absorbée par un tuyau métallique à l'intérieur d'un tube en verre sous vide. Le fluide qui circule à l'intérieur du tuyau, est chauffé à une température de l'ordre de 420°C. Ce fluide est ensuite transporté à travers des échangeurs conventionnels afin de produire de la vapeur surchauffée qui fait fonctionner une turbine/générateur électrique. La puissance électrique de ce type de centrale solaire est comprise entre 30 et 300 MW. [6]

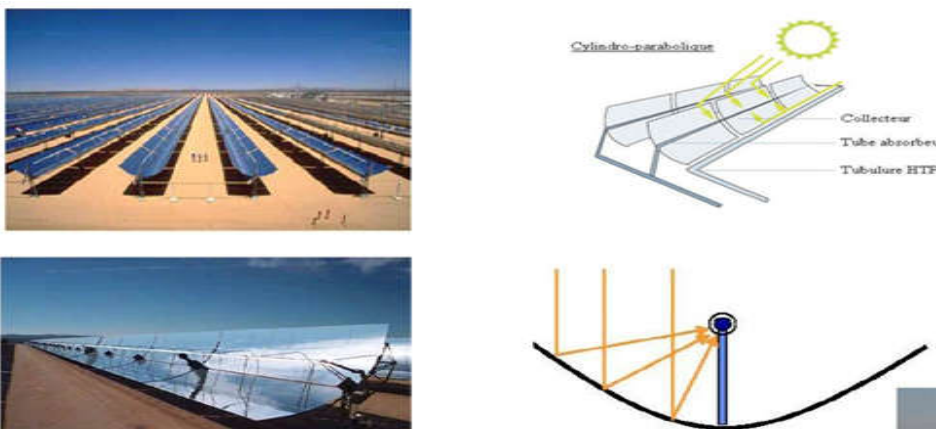


Figure I-9 : Champ des collecteurs à réflecteur cylindro-parabolique

I.8 Brève présentation de la centrale hybride solaire-gaz Hassi R'mel

La centrale est située à 494.5km au sud de la capitale Alger, à la limite du sud de la wilaya de Laghouat. Elle est implantée sur une grande superficie 130hectares avec une existence d'un réseau électrique sur la route N°1 qui favorise le choix de ce site. Cette centrale a été inaugurée le 14 Juillet 2011 par l'entreprise ABENER. Les propriétaires actuelles de cette centrale sont :

- ABENER (66%).
- NEAL (20%).
- Un consortium ou pool bancaire (BEA, CPA et BNA) (15%). [7]



Figure I-10 : La centrale hybride de Hassi R'mel [9]

I.8.1 Caractéristique du site :

Le choix du site se fait selon des caractéristiques et des critères bien étudiés pour avoir un bon fonctionnement de la centrale : [4]

Longitude : 32.946° nord

Latitude : 3. 274° est

1. **Irradiation solaire** : avec une moyenne d'ensoleillement de 3500heures/an (40% de toute l'année) et une énergie moyenne reçue de 2560kwh/m²/an Hassi R'mel dispose une bonne couverture solaire.
2. **Terrain plat** : Il est nécessaire pour faciliter l'aménagement du champ solaire afin de ne pas avoir des obstacles entre le soleil et les collecteurs ex : montagnes, collines... .
3. **Disponibilité du gaz et d'eau** : pour assurer l'alimentation des éléments qui fonctionnent avec du gaz (chaudières de récupérations, turbines, chaudières auxiliaires). SONATRACH s'occupe des besoins d'eau car elle est proche de la centrale.
4. **Accessibilité au réseau** : la centrale se trouve à proximité de la centrale de production de « Tilghemt » qui est raccordé avec au réseau national avec un réseau électrique tout au long de la RN1.

- 700 m d'altitude.
- Une moyenne de 9,5 heures d'ensoleillement.
- Une humidité relative de 24%,
- Une pression atmosphérique égale à 0.928 bars.
- Des vitesses du vent qui varient entre 2.14 et 4.15 m/s,
- Des températures extrêmes qui varient de -10°C en hiver à +50°C en été (Voir Tableau).
- Une insolation normale directe DNI (Direct Normal Irradiation) qui peut atteindre un maximum de 950 W/m² en été.
- Existence d'un aéroport international sur le site. [4]

Tableau I.1 : Les valeurs des températures externes enregistrées dans la région de Hassi R'mel

Saison	Température minimale	Température maximale
Eté	21°C	50°C
Hiver	-10°C	20°C

I.8.2 Brève description du fonctionnement de la centrale :

La centrale ISCC est une installation hybride qui produira 157,5 MW ; c'est la combinaison entre un champ de capteurs solaires et un cycle à combiné de type 2x1 (CCPP). [4]

La CCPP est composée de deux turbines à gaz naturel qui génèrent de l'énergie électrique à partir de la combustion du gaz naturel. Avec une perte de chaleur de ces deux turbines on l'a utilisé dans des générateurs de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) : à circulation simple et à circulation horizontale pour produire de la vapeur qui est par la suite détendue tout au long de la turbine à gaz pour générer un courant électrique supplémentaire.

La vapeur qui émane de la turbine à vapeur sera condensée dans un aérocondenseur qui est composé de 15 ventilateurs pour qu'elle soit envoyée au réservoir principal du condensat ; les pompes à condensat situées dans ce réservoir l'envoient aux préchauffeurs des groupes de récupération de chaleur. Le point essentiel de cette centrale est que l'eau utilisée dans la chaudière de générateur de vapeur émane d'économiseurs des groupes de récupération de chaleur et de chaleur de CCPP. [7]

La vapeur générée par le champ solaire sera injectée dans les surchauffeurs de même groupe ; la vapeur générée par ce champ sera dégagée dans la même turbine à gaz qui va utiliser la chaleur résiduelle des turbines à gaz. Avec ce fonctionnement l'énergie électrique va augmenter et la totalité des coûts va être inférieurs à ceux des deux installations si on les considère indépendantes.

Le champ solaire se constitue de capteurs cylindro-parabolique sur deux surfaces. Ce champ est basé sur la technologie de l'auge parabolique qui se compose de plusieurs rangées parallèles de capteurs solaires à un axe horizontal. Un réflecteur linéaire est placé sur chacun de ces capteurs

solaires d'une forme parabolique qui focalise le rayonnement solaire direct sur un point d'un récepteur linéaire situé au centre de la parabole. [7]

Un fluide caloporteur (HTF) sera chauffé lors de leur circulation dans le récepteur et revient dans une série d'échangeurs de chaleur dans un bloc d'alimentation, où il sera utilisé pour générer de la vapeur. [4]

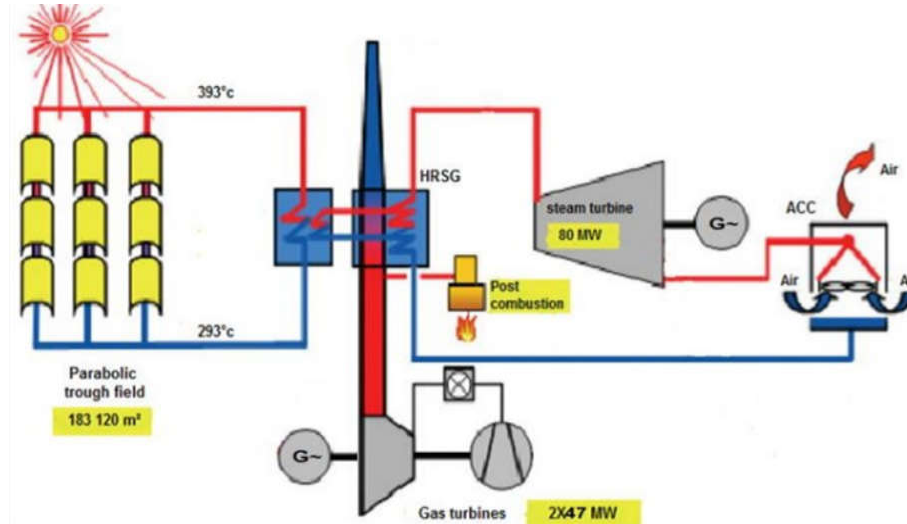


Figure I-11 : Schéma simplifié du fonctionnement de la centrale

I.8.3 Les avantages du projet

I.8.3.1 Les avantages fiscaux

- 256.6 MM€ c'est le taux de crédit appliqué par les banques algériennes avec une bonification de 3.75 %.
- L'ANDI a concédé des exonérations pour 5 ans.

I.8.3.2 Autres avantages

- Cette technologie permet à donner une flexibilité plus grande pour plus valoriser le gaz naturel et aussi une économie du gaz qu'on peut l'utiliser pour la production de l'électricité ; ainsi pour les besoins nationaux (exportation).
- Le dimensionnement du champ solaire est fait de telle sorte que le ratio dépasse les 5% ; pour que les avantages mises par le législatif algérien sur les coûts de diversification ; et concernant l'octroi des primes de production qui a un ratio supérieur de 5%.
- Lutter contre l'émission du gaz et l'effet de serre sachant que le kWh produit dans le cas d'hybride comparé à la production de l'électricité en utilisant des turbines à gaz simples émettra 2fois moins de gaz à effet de serre. [7]

I.8.4 Désavantage

- L'utilisation du fluide caloporteur (huile) restreint la température atteinte à 400°C.

I.9 Généralités sur les turbines

I.9.1 Turbine à gaz

I.9.1.1 Définition

La turbine à gaz appelée aussi « Turbine à combustion » ou « TAC » est un moteur thermique ; une idée ancienne inventée en 1731 par l'anglais John Barber qui déposa son brevet sur ce sujet mais à cause de la turbine à vapeur cette technologie lui fallut beaucoup de temps environ cent temps pour prendre la place qui lui va ; les recherches ont conduit à une activité fiévreuse de dépôts de brevet entre 1880 et 1900 et à de nombreuses expériences testées entre 1900 et 1910.[10]

Cette technologie est l'ensemble de rotation d'un arbre et la combustion des hydrocarbures (fuel, gaz, combustible), c'est une machine thermodynamique tournante avec un flux continu à combustion interne ce qui permet de transformer l'énergie contenue dans ces hydrocarbures (énergie cinétique) en énergie mécanique sur l'arbre de la turbine en cas des machines industrielles ou sous forme d'énergie propulsive dans un jet (turboréacteurs). Cette énergie mécanique est transmise par l'intermédiaire d'un accouplement à une machine réceptrice, qui produit la puissance utile pour le processus industriel. [10]

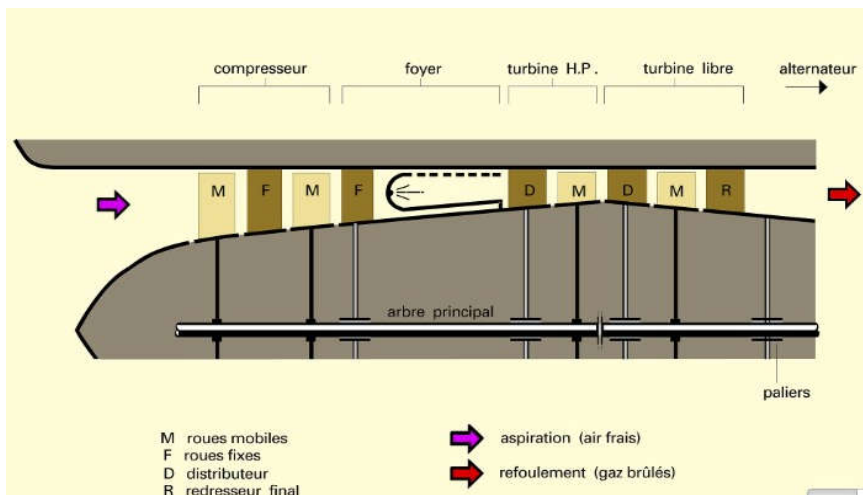


Figure I-12 : Schéma du fonctionnement de turbine à gaz

Dans son architecture simple la turbine fonctionne en circuit ouvert : le principe consiste à aspirer de l'air ambiant par un compresseur axial et rejeter les gaz brûlés à l'atmosphère. Elle comporte un compresseur et une turbine couplés mécaniquement sur un arbre et une chambre à combustion où l'air est réchauffé à une pression constante par la combustion d'une certaine quantité combustible (gaz naturel, kérosène, gasoil) .[4]

Son cycle thermodynamique est appelé Joule qui comprend quatre étapes de fonctionnement :

- Une compression adiabatique qui consomme de l'énergie mécanique.
- Un chauffage isobare comme un moteur diesel.
- Une détente adiabatique jusqu'à la pression ambiante qui produit de l'énergie mécanique

- Un refroidissement isobare. [11]

Généralement, les turbines à gaz se répartissent en deux classes :

- Les turbomoteurs fournissant de l'énergie mécanique disponible sur un arbre.
- Les turboréacteurs fournissant de l'énergie cinétique utilisable pour la propulsion

La turbine à gaz dans son état simple se compose de trois éléments : [11]

- Un compresseur axial qui a pour rôle comprimé de l'air ambiant à une pression comprise entre 10 et 30 bars.
- Une chambre de combustion dans laquelle un combustible gazeux ou liquide est injecté sous pression, puis brûlé avec l'air comprimé, avec un fort excès d'air afin de limiter la température des gaz d'échappement.
- Une turbine axiale une turbine, généralement axiale, dans laquelle sont détendus les gaz qui sortent de la chambre de combustion. Elle est construite en alliage réfractaire.

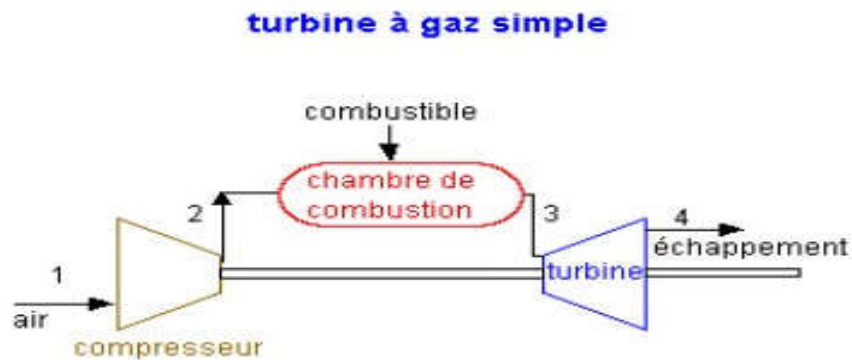


Figure I-13 : Turbine à gaz simple

On peut classer les turbines à gaz selon :

- Son mode de travail.
- Le mode de fonctionnement thermodynamiques.
- Le mode de construction.

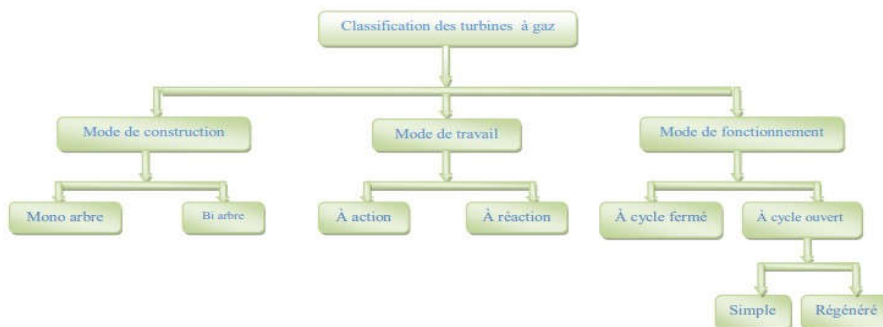


Figure I-14 : Classification des turbines à gaz [12]

Les turbines sont construites dans une large gamme de puissance entre 25kW et 250MW ; la combustion d'une TAG s'effectue avec des excès d'air très important (entre 350% et 500%). La puissance fournie par la turbine à gaz dépend des caractéristiques de l'air aspiré : température, humidité et pression et elle varie selon la saison de l'altitude du lieu de l'implantation or toutes énergie thermique du combustible non transformée en énergie mécanique se retrouve sous forme de chaleur dans les gaz d'échappement ce qui cause la diminution du rendement (de 25% à 35%) , pour améliorer mieux le rendement on augmente la température de la chambre de combustion (1200°) , il faut aussi prendre en considération le problème de tenue des matériaux utilisés pour la réalisation de la partie turbine ; c'est en récupérant la chaleur de gaz d'échappement (chauffage, production de vapeur...) que le rendement global peut dépasser 50%. En utilisant la chaleur des gaz d'échappement pour produire de la vapeur dans une chaudière ; elle est ensuite utilisée de deux manières : la centrale à cycle combiné où une turbine à gaz pour actionner l'alternateur donc une augmentation du rendement globale jusqu'à 55% à 60%.[13]

Son principe de fonctionnement consiste à aspirer de l'air du milieu puis le comprimer à une pression plus élevée par le compresseur ; après une augmentation d'énergie de l'air comprimé en brûlant du combustible dans une chambre de combustion (gaz chaud). Elle achemine de l'air à pression et à température élevées vers la section de la turbine, qui convertit l'énergie thermique en énergie mécanique pour faire tourner l'arbre (expansion), d'un côté il sert à fournir l'énergie nécessaire pour la compression de l'air et d'un autre côté à fournir de l'énergie utile à la machine conduite qui est couplée avec un alternateur ou un compresseur centrifuge.

Les turbines à gaz sont très utilisées dans les industries, c'est moyen adapté pour disposer de façon autonome d'une source d'énergie à la fois mécanique, électrique et thermique. Comme elles sont des appareils pour la production mécanique elles peuvent être utilisés dans :[8]

- **Appareils fixes** :[13]
 - Transmission électrique, pour la production d'énergie électrique.
 - Entraînement des compresseurs.
 - Entraînement des pompes.
 - Procédés industriels particuliers.
- **Appareils mobiles** : [13]
 - Chemins de fer.
 - Propulsion maritime.
 - Aviation.
 - Traction routière.

I.9.1.2 Les avantages

- Puissance massique et volumique très élevée du fait du fonctionnement continu.
- Simplicité apparente de construction (un rotor dans un carter et brûleur) et

Équilibrage (peu de vibrations).

- Pollution limitée en HC et NOx du fait de l'excès d'air et de la température limitée.
- Aptitude à la récupération de chaleur (cogénération).
- Longévité en marche stationnaire.
- Une puissance élevée dans un espace restreint dans lequel un groupe diesel de même puissance ne pourrait pas être logé ;
- A l'exception de démarrage et arrêt, la puissance est produite d'une façon continue.
- Démarrage facile même à grand froid ;
- Diversité de combustible pour le fonctionnement ;
- Possibilité de fonctionnement à faible charge. [8]

I.9.1.3 Les inconvénients

- Au-dessous d'environ 3000KW, prix d'installation supérieur de celui d'un groupe diesel.
- Temps de lancement beaucoup plus long que celui d'un groupe diesel ; à titre indicatif : 30 à 120 s pour une turbine, 8 à 20 s pour un groupe diesel.

Rendement inférieur à celui d'un moteur diesel (cycle simple). À titre indicatif : 28 à 33 % pour une turbine de 3000 KW, 32 à 38 % pour un groupe diesel. [8]

I.9.2 La turbine à vapeur**I.9.2.1 Définition**

La turbine à vapeur est un moteur thermique à combustion externe fonctionnant selon le cycle thermodynamique de Clausius-Rankine, Ce cycle se distingue par le changement d'état affectant le fluide moteur qui est en général de la vapeur d'eau. Elle transforme l'énergie thermique de la vapeur d'eau pendant la détente en énergie mécanique de rotation d'arbre pour entraîner un dispositif mécanique tournant. [4]

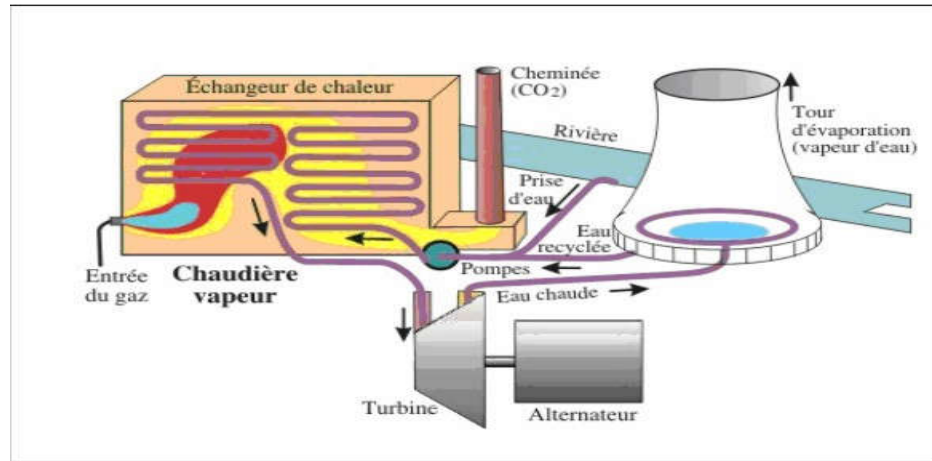


Figure I-15 : Schéma d'une turbine à gaz

Le cycle de Rankine est composé des étapes suivantes :

- L'eau liquide sera comprimée par une pompe et envoyée vers la chaudière.
- L'eau sera chauffée, vaporisée et surchauffée.
- La vapeur se détend dans la turbine en fournissant de l'énergie mécanique.
- La vapeur détendue sera condensée au contact de la source froide sous vide partiel. [4]

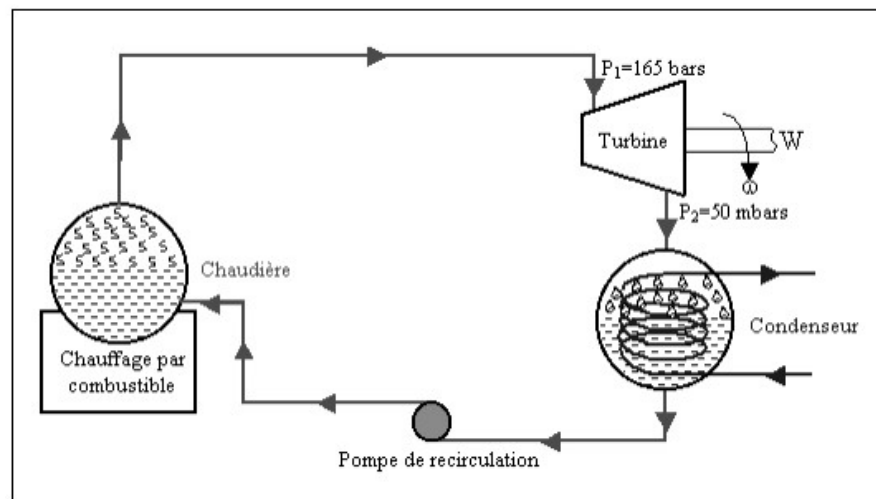


Figure I-16 : Schéma du cycle de Rankine

La turbine à vapeur est constituée d'une série d'aubes montés sur un axe, elle comporte un corps haute pression et plusieurs corps basse pression ; le flux de vapeur infléchi applique une pression sur les aubes ce qui entraîne la rotation de l'axe ; une partie de cette pression et de l'énergie thermique est convertie en énergie cinétique ensuite en énergie mécanique sachant qu'il y aura une chute de la pression et l'énergie thermique de la vapeur ; elles diminuent en phases successives et cela permet une utilisation optimale de l'énergie de la vapeur ; la vapeur qui sort du corps haute pression sera séchée et surchauffée. Dans le corps haute-pression, la pression chute d'environ 60 bars à 10 bars, et la température de la vapeur chute proportionnellement. La vapeur à la sortie du corps haute-pression est surchauffée dans des surchauffeurs qui sont des échangeurs de chaleur utilisant une partie de la vapeur prélevée en amont du corps haute-pression de la turbine. [14]

La pression de la vapeur dans les corps basse-pression de la turbine baisse jusqu'à environ 0.05 bar c'est-à-dire pratiquement jusqu'au vide. [8]

Elle est constituée d'un grand nombre de roues portant des ailettes. La vapeur traverse en premier les roues qui ont un petit diamètre avant d'atteindre les roues de plus grand diamètre ; la turbine couplée avec l'alternateur se tourne. Ce sont des appareils à écoulement continu ce qui veut dire que, pour un régime de fonctionnement donné, l'état du fluide est invariable en tout point. [8]

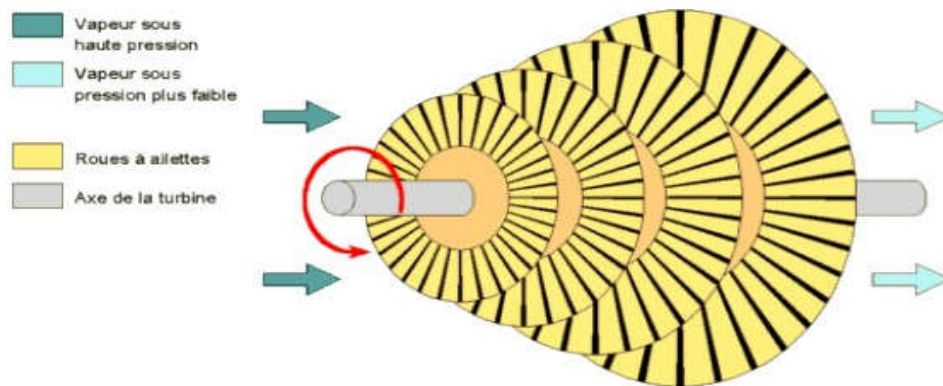


Figure I-17 : Turbine à vapeur

I.9.2.2 Les composants de la TAV

- La pompe : son rôle est d'alimenter la chaudière de l'eau condensée et élever la pression de l'eau liquide.
- La chaudière : transformer l'eau en vapeur.
- La turbine : ensemble de filages de lames pour attraper la vapeur entrante.
- Le condenseur.

I.9.2.3 La classification des TAV

- La méthode de fonctionnement de la vapeur.
- Le sens d'écoulement de la vapeur.
- La nature de fonctionnement thermodynamique.
- La méthode de transmission d'énergie thermique.
- Le mode de construction.

I.10 L'alternateur

I.10.1 Définition

L'alternateur est une machine qui convertit l'énergie mécanique fournie au rotor en énergie électrique à courant alternatif. Il est constitué de deux parties :

- Inducteur (rotor) : un électro-aimant qui provoque le champ magnétique, alimenté par un courant d'excitation.
- Induit (stator) : c'est une cage fixe composée de trois enroulements de fil en cuivre décalés de 120° ; son rôle est d'engendrer la FEM. [8]

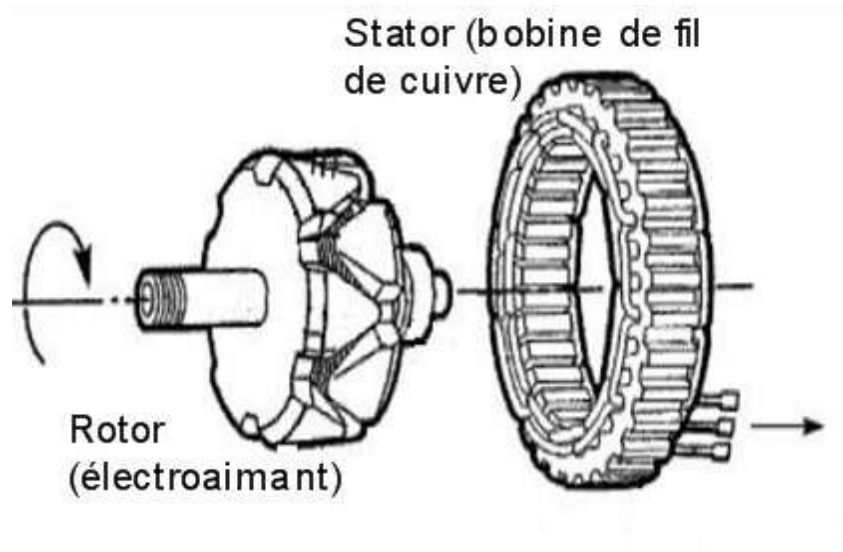


Figure I-18 : Schéma d'un alternateur

Il existe deux types des alternateurs :

- Les alternateurs à pôles saillants (basse vitesse).
- Les alternateurs à pôles lisses (grande vitesse) appelés aussi turbo-rotor.

Un alternateur est un générateur triphasé dont le courant est redressé puis filtré pour générer un courant continu. A chaque rotation du rotor trois tensions alternatives déphasées de 120° sont créées. Ces trois tensions sont ensuite couplées via un pont de diodes pour récupérer les alternances positive et négative en tension positive. [16]

I.11 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le gisement de l'Algérie, ensuite on a parlé sur l'énergie solaire thermodynamique et ces différentes nouvelles technologies de concentration solaire thermique, nous avons basé sur la centrale à capteur cylindro-parabolique pour donner une brève présentation de la centrale étudiée.

La technologie du capteur cylindro-parabolique implique un ensoleillement très élevé, ce qui limite les régions de réalisation de ce type de centrale, donc le site de Hassi R'mel représente un site parfait pour cette centrale car il contient les deux sources (gaz Natural et l'ensoleillement qui est égale à 950w/m^2 en été).

En fin on a donné des informations générales sur les turbines (turbine à gaz, turbine à vapeur) et l'alternateur pour un vu générale sur les machines électriques.

Chapitre II Description détaillée de la centrale hybride de Hassi R'mel

II.1 Introduction

L'Algérie est un pays qui dispose un potentiel énergétique très important à l'échelle régionale ainsi qu'un gisement important dans le monde ; c'est pourquoi dans ce chapitre on va introduire la première centrale hybride de Hassi R'mel en donnant une description et quelques informations techniques, ainsi que le fonctionnement des différents éléments de la centrale.

II.2 Une brève Description de la centrale hybride de Hassi R'mel

La centrale SSP1 de Hassi R'mel est hybride : elle fonctionne avec du gaz naturel et de l'énergie solaire en produisant une puissance de 150MW avec un apport solaire de 20% de la puissance nominale équivalent de 30MW. Mise en service le 14juillet 2011 ; la première centrale de son type en Algérie et la seconde au monde après la centrale D'Aïn Beni Mather au Maroc.

Le fonctionnement de la centrale permettrait d'économiser annuellement une quantité de 7 millions de mètres cubes de gaz naturel, et de réduire ainsi de 33 000 tonnes par an les émissions de CO₂.

La centrale de Hassi R'mel se compose d'un bloc de puissance et d'un champ solaire :

II.2.1 Le champ solaire :

La centrale est composée de deux champs solaires de types cylindro-parabolique, un au sud et l'autre au nord avec une surface de 183120m² et une prise de sol supérieure à 600000m² ; Ils sont constitués d'un total de 2688 concentrateurs, chaque12 concentrateurs placés en série forment un collecteur de type « Euro Trough ET 150 » figure , la surface totale de la centrale est de 150Hectares ; le champ solaire est la partie réceptrice de l'installation: la radiation solaire y est transformée en énergie thermique. C'est l'ensemble des capteurs solaires connectés en série pour former de longues files qui à leur tour sont connectées en parallèle. Le facteur de concentration pour un capteur cylindro-parabolique est de l'ordre de 80 ; les deux champs comportent : [4]

Tableau II.1 : Les paramètres du champ solaire

Paramètres :	Valeurs :	Unités :
Nombre de capteurs cylindro-parabolique (collecteurs)	224collecteurs	/
Nombre de ligne (boucle)	56lignes	/
Nombre de capteurs de chaque boucle	4capteurs	/
Surface du collecteur	817,50	m ²
Surface du champ solaire	183120	m ²
Longueur du concentrateur	150	m
Diamètre du concentrateur	5,76	m

Le champ solaire de la centrale de Hassi R'mel est dimensionné de telle sorte que sous un rayonnement solaire de 751 W/m² le débit massique du fluide synthétique est estimé à 200 kg/s. Ce débit est capable de générer 22,6 kg/s de vapeur solaire. [7]

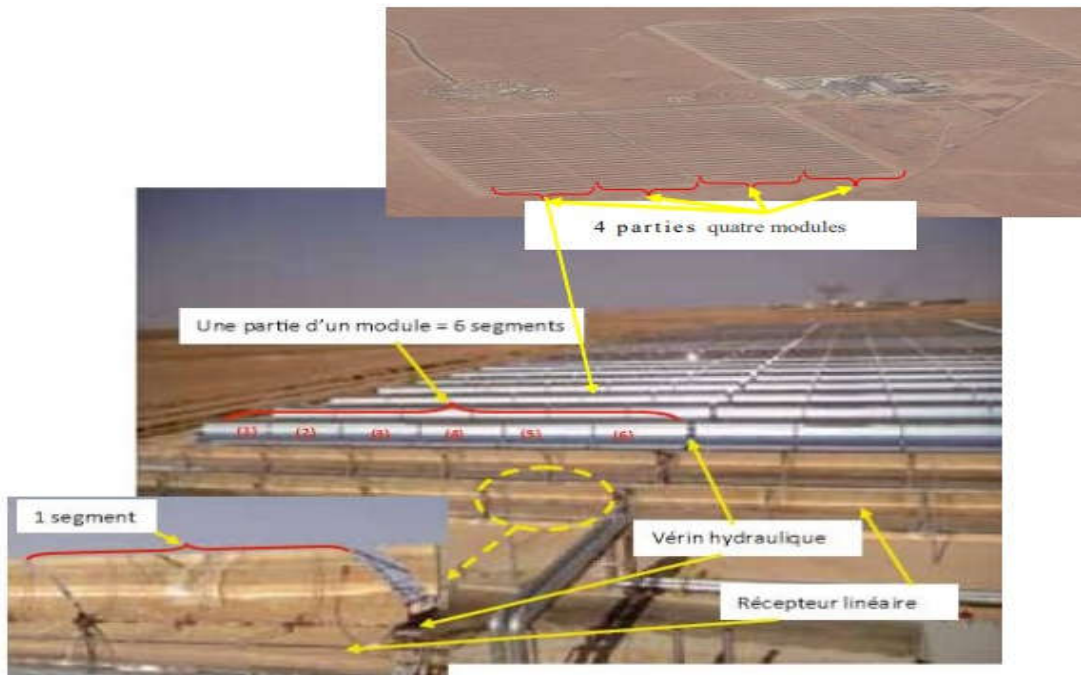


Figure II-1 : Champ solaire de Hassi R'mel

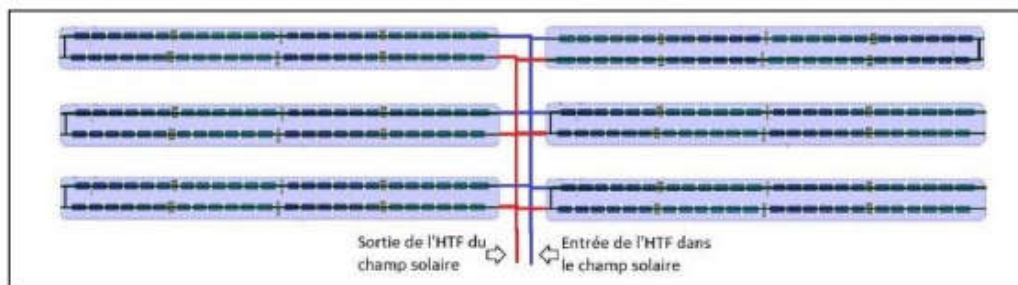


Figure II-2 : Présentation du champ solaire

Le champ solaire est d'une installation à alimentation centralisée, ce qui veut dire la boucle est l'élément le plus important, cette dernière possède une entrée et une sortie pour assurer une hausse de température du fluide caloporteur d'environ 100°C. Cette configuration a pour avantage de minimiser la longueur de la tuyauterie (coût). [7]

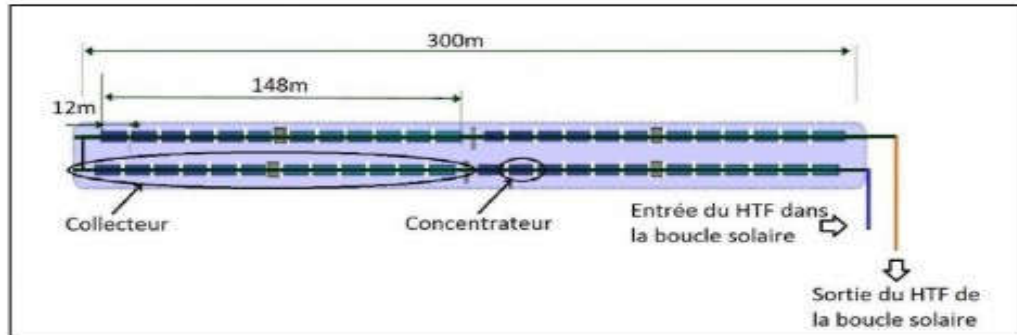


Figure II-3 : Passage du fluide Caloporteur

Le fluide caloporteur qui circule dans le champ solaire est l'huile synthétique THERMINOL VP-1.

II.2.2 Cycle de puissance (Combiné)

Le cycle combiné comprend deux tranches chacune est intégrée d'une turbine à gaz de 45MW de type SIEMENS avec une chaudière de récupération à postcombustion construite par TBW (Thermax Babcock et Wilcox) ; chacune de ces turbines est dotée d'un système de refroidissement (Chiller) pour abaisser la température de l'air ambiant jusqu'à à 15° avant son admission dans le compresseur. Cela sert à augmenter le rendement de la centrale

Les turbines à gaz sont alimentées par du gaz naturel qui provient du gisement de la centrale, il est riche en CH₄ de 85% environ, il a un Pouvoir Calorifique Inferieur (PCI) = 45778 kJ/kg

La turbine à vapeur dans ce cycle fermé est de type SST-900 (Siemens Steam Turbine) avec une capacité nominale de 80MW. Un aérocondenseur permet la condensation de la vapeur saturée issue de l'échappement de la turbine à vapeur. [7]

Les deux chaudières de récupération sont dans à un niveau de pression. [4]

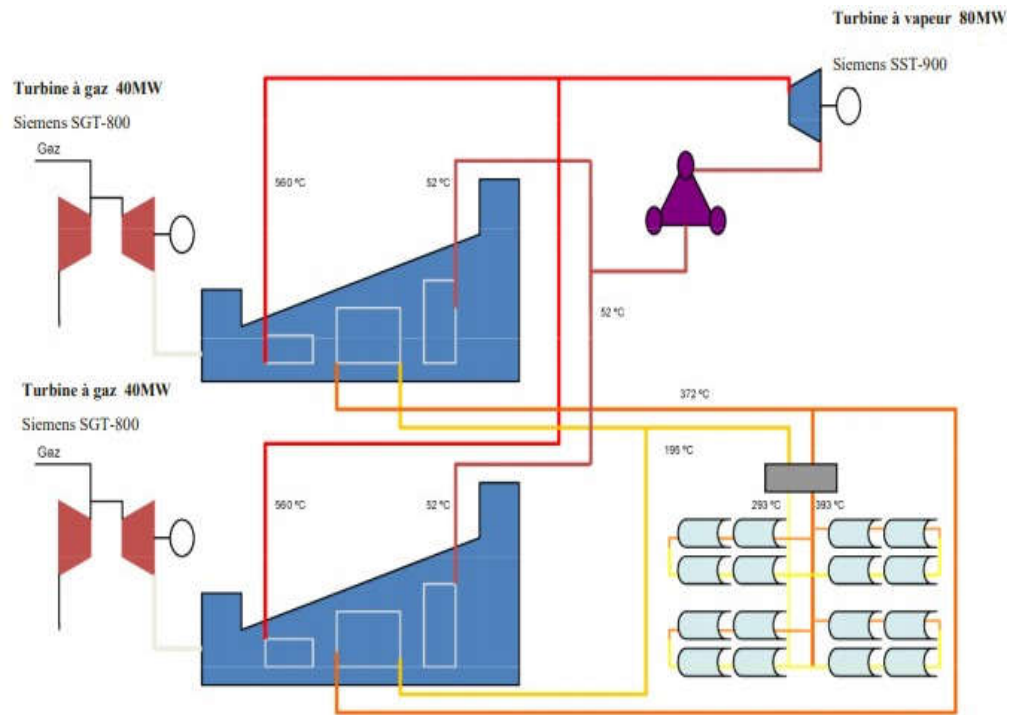


Figure II-4 : Centrale hybride à cycle combiné

La centrale hybride à cycle combiné utilisera les matières suivantes :[4]

- Le rayonnement solaire comme énergie primaire.
- Les miroirs solaires de type cylindro-paraboliques en provenance d'Allemagne.
- Le gaz propre produit à Hassi R'mel.
- L'eau issue de la station d'épuration de la ville de Hassi R'mel.
- Le réseau électrique haute tension disponible à Hassi R'mel.
- **Concentrateur cylindro-parabolique :**

Le module de collecteur ET 150 est un concentrateur de 28 segments (4×7) de miroirs cintrés fabriqués par le verrier Rio Glass, montés sur une structure métallique. Le miroir est constitué d'un verre en cristal de haute réflectivité (98%), sur sa partie inférieure, il est revêtu d'une couche d'argent, de cuivre, d'une protection et d'une couche en céramique. [4]

Tableau II.2 : Les paramètres du collecteur ET150 de la centrale

Paramètres :	Valeurs :	Unités :
La surface de l'ouverture.	817.5	m ²
La longueur du collecteur.	148.5	m
Nombre de modules par systèmes de poursuite (collecteur).	12	/
Nombre de facettes en verre (collecteur).	336	/
Nombre de tubes absorbeurs (4.1)	36	m
Réfectivité du concentrateur.	94	%
Rendement optique.	80	%
Rendement annuel moyen du collecteur (43.5).	43.5	%
Largeur de la surface de l'ouverture.	5.75	m

- **Tube récepteur:**

Les récepteurs dans les centrales cylindro-paraboliques a pour but de convertir le rayonnement solaire projeté sur les miroirs en énergie thermique(chaleur) dans le fluide caloporteur qui sera par la suite transportée au tuyaux ; à leur tour ils la conduise vers les composants de puissance de la centrale ; le tube absorbant est installé grâce à une partie de la structure dans le foyer du CCP ; il représente l'une des parties les plus essentiels parce que le rendement global du capteur dépend de lui. [4]

Le tube absorbant est constitué de deux tubes concentriques : un tube intérieur métallique où circule le fluide à réchauffer, et un tube en verre en extérieur ; un vide est assuré entre les deux tubes afin d'éviter les pertes par convection. Ils sont raccordés en série par des joints verre-métales.

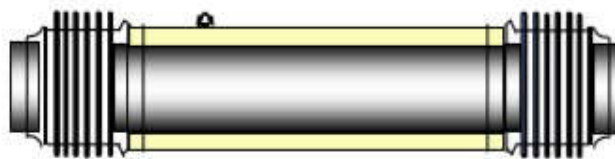


Figure II-5 : Schéma d'un tube typique absorbant d'un capteur cylindro-parabolique

Le tube métallique est en acier au carbone avec un revêtement sélectif d'une grande absorption supérieure à 95% et d'un pouvoir émissif du spectre infrarouge inférieur à 12%, produisant ainsi un rendement thermique élevé.

Le tube en verre borosilicate subira un traitement antireflet en surface, pour augmenter sa transmissivité et le rendement optique du capteur ; il est doté d'une grande transparence et résistance mécanique.

Les dimensions des tubes absorbeurs sont 4,06 m de long, 0,065 m de diamètre intérieur et 0,07 m de diamètre extérieur.

A cause des températures élevées de travail (350°C), des tubes absorbeurs sensibles ont été proposés. Les pertes thermiques par convection et conduction sont très importantes ; afin de le limiter les tubes sont entourés d'une enveloppe de verre sous vide. Ces tubes doivent avoir une bonne absorption du rayonnement : un coefficient élevé afin d'éviter toute réflexion du rayonnement incident.

Le tube utilisé dans la centrale est de type **SCHOTT PTR70** (Parabolic Through Receiver). [7]



Figure II-6 : Tube récepteur de la centrale

- **Système de poursuite :**

Un système d'orientation a pour but d'adapter l'inclinaison du capteur d'une manière que la radiation incidente soit toujours perpendiculaire au réflecteur de cette façon la radiation est réfléchi au foyer de la parabole et concentrée sur le tube récepteur où circule le fluide caloporteur. [4]

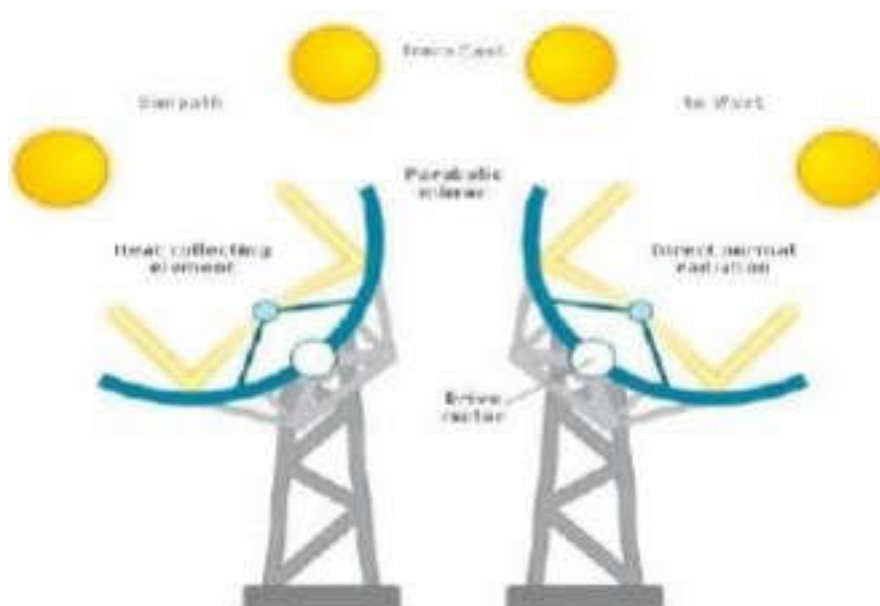


Figure II-7 : Système de poursuite

Le mouvement du collecteur est réalisé par une unité d'entraînement qui déplace un ensemble de concentrateurs ; elle peut être réalisée sous la forme d'une unité moteur-boîte de vitesses, dans ce cas-là cette unité est constituée de deux cylindres qui sont commandés par deux soupapes : une sert à la rotation et l'autre à la détermination de la direction.

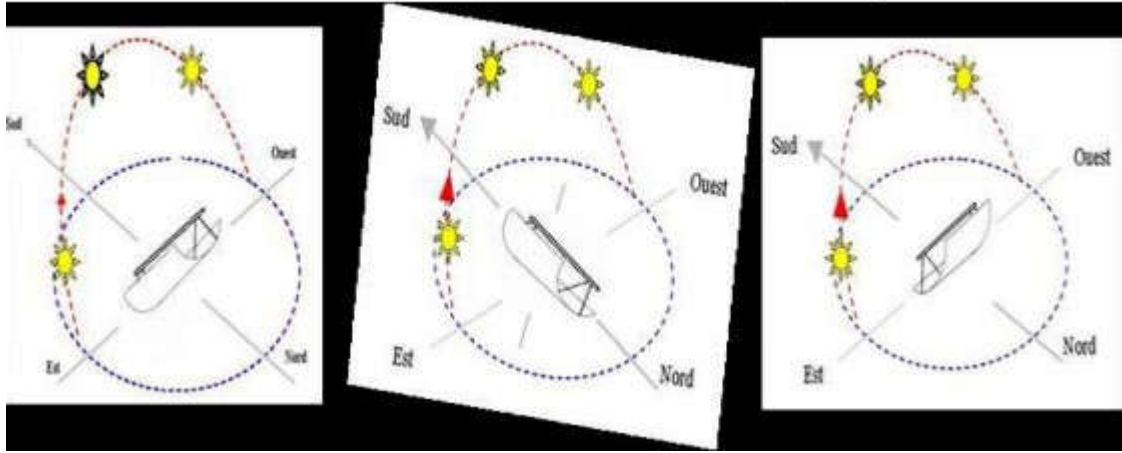


Figure II-8 : Schéma simplifié du système de poursuite du CCP

Un système de poursuite équipe chaque collecteur de 148m de long, deux vérins hydrauliques alimentés par une motopompe, font pivoter la structure sur son unique axe de rotation pour la poursuite du soleil d'Est en Ouest. Tout système est constitué de : Cylindre à double action, Vannes de contrôle, Filtres, Réservoir d'huile, Moteur et le Fluide hydraulique.

La structure métallique a pour rôle de donner de la rigidité à l'ensemble des éléments constitutifs du concentrateur cylindro-parabolique. Des supports et des piliers métalliques fixés sur des fondations en béton soutiennent la structure. [7]

- **Matériaux des miroirs :**

Les propriétés réfléchissantes sont l'un des principales revendications pour faire le choix des matériaux des miroirs ; la réflectivité doit être élevée. Les miroirs paraboliques les plus utilisés de nos jours se composent de miroirs de verre avec une couverture en argent ; toutes les centrales cylindro-paraboliques les utilisent.

Ces miroirs sont durables même après dix d'utilisation c'est à peine s'ils ont montré une diminution de la réflectivité spéculaire.

La moyenne de réflectivité solaire directe des miroirs d'une technologie cylindro-parabolique est indiquée comme étant de 93,5%. Ils ne sont pas construits en un seul morceau mais ils sont composés de facettes de miroir (allant jusqu'à 28 facettes par module concentrateur). [4]

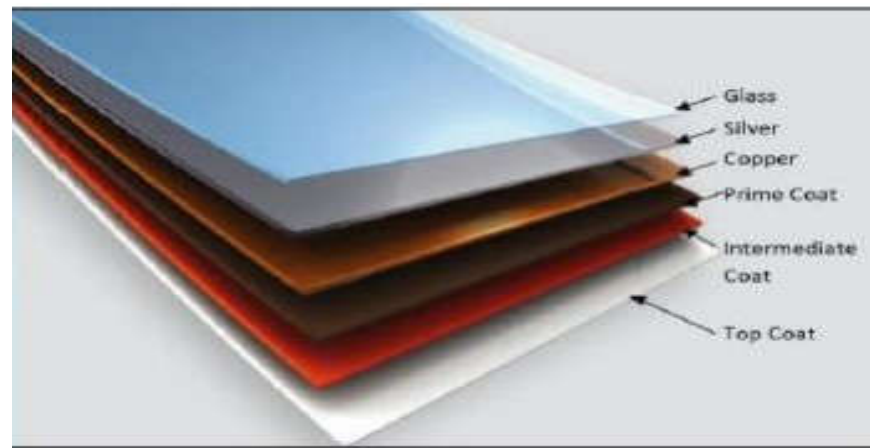


Figure II-9 : Matériau du miroir

- **Fluide caloporteur :**

Le fluide caloporteur utilisé dans le circuit solaire l'huile synthétique de composition Biphényl-Diphényl Oxide appelé **THERMINOL VP-1** ; quant à l'huile choisie, elle doit satisfaire les conditions suivantes :[7]

- Avoir une capacité thermique de travail proche de 400°C à la sortie de l'îlot solaire.
- Avoir une bonne stabilité thermique et un coût raisonnable.

Tableau II.3 : Les paramètres du THERMINOL VP-1

Paramètres :	Valeurs :	Unités :
Température maximale du fluide thermique	420	°C
Température minimale de congélation	12	°C
Températures normales de travail <ul style="list-style-type: none"> • A l'entrée champ solaire • A la sortie champ solaire 	260 – 393 293 393	°C °C °C
Débit de fonctionnement maximal	550	(kg/s)
Densité liquide	1060	(kg/m ³)

- **Chaudière HTF (fluide caloporteur):**

L'une des avantages du fluide **THERMINOL VP-1** est de travailler dans des hautes températures jusqu'à 400°C tout en gardant ses caractéristiques, son inconvénient est la cristallisation à des températures ambiantes (12°C) ; pour éviter ce problème une chaudière est utilisée pour retenir le fluide caloporteur la nuit à une température au-dessus de 50°C. [7]



Figure II-10 : Chaudière HTF de la centrale

- **Le générateur de vapeur solaire (GVS) :**

Le générateur de vapeur solaire appelé aussi une chaudière solaire a pour fonction de produire de la vapeur avant de passer dans les chaudières de récupération afin d'alimenter la turbine à vapeur. C'est un assemblage d'un économiseur, évaporateur avec un ballon et une surchauffeur ; il est considéré comme un point de liaison entre le champ solaire et le cycle combiné « intégration solaire » ; aussi comme un train d'échangeurs de chaleur huile (HTF)-(eau/vapeur).

L'huile synthétique entre dans la GVS avec une température constante 393°C grâce au champ solaire et sort avec une température constante 293°C ; l'échange se fait entre le fluide caloporteur provenant du champ solaire et l'eau provenant des économiseurs des chaudières de récupérations (HRGS). La puissance nette délivrée par la centrale est proportionnelle au débit massique de la vapeur détendue dans la turbine ; en mode hybride, ce débit est la somme des débits de la vapeur générée dans les deux HRSGs et de celle générée dans le GSV. Le débit massique du fluide varie suivant le rayonnement solaire reçu dans le champ solaire et en fonction du temps pendant la journée et des conditions climatiques.

L'échange thermique permet de produire de la vapeur surchauffée par le passage de l'eau dans l'économiseur, l'évaporateur puis la surchauffeur afin d'être passée et injectée dans les surchauffeurs HP des chaudières de récupérations ; contrairement au circuit du fluide caloporteur qui se fait dans le sens inverse. Cette configuration (échange de chaleur à contre-courant) permet d'atteindre les meilleures performances.

Dans le cas où le champ solaire est hors fonctionnement, l'huile HTF circule à travers une chaudière auxiliaire pour éviter le phénomène de cristallisation (garder sa température au-dessus de 12°C). Le volume de l'espace non occupé par l'huile à chaque instant doit être rempli par de l'azote inerte. [7]

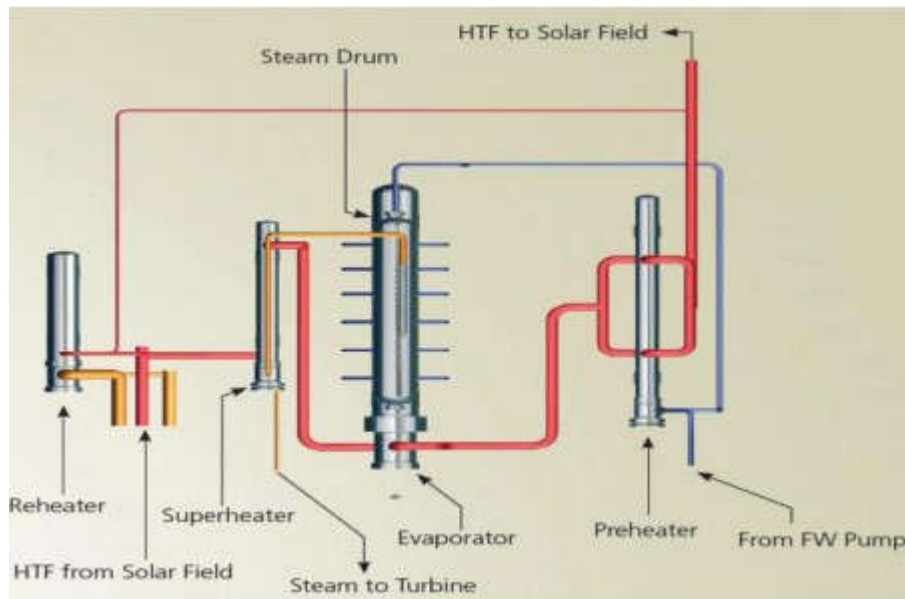


Figure II-11 : Schéma du fonctionnement du générateur de vapeur solaire

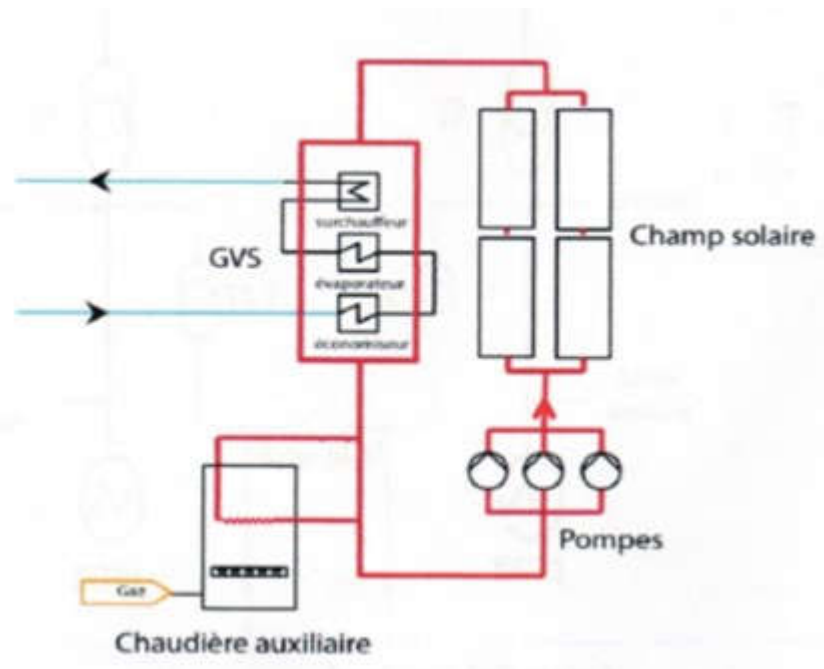


Figure II-12 : Circuit de fluide HTF

- **Fonctionnement du champ solaire (système HTF) :**

Le système HTF est composé d'une série d'éléments qui s'occupe de la distribution et l'évacuation de l'huile thermique à travers le champ des capteurs cylindro-paraboliques. Il existe deux parties dans ce système :

- **L'îlot solaire :**

Il contient deux canalisations collectrices, un est froid et l'autre est chaude ; ainsi que les tubes qui relient les capteurs les uns aux autres, et les tubes qui les relient aux canalisations collectrices. Dès que l'irradiation solaire atteint une valeur minimale appelée niveau du seuil d'irradiation ; les pompes à impulsion commencent à faire circuler l'huile à travers le champ avec un petit débit initial

mais il suffira pour créer des turbulences dans le tube récepteur ; la température de l'ilôt solaire à la sortie va augmenter et quand elle atteint 393°C, le transfert thermique de l'huile commence dans l'échangeur HTF-eau. Durant la journée le débit d'huile variera entre une valeur minimale et maximale en gardant toujours la même température à la sortie de l'ilôt solaire(393°C).

Quand l'irradiation directe baisse et le crépuscule arrive, le débit d'huile diminue et atteint sa valeur minimale ; lorsque l'énergie thermique des capteurs ne permet plus d'obtenir la température d'huile nécessaire (393°C), la circulation est interrompue. [15]

-Système de stockage de l'huile thermique :

A l'intérieur du système HTF se trouve un système de réservoirs pour l'huile thermique, un réservoir d'expansion et deux réservoirs de débordement, leur rôle est d'absorber les dilatations produites par le fluide thermique causées par l'augmentation de sa température.

Au début de la journée solaire, les réservoirs sont remplis d'huile de 5% de leurs capacités ; les vannes d'entrées et de sorties des réservoirs et les réservoirs de débordement sont fermés. Quand l'irradiation solaire directe augmente cela veut dire une augmentation de la température d'huile (393°C) et l'huile s'étale tout au long du réservoir d'expansion ; dès que l'obtention de 50% de la capacité du réservoir d'expansion les vannes s'ouvrent en gardant le même niveau et au même temps remplir les réservoirs .Au fur et à mesure que l'azote est comprimé dans les dits réservoirs, il est libéré lorsque c'est nécessaire à travers les vannes correspondantes, il est important de fournir de l'azote pendant la journée solaire pour que l'espace intérieur reste inefficace.

A la fin de la journée solaire, la température de l'huile diminue, alors là le processus s'inverse en revenant à l'étape une. [15]

II.3 Description des composants de la centrale hybride :

La centrale hybride se compose de principaux éléments :[4]

a. Station de traitement d'eau :

- 1er processus : filtration de l'eau. Eau destinée à alimenter un bac, utilisé pour l'anti incendie l'eau de service.
- 2ème processus : traitement basé sur le procédé osmose inverse. Eau destinée au lavage des miroirs solaires.
- 3ème processus : Déminéralisation de l'eau. Eau destinée à l'alimentation du circuit eau-vapeur.

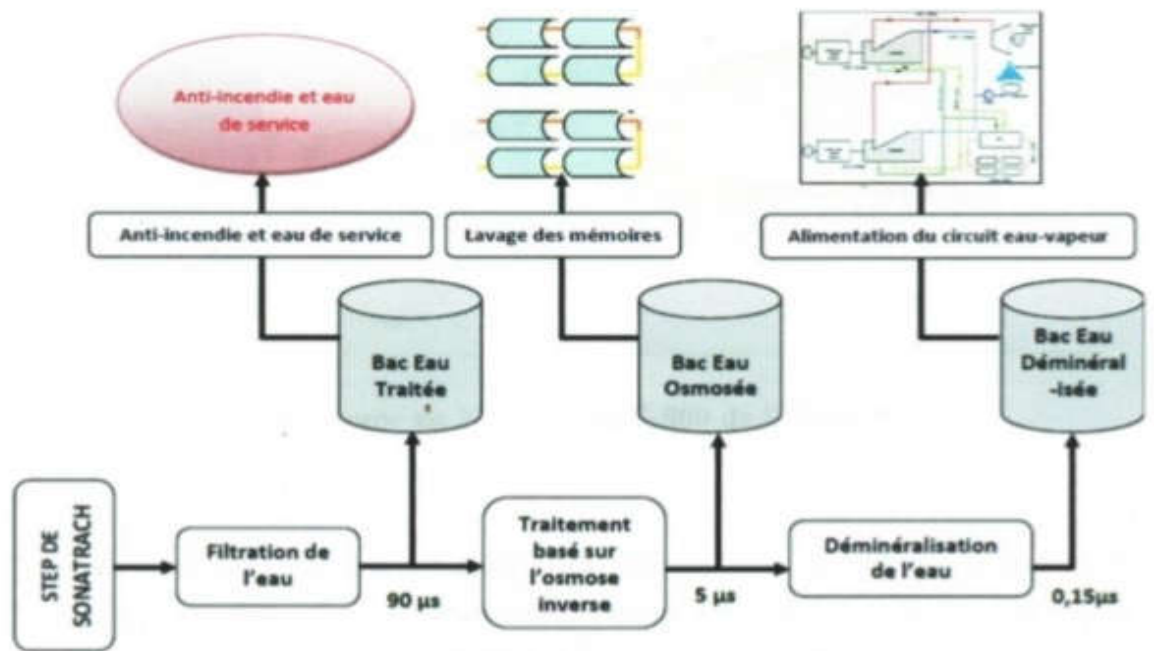


Figure II-13 : Schéma de processus du traitement d'eau

b. Cycle combiné

1. Groupe turbine à gaz

Comme mentionner avant la centrale possède un groupe de deux turbines à gaz identiques de type SIEMENS STG-800, des alternateurs et des systèmes auxiliaires. Les turbines à gaz produit de l'électricité indépendamment ; par l'utilisation des gaz d'échappement ce groupe de turbines à gaz entre dans le fonctionnement du cycle combiné. Le fonctionnement de la turbine à gaz est identique à celui de la turbine classique. [7]

1.1 Turbine à gaz SIEMENS SGT-800 :

Les turbine à gaz utilisées dans la centrale hybride sont la SIEMENS de type STG800, elles sont destinées à la production de l'électricité. Les turbines sont accouplées à des alternateurs d'une puissance nominale de 40MW 11.5KV et refroidi à l'air.

Elles sont équipées de dernières technologies pour avoir un meilleur rendement ; dans les conditions ISO avec de faibles émissions de NOx, elles atteignent 38% du rendement global et une puissance de 47MW chacune. Ces turbines conviennent aux centrales à cycle combiné ou cogénération et c'est dû à la haute température des gaz d'échappement.

A l'entrée du compresseur qui est composé de 19 étages, l'air passe par un échangeur à eau glacée (Chiller) pour pouvoir approcher des conditions ISO à l'entrée du compresseur (15°C; 1,013 bar; humidité 60%) ; et cela pour garder le rendement de la turbine dans les conditions les plus ultimes.



Figure II-14 : La turbine à gaz SIEMENS SGT-800

Principe de fonctionnement de la turbine à gaz :

La turbine à gaz est constituée :

- **Un compresseur d'air** : le compresseur de la TAG STG800 est axial à 15 étages de compression, son taux de compression (rapport volumétrique) est de 19 ; la couverture de ses aubes est en acier chromé.
- **Une chambre de combustion** : une chambre annulaire dotée de 30 brûleurs DLE (Dry Low Emission) ; elle est destinée pour chauffer l'air qui sort de l'entrée du compresseur afin d'apporter une certaine énergie pour faire fonctionner la turbine à gaz et donner une impulsion suffisante à la tuyère. L'air pénétré dans la chambre est reparti en plusieurs circuits : une partie rentre directement dans le tube à flammes et dans l'injecteur pour contribuer à la combustion. Une autre partie contourne le tube à flammes et sert à la fois pour refroidir les parois et pour diluer et mélanger l'écoulement de l'air dans le foyer. Elle doit assurer une combustion parfaite du combustible (gaz, fuel) ainsi que réduire les émissions des polluants, minimiser la perte des charges et assurer la stabilité de la température à l'entrée de la turbine enfin permettre un bon refroidissement des parois.
- **Une turbine** : C'est une turbine de puissance à un seul module avec 3 étages de détente qui sont refroidis à l'air accouplée avec un alternateur.

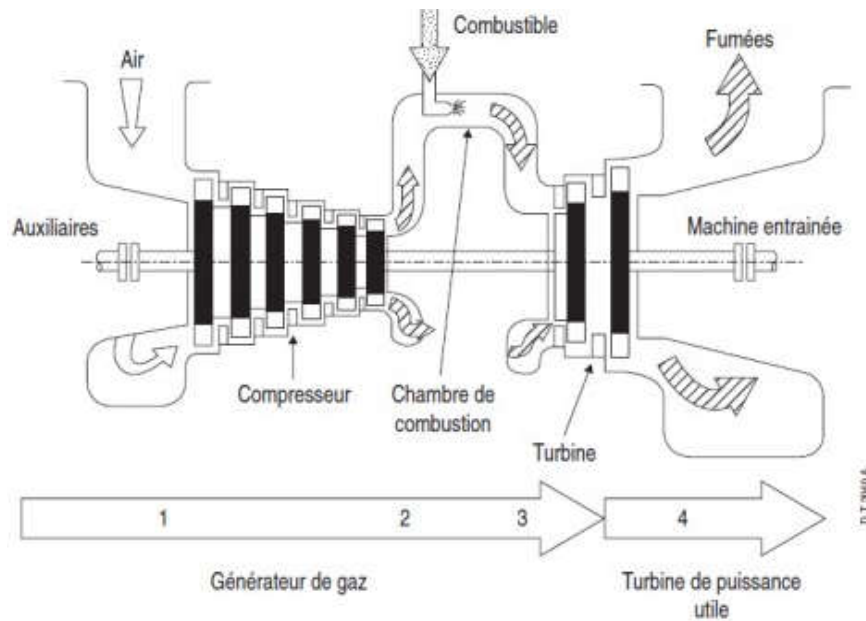


Figure II-15 : Constituants de turbine à gaz

Grâce à un système de démarrage, le rotor de la turbine est lancé à 20% de sa vitesse nominale. L'air de l'atmosphère est aspiré par le compresseur et le repousse dans les chambres de combustion où un apport de combustible permettra de produire un fluide moteur (gaz chauds) à pression constante. Les gaz chauds se relâchent sur la roue de la turbine ensuite ils s'envoient vers la HRSG.

1.2 Le générateur :

Le générateur est accouplé à la SGT-800 qui peut produire de l'électricité selon les caractéristiques suivantes :

Tableau II.4 : Les caractéristiques du générateur de TAG

Paramètres	Valeurs	Unités
Fréquence	50	Hz
Tension de sortie	11.00	kV
Puissance apparente nominale	53.60	MVA
Puissance active nominale	42.88	MW
Facteur de puissance	0.80	/
Température réfrigérante	-6.66	°C

Sa force d'excitation est de type PMG. Il est refroidi séparément par deux réfrigérateurs duplex montés horizontalement, ils sont situés dans la partie supérieure du générateur. [7]

2. Les chaudières de récupération (HRGS) :

La chaudière de récupération HRSG (Heat recovery steam generator) est un élément essentiel dans les installations à cycle combiné ; c'est un échangeur de chaleur qui permet récupérer l'énergie thermique d'un écoulement de gaz chaud : le transfert de chaleur Le transfert de la chaleur entre les gaz brûlés et l'eau (liquide ou vapeur) se fait à travers plusieurs échangeurs.

Elle représente l'élément qui fait le lien entre le cycle à gaz et le cycle vapeur-eau ; son rôle est de récupérer la chaleur restante des gaz d'échappement de la turbine à gaz pour produire la vapeur qui va alimenter la turbine à vapeur.

Quant à Les chaudières de récupérations utilisées dans la centrale hybride sont de type **HRSG THERMAX INDIA** [4], elles sont horizontales à circulation naturelle qui permettent la production d'une vapeur surchauffée à une température de 560°C et 80 bar de pression, à un seul niveau de pression (pression max 92.12 Bars) et de température de 562°C selon la technique utilisée. Avec une capacité de 135 tonnes de vapeur par heure, elles sont capables de produire le débit de vapeur requis pour une exploitation à pleine charge de la turbine à vapeur. Afin de permettre d'absorber les aléas de production, un réservoir assure l'alimentation de la chaudière, et un autre assure une réserve d'eau pour l'évaporation.

Il existe un échange contre-courant entre les fumées et le sens de circulation de l'eau, les deux circulent dans des sens opposés. Pour la production de vapeur, elles contiennent trois types d'échangeurs. [15]

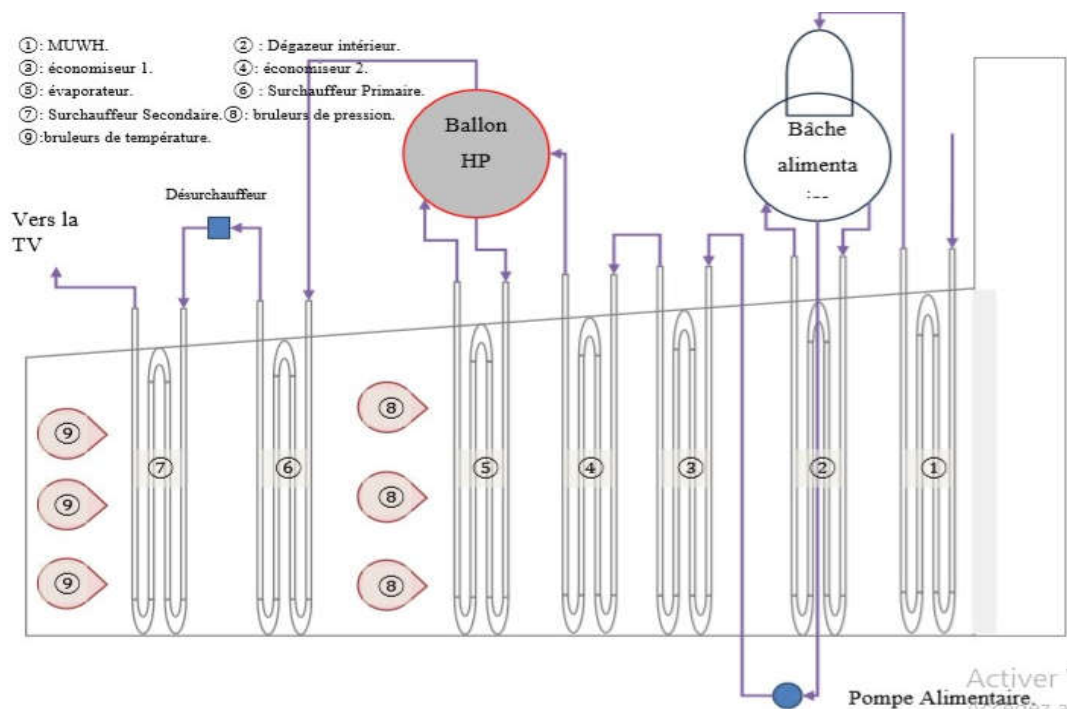


Figure II-16 : Schéma descriptif de chaudière de récupération

La chaudière se divise en termes de pression en une partie basse, et une autre, haute pression, dont la description des éléments constitutants est la suivante :

Partie LP (basse pression de l'eau) :

- Préchauffeur d'eau alimentaire (MUWH) :

Pour éviter la condensation des sulfure ou acide sulfurique sur les échangeurs la température des gaz d'échappement ne doit pas être inférieure à 100°C, et aussi moins la température des gaz d'échappement est élevée plus le rendement de la chaudière est grand.

Il permet la récupération d'un maximum de chaleur pour prés-chauffer l'eau qui viens du système de condensation. Avant la sortie de l'eau liquide réchauffée à travers les cheminées principales les gaz d'échappement s'approchent à une certaine température jusqu'à saturation, la différence de la température a pour avantage de garder l'intérieur des tubes (problème de vaporisation), et par la suite l'eau sera dirigée vers le ballon séparateur de l'évaporateur. [15]

- Evaporateur (bâche alimentaire ou ballon LP) :

Cet échangeur est l'origine de la production de la vapeur, relié avec un ballon séparateur où se situe le mélange liquide-vapeur saturés, il permet le dégazage de l'eau à travers un dégazeur mécanique, l'eau arrivée du haut vers le bas se heurte à une vapeur injectée vers le haut ; à cause du violence de ce contact cela peut réduire la tailles des gouttelettes d'eau qui sont déjà pulvérisées à travers des partiels en provoquant la libération des gaz dans l'eau (O₂,N₂).⁽¹⁷⁾

L'échangeur thermique attaché au ballon permet la production de la vapeur et l'acheminée vers la surchauffeur et de faire repasser le liquide saturé dans ses tubes pour le vaporiser ; ce ballon permet aussi de constituer une réserve d'eau à une température adéquate et libéré de gaz, pour que la pompe puisse augmenter la pression à un niveau qui lui permet sa circulation dans les échangeurs vers le ballon. [15]

- **Partie HP (haute pression de l'eau) :**

- La pompe alimentaire :

Les pompes alimentaires sont conçues pour alimenter les chaudières en eau, leur rôle est d'aspirer l'eau du bâche alimentaire (un réservoir d'une forme cylindrique réalisé en tôle d'acier de Carbone ou en acier inoxydable) ; ce dernier la refoule à une pression suffisante pour battre les pertes de charge et la pression du ballon HP.[15]

Ces pompes permettent de : bénéficier le gain d'énergie en élevant la température des chaudières ; empêcher les chocs thermiques dans les chaudières ou dans le dégazeur en élevant la température de l'eau d'alimentation ; empêcher les chaudières modernes de tourner à sec.

- Les économiseurs (1&2) :

Ils permettent d'extraire le maximum de l'énergie thermique des gaz d'échappement avant de les envoyer vers la cheminée ; l'eau est au-dessus du niveau de pression du ballon.

- Ballon HP et l'évaporateur :

Elle est attachée à un échangeur où la vaporisation de la réserve d'eau est plus facile sachant que sa température (eau) doit être proche de la saturation pour entamer ce processus. La vapeur produite par cette dernière traverse des filtres cyclones en séparant la vapeur des gouttes d'eau qui redescendent vers le niveau d'eau par différence de densité ; la vapeur sortante du ballon est conduite vers un autre échangeur par le collecteur, elle est aussi conduite au même collecteur où elle se mélange avec celle produite dans le ballon.

- Les brûleurs de débit :

Pour garder la stabilité de la turbine à vapeur à 80MW, des brûleurs de débit sont utilisés pour compenser la perte de production de vapeur pendant la nuit. Chaque six brûleurs sont disposés en paires sur trois étages et placés directement avant l'évaporateur du ballon et dans le même sens des fumées. [15]

- Les brûleurs de température :

Leur rôle est de garder la température de la vapeur à une valeur stable même avec les variations de débit ou de température causés par certaines situations transitoires : démarrage, perte au début ou arrêt de production de vapeur solaire...). [15]

- **Les surchauffeurs (primaire et secondaire) :**

Ils sont situés à l'entrée des chaudières de récupérations où les gaz d'échappement vont les rencontrer pour exploiter leur très grande température afin de produire de la vapeur surchauffée.

Cette partie se divise en deux : Primaire (HP PSH) et secondaire (HPSSH), qui assurent la même fonction. Les deux échangeurs sont séparés par une partie qui assure la désurchauffe de la vapeur en cas de besoins. C'est le dernier échangeur que traverse la vapeur d'eau avant d'être acheminée vers la turbine à vapeur.

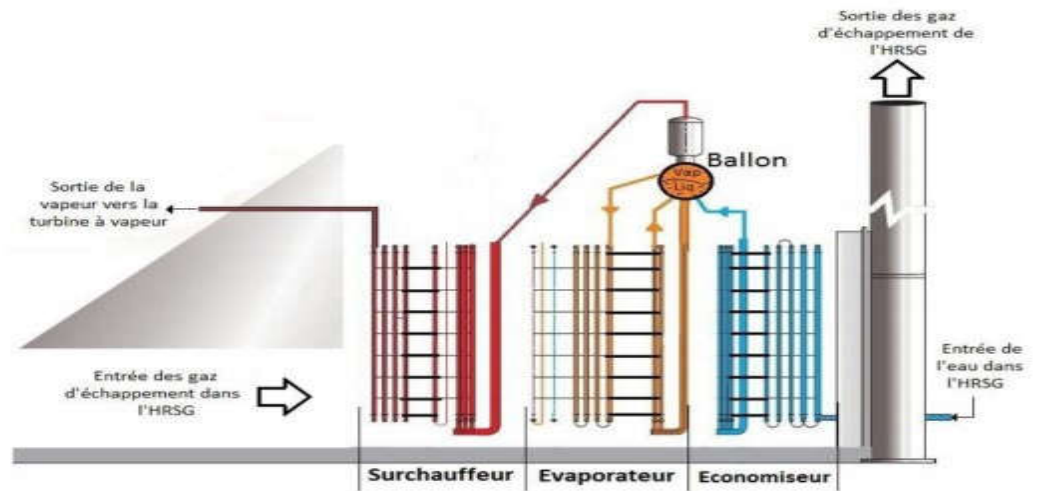


Figure II-17 : Schéma du fonctionnement de chaudière de récupération

3. Groupe turbine à vapeur:

La turbine à vapeur est la liaison entre le cycle combiné et l'intégration solaire, c'est un moteur thermique à combustion externe qui fonctionne selon le cycle thermodynamique de Clausius-Rankine ; la vapeur produite par échange de chaleur au niveau du générateur de vapeur solaire et des chaudières de récupérations (HRSG) est détendue dans la turbine à vapeur. Et pour la suite, elle est condensée au niveau de l'aérocondenseur ; la turbine à vapeur de type SST-900 est le favori pour un assemblage avec la turbine à gaz de type SGT-800 pour le cycle combiné.

3.1 Turbine à vapeur SIEMENS SST-900 :

La turbine à vapeur de la centrale est de type SIEMENS SST-900 à un seul corps HP et deux pôles d'exploitation : utilisée pour la production d'électricité et l'industrie.

Elle peut être utilisée dans les deux cas :

- ✓ Une simple détente : ça veut dire sans réchauffage.
- ✓ Une double détente : HP, BP avec réchauffage.

La centrale dispose d'une turbine à vapeur à un niveau de détente et une pression maximale de 92.12 Bars fournie par les HRGS. Elle entraîne un alternateur de puissance nominale de 80MW, 11,5 KV et refroidi à l'air.



Figure II-18 : La turbine à vapeur SIEMENS SST-900

- **Principe de fonctionnement de la turbine à vapeur :**

La turbine à vapeur fonctionne selon les étapes suivantes :

- L'eau liquide est comprimée par une pompe et envoyée vers la chaudière,
- L'eau est chauffée, vaporisée et surchauffée.
- La vapeur se détend dans la turbine en fournissant de l'énergie mécanique. [4]
- La vapeur détendue est condensée au contact de la source froide sous vide partiel.

3.2 Le générateur :

Le générateur est accouplé à la SST-900 qui peut produire de l'électricité selon les caractéristiques suivantes :[7]

Tableau II.5 : Les caractéristiques du générateur de TAV

Paramètres	Valeurs	Unités
Fréquence	50	Hz
Tension de sortie	11.00	kV
Puissance apparente nominale	102	MVA
Puissance active nominale	81.60	MW
Facteur de puissance	0.80	/

4. Les aérocondenseurs:

Les condenseurs sont généralement utilisés en cas de disponibilité d'une source froide (rivière, fleuve), et comme la centrale de Hassi R'mel a des conditions météorologiques défavorables (température ambiante peut atteindre 50°C), ils ont adopté les aérocondenseurs lors de ses avantages ; il a aussi la particularité d'utiliser l'air brassé par des ventilateurs pour assurer le refroidissement.

Les aérocondenseurs **SPX** se caractérisent par une intégrité mécanique et thermique à long terme, une excellente résistance à la corrosion et au gel, une faible consommation des ventilateurs, une fiabilité de fonctionnement et un faible entretien.

L'aérocondenseur **SPX** est composé d'un ensemble de trois échangeurs tubulaires, disposés en forme de V renversé, à travers lesquels l'air ambiant est soufflé par 15 ventilateurs entraînés par des moteurs électriques ; il est composé de modules disposés en rangées parallèles 'voir figure', chaque module contient un certain nombre de faisceaux de tubes à ailettes ; ainsi que chaque module contient un ventilateur axial à tirage forcé qui permet le refroidissement de l'air dans la zone d'échange de chaleur des tubes à ailettes. [4]



Figure II-19 : Aérocondenseurs de la centrale de Hassi R'mel

L'installation d'un aérocondenseur est composée d'une structure métallique, les tuyaux de vapeur reliés à la turbine à vapeur, les éléments auxiliaires (ballon de condensat et de purge), Les unités d'extraction d'air, les tuyauteries et les tubes à ailettes qui représentent la technologie principale dans un aérocondenseur :

- Condenseurs à une rangée (SRC™) : tubes plats allongés avec ailettes en aluminium brasé.
- Condenseurs à plusieurs rangées (MRC) : tubes ovales avec ailettes en acier galvanisé à chaud.



Figure II-20 : Aérocondenseurs SPX de la centrale

5. La station météorologique:

La centrale contient quatre stations météorologiques :

- Une station météo pour chaque champ solaire (mesure de la température, l'humidité, la vitesse et la direction du vent).
- Une station principale installée au niveau du haut du bac anti-incendie et d'eau de service (mesure l'irradiation solaire DNI).
- Une station en face de l'aérocondenseur (mesure de la température, l'humidité, la vitesse et la direction du vent).

Chaque station est composée des capteurs qui permettent de mesurer et enregistrer les variations météorologiques liés au climat : température ambiante, irradiation solaire, la vitesse et la direction du vent, l'hygrométrie. [7]



Figure II-21 : La station météorologique de la centrale hybride

6. La salle de commande et de contrôle :

Les paramètres enregistrés par la station météorologique seront envoyés à la salle de commande par un réseau de communication pour l'affichage et la surveillance continue des opérations de la centrale sans intervention des opérateurs ; ainsi que la gestion des blocs entrants dans la production d'électricité en utilisant un système appelé DSC « Distributed Control System » qui gère le démarrage et la mise à l'arrêt. [7]

7. Les systèmes auxiliaires:

- Les transformateurs : Chaque générateur de trois turbines (cycle combiné) est connecté à un transformateur principal.
- Les systèmes à air comprimé : A l'aide d'un système pneumatique (soupapes, électrovannes), l'air prélevé de l'atmosphère est comprimé par une station à air comprimé qui se compose d'un compresseur électrique qui sert à comprimer l'air ; ensuite il est refroidi à une certaine température dont la vapeur se condense.

- Les impuretés solides du flux d'air comprimé sortant ainsi que les gouttes d'eau de condensation vont être éliminés par un système intérieur.
- Les chillers : C'est un système de refroidissement de l'air à l'entrée des compresseurs des turbines à gaz à cause des températures ambiantes élevées de Hassi R'mel qui influent sur les performances des turbines à gaz. [15]

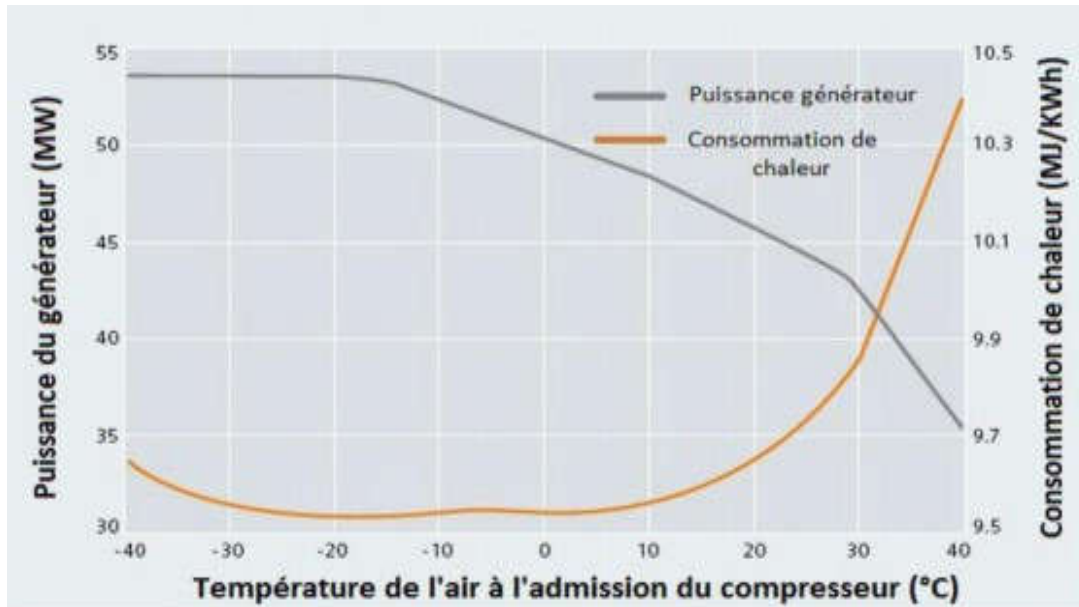


Figure II-22 : Puissance du générateur et consommation en fonction de la température d'admission de la SGT-800

Cette courbe représente la puissance du générateur et la consommation de chaleur en fonction de la température de l'air à l'admission du compresseur.

II.4 Le principe du fonctionnement de la centrale :

Le circuit eau-vapeur utilisé dans la centrale peut être divisé en deux sous-circuit :

- Circuit eau-vapeur correspondant au fonctionnement avec un cycle combiné conventionnel (TG, TV).
- Circuit eau-vapeur correspondant au fonctionnement avec un cycle hybride (TG, TV & champ solaire) « thermo-solaire ».

II.4.1 Principe de fonctionnement de la centrale en cycle combiné (mode nuit) :

Lors du crépuscule les niveaux des énergies utiles baissent et le débit d'huile diminue jusqu'à le débit minimal donc la circulation sera interrompue et une nouvelle période nocturne commence.

Dans la centrale à cycle combiné conventionnelle se trouvent deux turbines à gaz couplées chacune à un générateur, elles produisent de l'énergie à partir de la combustion de gaz naturel. Les gaz d'échappement de la turbine à gaz entrent dans les chaudières de récupérations HRGS

((HeatRecovery Steam Generator) à une température d'environ 600°C et une pression de 0.95bar, qui transforme l'énergie thermique des gaz d'échappement à une vapeur d'eau en passant par une série des échangeurs (contre-courant) ; ensuite ils quittent la chaudière à une température d'environ 150°C.

L'huile circule en circuit fermé à travers le champ solaire, et passe aussi dans la chaudière auxiliaire pour maintenir toujours la température de l'huile vers 35-38 °C.

Tout d'abord, l'eau condensée entre dans la chaudière et circule dans le sens opposé des gaz d'échappement ; elle sera pompée vers le préchauffeur pour la chauffer au point d'ébullition, et prendre un maximum de chaleur avant de passer par les étapes suivantes.

Ensuite, elle passe par la bêche alimentaire où le dégazage physique se déroule afin d'avoir une eau qui ne contient pas d'Oxygène.

Cette dernière sera envoyée aux économiseurs 1et 2 par les pompes alimentaires, sachant que les échangeurs ont la propriété d'augmenter la température de l'eau de 52,57 °C jusqu'à 297,5°C.

Après avoir passé par l'évaporateur qui se trouve au-dessous du ballon où l'eau chauffée est injectée, un échange eau→vapeur se déroule.

Après la vaporisation, le mélange eau et vapeur remonte vers le ballon où elles se séparent, l'eau non évaporée retourne vers l'évaporateur une autre fois ; et la vapeur continue son chemin vers les surchauffeurs.

La surchauffeur est le premier échangeur qui rencontrent les gaz d'échappement à l'entrée de la chaudière pour exploiter leurs grandes températures afin de produire de la vapeur surchauffée, cette dernière rentre dans la surchauffeur où la température sera augmentée (de297,5°C jusqu'à410°C).

La turbine à vapeur fonctionne à une température de 560°C et une pression de 83bar, et puisque l'énergie thermique établie au niveau de la surchauffeur est insuffisante il est nécessaire de passer par les brûleurs de températures pour augmenter la température.

Après la détente et le refroidissement de la vapeur au niveau du corps de la turbine, elle sera condensée à la sortie de la turbine à travers des aérocondenseurs composés de 15ventilateurs.

Enfin la vapeur super chauffée actionne la turbine qui a son tour convertit l'énergie thermique en énergie mécanique, ainsi que le turbin fait tourner un générateur qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. [15]

II.4.2 Le principe de fonctionnement de la centrale en cycle hybride : (mode jour) :

Durant les périodes d'ensoleillement, le champ solaire contribue dans le fonctionnement de la centrale en produisant de la vapeur au niveau des GVS.

Dans ce cas-là, l'eau sortante de la chaudière de récupération (économiseur) à une température de 165°C se dirige vers le GVS où un échange thermique se fait avec le fluide HTF en passant par trois échangeurs :

- Economiseur : augmentation de la température jusqu'à 297,5°C.
- Evaporateur : évaporation de l'eau.
- Surchauffeur : surchauffe et séchage de la vapeur (372°C).

Enfin, cette vapeur est réinjectée dans les HRGS (le surchauffeur primaire), et à l'aide des brûleurs de température la vapeur va atteindre la température désirée (560°C) pour faire actionner la turbine.

Le champ solaire est composé de miroirs de type cylindro-parabolique orientés selon la position du soleil ; ils réfléchissent le rayonnement sur les tubes récepteurs qui sont couverts d'une couche absorbante, dans ces tubes circule une huile synthétique qui absorbe l'énergie thermo-solaire et la transporte au cycle conventionnel ; cette huile est utilisée pour convertir l'eau en vapeur dans l'échangeur de chaleur.

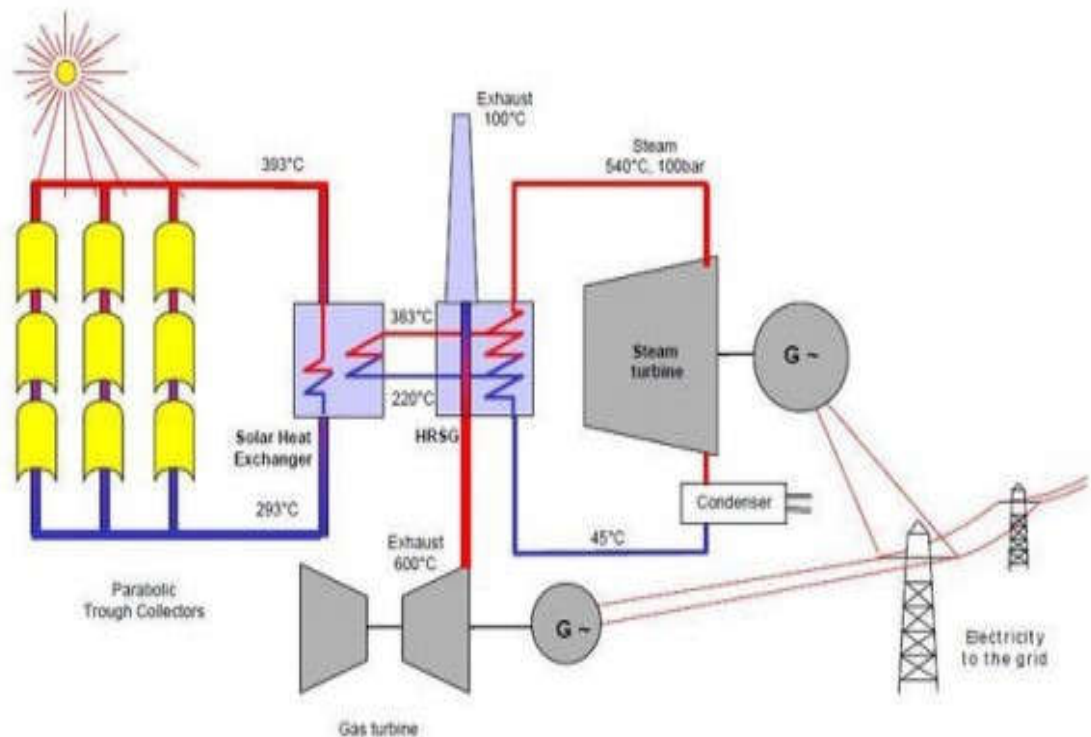


Figure II-23 : Schéma d'une centrale hybride solaire-gaz [champ solaire avec une système cylindro-parabolique & cycle combiné : turbine à gaz + turbine à vapeur + chaudière]

Commençant par le circuit d'huile qui est préchauffé dans la chaudière auxiliaire à une température jusqu'à 35-38°C pour alimenter la tuyauterie du champ solaire où se trouve le fluide à l'intérieur du tube récepteur, il sera chauffé et transformé en énergie thermique sous forme de chaleur.

Le capteur utilise seulement l'irradiation solaire direct, donc elle nécessite que ce capteur doive suivre le soleil tout au long de la journée ; après avoir une température de 391°C (température d'huile) à la sortie du circuit solaire, il se dirige vers l'échangeur de chaleur qui est déjà en contact avec l'eau préchauffer par la HRGS jusqu'à 195°C et sort avec une température de 291°C. En cas où la température de l'huile n'atteint pas la température désirée une vanne by-pass s'ouvre en assurant la circulation d'huile en dehors de l'échangeur.

Ensuite la vapeur sort à 372 °C et à 87,2 bars, elle se sépare en deux parties pour alimenter les deux chaudières de récupérations des deux turbines à gaz, elle alimente la chaudière en amont et sort avec une température de et sort à 560°C et 83 bars qui sont les conditions du fonctionnement de la turbine à vapeur.

Après la détente la vapeur sort à 52 °C et 0,14 bar et se dirige vers les aérocondenseurs où l'eau sera pompée, évaporée et surchauffée en passant par les étapes suivantes : préchauffeur d'où elle sort à 140 °C et 6,92 bars avant d'être dirigée vers un ballon séparateur (dégazeur) puis elle revient dans l'évaporateur LP et retourne encore une fois au ballon pour subir une meilleure séparation des gouttelettes d'eau entraînées. La vapeur passe ensuite dans l'économiseur-I HP et sort finalement de la chaudière à 195 °C et 94 bars. Cette vapeur va alimenter la chaudière HTF.

Pour alimenter la TAV, avec la contribution des gaz d'échappement des deux TAG, tous ces brûleurs sont munis d'une boucle de régulation qui assure l'alimentation en gaz naturel lorsque cela est nécessaire. [15]

II.5. Définition & principe de fonctionnement du "By-pass" au niveau du GVS:

II.5.1 Définition du By-pass :

Le by-pass est un mot anglais qui veut dire « passer au-delà ». Elle sert à optimiser le temps d'intégration de la vapeur solaire en gardant la pression au niveau du GVS pendant les moments non ensoleillés ; donc une grande contribution du champ solaire au fonctionnement de la centrale en réduisant l'utilisation du gaz naturel. [15]

II.5.2 Principe de fonctionnement :

Pendant le crépuscule, le fonctionnement du champ solaire s'arrête, après la fermeture des vannes d'entrées et de sorties de la GVS une partie de la vapeur produite dans la journée reste dans la GVS ; le by-pass est situé avant la sortie de la vanne donc il permet à la vapeur qui vient de la chaudière de récupération d'entrer dans le GVS en gardant la haute pression de la vapeur restante au GVS pendant la nuit. [4]

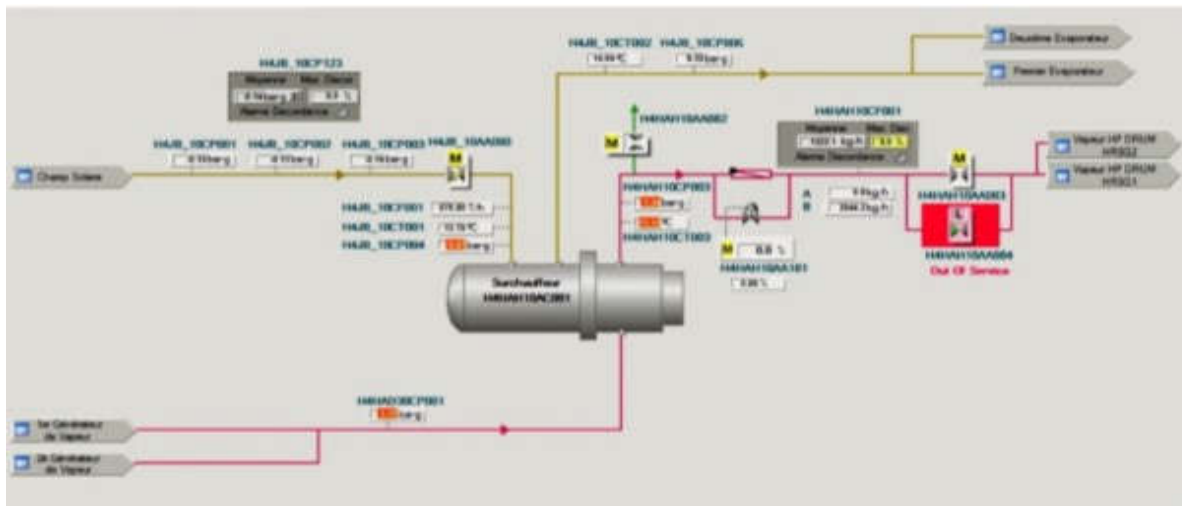


Figure II-24 : Schéma descriptif du By-pass

II.6 Conclusion :

L'hybridation garantit la production continue en évitant la consommation excessive du combustible (gaz naturel, fuel).

Dans ce chapitre on a présenté le concept du ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), en exposant la configuration des différents éléments de la centrale hybride de Hassi R'mel ainsi que le circuit HTF et le circuit eau-vapeur et leurs principes de fonctionnement dans les deux modes : mode nuit (cycle combiné), mode jour (cycle hybride).

La centrale a besoin d'un taux d'irradiation solaire très élevé, alors dans les périodes de crépuscule les niveaux d'énergies baissent, pour cela on utilise les By-pass qui assure le passage de la vapeur restante à la sortie dans les chaudières de récupération vers le GVS pour qu'il y aura une contribution maximale du champ solaire en économisant le maximum de combustible.

Chapitre III Calculs énergétiques de la centrale de Hassi R'mel

III.1 Introduction

Afin de mieux évaluer la centrale électrique, nous devons énumérer toutes les formules qui contribuent à façonner chaque élément de ladite centrale

Ce chapitre passera en revue le cycle combiné, avec toutes les équations qui s'y rapportent, ainsi que le champ solaire, et ses propres équations, et en ajoutant les formules pour les turbines à vapeur, nous pourrions découvrir l'hybridation du système.

La définition des équations nécessaires pour chaque élément de la centrale électrique permettra de mieux comprendre, manipuler et contrôler la puissance de sortie que nous voudrions produire, ainsi que de comprendre les spécifications et les mesures appliquées afin de créer un modèle pour tout élément de la centrale électrique

III.2 Le cycle combiné

III.2.1 la turbine à gaz

Dans cette partie on va présenter les calculs des paramètres et performance d'une turbine à gaz fonctionnant à cycle fermé (pour la production d'électricité), afin le rendement thermodynamique de cette dernière.[4]

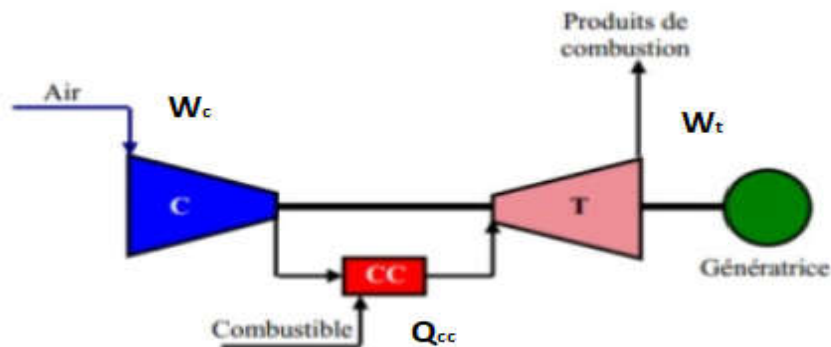


Figure III-1 : Différents éléments du groupe turbine à gaz

III.2.1.1 Les cycles de turbine à gaz

a- Cycle idéal de Brayton

C'est un cycle thermodynamique de deux isobares et deux isotropes réversible, ce cycle est utilisé pour les turbines à gaz parcourus par un gaz idéal parfait.

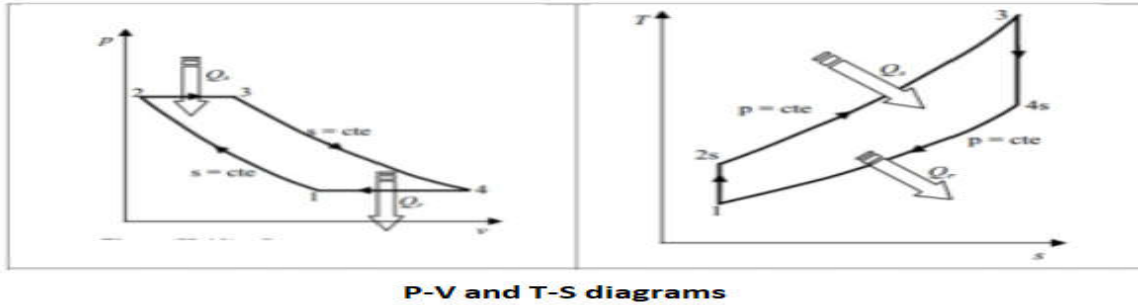


Figure III-2 : Cycle idéal de la turbine à gaz

- 1 à 2 : représente la compression isentropique (compresseur).
- 2 à 3 : représente la combustion isobare.
- 3 à 4 : représente la détente isentropique (turbine).
- 4 à 1 : représente l'échappement isobare. [4]

b-Cycle réel de la turbine à gaz

Le cycle réel de la turbine à gaz et le cycle de Brayton idéal sont différents car il existe des irréversibilités. Ainsi, dans un cycle de turbine à gaz, le compresseur consomme plus de travail et la turbine produit moins de travail que le cycle de Brayton idéal.

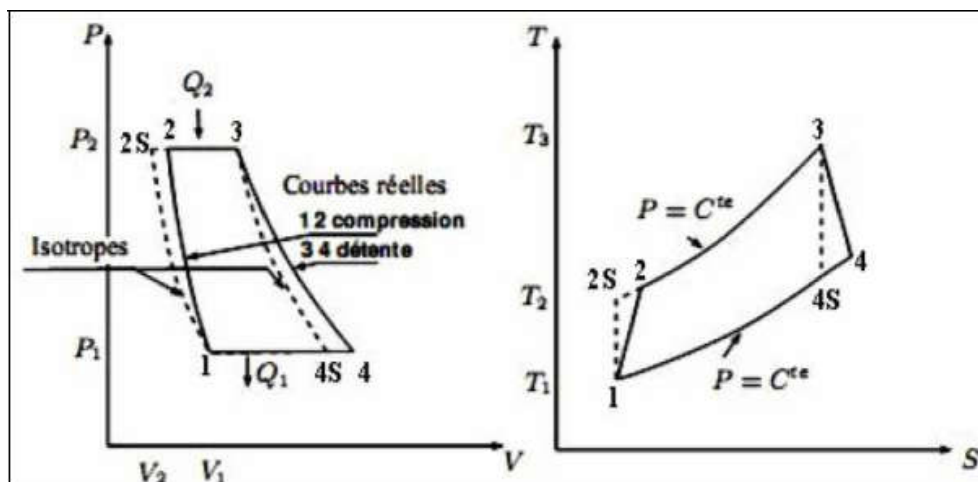


Figure III-3 : Cycle réel de la turbine à gaz

La différence entre le cycle réel et le cycle idéal représente dans les points suivants :

- La compression est adiabatique, de rendement isentropique η_{is}^c :

En raison des travaux de frottement, la température réelle est plus élevée que la température théorique, et la transformation de compression n'est plus isentropique 1-2s mais 1-2, tel que $T_2 > T_{2s}$.

- La détente dans la turbine est adiabatique, de rendement isentropique η_{is}^t :

En raison des travaux de frottement, la transformation de la détente ne s'effectue pas suivant un arc d'isotrope, mais suivant un arc tel que $T_4 > T_{4s}$. [4]

III.2.1.1 Etude de turbine à gaz

Type de TG

SGT-800

Les données nécessaires au calcul de la turbine à gaz sont:

La pression ambiante après le filtre	P = 0,928 bar
La perte de charge dans le système de refroidissement est estimée à	5,4%
La pression d'entrée du compresseur	P₁ = 0,88 bar
La température ambiante	T_a = 308 K
Pouvoir calorifique inférieur : gaz naturel	P_{ci} = 46944 (kJ/kg)
Le rapport de pression	$\tau = 20,2$
La température à l'entrée de compresseur	T₁ = 288K
La température à la sortie de la C-C	T₃ = 1473 K
La température à la sortie post combustion	T₅ = 958K
Rendement isentropique du compresseur	$\eta_{is}^c = 0,88$
Rendement isentropique de la turbine	$\eta_{is}^t = 0,88$
Rendement de la chambre de combustion	$\eta_{cc} = 0,97$
Chaleur spécifique massique isobare de l'air	C_{pair} = 1,004 (kJ/kg.K)
Constant du gaz naturel	r_{gn} = 288,5 (J/kg.K)
Chaleur spécifique moyenne des gaz brûlés	C_{pm} = 1,275 (kJ/kg.K)
Débit massique de l'air	$\dot{m}_a = 117,83$ (kg/s)
Débit massique du gaz naturel dans le post combustion	$\dot{m}_{pc} = 0,66$ (kg/s)
Coefficient poly tropique de l'air	$\gamma_{air} = 1,4$

❖ Compresseur (C)

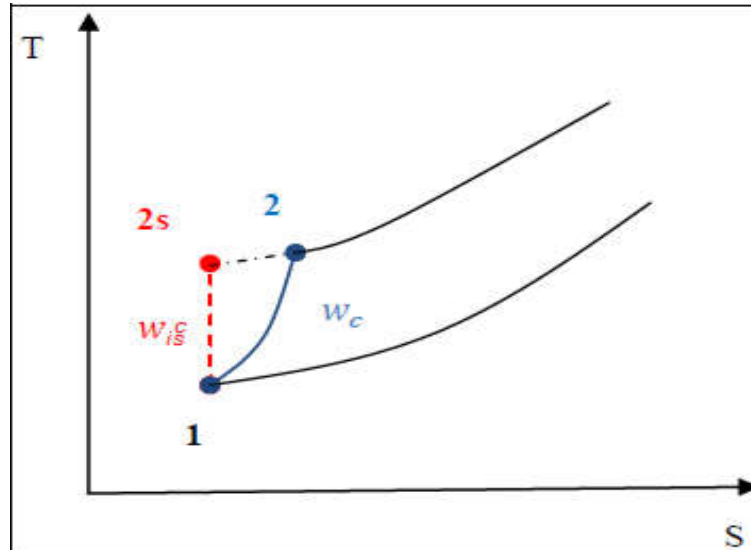


Figure III-4 : Représentation de la compression d'un compresseur

- La pression (P_2) à la sortie de compresseur :

$$\tau = \frac{P_2}{P_1} \Rightarrow P_2 = P_1 \cdot \tau \quad (\text{III.1})$$

$$P_2 = 17.78 \text{ bar}$$

- La température isentropique (T_{2s}) à la sortie du compresseur :

$$\frac{T_{2s}}{T_1} = \tau^{\frac{\gamma_{\text{air}}-1}{\gamma_{\text{air}}}} \Rightarrow T_{2s} = T_1 \cdot \tau^{\frac{\gamma_{\text{air}}-1}{\gamma_{\text{air}}}} \quad (\text{III.2})$$

$$T_{2s} = 679.75 \text{ K}$$

- La température réelle à la sortie de compresseur (T_2) :

$$\eta_{is}^c = \frac{T_{2s} - T_1}{T_2 - T_1} \Rightarrow T_2 = \frac{T_{2s} - T_1}{\eta_{is}^c} + T_1 \quad (\text{III.3})$$

$$T_2 = 733.13 \text{ K}$$

- Le travail isentropique du compresseur (W_{is}^c):

$$W_{is}^c = C_{\text{pair}}(T_{2s} - T_1) \quad (\text{III.4})$$

$$W_{is}^c = 393.31 \text{ KJ/Kg}$$

- Le travail réel du compresseur (W^c):

$$\eta_{is}^c = \frac{W_{is}^c}{W^c} \Rightarrow W^c = \frac{W_{is}^c}{\eta_{is}^c} \quad (\text{III.5})$$

$$W^c = 446.95 \text{ KJ/Kg}$$

❖ **Chambre de combustion (CC)**

Pour calculer les débits des gaz, on commence avec le bilan énergétique qui nous donne la formule suivante :

$$h_2 \cdot \dot{m}_a + \dot{m}_{GN} \cdot p_{ci} \cdot \eta_{cc} = (\dot{m}_a + \dot{m}_{GN}) h_3 \quad (\text{III.6})$$

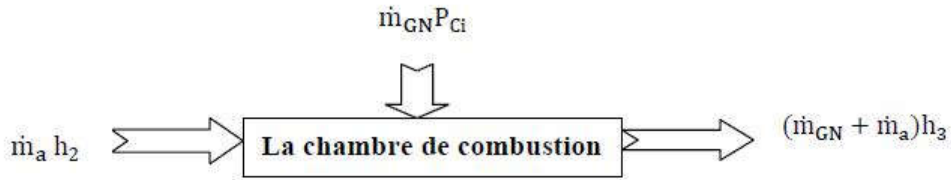


Figure III-5 : Bilan énergétique de la chambre de combustion

D'après la formule du bilan énergétique on a

$$f = \frac{h_3 - h_2}{p_{ci} \cdot \eta_{cc} - C_{pm} T_3} = \frac{C_{pm} T_3 - C_{air} \cdot T_2}{p_{ci} \cdot \eta_{cc} - C_{pm} T_3} \quad (\text{III.7})$$

$$f = 0.02$$

$$\text{Tel que } f = \frac{\dot{m}_{GN}}{\dot{m}_a} \quad (\text{III.8})$$

- Débit du gaz naturel :

$$\dot{m}_{GN} = f \cdot \dot{m}_a \quad (\text{III.9})$$

$$\dot{m}_{GN} = 2.35 \text{ Kg/s}$$

- Débit des gaz brûlés :

$$\dot{m}_{GB} = \dot{m}_{GN} + \dot{m}_a \quad (\text{III.10})$$

$$\dot{m}_{GB} = 120.18 \text{ Kg/s}$$

- Chaleur au niveau de la chambre de combustion (Q_{cc}):

$$Q_{cc} = f \cdot p_{ci} \cdot \eta_{cc} \quad (\text{III.11})$$

$$Q_{cc} = 910.71 \text{ KJ/Kg}$$

- Puissance thermique (\dot{Q}_{cc}):

$$\dot{Q}_{cc} = \dot{m}_{GB} \cdot Q_{cc} \quad (\text{III.12})$$

$$\dot{Q}_{cc} = 109.45 \text{ MW}$$

- Turbine (T)

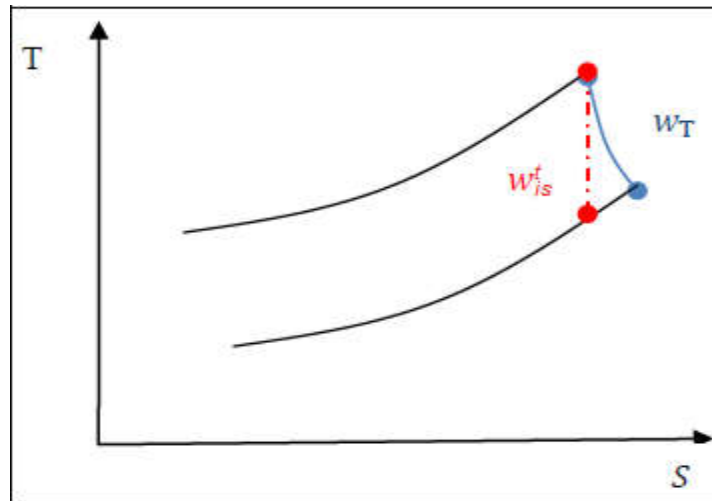


Figure III-6 : Représentation de la denté dans une turbine

- Le coefficient adiabatique moyen (γ_{moy}) :

$$\gamma_{moy} = \frac{c_{pm}}{c_{pm} - r_{hn}} \quad (III.13)$$

$$\gamma_{moy} = 1.29$$

- La température isentropique (T_{4s}) à la sortie de la turbine :

$$T_{4s} = \left(\frac{1}{\tau}\right)^{\frac{\gamma_{moy}-1}{\gamma_{moy}}} \cdot T_3 \quad (III.14)$$

$$T_{4s} = 749.46 \text{ K}$$

- La température réelle (T_4) à la sortie de la turbine :

$$T_4 = \eta_{is}^t (T_{4s} - T_3) + T_3 \quad (III.15)$$

$$T_4 = 836.28 \text{ K}$$

- Le travail isentropique de la turbine (w_{is}^t):

$$w_{is}^t = c_{pm}(T_{4s} - T_3) \quad (III.16)$$

$$w_{is}^t = -922.25 \text{ KJ/Kg}$$

- Le travail réel de la turbine (w^T):

$$w^T = \eta_{is}^t \cdot w_{is}^t \quad (III.17)$$

$$w^T = -811.58 \text{ KJ/Kg}$$

- **Bilan thermique du cycle :**

- Puissance du compresseur (\dot{W}^c) :

$$\dot{w}^c = \dot{m}_a \cdot w^c \quad (\text{III.18})$$

$$\dot{w}^c = 52.66 \text{ MW}$$

- Puissance de la turbine (\dot{W}^{TG}) :

$$\dot{w}^{TG} = \dot{m}_{GB} \cdot w^T \quad (\text{III.19})$$

$$\dot{w}^{TG} = -98.01 \text{ MW}$$

- Puissance de la turbine (\dot{W}^{TG_u}) :

$$\dot{w}^{TG_u} = |\dot{w}^{TG}| - |\dot{w}^c| \quad (\text{III.20})$$

$$\dot{w}^{TG_u} = 44.9 \text{ MW}$$

- Puissance de la turbine (η^{TG}) :

$$\eta^{TG} = \frac{\dot{w}^{TG_u}}{\dot{Q}_{cc}} \quad (\text{III.21})$$

$$\eta^{TG} = 40\%$$

La pression(P_2) à la sortie de compresseur :	$P_2=17.78 \text{ bar}$
La température isentropique (T_{2s}) à la sortie du compresseur :	$T_{2s}=679.75 \text{ K}$
La température réelle à la sortie de compresseur (T_2) :	$T_2=733.13 \text{ K}$
Le travail isentropique du compresseur (W^c_{is}):	$W^c_{is} = 393.31 \text{ KJ/Kg}$
Le travail réel du compresseur (w^c):	$w^c = 446.95 \text{ KJ/Kg}$
Rapport de débit (f)	$f=0.02$
Débit du gaz naturel	$\dot{m}_{GN}=2.35 \text{ Kg/s}$
Débit des gaz brûlés :	$\dot{m}_{GB}=120.18 \text{ Kg/s}$
Chaleur au niveau de la chambre de combustion (Q_{cc}) :	$Q_{cc}=910.71 \text{ KJ/Kg}$
Puissance thermique (\dot{Q}_{cc}) :	$\dot{Q}_{cc}=109.45 \text{ MW}$
Le coefficient adiabatique moyen (γ_{moy}) :	$\gamma_{moy}= 1.29$
La température isentropique (T_{4s}) à la sortie de la turbine :	$T_{4s}=749.46 \text{ K}$
La température réelle (T_4) à la sortie de la turbine :	$T_4= 836.28 \text{ K}$
Le travail isentropique de la turbine (W^t_{is}):	$W^t_{is} = -922.25 \text{ KJ/Kg}$
Le travail réel de la turbine (w^T):	$w^T = -811.58 \text{ KJ/Kg}$
Puissance du compresseur (\dot{w}^c) :	$\dot{w}^c = 52.66 \text{ MW}$
Puissance de la turbine (\dot{w}^{TG}) :	$\dot{w}^{TG} = -98.01 \text{ MW}$
Puissance de la turbine (\dot{w}^{TG}_u) :	$\dot{w}^{TG}_u = 44.9 \text{ MW}$
Puissance de la turbine (η^{TG}) :	$\eta^{TG} = 40\%$

Tableau III.1 : Résultats de turbine à gaz

III.2.2 La turbine à vapeur

Pour le calcul énergétique de la turbine à vapeur, on va considérer le fonctionnement de la turbine à vapeur selon le cycle de Rankine en l'absence d'ensoleillement. On procède au calcul des paramètres et performance de la turbine à vapeur et la chaudière de récupération (HRSG).

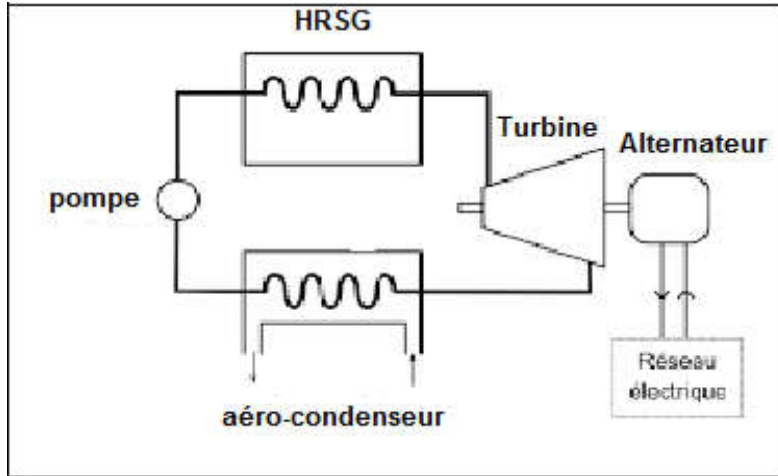


Figure III-7 : Différents éléments du groupe turbine à vapeur

III.2.2.1 Les cycles de turbine à vapeur

a- Cycle de Rankine

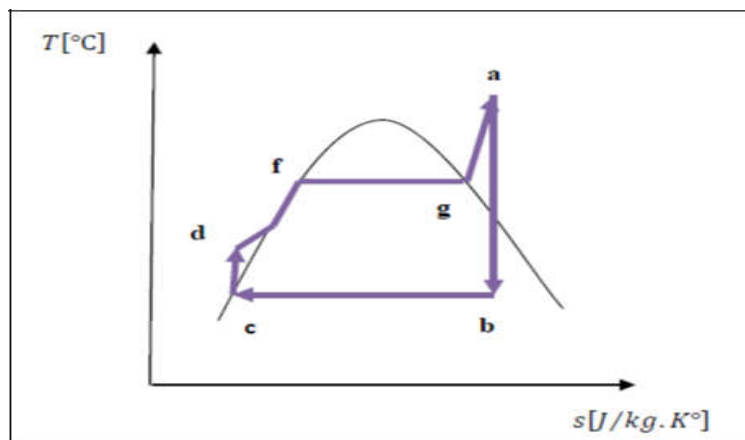


Figure III-8 : Cycle turbine à vapeur avec surchauffe

[c-d]: Compression isentropique jusqu'à la pression d'entrée chaudière.

[d - f]: Préchauffage de l'eau avant évaporation.

[f - g]: Evaporation de l'eau sous pression et à température constante.

[g - a]: surchauffe de la vapeur avant d'attaquer la turbine.

[a - b]: Détente isentropique.

b- Cycle réel de la turbine à vapeur

La déviation dans ce cycle par rapport le cycle idéal est dû à l'effet de la pompe et l'irréversibilité de la turbine.

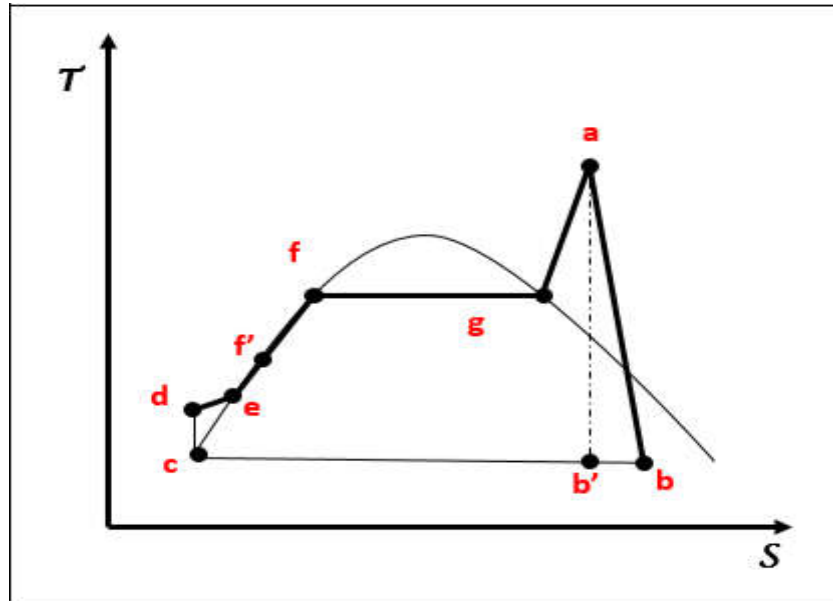


Figure III-9 : Cycle réel de turbine à vapeur

III.2.2.2 Etude du cycle de la turbine a vapeur

Type TV :

SST-900

Les paramètres nécessaires au calcul de la turbine à vapeur et la HRSG:

Température d'entrée turbine à vapeur:

$T_a = 833 \text{ K}$

Pression de vapeur à l'entrée turbine à vapeur:

$P_a = 83 \text{ bar}$

Température à la sortie de l'évaporateur basse pression

$T_e = 420 \text{ K}$

Température à la sortie de l'économiseur à haute pression:

$T_f = 548 \text{ K}$

Température d'entrée surchauffeur:

$T_g = 573 \text{ K}$

Température des gaz brûlés à la sortie HSRG:

$T_{s,GB} = 373 \text{ K}$

Le rendement isentropique de la turbine à vapeur:

$\eta_{is}^{tv} = 0,985$

❖ **Calcul de l'enthalpie dans chaque point du cycle**

On introduit la pression et la température de chaque point pour obtenir l'enthalpie correspondante à l'aide des applications de propriétés de l'eau 'THERMONATOR, Steam Table, TLV'.

- **Entrée de la turbine (point a) :** $P_a = 83 \text{ bar}$ et $T_a = 833 \text{ K}$

Donc : $h_a = 3541,2 \text{ KJ/Kg}$ et $S_a = 6,8896 \text{ KJ/Kg.K}$

- **Sortie de la turbine (point b) :**

Dans le cas idéal, la vapeur d'eau subit une détente isentropique dans la turbine et en ressort au point b' (vapeur humide) tel que $S_{b'} = S_a$. Dans ce cas, le titre de la vapeur (x) au point b' est donné par la relation suivant.[4]

$$x = \frac{S_{b'} - S_{b'l}}{S_{b'v} - S_{b'l}} = 0.84 \quad (\text{III.22})$$

Avec :

$S_{b'l} = 0,7372 \text{ KJ/Kg.K}$; L'entropie du liquide saturé à $P_b = 0,14 \text{ bar}$

$S_{b'v} = 8,0304 \text{ KJ/Kg.K}$; L'entropie de vapeur saturée à $P_b = 0,14 \text{ bar}$

On a aussi :

$h_{b'l} = h_l$ à $P_b = 0,14 \text{ bar}$ on trouve $h_{b'l} = 220,18 \text{ KJ/Kg}$

$h_{b'v} = h_v$ à $P_b = 0,14 \text{ bar}$ on trouve $h_{b'v} = 2595,9 \text{ KJ/Kg}$

On a: $h_{b'} = x \cdot h_{b'v} + (1 - x)h_{b'l}$ (III.23)

$$\mathbf{h_{b'} = 2215,78 \text{ KJ/Kg}}$$

- On peut calculer l'enthalpie à la sortie réelle de la turbine (point b) à l'aide de son rendement isentropique, tel que :

$$h_b = \eta_{is}^{tv} (h_{b'} - h_a) + h_a \quad (\text{III.24})$$

$$\mathbf{h_b = 2235,69 \text{ KJ/Kg}}$$

Avec 'THERMONATOR' on trouve: $T_b = 325 \text{ K}$

- **Entrée de la pompe 1 (point c) :** $T_c=325K$ et $P_c=0.14bar$
On trouve : $h_c= 217,17KJ/Kg$
- **Sortie de la pompe 1 (point d) :** $T_d=325K$ et $P_d=7bar$
On trouve : $h_d= 218,43 KJ/Kg$
- **Sortie d'évaporateur à basse pression (point e) :** $T_e=420K$ et $P_e=7bar$
On trouve: $h_e= 619,47 KJ/Kg$
- **Entrée de l'économiseur à haute pression (point f') :** $T_{f'}=423K$ et $P_{f'}=83bar$
On trouve : $h_{f'}= 637,09 KJ/Kg$
- **Sortie de l'économiseur à haute pression (point f) :** $T_f=548K$ et $P_f=83bar$
On trouve : $h_f= 12010 KJ/Kg$
- **Sortie d'évaporateur à haute pression (point g) :** $T_g=573K$ et $P_g=83bar$
On trouve : $h_g= 2768,4KJ/Kg$

❖ Le débit de vapeur produire par la HRSG

- D'abord, calculons la puissance thermique des gaz burlés dans la HRSG

$$\dot{Q}_{GB} = \dot{m}_{GB} \cdot C_{pm}(T_4 - T_{s,GB}) \quad (III.25)$$

$$\dot{Q}_{GB} = 70,6 MW$$

- Pour tirer le débit de vapeur, on fait le bilan énergétique dans la HRSG comme suit :

$$\dot{m}_v = \frac{\dot{Q}_{GB}}{h_a - h_d} \quad (III.26)$$

$$\dot{m}_v = 21,23 Kg/s$$

❖ Bilan du cycle

- Le travail de la turbine (W^{TV}) :

$$W^{TV} = (h_a - h_b) \quad (III.27)$$

$$W^{TV} = 1307,51 KJ/Kg$$

- La puissance de la turbine (\dot{W}^{TV}) :

$$\dot{W}^{TV} = 2 \cdot \dot{m}_v \cdot W^{TV} \quad (III.28)$$

$$\dot{W}^{TV} = 55,51 MW$$

- La travail de la pompe 1 (W^p_1) :

$$W^p_1 = (h_d - h_c) \quad (III.29)$$

$$W^p_1 = 0,72 KJ/Kg$$

- La puissance de la pompe 1 (\dot{W}^{p_1}) :

$$\dot{W}^{p_1} = 2 \cdot \dot{m}_v \cdot W^{p_1} \quad (\text{III.30})$$

$$\dot{W}^{p_1} = 30,57 \text{ KW}$$

- Travail de la pompe 2 (W_2^p) :

$$W_2^p = (h_f - h_e) \quad (\text{III.31})$$

$$W_2^p = 17,62 \text{ KJ/Kg}$$

- La puissance de la pompe 2 (\dot{W}_2^p) :

$$\dot{W}_2^p = \dot{m}_v \cdot W_2^p \quad (\text{III.32})$$

$$\dot{W}_2^p = 374,07 \text{ KW}$$

- Rendement de la turbine à vapeur (η^{TV}) :

On a $\dot{Q}_{HRSG} = \dot{Q}_{GB} = 70.6 \text{ MW}$

$$\eta^{TV} = \frac{\dot{W}^{TV} - \dot{W}^{p_1} - \dot{W}^{p_2}}{2\dot{Q}_{HRSG}} \quad (\text{III.33})$$

$$\eta^{TV} = 39\%$$

La puissance thermique des gaz burlés (\dot{Q}_{GB})	$\dot{Q}_{GB} = 70,6 \text{ MW}$
Le débit de vapeur (\dot{m}_v)	$\dot{m}_v = 21,23 \text{ Kg/s}$
Le travail de la turbine (W^{TV}) :	$W^{TV} = 1307,51 \text{ KJ/Kg}$
La puissance de la turbine (\dot{W}^{TV})	$\dot{W}^{TV} = 55,51 \text{ MW}$
La puissance de la pompe 1 (\dot{W}^{p_1})	$\dot{W}^{p_1} = 30,57 \text{ KW}$
La puissance de la pompe 2 (\dot{W}^{p_2})	$\dot{W}^{p_2} = 374,07 \text{ KW}$
Rendement de la turbine à vapeur (η^{TV})	$\eta^{TV} = 39\%$

Tableau III.2 : Résultats de turbine à vapeur

III.2.3 Le rendement global de la centrale :

Le rendement global de la centrale selon son cycle combiné est donné par la relation :

$$\eta_{\text{centrale}} = \frac{P_{\text{centrale}}}{2\dot{Q}_{CC}} \quad (\text{III.34})$$

Tel que : $P_{\text{centrale}} = \dot{W}^{TV} + 2\dot{W}^{TG}_u - \dot{W}^{p_1} - 2\dot{W}^{p_2}$

$$\eta_{\text{centrale}} = 65\%$$

III.3 Champ solaire

III.3.1.1 La puissance thermique absorbée par le collecteur

On besoin le DNI « Direct Normal Irradiation » moyen annuel, le rendement moyen annuel du collecteur pour calculer la puissance thermique absorbée par le collecteur.

La variation de l'irradiation solaire normale pendant la journée de 01/03/2018 représentée par la figure (III.10)

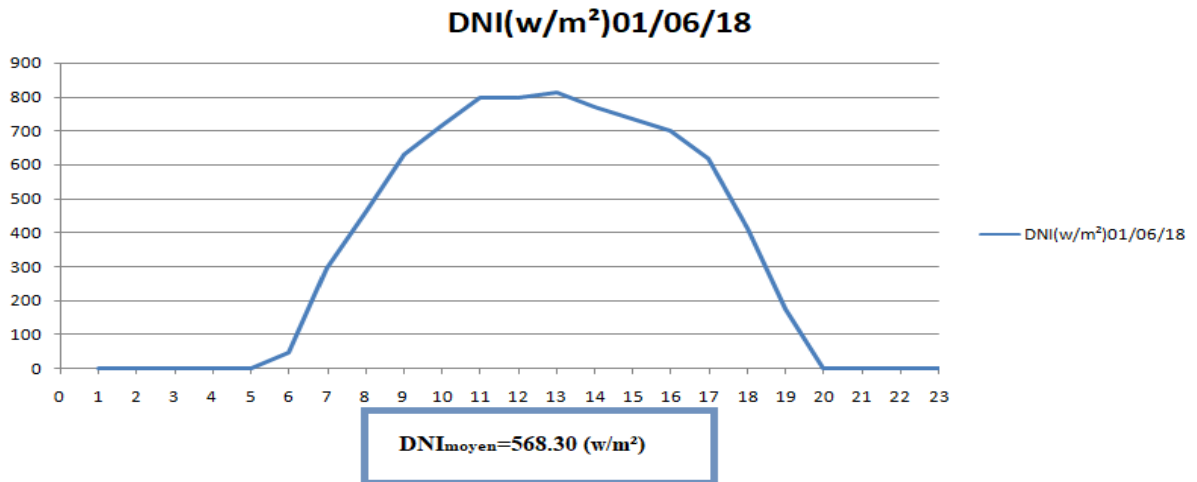


Figure III-10 : Variation de DNI pendant la journée 01/08/18

Pour nos calculs on prend la moyenne de cette journée, par Excel on obtenu DNI_{moyen} .

$DNI_{moyen}=568.30$ (w/m²).

Et sachant que :

Tableau III.3 : Les données du champ solaire

Surface du collecteur	$A_{col}=817.5m^2$
Nombre de collecteur	224 collecteurs
Surface globale de captation totale	$A=183120m^2$

Le rendement annuel moyen donné par constructeur du collecteur E150 est égale à 44%. Il est donné par la formule :

$$\eta_{col} = \frac{\dot{Q}_{col(moyen)}}{DNI_{moyen}} \quad (III.35)$$

Ce qui donne :

$$\dot{Q}_{col(moyen)}=250.05$$
 (w/m²)

III.3.1.2 La puissance thermique à la sortie du champ solaire

$$\dot{Q}_{Ch,s} = (\dot{Q}_{col} - \dot{Q}_{perte}) \cdot A \quad (III.36)$$

Sachant que :

➤ Perte thermique \dot{Q}_{perte} (estimée par le constructeur) : $\dot{Q}_{perte}=10(\text{w/m}^2)$

Donc :

$$\dot{Q}_{Ch,s} = 43.95 \text{ MW}$$

III.3.1.3 Le rendement du champ solaire

Le rendement du champ solaire (Nord et Sud) est évalué pour la journée moyenne annuelle par le rapport de la puissance collectée à la sortie du champ et l'éclairement moyen disponible dans tout le champ solaire pour cette journée. Donc :

$$\eta_{Ch,s} = \frac{\dot{Q}_{Ch,s}}{S_{captation,T} \cdot \text{DNI}_{\text{moyen}}} \quad (III.37)$$

Donc

$$\eta_{Ch,s} = 42\%$$

III.3.1.4 Evaluation du débit fluide caloporteur dans le champ solaire

Le débit du fluide caloporteur « Huile HTF » varie en vue de garder la température de sortie constante.

Au lever du soleil, le DNI atteint le seuil minimal d'irradiation solaire, pour l'application de cette irradiation les deux pompes des deux champs solaires (nord et sud) commencent la circulation du fluide caloporteur avec un débit initial $\dot{m}_{HTF}=93\text{kg/s}$. Ce débit varie en fonction d'énergie absorbée.

On base sur les températures d'entrée et de sortie du champ solaire pour calculer le débit ainsi que la puissance collectée à la sortie du champ solaire $\dot{Q}_{Ch,s}$. [4]

D'après le bilan énergétique de sortie et l'entrée du champ solaire on trouve :

$$\dot{Q}_{Ch,s} = \dot{Q}_{HTF} \quad (III.38)$$

D'où :

$$\dot{m}_{HTF} = \frac{\dot{Q}_{Ch,s}}{C_{p(HTF)}(T_{s,s} - T_{e,s})} \quad (III.39)$$

- $C_{p(HTF)}=2,422 \text{ KJ}/(\text{kg.K})$: Capacité calorifique moyenne du fluide caloporteur « THERMINOL VP-1 » entre $T= 280 \text{ }^\circ\text{C}$ et $T= 395 \text{ }^\circ\text{C}$.

- Les températures d'entrées et sorties au champ solaire du fluide caloporteur sont :

[$T= 566 \text{ K}$; $T_e. = 666 \text{ K}$] [4]

$$\dot{m}_{HTF} = 181.46 \text{ kg/s}$$

III.3.2 Les paramètres du générateur de vapeur solaire (GVS) :

Le générateur de vapeur solaire est considéré comme le point de liaison entre le cycle combiné et le champ solaire. Sa fonction est produite la vapeur avant de passer par les deux chaudières de récupération (HRSG).

- **Les enthalpies**

On sait que les températures à l'entrée et la sortie du GVS sont :

$$T_{s,GVS}= 645K; T_{e,GVS}=468K$$

Par l'application 'THERMONATOR' on trouve les enthalpies correspondantes à ces températures :

$$h_{s,GVS}= 3050,4 \text{ KJ/Kg}; h_{e,GVS}= 832.83 \text{ KJ/Kg [4]}$$

- **Débit de vapeur produit par le GVS**

Dans le générateur de vapeur solaire le transfert de chaleur s'effectue entre le fluide caloporteur et l'eau pour produire de la vapeur. Donc il se produit un certain débit de vapeur que l'on peut calculer comme suit :

$$\begin{aligned} \dot{m}_{v,solaire} &= \frac{\dot{Q}_{ch.s}}{\dot{Q}_{GVS}} = \frac{\dot{Q}_{HTF}}{\dot{Q}_{GVS}} \\ \dot{m}_{v,solaire} &= \frac{\dot{Q}_{ch.s}}{h_{s,GVS}-h_{e,GVS}} \end{aligned} \quad (III.40)$$

$$\dot{m}_{v,solaire} = 19,25 \text{ Kg/s}$$

III.3.3 Système hybride ISCC

III.3.3.1 Calcul des performances en présence du soleil :

Le système hybride est la combinaison d'un champ solaire et d'un cycle combiné qui composé de deux turbines à gaz et une turbine à vapeur (figure III-11).

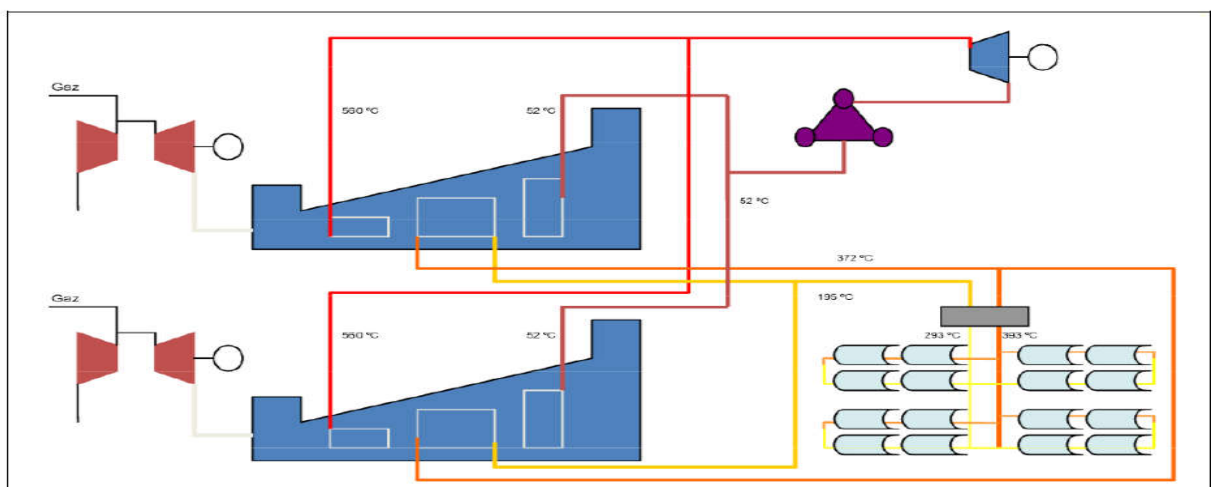


Figure III-11 : Schéma simplifié de la centrale hybride

- Le débit de vapeur totale produite par la (HRSG+ GVS)

Pendant les journées ensoleillées le GVS produit en parallèle de la vapeur d'eau supplémentaire au cycle de combiné, ainsi que la vapeur produite par les deux chaudières de récupération. Alors on calcule le débit de vapeur qui attaque la turbine à vapeur comme suit :

$$\dot{m}_{v,totale} = \frac{2\dot{Q}_{GB} + \dot{Q}_{ch,s}}{h_a - h_d} \quad (\text{III.41})$$

$$\dot{m}_{v,totale} = 56,3 \text{ Kg/s}$$

- La puissance de la turbine (\dot{W}^{TV}) :

$$\dot{W}^{TV} = \dot{m}_{v,totale} \cdot W^{TV} \quad (\text{III.42})$$

$$\dot{W}^{TV} = 73,61 \text{ MW}$$

- La puissance de la pompe 1 (\dot{W}^{p_1}) :

$$\text{Avec } \dot{m}_v = \frac{\dot{m}_{v,totale}}{2}$$

$$\dot{W}^{p_1} = \dot{m}_v \cdot W^{p_1} \quad (\text{III.43})$$

$$\dot{W}^{p_1} = 20,26 \text{ KW}$$

- La puissance de la pompe 2 (\dot{W}^{p_2}) :

$$\dot{W}^{p_2} = \dot{m}_v \cdot W^{p_2} \quad (\text{III.44})$$

$$\dot{W}^{p_2} = 496,00 \text{ KW}$$

- La puissance du système hybride :

$$\dot{W}_{tot} = \dot{W}^{TV} + 2\dot{W}^{TG_u} - \dot{W}^{p_1} - 2\dot{W}^{p_2} \quad (\text{III.45})$$

$$\dot{W}_{tot} = 162,40 \text{ MW}$$

- Le rendement de la turbine à vapeur η_{TV} :

$$\eta^{TV} = \frac{\dot{W}^{TV} - \dot{W}^{p_1} - \dot{W}^{p_2}}{2\dot{Q}_{HRSG}} \quad (\text{III.46})$$

$$\eta^{TV} = 51\%$$

- Le rendement de la centrale hybride η_{hyb} :

$$\eta_{hyb} = \frac{\dot{W}_{tot}}{2\dot{Q}_{CC}} \quad (\text{III.47})$$

$$\eta_{hyb} = 73\%$$

III.3.3.2 Calcul des performances en absence du soleil :

- Avec Poste de combustion

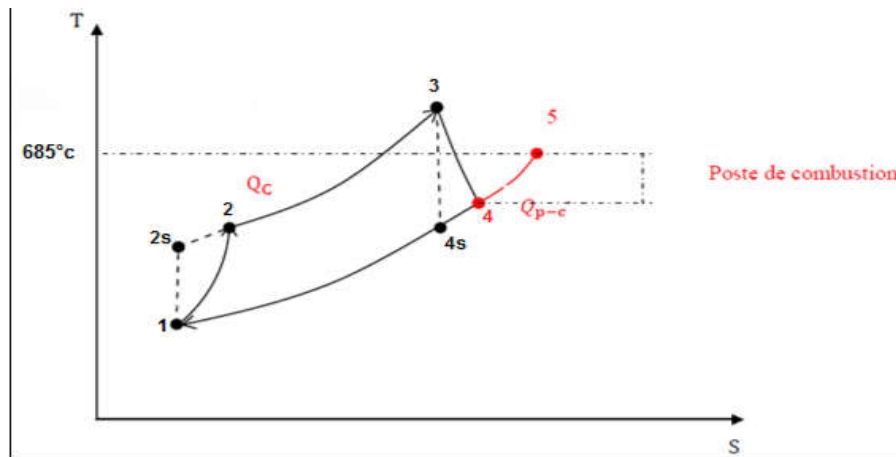


Figure III-12 : Cycle thermodynamique avec poste de combustion

- Bilan matière

$$\dot{m}_{GB'} = \dot{m}_{GB} + \dot{m}_{PC} \quad (\text{III.48})$$

$$\dot{m}_{GB'} = 120,79 \text{ Kg/s}$$

- La chaleur apportée au niveau du post de combustion (Q_{PC})

$$Q_{PC} = C_{pm}(T_5 - T_4) \quad (\text{III.49})$$

$$Q_{PC} = 156.19 \text{ KJ/Kg}$$

- La puissance thermique au niveau du post de combustion (\dot{Q}_{PC})

$$\dot{Q}_{PC} = \dot{m}_{GB'} \cdot Q_{PC} \quad (\text{III.50})$$

$$\dot{Q}_{PC} = 18.88 \text{ MW}$$

- La nouvelle puissance thermique des gaz brûlés dans la HSRG ($\dot{Q}_{GB'}$)

$$\dot{Q}_{GB'} = \dot{m}_{GB'} \cdot C_{pm}(T_5 - T_{s,GB}) \quad (\text{III.51})$$

$$\dot{Q}_{GB'} = 90,09 \text{ MW}$$

- Le débit de vapeur totale produit ($\dot{m}_{v,totale}$)

$$\dot{m}_{v,totale} = \frac{2\dot{Q}_{GB'}}{h_a - h_d} \quad (\text{III.52})$$

$$\dot{m}_{v,totale} = 54,19 \text{ Kg/s}$$

- La puissance de la turbine (\dot{W}^{TV}) :

$$\dot{W}^{TV} = \dot{m}_{v,totale} \cdot W^{TV} \quad (\text{III.53})$$

$$\dot{W}^{TV} = 70.85 \text{ MW}$$

- La puissance de la pompe 1 (\dot{W}^{p_1}) :

$$\text{Avec : } \dot{m}_v = \frac{\dot{m}_{v,totale}}{2}$$

$$\dot{W}^{p_1} = \dot{m}_v \cdot W^{P_1} \quad (\text{III.54})$$

$$\dot{W}^{p_1} = 19.50 \text{ KW}$$

- La puissance de la pompe 2 (\dot{W}^{p_2}) :

$$\dot{W}^{p_2} = \dot{m}_v \cdot W^{P_2} \quad (\text{III.55})$$

$$\dot{W}^{p_2} = 477,42 \text{ KW}$$

- La puissance du système hybride :

$$\dot{W}_{tot} = \dot{W}^{TV} + 2\dot{W}^{TG_u} - \dot{W}^{p_1} - 2\dot{W}^{p_2} \quad (\text{III.56})$$

$$\dot{W}_{tot} = 159,22 \text{ MW}$$

- Le rendement de la centrale hybride η_{hyb} :

$$\eta_{hvb} = \frac{\dot{W}_{tot}}{2(\dot{Q}_{CC} + \dot{Q}_{PC})} \quad (\text{III.57})$$

$$\eta_{hvb} = 61\%$$

III-3-4 La puissance électrique donnée par le générateur

III-3-4-1 En présence du soleil

Supposons que le rendement d'accouplement est égale à : η_{acc}

- Le générateur couplé à la turbine à gaz :

$$P_{\acute{e}le,tg} = \eta_{acc} \cdot \dot{W}^{TG_u} \quad (\text{III.58})$$

$$P_{\acute{e}le,tg} = 42.65 \text{ MW}$$

- Le générateur couplé à la turbine à vapeur :

$$P_{\acute{e}le,tv} = \eta_{acc} \cdot \dot{W}^{TV} \quad (\text{III.59})$$

$$P_{\acute{e}le,tv} = 69.92 \text{ MW}$$

- La puissance électrique totale:

$$P_{\acute{e}le,tot} = 2P_{\acute{e}le,tg} + P_{\acute{e}le,tv} \quad (\text{III.60})$$

$$P_{\acute{e}le,tot} = 155.22 \text{ MW}$$

III-3-4-2 En absence du soleil

- La puissance générée par le générateur accouplé à la turbine à gaz n'influence pas par le champ solaire. Donc elle reste la même.

$$P_{\text{éle,tg}}=42.65\text{MW}$$

- Le générateur couplé à la turbine à vapeur :

$$P_{\text{éle,tv}} = \eta_{\text{acc}} \cdot \dot{W}^{TV} \quad (\text{III.61})$$

$$P_{\text{éle,tv}}=67.31\text{MW}$$

- La puissance du système hybride :

$$\dot{W}_{\text{tot}} = \dot{W}^{TV} + 2\dot{W}^{TG_u} - \dot{W}^{p_1} - 2\dot{W}^{P_2} \quad (\text{III.62})$$

$$\dot{W}_{\text{tot}} = 152,61\text{MW}$$

III.4 Conclusion

L'étude énergétique de la centrale hybride solaire-gaz de Hassi R'mel nous a permis de déterminer les différentes performances du cycle combiné (sans le champ solaire), les différentes performances d'hybridation solaire (avec le champ solaire), ce calcul permet aussi de faire une comparaison entre les deux.

D'après ce chapitre ont pu prouver la rentabilité de l'hybridation, qui améliore le rendement sans exiger des dépenses. Donc l'hybridation est très importante techniquement et économiquement.

Chapitre IV Simulation et discussion des résultats

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre on s'intéresse à l'évaluation des impacts économiques de la centrale hybride de Hassi R'mel.

Pour identifier l'évaluation de ces différents impacts, nous avons à l'aide d'un logiciel qui s'appelle « SAM » la simulation de champ solaire de la centrale, conçu pour l'étude des différentes technologies de production d'électricité par les énergies renouvelables, ce qui s'adapte bien à notre cas où on utilise un collecteur solaire linéaire E150 (CSP) cette technologie est équivalente à celle de Hassi R'mel et avec l'intégration de la production d'électricité par turbine à gaz comme une source principale.

Pour la simulation de centrale totale on utilise un logiciel qui s'appelle « Epsilon », conçu pour l'étude de différentes centrales thermodynamiques, dans ce dernier on simule une turbine à gaz équivalente aux deux turbines de la centrale.

IV.2 Présentation du logiciel SAM

SAM (System Advisor Model), à l'origine appelé "Modèle du conseiller du système" a été développé par le Laboratoire National des Énergies Renouvelables (NREL) en collaboration avec Sandia National Laboratories en 2005. Le SAM est un modèle de performance et financier conçu pour faciliter la prise de décision pour les personnes impliquées dans l'industrie des énergies renouvelables :[17]

- Chefs de projets et ingénieurs
- Analystes politiques
- Développeurs de technologies
- Les chercheurs

SAM calcule le coût et le rendement des projets d'énergie renouvelable en utilisant des modèles informatiques développés au NREL, Sandia National Laboratories, l'Université du Wisconsin, et d'autres organisations. Chaque modèle de performance représente une partie du système, et chaque modèle financier représente la structure financière d'un projet. Les modèles requièrent des données d'entrée pour décrire les caractéristiques de performance du matériel physique du système et les coûts du projet. [17]

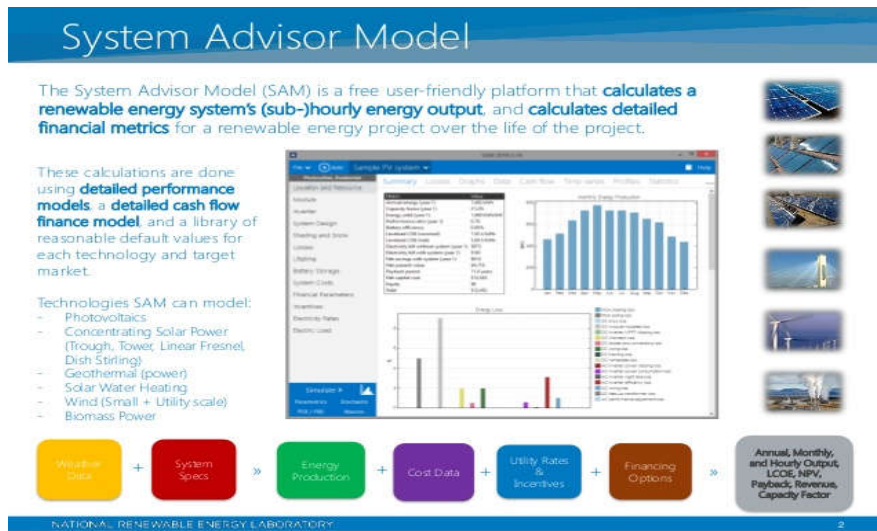


Figure IV-1 : Processus du modèle

La première étape dans la création d'un fichier SAM est de choisir une technologie et une option de financement pour notre projet. Chaque technologie d'énergie renouvelable dans SAM dispose d'un modèle de performance correspondant qui effectue des calculs spécifiques à la technologie. De même, chaque option de financement à SAM est également associée à un modèle financier particulier avec son propre ensemble d'entrées et de sorties. Les modèles financiers sont aussi indépendants que possible des modèles de performance pour permettre la cohérence dans les calculs financiers entre les différentes technologies. SAM remplit automatiquement les variables d'entrée avec un ensemble de valeurs par défaut pour le type de projet. Il est de notre responsabilité en tant qu'analyste d'examiner et de modifier toutes les données d'entrée, le cas échéant, pour chaque analyse. Ensuite, on fournit des informations sur l'emplacement d'un projet, le type d'équipement dans le système, le coût d'installation et de fonctionnement du système, et les hypothèses incitatives et financières. [5]

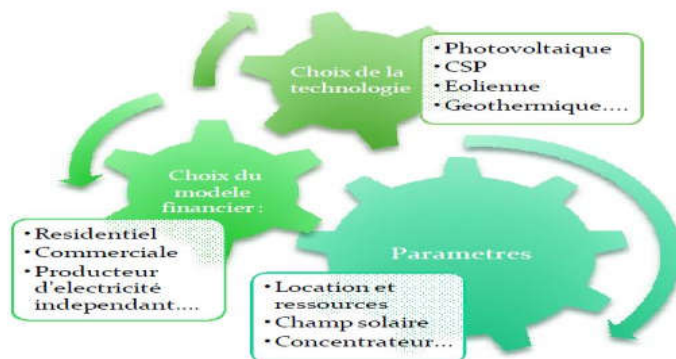


Figure IV-2 : Processus de simulation

IV.3 Analyse des paramètres d'entrée

IV.3.1 Modèle de performance

Le logiciel SAM dispose un modèle de performance pour chaque technologie des énergies renouvelables qui effectue des calculs spécifiques à la technologie. Le logiciel affiche des différentes variables sur la page de financement, en fonction de l'option de financement que l'on choisit :

Pour la technologie cylindro-parabolique (CSP), SAM propose 7 modèles de financement :

- Commercial
- PPA propriété unique (utilitaire)
- PPA Partenariat avec une dette (utilitaire)
- PPA Partenariat sans une dette (utilitaire)
- PPA Vente bail (utilitaire)
- Calculatrice LCOE (FCR méthode)
- Modèle sans financement

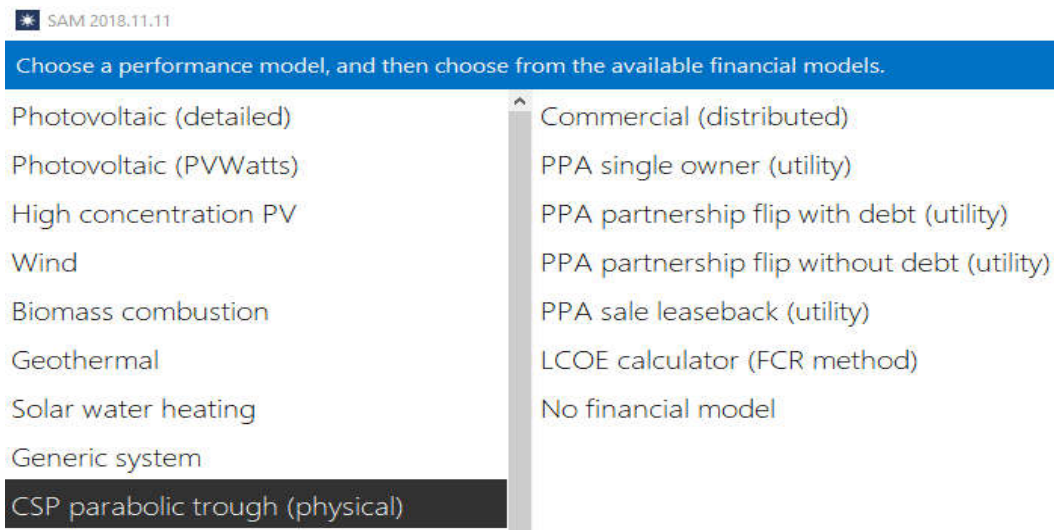


Figure IV-3 : L'interface de sélection du model

Ces modèles financiers représentent deux types de projets :

- Les projets résidentiels et commerciaux qui achètent et vendent de l'électricité à des tarifs de détail et déplacent les achats d'énergie à partir de la grille.
- Les Utilitaires 'Commercial distribué' commerciaux qui vend l'électricité à un tarif de gros pour répondre à des besoins taux de rendement interne de retour.

Pour notre étude des coûts de la technologie Cylindro-parabolique (Parabolictrough), c'est l'option Commercial distribué (commercial distributed) qui nous convient. [17]

VI.3.2 les données métrologiques du site

Pour la simulation des données métrologique du site “Hassi R’mel “ en Algérie, on ne peut pas utiliser directement le logiciel SAM pour des raisons d’optimisation, la base de donné du logiciel ne contient pas les données du site, mais avec le logiciel METEONORM on peut télécharger les données du site et l’introduire dans le logiciel SAM.

Pour voir toutes les données métrologiques on clique sur “ view data“, dans notre étude on base sur les irradiations direct « DNI ».

Weather Data Information
 The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

-Header Data from Weather File

Station ID	<input type="text" value="unknown"/>	Latitude	<input type="text" value="32.946"/> DD	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	CSP models use a different time convention than NREL NSRDB data. See Help for details.
Data Source	<input type="text" value="ECMWF/ERA"/>	Longitude	<input type="text" value="3.274"/> DD		
Elevation	<input type="text" value="777"/> m	Time zone	<input type="text" value="GMT 1"/>		

-Annual Values Calculated from Weather File Data

Global horizontal	<input type="text" value="5.87"/> kWh/m ² /day	Average temperature	<input type="text" value="19.4"/> °C	-Optional Data
Direct normal (beam)	<input type="text" value="6.79"/> kWh/m ² /day	Average wind speed	<input type="text" value="4.4"/> m/s	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.71"/> kWh/m ² /day	*NaN indicates missing data.		

Figure IV-4 : L’intégration des données météorologiques du site dans SAM

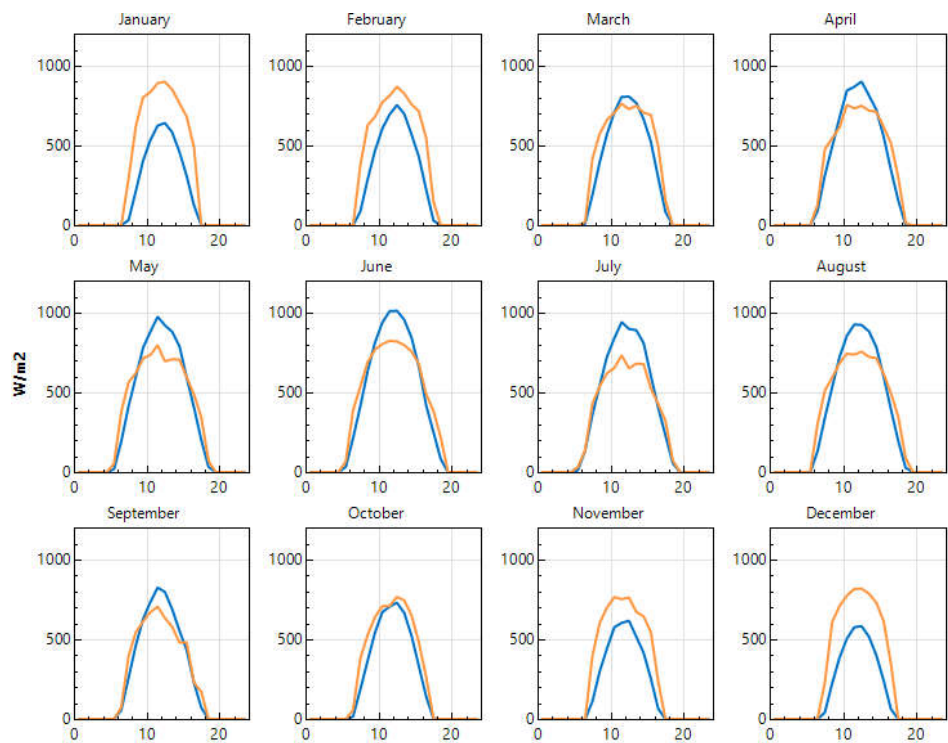


Figure IV-5 : Les irradiations direct et globale mensuelles du site

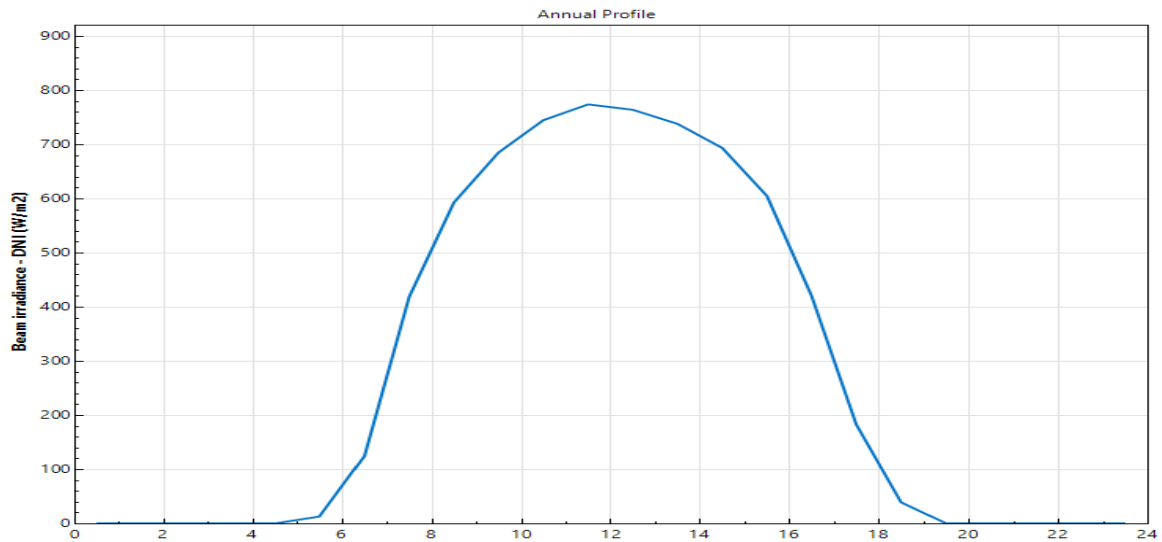


Figure IV-6 : L'irradiation direct du site

VI.4 Le choix des composants

On commence notre simulation par introduire les paramètres de dimensionnement et choisie les modèles et les fabricants.

Cette partie concerne le champ solaire, elle basée sur 3 étapes :

- Le choix du collecteur.
- Le choix du tube récepteur.
- Le choix de fluide calorifique.

Tableau IV-1 : Les différents modelés des CCP utilisées sur logiciel SAM

Surface de collecteur (m ²)	Larguer d'ouverture (m)	Longueur (m)	nombre de modèles
817,5	5,75	150	12
817,5	5,774	150	12
656	6	115	8
545	5,76	100	12
545	5,76	95,5	8
470,3	5	100	12
235	5	49	6

Collector Library

Filter: Name

Name	Reflective aper...	Aperture width...	Length of colle...	Number of mo...
Luz LS-3	545	5.75	100	12
Solargenix SGX-1	470.3	5	100	12
Albiastrough AT150	817.5	5.774	150	12
Siemens SunField 6	545	5.776	95.2	8

Collector types in loop configuration: Cold - 1 - 1 - 1 - 1 - Hot

Collector Type 1

Collector name from library:

Collector Geometry

Reflective aperture area	<input type="text" value="817.5"/> m ²	Number of modules per assembly	<input type="text" value="12"/>
Aperture width, total structure	<input type="text" value="5.774"/> m	Average surface-to-focus path length	<input type="text" value="2.11"/> m
Length of collector assembly	<input type="text" value="150"/> m	Piping distance between assemblies	<input type="text" value="1"/> m

Optical Parameters

Incidence angle modifier coefficients	<input type="button" value="Edit data..."/>	Geometry effects	<input type="text" value="0.98"/>
Tracking error	<input type="text" value="0.99"/>	Mirror reflectance	<input type="text" value="0.935"/>
General optical error	<input type="text" value="0.99"/>	Dirt on mirror	<input type="text" value="0.97"/>

Optical Calculations

Length of single module	<input type="text" value="12.5"/> m	End loss at summer solstice	<input type="text" value="0.999804"/>
IAM at summer solstice	<input type="text" value="1.00359"/>	Optical efficiency at design	<input type="text" value="0.871124"/>

Figure IV-7 : Le model du collecteur choisi

Receiver name from library:

Receiver Geometry

Absorber tube inner diameter	<input type="text" value="0.066"/> m	Absorber flow plug diameter	<input type="text" value="0"/> m
Absorber tube outer diameter	<input type="text" value="0.07"/> m	Internal surface roughness	<input type="text" value="4.5e-05"/>
Glass envelope inner diameter	<input type="text" value="0.115"/> m	Absorber flow pattern	<input type="text" value="Tube flow"/>
Glass envelope outer diameter	<input type="text" value="0.12"/> m	Absorber material type	<input type="text" value="304L"/>

Parameters and Variations

	Variation 1	Variation 2	Variation 3	Variation 4*
Variant weighting fraction*	<input type="text" value="0.985"/>	<input type="text" value="0.01"/>	<input type="text" value="0.005"/>	<input type="text" value="0"/>
Absorber Parameters:				
Absorber absorptance	<input type="text" value="0.96"/>	<input type="text" value="0.96"/>	<input type="text" value="0.8"/>	<input type="text" value="0"/>
Absorber emittance	<input type="text" value="0.65"/>	<input type="text" value="0.65"/>	<input type="text" value="0.65"/>	<input type="text" value="0"/>
Envelope Parameters:				
Envelope absorptance	<input type="text" value="0.02"/>	<input type="text" value="0.02"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Envelope emittance	<input type="text" value="0.86"/>	<input type="text" value="0.86"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
Envelope transmittance	<input type="text" value="0.963"/>	<input type="text" value="0.963"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
Gas Parameters:				
Annulus gas type	<input type="text" value="Hydrogen"/>	<input type="text" value="Air"/>	<input type="text" value="Air"/>	<input type="text" value="Hydrogen"/>
Annulus pressure (torr)	<input type="text" value="0.0001"/>	<input type="text" value="750"/>	<input type="text" value="750"/>	<input type="text" value="0"/>
Heat Loss at Design:				
Estimated avg. heat loss (W/m)	<input type="text" value="190"/>	<input type="text" value="1100"/>	<input type="text" value="1500"/>	<input type="text" value="0"/>
Optical Effects:				
Bellows shadowing	<input type="text" value="0.96"/>	<input type="text" value="0.96"/>	<input type="text" value="0.96"/>	<input type="text" value="0.963"/>
Dirt on receiver	<input type="text" value="0.98"/>	<input type="text" value="0.98"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0.98"/>

*. The variant weighting fractions and Variation 4 inputs are not part of the library.

Figure IV-8 : Le model du récepteur choisi

L'étape suivante pour le dimensionnement de champ solaire dans logiciel est la définition de surface du champ et le fluide calorifique pour calculer le nombre de boucle nécessaire et la puissance thermique produite avec ce nombre de boucle.

Dans notre cas on choisit l'option de surface parce que nous déjà savons que le champ est devisé sur deux surfaces (sud-nord), donc on définit la surface qui est égale à 183120(m²).

Solar Field Parameters		Heat Transfer Fluid	
<input type="radio"/> Option 1:	Solar multiple	Field HTF fluid: Therminol VP-1 <input type="button" value="Edit..."/>	
<input checked="" type="radio"/> Option 2:	Field aperture	Field HTF min operating temp	12 °C
	Row spacing	Field HTF max operating temp	400 °C
	Stow angle	Design loop inlet temp	293 °C
	Deploy angle	Design loop outlet temp	391 °C
	Number of field subsections	Min single loop flow rate	1 kg/s
	Header pipe roughness	Max single loop flow rate	12 kg/s
	HTF pump efficiency	Min field flow velocity	0.356109 m/s
	Freeze protection temp	Max field flow velocity	4.96554 m/s
	Irradiation at design	Cold Headers Hot Headers	
	Allow partial defocusing	Header design min flow velocity	2 m/s 2 m/s
		Header design max flow velocity	3 m/s 3 m/s
Design Point			
Single loop aperture	3270 m ²	Actual number of loops	56
Loop optical efficiency	0.757217	Total aperture reflective area	183120 m ²
Total loop conversion efficiency	0.727141	Actual solar multiple	1.1204
Total required aperture, SM=1	163442 m ²	Field thermal output	126.496 MWt
Required number of loops, SM=1	49.9823		

Figure IV-9 : Les paramètres du champ solaire et fluide caloporteur

IV.5 Parasites

Les variables d'entrée dans la page Parasites sont utilisées pour calculer la température de l'espace de compression et la consommation électrique des pompes, des ventilateurs de refroidissement, et des commandes de suivi. Les paramètres sont :

- Puissance moyenne du système de contrôle parasite
- Vitesse des pompes de fluide caloporteur et de vapeur
- L'alimentation des systèmes de génération de vapeur
- La puissance des suiveurs solaire
- L'alimentation des différents paramètres de contrôles

IV.6 Résultats de simulation :

Après terminer toutes les étapes, On lance la simulation et vérifie qu'il ne y'a pas des messages d'erreur, donc on peut introduire les résultats.

IV.6.1 Les Puissances thermiques :

D'après les résultats de simulation, on va remarquer que la puissance thermique absorbé (utile) par les collecteurs solaires ne représente pas 60% que la puissance incidente (globale). Donc on déduire qu'il y'a des pertes au niveau de collecteurs qui s'appellent les pertes par le tube récepteur.

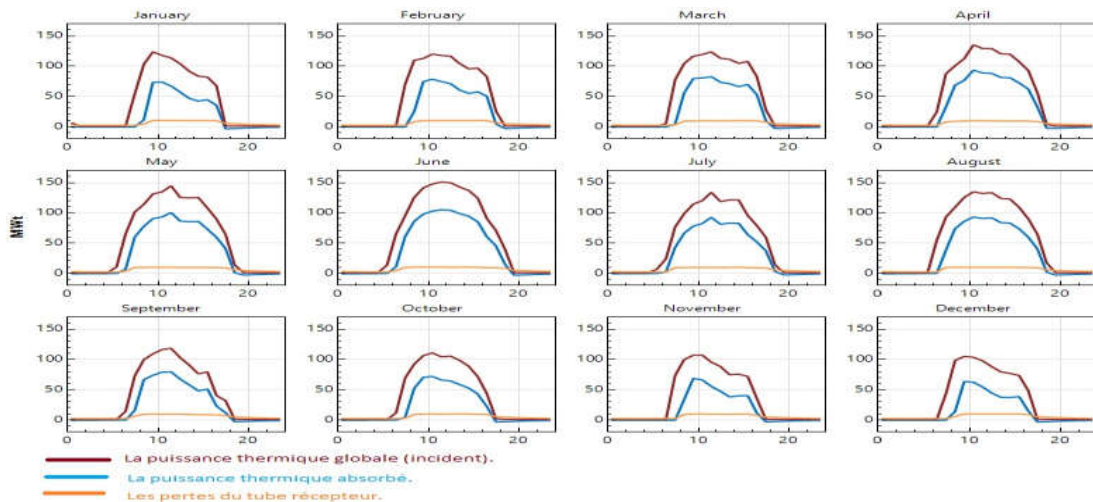


Figure IV-10 : Comparaison des puissances thermiques mensuelles

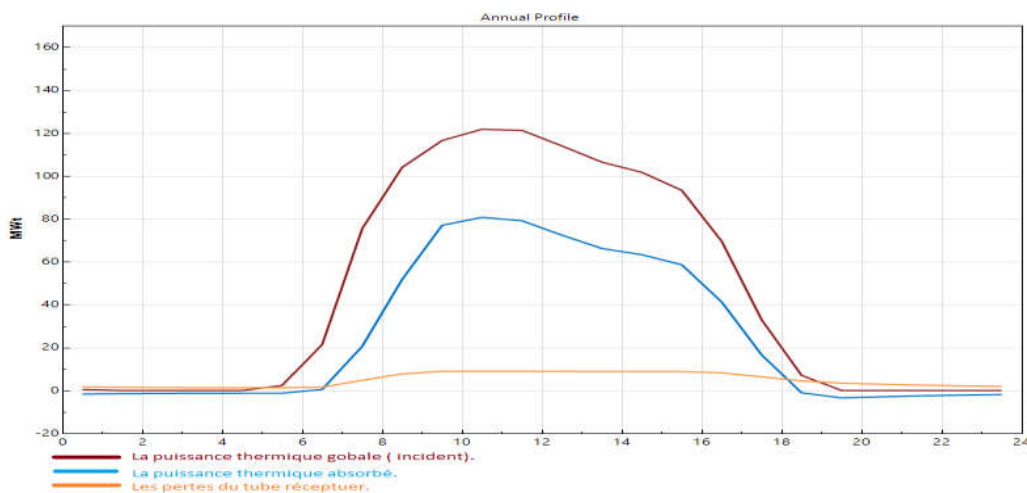


Figure IV-11 : Comparaison des puissances thermiques annuelles

IV.6.2 Température d'entrée du champ solaire et température de sortie :

D'après les résultats de simulation on remarque les températures d'entrée et de sortie de fluide calorifique sont presque les mêmes que les températures souhaitées. La température de sortie est égale à 393C° elle est la température maximale en sortie du champ solaire.

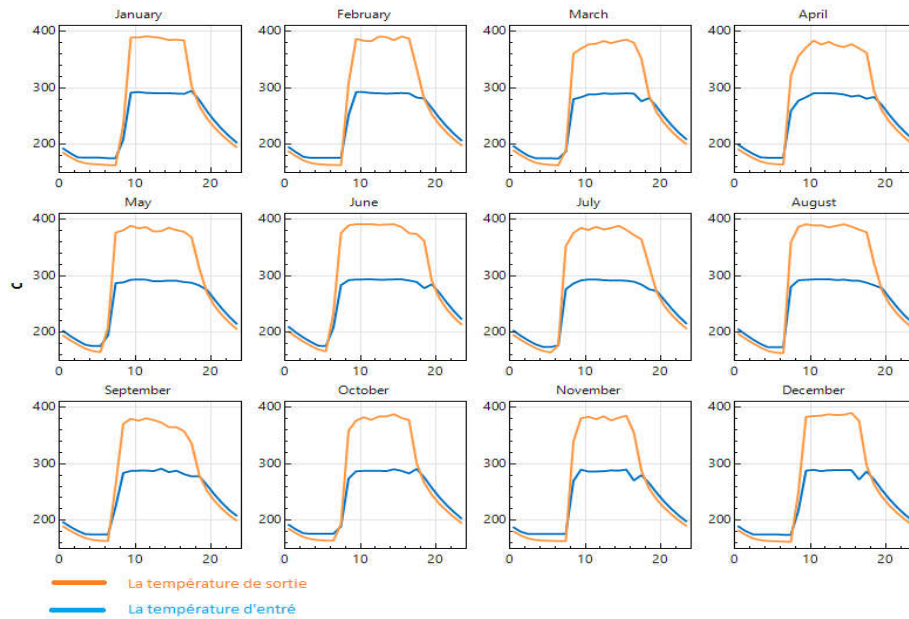


Figure IV-12 : Les températures d'entrée et de sortie du champ solaire mensuelles

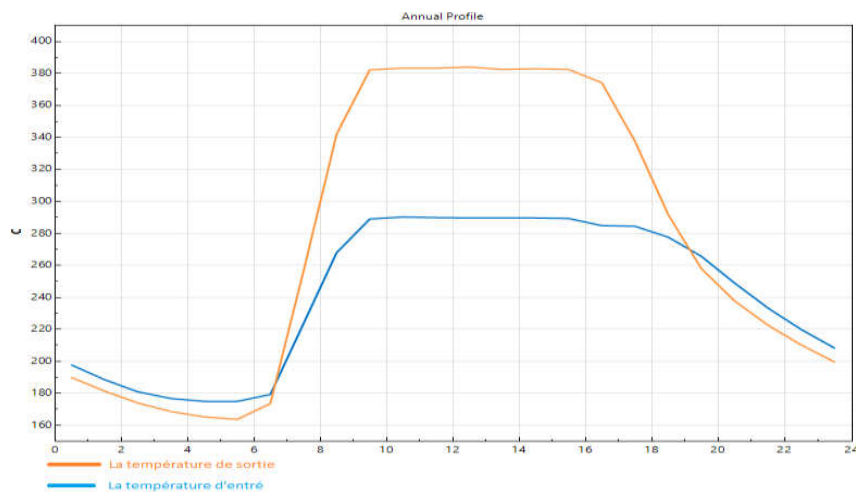


Figure IV-13 : Les températures d'entrée et de sortie du champ solaire annuelles

IV.6.3 Le débit du fluide calorifique :

Le figure suivant répresent la variation de fluide calorifique durant les mois d'année , D'après les résultats on remarque que la valeur de fluide au mois de juin est égale à 1.5×10^6 Kg/h = 417 Kg/s et c'est bien parce que il est inférieur au débit maximal 550 kg/s.

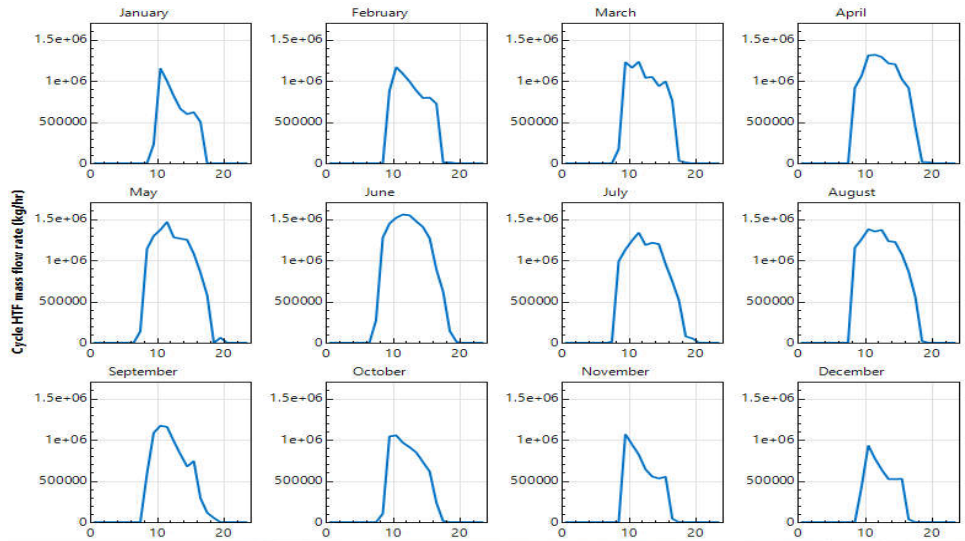


Figure IV-14 : La variation du débit de fluide calorifique mensuelle

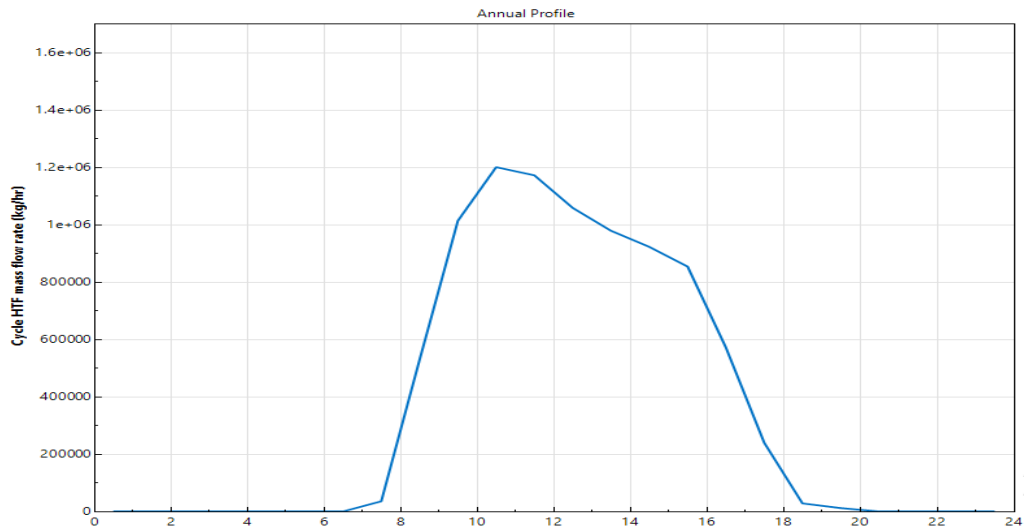


Figure IV-15 : La variation du débit de fluide calorifique annuelle

IV.6.4 La puissance électrique produite par le champ solaire :

D’après les courbes des puissances ci-dessous, On remarque que la puissance utile et la puissance globale sont presque les mêmes c’est-à-dire les pertes par parasites sont très faibles on peut dire négligeables. La puissance pendant les mois d’Avril, Mai, Juin et Aout est très élevée et c’est le seuil souhaité.

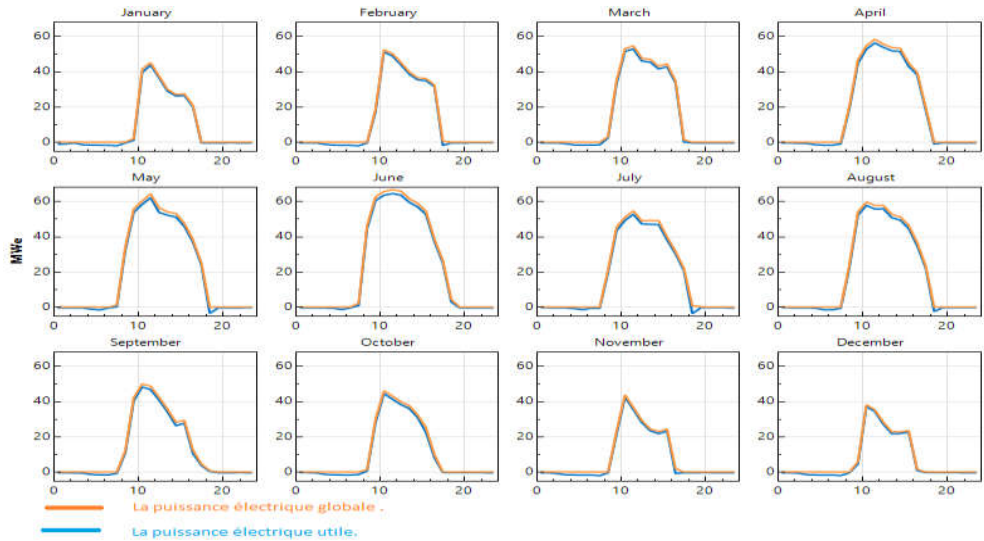


Figure IV-16 : Les puissances globale et utile électriques mensuelles

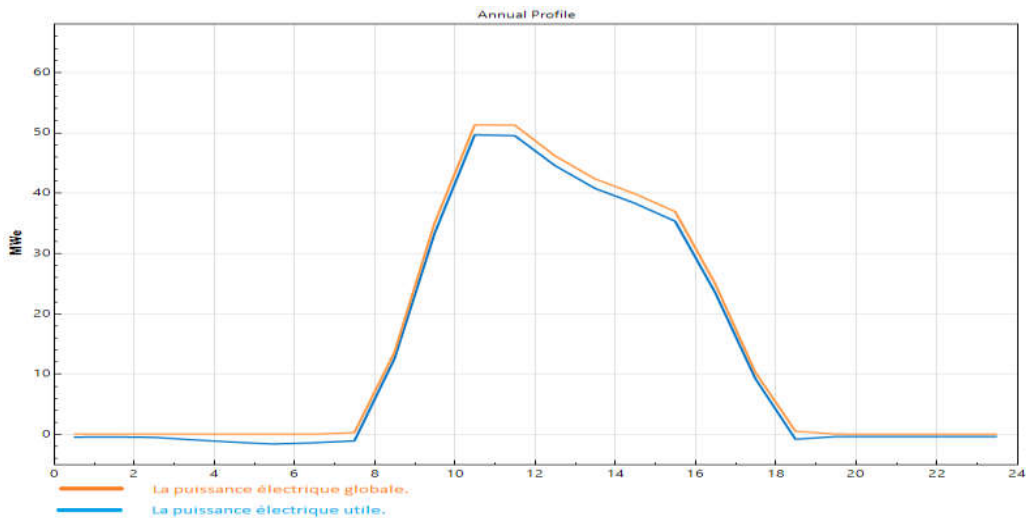


Figure IV-17 : Les puissances globale et utile électriques annuelles

IV.6.5 Les parasites :

Les courbes ci-dessous représentent les différents parasites, les parasites sont toutes les puissances consommées par les différents composants de centrale. Les composants qui consomment plus d'énergie sont le condenseur, le suiveur solaire, la pompe du fluide caloporteur dans le champ solaire et enfin la pompe du système de régulation de température (surchauffeur et le préchauffeur).

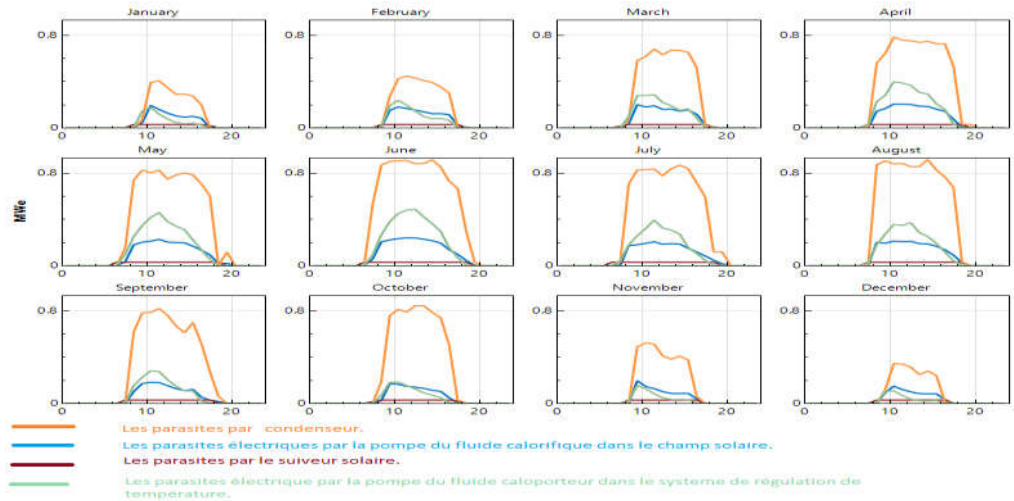


Figure IV-18 : les différents parasites mensuels

IV.7L'aspect économique

Pour faire l'étude économique de champ solaire nous utilisons les mêmes couts que logiciel parce que nous avons déjà utilisés les mêmes technologies des composants pour voir évaluation économique approximative de notre champ solaire.

Les Images ci-dessous représentent les couts direct et totale de centrale calculés par le logiciel SAM.

Direct Capital Costs			
Site improvements	183,120.0 m ²	25.00 \$/m ²	\$ 4,578,000.00
Solar field	183,120.0 m ²	150.00 \$/m ²	\$ 27,468,000.00
HTF system	183,120.0 m ²	60.00 \$/m ²	\$ 10,987,200.00
Storage	677.4 MWht	0.00 \$/kWht	\$ 0.00
Fossil backup	70.0 MWe, Gross	0.00 \$/kWe	\$ 0.00
Power plant	70.0 MWe, Gross	910.00 \$/kWe	\$ 63,700,000.00
Balance of plant	70.0 MWe, Gross	90.00 \$/kWe	\$ 6,300,000.00
Subtotal			\$ 113,033,200.00
Contingency			
		Contingency 3.75 % of subtotal	\$ 4,238,745.00
Total direct cost			\$ 117,271,944.00

Figure IV-19 : Les couts des composants du champ solaire

Total Installed Costs	
Total installed cost excludes any financing costs from the Financial Parameters page.	Total intalled cost \$ 136,515,312.00
	Estimated total installed cost per net capacity \$ 2,097.01/kW

Figure IV-20 : Le cout d'investissement solaire total

Tableau IV.2 : Résultats de simulation avec logiciel SAM

Metric	Value
Annual energy (year 1)	114,217,576 kWh
Gross-to-net conversion	92.5 %
Capacity factor (year 1)	20.0%
Annual Water Usage	15,416 m ³
Levelized COE (nominal)	6.34 ¢/kWh
Levelized COE (real)	5.05 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$503,297
Electricity bill with system (year 1)	\$-986,048
Net savings with system (year 1)	\$1,489,345
Net present value	\$-56,254,792
Simple payback period	NaN
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$136,515,312
Equity	\$0
Debt	\$136,515,312

D'après le tableau on a les valeurs suivantes :

- **L'énergie électrique annuelle** qui est environ **114.217 GWh**.
- **Le rendement** de la centrale qui est de l'ordre de **20%**.
- **L'usage annuel de l'eau** de la centrale est environ **15416 m³**
- **Le cout d'investissement du champ solaire** est de l'ordre de **\$136, 515,312**.

IV.8 Le prix du kWh :

Le facteur le plus important, dans l'évaluation économique des centrales CSP est l'analyse du coût d'énergie ou de l'électricité produite par le système ce qu'on appelle le LEC (Levelized Electricity Cost)[19]le prix du kWh peut être calculé par l'équation suivante[20]:

$$LEC = \frac{a.CC+O\&M+F}{Eel} \quad (IV.1)$$

Où :

a : facteur d'annuité

F : prix du carburant pour les systèmes hybrides (\$)

CC : cout d'investissement de champ solaire (\$)

O&M : cout d'opération et de maintenance annuelle (\$)

Eel : production annuelle d'électricité (kWh)

Dans notre cas, F = 0 (100% solaire), on aura donc :

$$LEC = \frac{a.CC+O\&M}{Eel} \quad (IV.2)$$

Le facteur d'annuité est calculé par la relation suivante [18] :

$$a = \frac{K_d(1+K_d)^n}{(1+K_d)^n - 1} + K_d \quad (IV.3)$$

$$a = 0,07640$$

Avec :

n: durée de vie de la centrale (30 ans) [19]

Kd : taux d'intérêt (3.75%) [21]

Ka : taux d'assurance annuel (0,5%) [19]

Le cout d'opération et de maintenance est estimé d'après la littérature à 3% du cout d'investissement [22]

On remplaçant le cout d'opération et de maintenance et le facteur d'annuité par leurs valeurs, donc on aura :

$$LEC = \frac{0,0764.CC+0,03.CC}{Eel} \quad (IV.4)$$

On remplaçant le cout d'investissement de champ solaire et la production d'électricité annuelle :

$$LEC = \frac{0,0764.136 \cdot 10^6 + 0,03.136 \cdot 10^6}{114 \cdot 10^6} = 0.12 \text{ \$/kWh}$$

IV.9 Présentation du logiciel Epsilon

Epsilon est un logiciel allemand qui faire l'étude des différentes centrales thermodynamique, on peut utiliser ce logiciel pour :(ingénierie, l'acquisition, Planification) de projet thermodynamique

Les points essentiels de ce logiciel sont :

- Analyse et présentation des résultats pratiques
- Modélisation intuitive avec interface utilisateur graphique
- Des bibliothèques complètes de données sur les composants et les matériaux sont disponibles
- Analyse intelligente des pannes et aide en ligne
- Architecture logicielle ouverte et interfaces puissantes
- Interface utilisateur et documentation multilingues (allemand, anglais, français, espagnol, turc et chinois. [23]

La première étape pour la création d'une centrale ISCC dans logiciel est choisir tous les composants de centrale et définir leurs valeurs, (données météorologiques, les composants du champ solaire, les évaporateurs, les condenseurs, les surchauffeurs, les turbines à gaz, les turbines à vapeur...).

Ensuite on va simuler notre réalisation pour voir la production de chaque champ de la centrale.

En cas où, On a des erreurs dans notre simulation, on peut contacter les ingénieurs de compagnie pour une consultation en line.

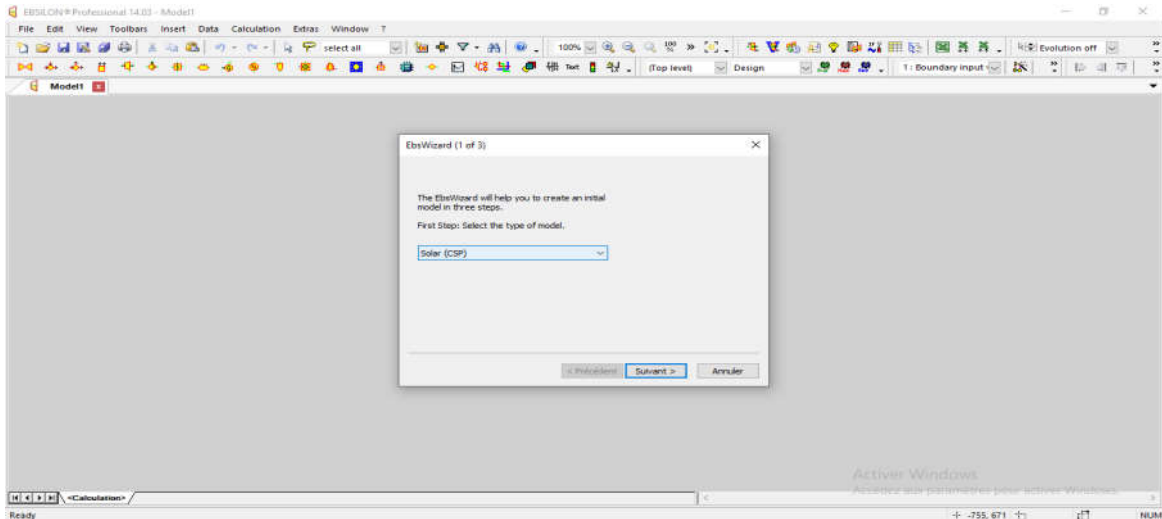


Figure IV-21 : Le type de centrale choisie

Parameter Specification	
Insert Parameters	
Latitude [°]	32.946
Longitude [°]	3.274
Direct normal irradiance (DNI) [W/m ²]	750
Ambient temperature [°C]	25
Ambient pressure [mbar]	1013
Condenser pressure [mbar]	100
Cooling water temperature [°C]	30
<input type="button" value="OK"/> <input type="button" value="Cancel"/>	

Figure IV-22 : Les données météorologiques du site

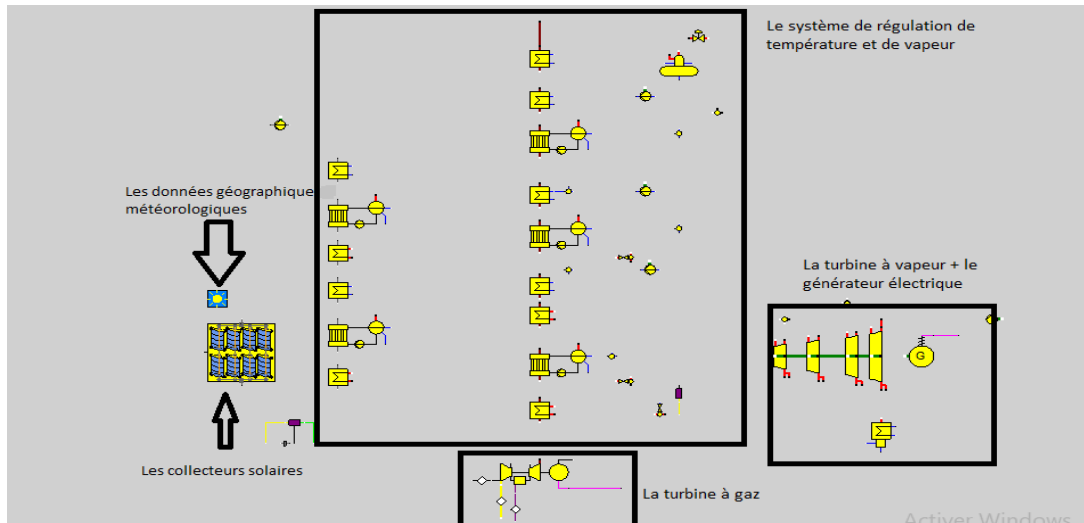


Figure IV-23 : Les composants de la centrale de Hassi R'mel

IV.10 Résultats de simulation paramétrique thermodynamique de la centrale de Hassi R'mel

En fin pour voir les résultats de notre réalisation, On lance notre simulation, après on a réglé toutes les erreurs, le figure ci-dessous représente le bilan énergétique de notre centrale.

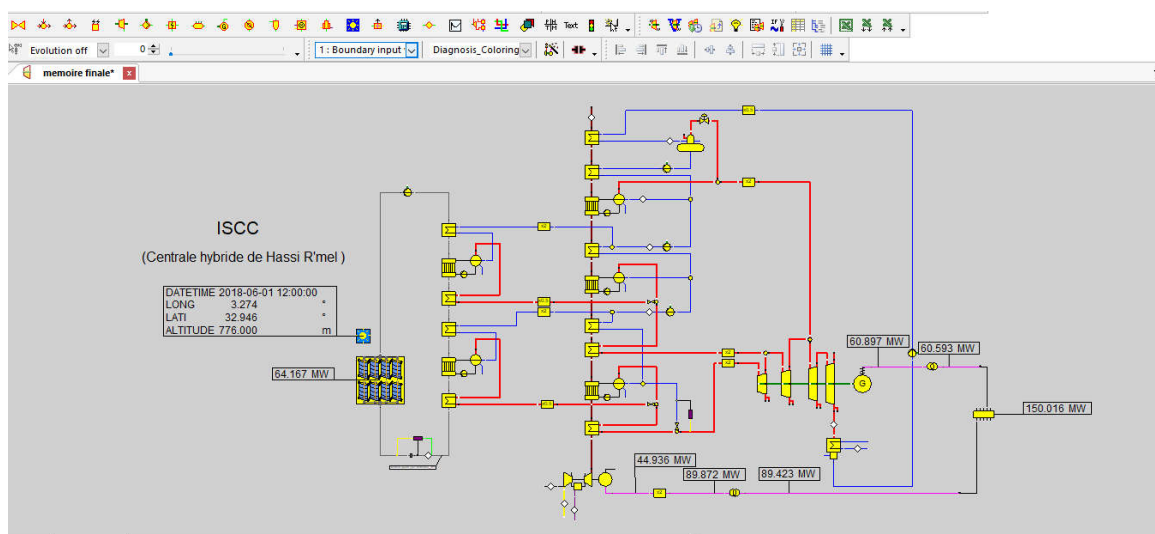


Figure IV-24 : Résultats du bilan énergétique de la centrale hybride

D'après la figure (IV.24) on remarque que la simulation des paramètres de la centrale hybride de Hassi R'mel devient plus facile que possible par l'utilisation de Epsilon.

Il nous donne les résultats des productions électriques de la centrale hybride souhaitées. La production totale de cette simulation est 150MW qu'est la sortie électrique vers le réseau national pour améliorer le fonctionnement de ce réseau.

D'après cette simulation nous obtenir les différentes puissances de la centrale depuis le champ solaire jusqu'à les sorties des transformateurs des générateurs des turbines.

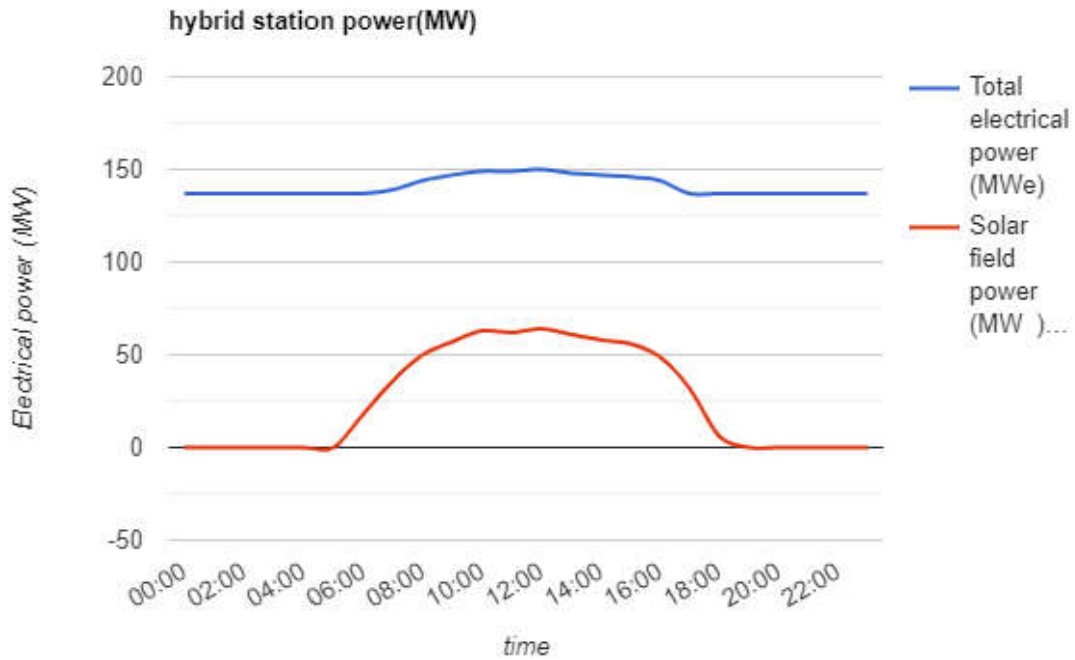


Figure IV-25 : La puissance du champ solaire par rapport la puissance électrique totale de la centrale

On remarque que l'effet de la production de champ solaire sur la production électrique pendant la nuit il pas vraiment grand parce que la production électrique de cycle combiné en absence de soleil elle importante environ 130MW a l'aide des turbines à gaz.

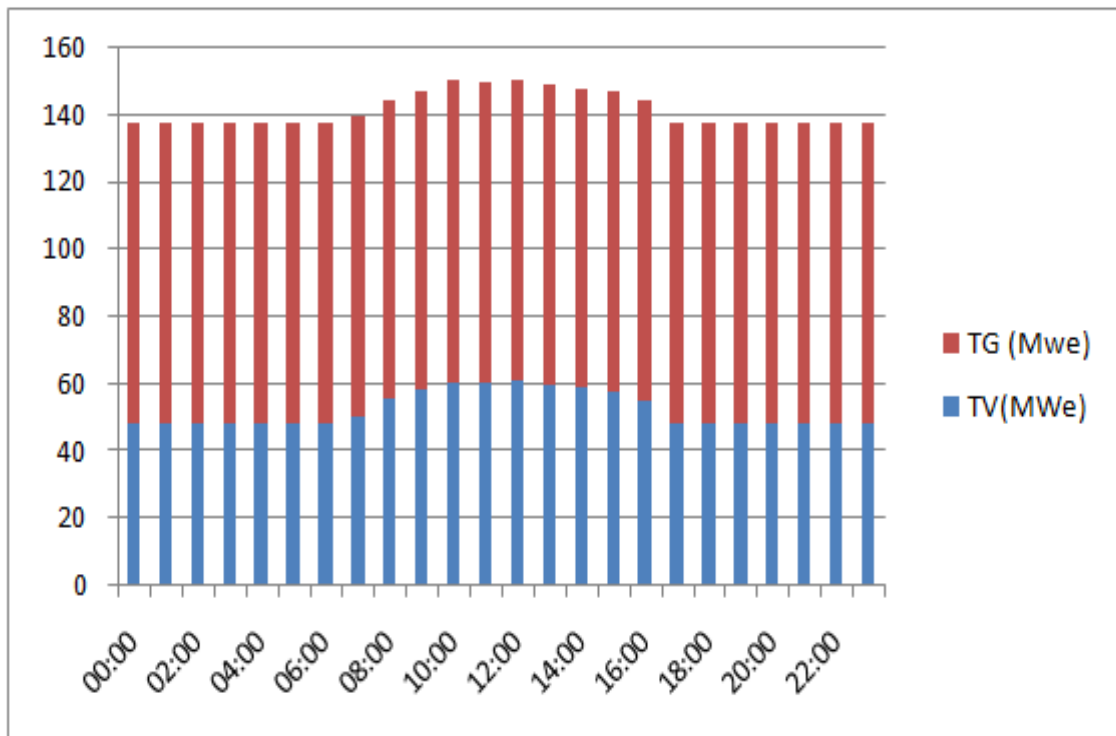


Figure IV-26 : La puissance des générateurs des turbines de la centrale hybride

La figure (IV.26) représente la production électrique par les générateurs des turbines (à vapeur, à gaz), on remarque que la production électrique par les générateurs des deux turbines à gaz elle est stable par rapport la production de turbine à vapeur qui est un peu effectuée par la variation de DNI.

A midi la centrale nous donne une production très importante environ de 151MW par rapport un $DNI_{max} = 811 \text{ (W/m}^2\text{)}$.

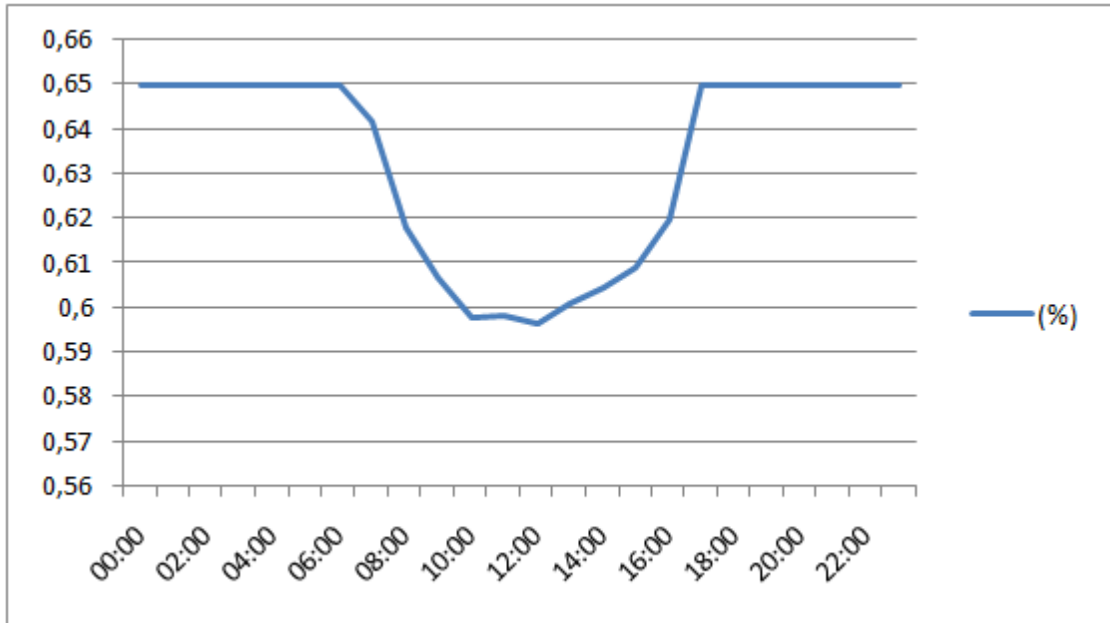


Figure IV-27 : Le rapport de production des groupes turbines à gaz par rapport à la centrale hybride

D'après la figure (IV.27) On remarque pendant les heures d'ensoleillement le rendement d'utilisation de gaz dans les brûleurs est diminué, c'est la réduction d'émission de CO_2 .

IV.11 Gestion d'énergie de la centrale hybride

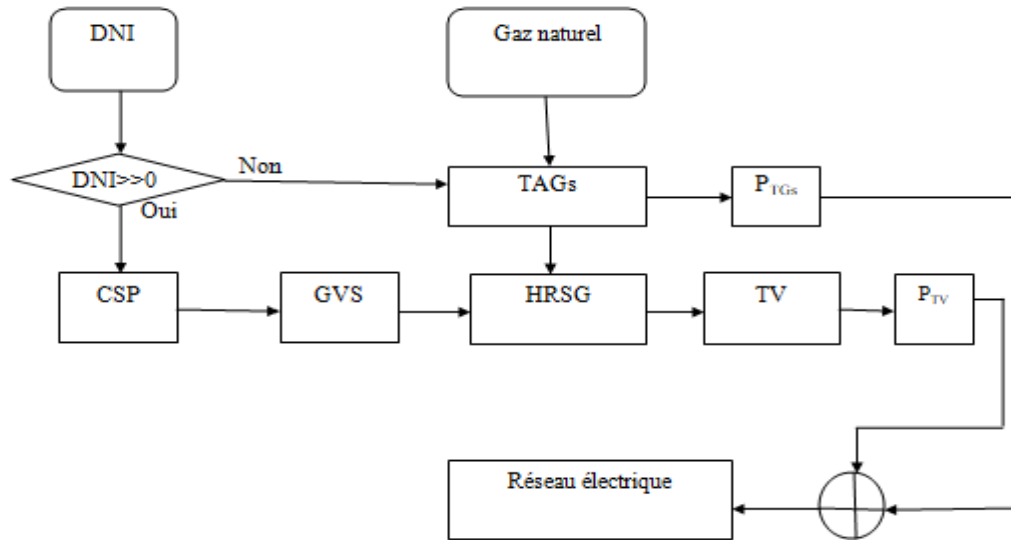


Figure IV-28 : Algorithme de gestion d'énergie de la centrale hybride

La figure ci-dessus représente un algorithme simplifié qui explique la gestion s'énergie de cette centrale comme doit faire pendant le jour (présence de soleil) et la nuit (l'absence de soleil).

-Dans le 1^{er} cas ou le DNI (W/m^2) est disponible , le champ solaire met on fonction et participe à la production de vapeur au niveau de GVS , cette vapeur réinjectée dans les chaudières de récupérations HRSG vers la turbine à vapeur depuis vers le générateur de cette vapeur qui nous donne une puissance électrique environ 61MW , n'oublie pas la production électrique pars les générateurs des deux turbines à gaz qui donne une puissance environ 89MW , en fin la production totale sera injectée au réseau électrique RN1.

-Dans le 2^{ème} cas ou le DNI est indisponible, le champ solaire remplacé par un post de combustion qui utilise le gaz brulé pour produise la vapeur nécessaire au niveau des chaudières de récupérations HRSG vers la turbine de vapeur, ensuite la production électrique totale sera injectée au réseau RN1.

D'après cet algorithme on remarque quand le champ solaire met on fonction, il économise l'utilisation de combustible, donc il réduire l'émission de CO_2 pendant les heures ensoleillés.

IV.12 Conclusion

Dans ce dernier chapitre, nous avons présenté le logiciel SAM et ces étapes d'utilisation pour valider le paramètre calculé de champ solaire dans le chapitre précédent, ensuite nous avons introduit tous les composants de champ solaire, en fin nous avons lancé notre simulation.

Les résultats obtenus sous formes des graphes ont été comparé et interpréter, d'après ces résultats nous avons calcul le prix de KWh de notre champ solaire. Donc la puissance estimée pour cette partie se de centrale est très bien atteindre pour les six mois les plus ensoleillés de l'année et elle varie au voisinage de ce maximum pour les autres mois à cause des intempéries.

Dans la deuxième partie de simulation, nous avons présenté le logiciel Epsilon pour faire l'hybridation entre le champ solaire et les turbines à gaz pour voir le bilan énergétique totale de la centrale, dans cette partie nous avons faire une comparaison entre les différentes productions de la centrale pendant les heures d'ensoleillement, en fin nous avons données une gestion d'énergie dépend le fonctionnement de la centrale et les résultats de sa simulation.

CONCLUSION GENERALE

L'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques au monde est en continuelle progression, grâce aux les efforts des différents énergéticiens et chercheurs se part le monde.

Dans ce mémoire nous avons procédé l'évaluation thermodynamique de la première centrale hybride (solaire-gaz) se situant à Hassi R'mel ayant puissance électrique d'environ 150 MW. Cette centrale est une combinaison entre le champ solaire (concentrateurs cylindro-parabolique) et le cycle combiné (turbine gaz-vapeur) conventionnel. Les centrales ISSC représentent une solution environnementale et économique prometteuse.

Notre étude nous permettons à estimer les paramètres thermodynamiques du cycle combiné conventionnel et du champ solaire, les performances d'hybridation pendant le présence d'ensoleillement et l'absence d'ensoleillement les valeurs calculées retrouvées sont 71% (le jour) et 61% (la nuit) par contre la centrale combinée conventionnelle de rendement 65% avec une augmentation importante des rendements.

A l'aide des logiciels d'énergies renouvelables nous avons faire une étude économique du champ solaire et obtenir les résultats de cette simulation pour calculer le prix de KWh de cet investissement solaire, ensuite nous avons complétées notre analyse avec un logiciel d'hybridation pour voir l'effet d'absence et présence de soleil sur le fonctionnement et la production électrique de cette centrale pour donner une bonne gestion d'énergie de ce type de technologie.

Le but de ce travail est faire une évaluation paramétrique de la première centrale hybride (solaire-gaz) réalisée au Hassi R'mel pour voir la stratégie de ce type des centrales pour réduire les impacts économiques et environnementaux.

En fin, on propose que cette étude soit complétée par une opportunité des visites pratique aux ces types des centrales qui sont déjà réalisées par une considération des tous les paramètres thermodynamiques, économiques et météorologiques pour une étude technico-économique plus fiable avec des logiciels utilisés au dimensionnement de ces centrales ISSC.

Bibliographie

- [1] : http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=Solaire_thermique_%C3%A0_concentration
- [2] : https://fr.wikipedia.org/wiki/Liste_des_centrales_solaires_thermodynamiques
- [3] : <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/algeria>
- [4] : Mémoire de MECHKKEF Fouad Matouk Mohammed , Etude thermodynamique de la centrale hybride solaire- gaz de Hassi R'mel. 2019
- [5] : Mémoire de AYDAROOURS Yacin SEDOUM Ahmed , Dimensionnement d'une installation à concentration d'énergie solaire pour la production d'électricité en Algérie. 2017
- [6] : PPT de BEKKOUCHE Benaissa , L'énergie solaire thermique Master 1. 2019
- [7] : Mémoire de MEKHLOUFI Mohammed Lamine SALHI Messoud ,Etude Technico-économique et Environnementale de la Centrale Hybride de Hassi R'mel. 2019
- [8] : Mémoire de MALKI Mohssine BENLAZAR Mohammed , Etude de centrale thermodynamique solaire.2013
- [9] : <https://www.google.com/maps/place/>
- [10] : <https://www.universalis.fr/encyclopedie/turbines-a-gaz/>
- [11] : <https://www.universalis.fr/encyclopedie/turbines-a-gaz/>
- [12] : <https://elearning.univ-eloued.dz/pluginfile.php/cours%20turbine%g gaz.pdf>
- [13] : <https://www.universalis.fr/encyclopedie/turbines-a-gaz/2-elements-de-turbine-a-gaz/>
- [14] : <https://www.universalis.fr/encyclopedie/turbines-a-vapeur/>
- [15] : Mémoire de KHELASSI Aham KHELASSI Hichem , Influence ambiante sur les performances de la centrale hybride de Hassi R'mel.2019
- [16] : http://12-eea-meca-gc.ups-tlse.fr/e/PPT_cours_alternateur_NS_2019.pdf
- [17] : sam.nrel.gov
- [18] : www.schott.com/.../schott_ptr70_4th_generation_datasheet.pdf
- [19] : www.labohtap.ulg.ac.be/staff/squoilin/files/centrales_solaires_SQ070925.pdf/
- [20] : O.Badran, M.Eck, "The application of parabolictrough technology under Jordanian climate", RenewableEnergy, Vol. 31, P. 791–802, 2006.
- [21] : R. Hosseini, M. Soltani, G. Valizadeh, "Technical and economic assessment of the integrated solar combined cycle power plants in Iran", RenewableEnergy Vol. 30, P 1541–1555, 2005.
- [22] : H.Price, and D.Kearney, "Reducing the Cost of Energy from Parabolic Trough Solar Power Plants", National Renewable Energy Laboratory, NREL/CP-550-33208, January 2003.
- [23] : www.ebsilon.com