



Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
International Institute for Water and Environmental Engineering
Fondation ZIE

DIMENSIONNEMENT D'UN PILOTE DE CENTRALE A TOUR DE 250KWÉL SANS STOCKAGE SUR LE SITE DE KAMBOINSE-2IE

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER EN INGENIERIE DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT
OPTION : ENERGIE ET GENIE DES PROCEDES

Présenté et soutenu publiquement le 16 juin 2010 par

Ulrich OBODJI

Travaux dirigés par : **Dr Yao AZOUMAH**, Enseignant, Chercheur, UTER GEI

M. Justin BASSOLE, Technicien, UTER GEI

Jury d'évaluation du stage :

Président : Pr. Yézouma COULIBALY

Membres et correcteurs : Pr. Yézouma COULIBALY

Pr. Xavier PY

Dr. Yao AZOUMAH

M. Justin BASSOLE

Promotion [2009/2010]

DEDICACE

Je dédie ce mémoire :

- Au Seigneur mon Dieu, pour toutes les grâces dont il ne cesse de me combler. Comme Daniel, je dis aussi : «Béni soit le nom de Dieu, d'éternité en éternité ! A lui appartienne la sagesse et la force» .Daniel 2 ,20
- A mes grands parents à qui je dois absolument tout aujourd'hui, merci pour l'éducation, merci pour l'assistance, merci pour le soutien.
- A mes parents pour leur soutien sans faille pendant toutes ces années de formation
- A ma tante, Célestine OBODJI, pour tout son attention et son soutien inconditionnel durant tout mon cursus académique
- A mon oncle Léonard OBODJI, pour ses conseils et ses encouragements
- A tous mes frères, sœurs et cousin(e)s pour leurs encouragements

REMERCIEMENTS

Le travail présenté dans ce document a été effectué au sein du Laboratoire d'Energie Solaire et d'Economie d'Energie (LESEE), sous la direction du Dr. Yao AZOUMAH, Enseignant-Chercheur à l'UTER GEI à 2iE à qui je tiens à assurer ma profonde gratitude.

Je tiens à remercier Monsieur Yézouma COULIBALY, Professeur et chef de l'UTER GEI à 2iE pour m'avoir fait bénéficier de ses idées éclairées et concrètes.

Je remercie également tout le personnel de l'UTER GEI et en particulier le personnel du laboratoire LESEE, pour leur accueil et leur collaboration durant toute la durée du stage.

Je remercie chaleureusement tous mes collègues étudiants en master 2 à 2iE, plus particulièrement mes camarades de master 2 en Génie Energétique pour leur esprit de fraternité et de collaboration qu'ils m'ont témoigné durant notre formation.

Mes remerciements vont également à l'égard de mes collègues venus de l'Université de Perpignan pour leur collaboration.

J'exprime ma profonde reconnaissance et mes sincères remerciements à tous mes compatriotes à 2iE, pour le sens de fraternité et d'encouragement dont ils n'ont cessé de me témoigner.

RESUME

Le développement des infrastructures d'alimentation électrique constitue un élément clé de la réduction de la pauvreté et contribue de manière significative à l'atteinte des Objectifs de Développement du Millénaire. En Afrique subsaharienne (ASS), le taux d'accès à l'électricité est généralement très faible : 3-40% (hormis l'Afrique du Sud). Cependant, le continent africain fait partie des régions les plus prometteuses pour l'implantation des technologies solaires thermodynamiques pour la production d'électricité. Le présent rapport, traitant du « dimensionnement d'un pilote de centrale à tour de 250kWél sans stockage sur le site de Kamboinsé-2iE » présente une voie de valorisation de la ressource solaire qui pourrait être utile à nos pays qui bénéficient d'un ensoleillement de plus de 2000kWh/m²/an.

Ce travail mené au sein du laboratoire d'Energie Solaire et d'Economie d'Energie du 2iE nous a permis de trouver un champ utile d'héliostats de l'ordre de **4263 m²** environ ; un récepteur central à air pressurisé en carbure de silicium pouvant supporter un flux maximal de **348 kW/m²** ; une tour métallique de **30 m** et un bloc électrique constitué d'une micro turbine à gaz d'un rendement global de **30%**. Ce projet d'un coût estimatif de **673 .712 .000 f CFA**, permet d'éviter près de **780 tonnes de CO₂/an**.

Mots Clés :

- 1 – Centrale à tour
- 2 – Champ d'héliostats
- 3 - Recepteur central
- 4 – Tour
- 5 - Bloc électrique

ABSTRACT

The infrastructure development of power supply is a key element of poverty reduction and contributes significantly to achieving the Millennium Development Goals. In sub-Saharan Africa (SSA), the rate of access to electricity is generally very low: 3-40% (excluding South Africa). However, the African continent is one of the most promising regions for the setting-up of solar technologies for productivity thermodynamic for electricity generation.

This report addressing the "design of a pilot plant to tower power for 250kWél without storage on-site Kamboinsé 2iE" presents a way for the exploitation of solar resource which could be useful to our country that enjoys sunshine more than 2000kWh / m² / year.

This work conducted in the laboratory for solar and energy saving 2iE allowed us to find a useful field of heliostats of about 4263 m²; pressurized air to receiver in silicon carbide can withstand a peak flux of 348 kW / m².

The project to prevent about 780 tons of a sudden CO₂/year estimated 673 .712 .000 f CFA.

Key words:

- 1 – Solar central
- 2 – Heliostat field
- 3 – Central receiver
- 4 - Tower
- 5 – Electric block

LISTE DES ABREVIATIONS

	Terme en Français	Termes en Anglais
2iE	: Institut International d'ingénierie de l'eau et de l'environnement	International Institute for Water and Environmental
ASS	: Afrique Sub-saharienne	sub-Saharan Africa
CIEMAT	: Centre de recherches Énergétiques, Environnementales et technologiques	Center of energy, environmental and technological researches
CME	: Conseil Mondial de l'Energie	World Energy Council
CNRS	: Centre National de la recherche Scientifique	National center for scientific research
CRS	: Centrale à tour	Central Receiver System
DNI	: Ensoleillement normal direct	Direct Normal Insolation
EREC	: Conseil européen d'Energie Renouvelable	European Renewable Energy Council
GEI	: Génie Énergétique et Industriel	Energy and industrial engineering
IED	: Equipement électronique intelligent	Intelligent Electronic Devices
H2P	: Heat2power	Heat2power
LESEE	: Laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie	Solar Energy & Energy Savings Laboratory
MDP	: Mécanisme pour le développement propre	clean development mechanism
MOC	: Mise en œuvre conjointe	Joint implementation
PROMES	: Procédés Matériaux et Energie Solaire	Proceeded Materials and Solar energy
TAG	: Turbine à gaz	Gas turbine (GT)
UTER	: Unité Thématique de Recherche et d'Enseignement	Thematic unit of Research and Teaching
RTU	: Unité terminal à distance	Remote Terminal Unit

TABLE DE MATIERES

RESUME.....	1
LISTE DES ABREVIATIONS	3
TABLE DE MATIERES.....	4
LISTE DES TABLEAUX.....	5
LISTE DES FIGURES.....	6
I. INTRODUCTION GENERALE	7
I.4 DEMARCHE ET ORGANISATION DU MEMOIRE	10
II. SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE.....	11
II.2 LA TOUR.....	13
II.3 LES RECEPTEURS SOLAIRES.....	13
II.4 SYSTEME DE STOCKAGE	15
II.5 BLOC ELECTRIQUE.....	15
III. DIMENSIONNEMENT DE LA CENTRALE SOLAIRE A TOUR.....	18
IV. CONCEPTION DU SYSTEME DE GESTION ET DE CONTROLE DE LA CENTRALE.....	30
IV.1 GESTION DU CHAMP SOLAIRE.....	30
IV.2 GESTION DE LA PRODUCTION ELECTRIQUE	31
IV.3 GESTION RACCORDEMENT ET DISTRIBUTION ELECTRIQUE.....	32
V. EVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL	33
ET ETUDE A L'ELIGIBILITE AU MDP.....	33
a. EVALUATION DE LA QUANTITE DE CO ₂ EVITEE DANS LA COMBUSTION.....	33
b. ELIGIBILITE AU MDP	34
VI. ETUDE ECONOMIQUE	35
VII. CONCLUSION.....	36
VII. RECOMMANDATIONS -PERSPECTIVES	38
BIBLIOGRAPHIE	40
Annexes.....	42

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Synthèse des récepteurs solaires	14
Tableau 2: Avantage et limites des turbines à vapeur	15
Tableau 3: Avantages et Limites des turbines à gaz	16
Tableau 4 : Caractéristiques de la turbine - source [17]	19
Tableau 5: Profil de température dans le bloc électrique	20
Tableau 6: paramètres de calcul de la température du récepteur	24
Tableau 7: Paramètres de calcul du rendement optique du champ d'héliostats	24
Tableau 8: Paramètres de calcul du rendement du récepteur	25
Tableau 9: paramètres d'ouverture du récepteur	27
Tableau 10: Caractéristique du dispositif de gestion automatique du bloc électrique	31
Tableau 11: Fournisseurs d'alternateur de 250 kWél	43
Tableau 12: Fournisseurs de turbo-alternateur	43
Tableau 13: Fournisseur de module de contrôle du bloc électrique	44
Tableau 14: Fournisseurs de matériels pour le raccordement au réseau électrique	44
Tableau 15: Laboratoires pour la confection du récepteur à air pressurisé	45
Tableau 16: Fournisseurs d'héliostats	45
Tableau 17 : Fournisseurs d'équipements pour la supervision de la centrale solaire	45
Tableau 18: Ordre de grandeur des coûts de cogénération-source : IEPF	48
Tableau 19: Caractéristiques technique de la micro-turbine retenue	48

LISTE DES FIGURES

Figure 1:Ressources énergétique de la planète- source [2]	7
Figure 2: Carte d'irradiation solaire moyenne dans le monde - source [4]	8
Figure 3: Présentation du laboratoire d'accueil	9
Figure 4: Organisation du mémoire	10
Figure 5:Schéma de fonctionnement d'une centrale à tour	11
Figure 6: Schéma de montage et de positionnement d'un héliostat par rapport au soleil	12
Figure 7 : Cycle thermodynamique du heat2power-source [13].....	17
Figure 8: Turbine à gaz : Ingersoll Rand MT 250 -source [17]	19
Figure 9:Schéma de fonctionnement d'une turbine à gaz dans une centrale à tour.....	19
Figure 10: Schéma du mode de raccordement	22
Figure 11:configuration du champ selon la forme et l'angle d'ouverture du récepteur.....	27
Figure 12: Configuration du champ d'héliostats de Kamboinsé	27
Figure 13: La tour métallique de la centrale de Kamboinsé	29
Figure 14: Schéma du système de contrôle et de gestion de la centrale	30
Figure 15:Estimation de coût spécifique de la centrale à tour de Kamboinsé	35
Figure 16:position de l'héliostat par rapport à la tour –source [8]	46
Figure 17:Courbe d'efficacités du récepteur pour $DNI=424W/m^2$	47
Figure 18:Cycle irréversible de rendement isentropique d'une turbine à gaz	50
Figure 19:Modèle de récepteur pour la centrale à tour de Kamboinsé –source [22]	51
Figure 20: Turbine à gaz - Cummins-250 kW	51

I. INTRODUCTION GENERALE

I.1 CONTEXTE

Le monde connaît depuis plus d'un siècle un important développement économique. Le développement industriel, l'augmentation du parc automobile et la multiplication des équipements domestiques ont provoqué une croissance importante de la demande énergétique. Malheureusement, cette croissance de la demande a été majoritairement couverte par les énergies fossiles, motivée par des considérations économiques. D'autres facteurs comme les émissions de CO₂, le caractère limité des réserves fossiles, et l'indépendance énergétique envers ces combustibles n'ont pas été pris en compte.

La raréfaction des énergies fossiles entraînant leur cherté pose de sérieux problèmes de croissance économique et de développement dans le monde en général, mais encore plus à en Afrique subsaharienne. Aujourd'hui, 594 millions d'africains, soit 3 africains sur 4 n'ont pas accès à l'électricité [1]. Le Conseil Mondial de l'Energie prévoit un triplement de la demande en électricité en Afrique entre aujourd'hui et 2035.

Comme alternative à ces préoccupations, le développement et l'implémentation des énergies renouvelables devient incontournable. La figure 1 fait un aperçu des potentialités énergétique renouvelable de notre planète.

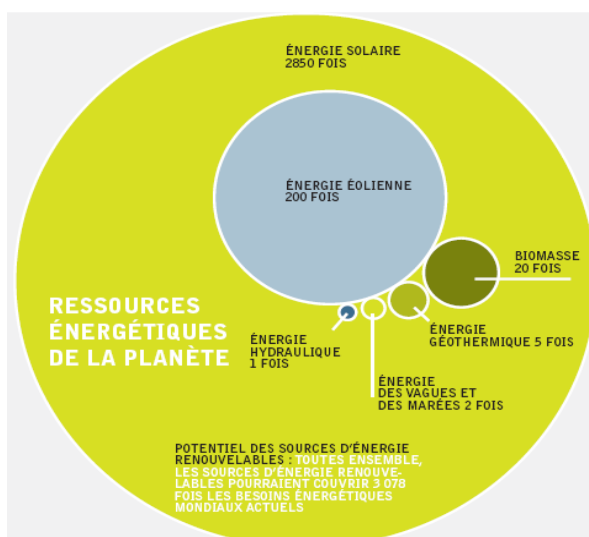


Figure 1:Ressources énergétique de la planète- source [2]

Des ressources énergétiques illimitées et abondamment disponibles existent et peuvent aujourd'hui substituer les ressources d'énergies conventionnelles dans certaines régions

comme l'Afrique.

I.2 LA RESSOURCE SOLAIRE

Rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée dans le monde. La quantité d'énergie libérée par le soleil et captée par la planète terre en une heure, pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an [3]. En plus de sa grande capacité énergétique, le soleil est une source d'énergie propre et inépuisable.

Une grande partie du continent africain fait partie des régions les plus prometteuses pour l'implantation des technologies solaires thermodynamiques car se trouvant dans la ceinture solaire, c'est à dire les régions où l'ensoleillement normale directe excède 2000 kWh/m²/an; il s'agit des régions telles que : le Maghreb, les pays sahéliens et de l'Afrique Australe.

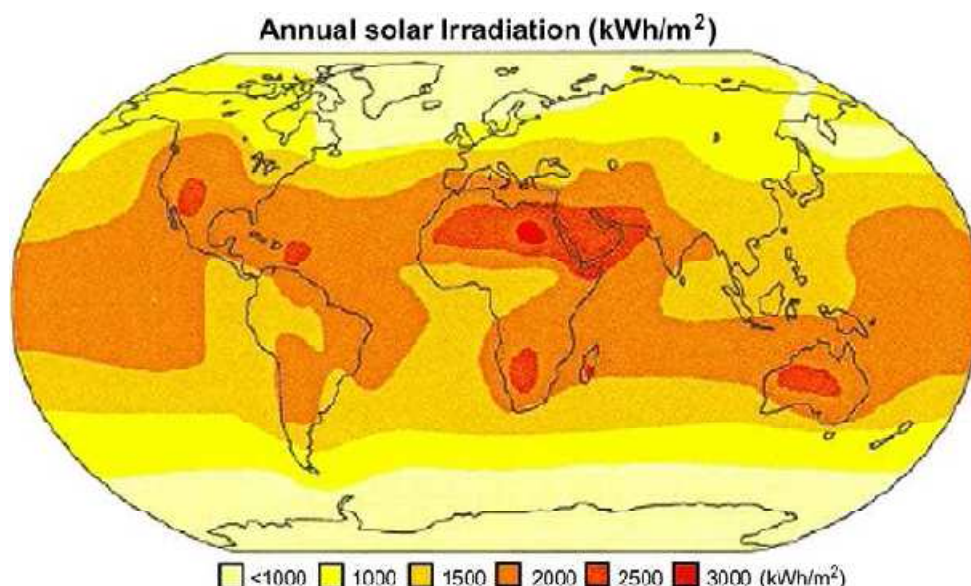


Figure 2: Carte d'irradiation solaire moyenne dans le monde - source [4]

Aujourd'hui de nombreux efforts se déploient dans quelques laboratoires de recherche qui portent un intérêt de plus en plus grandissant aux développements des technologies solaires pour la production d'électricité par voie solaire concentrée qui présente le plus de possibilités pour une exploitation commerciale.

C'est dans cet ordre d'idée que le Laboratoire d'Energie Solaire et d'Economie d'Energie du 2iE (LESEE) a proposé le terme suivant : « **Dimensionnement d'un pilote de centrale à tour de 250kWél sans stockage sur le site de 2ie-Kamboinsé** ».

La réalisation de ce pilote sera un outil démonstratif utile à nos pays qui ont des difficultés en termes de transport d'électricité puisque les lignes de transmission de très haute tension n'y sont pas monnaie courante.

I.3 PRESENTATION DU LABORATOIRE D'ETUDE

Notre stage, pour ce mémoire de fin d'études, s'est déroulé au laboratoire Energie Solaire et Economie d'Energie (LESEE) de l'Unité Thématique de Recherche et d'Enseignement Génie Energétique et Industrielle (UTER GEI) de l'Institut International d'ingénierie de l'Eau et de L'Environnement (2iE) de Ouagadougou.

Le projet scientifique du laboratoire se résume en quatre principaux axes à savoir :

- AXE 1 : L'évaluation « précise et continue » de la ressource solaire et des besoins en énergie en Afrique ;
- AXE 2 : contribution au développement des capacités d'innovation industrielle en Afrique dans le domaine du solaire (PV-Thermique basse et haute températures) pour une production et une utilisation rationnelle d'énergies électrique/thermique à petite et grande échelles.
- AXE 3 : L'accès aux services énergétiques des populations Africaines (principalement pour les populations rurales) et l'assurance du développement économique et sociale de ces populations.
- AXE 4 : Utilisation rationnelle de l'énergie en Afrique (économies d'énergies).

Dans le but d'atteindre de manière encore plus efficace ses objectifs, le LESEE dispose de plusieurs partenaires dont le laboratoire PROMES-CNRS (France), l'entreprise MICROSOOW (Burkina), KNUST (Ghana), DUKE University (USA) et bien d'autres ...

L'équipe dynamique du LESEE à ce jour est composée de plusieurs membres ; représentées dans le diagramme ci-dessous.



Figure 3: Présentation du laboratoire d'accueil

I.4 DEMARCHE ET ORGANISATION DU MEMOIRE

La démarche scientifique mise en place a pour objectif de dimensionner un pilote de centrale à tour de 250kWél sans stockage sur le site de 2ie-Kamboinsé ; c'est-à-dire de :

- Dimensionner les différents éléments nécessaires à la réalisation de la centrale à tour de 250kWél
- Concevoir un système de gestion et de contrôle de la centrale
- Proposer des fournisseurs auprès de qui l'approvisionnement peut être possible pour l'implémentation de cette centrale solaire.
- Faire une étude environo-économique de ce projet

Pour mener à bien ce travail, le document sera organisé en quatre parties dont le schéma suivant en fait la description.

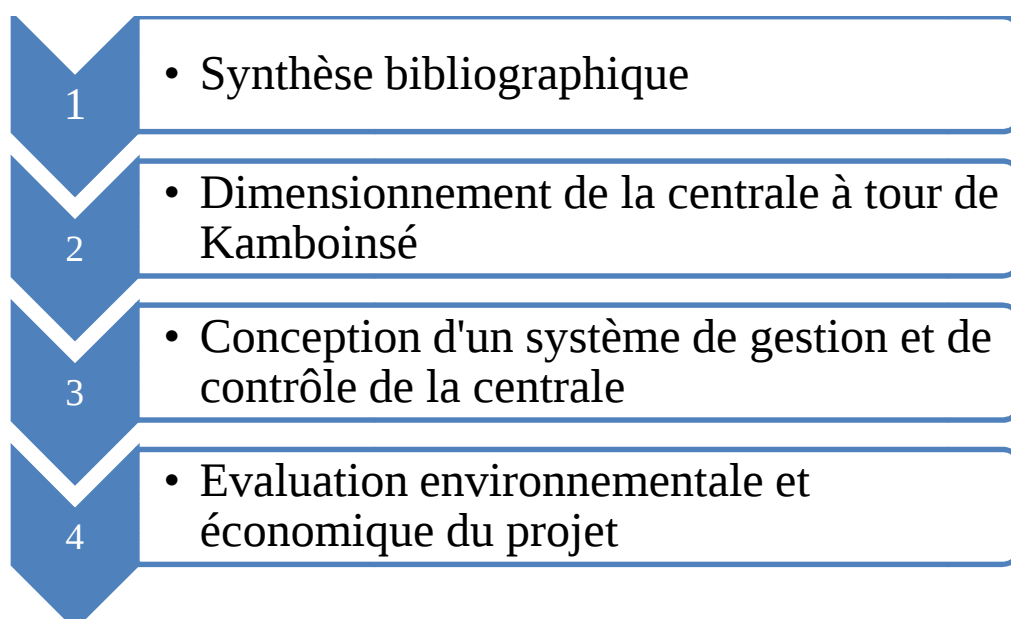
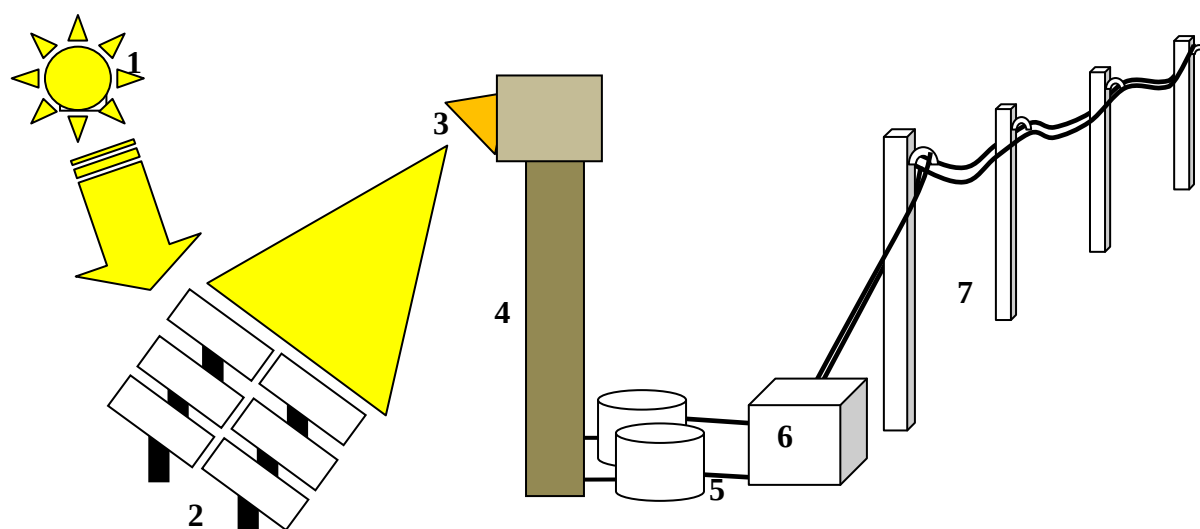


Figure 4: Organisation du mémoire

II. SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE

La centrale à tour appartient à la grande famille des centrales solaires thermodynamiques. Elle est constituée de nombreux miroirs (héliostats) concentrant les rayons solaires vers une chaudière située au sommet d'une tour. La chaudière est couplée à un bloc électrique qui assure la production de l'électricité. La figure 5 donne un aperçu sur le principe de fonctionnement de cette technologie.



1 : Soleil 2 : Champ d'héliostats 3 : Récepteur solaire 4 : Tour
5 : Système de stockage 6 : Bloc électrique 7 : Réseau électrique

Figure 5:Schéma de fonctionnement d'une centrale à tour

Les principaux éléments d'une centrale à tour sont : Le champ d'héliostats, le récepteur solaire, la tour, le fluide caloporteur, le système de stockage et l'ensemble du bloc électrique. Nous allons dans cette première partie de notre étude recenser les différentes caractéristiques des principaux éléments d'une centrale à tour précédemment cités.

II.1 LES HELIOSTATS

1.1- Définition et rôle

Un héliostat est un assemblage élémentaire d'un **concentrateur** de centrale à tour constitué de miroirs, d'une structure de support, d'un mécanisme d'orientation sur deux axes, et de fondations, qui suit le soleil pour en réfléchir en permanence les rayons sur un récepteur fixe.

Le champ d'héliostats est appelé **concentrateur primaire ou champ de réflecteurs** ; son rôle est de concentrer l'ensoleillement normal direct (DNI) reçu à sa surface vers un point ou une petite surface, à l'aide d'héliostats. Le facteur de concentration du champ d'héliostats (le rapport de la surface totale des héliostats sur celle du récepteur) varie de 200 à 1000. [5]

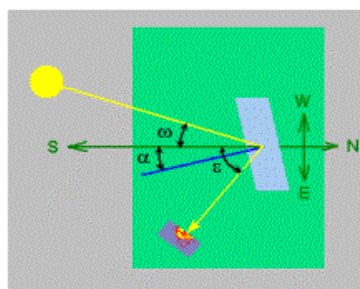
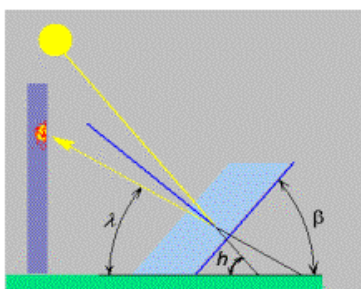
1.2- Poursuite du soleil

L'héliostat tourne de manière à cibler le rayon réfléchi toujours au même lieu. C'est pourquoi déjà par son principe, l'héliostat n'est jamais dans la position frontale par rapport au soleil, on joue donc avec le **cosinus γ** (l'angle d'incidence des rayons à la surface ensoleillée). Pour cette raison, nous trouvons opportun d'ouvrir un paragraphe sur la théorie du champ d'héliostats. Tout d'abord : comment fonctionne l'héliostat ?

La position de la tour par rapport à l'héliostat est fixe et elle est caractérisée par deux angles : l'angle horizontale ε et l'angle vertical λ . (figure 6)

Pour la poursuite du soleil, il existe principalement trois types de montures convenables :

- La monture équatoriale qui ne nécessite en principe qu'une seule rotation (d'environ 15° par heure). La complexité de sa mécanique fait qu'elle est rarement utilisée.
- La monture universelle, pratique, mais qui pose aussi des problèmes de stabilité mécanique puisque aucun des côtés du panneau ne reste parallèle au sol.
- La monture altazimutale qui est le type le plus utilisé malgré sa régulation plus compliquée car elle possède une mécanique bien plus simple. (Figure 6)



Monture altazimutale
source [6]

La trajectoire du rayon solaire (en jaune) de la vue de côté et à la projection horizontale. La normale de l'héliostat (en bleu) est une bissectrice des angles d'impact et de réflexion-source [5]

Figure 6: Schéma de montage et de positionnement d'un héliostat par rapport au soleil

1.3- Système de commande des héliostats

La commande est la fonction intelligente (donneur d'ordre) permettant à l'héliostat de suivre la course du solaire. Elle peut se faire selon deux types de systèmes :

- Commande centralisée : un contrôleur global envoie la consigne de position à chaque héliostat
- Commande locale : la direction de tir est calculée par chaque héliostat ; seules la commande marche-arrêt, la sécurité et les stratégies de pointage sont gérées par un contrôleur central.

La communication du système de champ d'héliostats est soit filaire (par câbles ou par fibre optique) soit par wifi/ radio (par modems placés sur chaque héliostat). [7]

1.4- Optimisation du champ d'héliostats

Représentant près de 50 % dans le coût du projet d'une centrale solaire à tour et près de 40% des pertes en puissance, la conception et l'optimisation du champ de réflecteur est d'un enjeu capital. [8]

Il existe dans la littérature de nombreux outils de dimensionnement et d'optimisation ; parmi lesquelles nous pouvons citer DELSOL3, WinDELSOL1, SOLTRACE, MUEEN, SENSOL et quelques modèles numériques.

II.2 LA TOUR

C'est le dispositif de support du récepteur et parfois de l'ensemble récepteur –bloc électrique. Elle peut être métallique ou en béton cela est motivée par des considérations économiques. Elle doit résister au vent, l'ombrage doit être minimum sur le champ solaire et de hauteur optimisée selon la latitude et dimension du champ solaire. [7]

II.3 LES RECEPTEURS SOLAIRES

Deux caractéristiques du récepteur solaire sont primordiales pour la conception d'une centrale :

- la température de sortie du fluide caloporteur, qui pilote la température de travail du stockage et du cycle thermodynamique et donc conditionne le matériau de stockage, le type de turbine à gaz (GTA) et son rendement,

■ la densité de flux incident acceptable par le récepteur, qui influe sur la stratégie de pointage et la surface irradiée du récepteur, dans le cas d'un CRS. [9]

Dans cette filière, quatre fluides caloporteurs sont susceptibles d'être utilisés : l'eau-vapeur, les sels fondus, les métaux liquides et l'air. Les récepteurs à utiliser sont différents dans ces quatre cas et nous les passons en revue.

Tableau 1:Synthèse des récepteurs solaires

Type de récepteur	Caractéristiques	Avantages	inconvénients
Récepteur à eau	▪ Récepteur surfacique en Tubes ▪ $P > 60$ bars ▪ Temp pouvant avoisinées 600°C. [7]	▪ turbines plus petites, plus légères et moins chères, ▪ l'exploitation plus facile et la maintenance moins coûteuse ▪ $T_{\text{vapeur}} > 500^{\circ}\text{C}$, efficacité maximale.[5]	▪ sollicitation mécanique ▪ Entretien difficile ▪ Fusion des tubes à un niveau de température [10]
Récepteur à air	▪ Récepteur volumétrique ▪ $T \approx 700^{\circ}\text{C}$ pour un cycle vapeur $480-540^{\circ}\text{C}$. ▪ $P < 15$ bars. [2]	▪ Les températures élevées pour actionner une turbine à gaz ▪ 750°C pour les récepteurs en laine métallique [10] ▪ 1000°C : récepteurs céramique en nid d'abeille : [10]	▪ perte chiffrée au minimum à 4% de l'énergie rayonnée par le champ d'héliostats. [5] ▪ L'air ne constitue pas un caloporteur très efficace dans la mesure où sa capacité calorifique volumique est très faible. ▪ problème de stabilité
Récepteur sel fondu	▪ Récepteur à tubes ▪ Sels : Hitec ($\text{NaNO}_3 - \text{KNO}_3 - \text{KNO}_2$) [10]	-Peu de sollicitation mécanique	▪ Forte perte de charge sévère ▪ température nécessairement maintenue autour d'une valeur ▪ dégradation chimique du sel
Récepteur métal fondu	Exemple : sodium	▪ bon conducteur de chaleur	▪ inflammable ▪ sécurité énorme [10]

II.4 SYSTEME DE STOCKAGE

Le fonctionnement des systèmes solaires de production d'électricité est fortement contraint par les intermittences de la ressource. Pour y remédier, les centrales thermodynamiques disposent de deux options, l'hybridation et le stockage, dont nous feront abstention dans la deuxième partie de notre travail.

Le stockage permet d'accroître la durée de fonctionnement (facteur de capacité) des centrales par rapport aux heures d'ensoleillement disponibles, qui passe typiquement de 20% sans stockage à 30-50% avec stockage [9]. En fonction de la capacité stockée on a :

- le stockage « tampon » : pour les intermittences de quelques dizaines de minutes
- le stockage diurne : les intermittences prévisibles dues aux périodes jour/nuit.
- le stockage saisonnier : permet de stocker en été de l'énergie qui serait utilisée en hiver.

NB : Ce dernier système de stockage n'est pas nécessaire dans nos régions tropicales

II.5 BLOC ELECTRIQUE

5.1 Turbine à vapeur

Lorsque l'eau est utilisée comme fluide caloporteur au niveau du récepteur, la turbine à vapeur est généralement l'élément idéal pour la génération du fluide de travail (vapeur) dont la détente dans les palettes de la turbine entraîne un mouvement mécanique qui actionne l'alternateur accouplée à la dite turbine pour produire de l'électricité.

Les avantages et limites des turbines à vapeur sont consignés dans le tableau suivant :

Tableau 2:Avantage et limites des turbines à vapeur

Caractéristiques	Avantages	Inconvénients
Cycle de Rankine ▪ T limitée $\approx 650^{\circ}\text{C}$ [11] ▪ La pression est de l'ordre de 180 bars et atteint 250 bars pour les installations supercritiques ▪ Le rendement est de l'ordre de 20 à 35% pour une température minimale de 250°C et maximale $\approx 500^{\circ}\text{C}$ [12]	▪ moteurs à combustion externe ▪ tous les combustibles peuvent être utilisés ▪ Le chauffage peut même se faire par énergie solaire ; le rendement peut atteindre des valeurs assez élevées d'où des frais de fonctionnement réduits.	▪ le coût et la complexité des installations élevés pour les petites puissances.

5.2 Turbine à gaz

Dans une centrale à tour fonctionnant avec une turbine à gaz, le compresseur comprime l'air extérieur. Dans le but d'optimiser le système, l'air comprimé passe d'abord par un récupérateur où il est préchauffé avant de se diriger vers le récepteur solaire. Après le récepteur, cet air est injecté dans la chambre de combustion. Du gaz ou un combustible liquide atomisé, est injecté dans la dite chambre où il se mélange à l'air comprimé et s'enflamme. Les gaz chauds se détendent en traversant la turbine où l'énergie thermique des gaz chauds est transformée en énergie mécanique. Le mouvement de rotation de la turbine est communiqué à l'arbre qui actionne d'une part le compresseur, d'autre part une charge qui n'est autre qu'un alternateur accouplé à son extrémité droite. Pour la mise en route, on utilise un moteur de lancement qui joue le rôle de démarreur. Le réglage de la puissance et de la vitesse de rotation est possible en agissant sur le débit de l'air en entrée et sur l'injection du carburant. Les avantages et limites des turbines à vapeur sont consignés dans le tableau suivant :

Tableau 3:Avantages et Limites des turbines à gaz

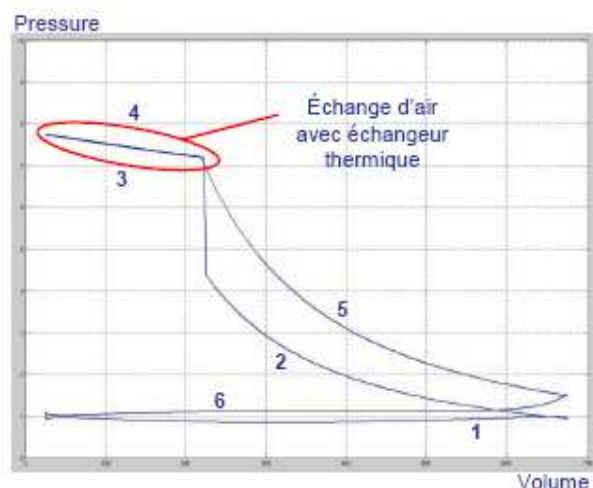
Caractéristiques	Avantages	Limites
cycle de Brayton Le compresseur comprime l'air extérieur simplement filtré, jusqu'à 10 à 15 bars, voire 30 bars pour certains modèles.	▪ Une puissance massique et volumique très élevée du fait du fonctionnement continu ▪ Une possibilité de variation de charge 0 à 100 % instantanément ▪ Une pollution limitée en HC et NOx du fait de l'excès d'air et de la température limitée ; ▪ Une aptitude à la récupération de chaleur (cogénération) ; ▪ Une longévité en marche stationnaire ; ▪ Une aptitude potentielle à utiliser des combustibles variés et de moindre qualité (gaz pauvre) ; peu de génie civil nécessaire pour sa mise en œuvre. [5]	▪ Le taux de compression limité par le nombre d'étages de compression nécessaires ; ▪ Une baisse importante de rendement des compresseurs centrifuges à un régime plus faible que le régime nominal ; -la température de combustion limitée par la résistance mécanique de la turbine ; ▪ Une chute importante du rendement à charge partielle pour les machines à simple arbre ; ▪ Difficultés à brûler de fioul lourd contrairement au moteur Diesel. Elles utilisent donc du gaz naturel, du biogaz ou de torchère ou du gasoil. [11]

5.3 Moteur Heat2power

Initialement conçu pour récupérer la chaleur perdue dans l'échappement des moteurs à combustion afin de rendre les moteurs automobiles plus économe en carburant, le moteur à air chaud ou Heat2power trouve aussi son application dans les systèmes solaires thermodynamiques. [13]

Le mouvement d'air chaud dans le moteur actionne l'arbre de rotation de celui-ci qui est accouplé à un alternateur pour la production électrique.

Le cycle thermodynamique de ce nouveau type de moteur est donné par la figure ci-dessous :



Aspiration d'air ambiant (1)

Compression (2)

Transfert d'air comprimé vers échangeur (3)

Récupération d'air réchauffé en provenance de l'échangeur après PMH (4)

Travail (5)

Echappement avec quelque perte thermique (6)

Figure 7 : Cycle thermodynamique du heat2power-source [13]

Cette technologie récente et prometteuse n'a malheureusement pas été implémentée et éprouvée dans aucune centrale à tour à l'heure actuelle. Pour cette raison, nous décidons de poursuivre nos investigations avec les turbines à vapeur et à gaz dont les réalisations sur les centrales à tour ont été éprouvées.

III. DIMENSIONNEMENT DE LA CENTRALE SOLAIRE A TOUR

III.1 DIMENSIONNEMENT DU BLOC ELECTRIQUE

Ce travail vise à donner tous les éléments utiles pour la production d'une puissance électrique de 250 kW sous une tension de 400V conformément à la fréquence de 50 Hertz délivrée par la SONABEL.

III.1.1 Choix de l'alternateur

- Justification du choix du type de turbine

Le concept de centrale à tour vise à tirer la meilleure partie de la concentration des rayons solaires en haut d'une tour pour atteindre des températures soit de l'ordre de 250-550°C, pour un cycle de Rankine [9] soit de 450 à 900°C pour un Heat2power [13] ; soit de l'ordre 800-1000°C, permettant d'actionner une turbine à gaz ou un cycle combiné [16].

Dans ce travail, le choix de la turbine est motivé par le rendement de conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique, du coût spécifique du type de turbine et surtout de la disponibilité de la ressource en eau du lieu d'implémentation de la centrale.

La technologie des récepteurs à air bénéficie d'une conception simple et d'une faible inertie thermique qui permettent des démarrages rapides et fiables. L'avantage de cette technologie est donc son haut rendement (les turbines à gaz étant plus efficace que les turbines à vapeur pour un cycle cogénéré).

De plus une turbine à gaz nécessite peu d'eau ou pas d'eau de refroidissement comparée à une turbine à vapeur : avantage considérable à 2iE-Kamboinsé.

Aussi les coûts spécifiques d'une turbine à gaz ou d'un cycle cogénéré sont généralement plus faibles que ceux d'un cycle de Rankine (Voir Annexe 3).

La turbine à gaz sera retenue pour la suite de ce travail et ceci à cause de ses nombreux avantages en termes de rendement de puissance (chambre de combustion permettant l'hybridation), de coût spécifique et surtout en termes de besoin en eau qu'elle offre par rapport à la turbine à vapeur .Le cycle est celui de Brayton (Voir Annexe 3)

- Choix de la turbine

Le turbo-alternateur MT250 du constructeur Ingersoll Rand dont les caractéristiques sont données dans le tableau suivant est celui retenue pour notre système.

Tableau 4 : Caractéristiques de la turbine - source [17]

Puissance nominale (kWél) (+/- 10%)	Voltage	Fréquence (Hz) (+/- 5)	Débit de gaz (kg/s)	Rendement global
250	480VAC/400VAC	60/50	2, 3	30 %

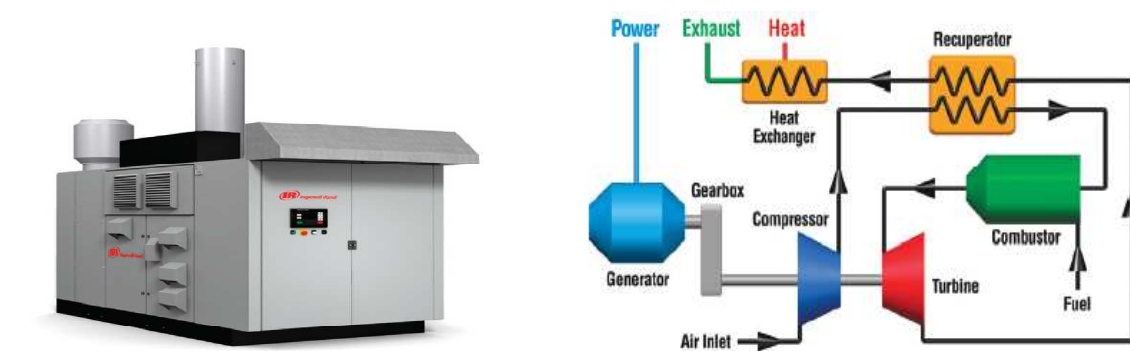


Figure 8: Turbine à gaz : Ingersoll Rand MT 250 -source [17]

Selon le catalogue du constructeur, le ratio de puissance thermique et de l'énergie électrique produite par cette turbine est de **13,080 Btu/kWh**. Pour fournir **250kWél** en une heure, la chambre de combustion produirait **4759,56 kJ**. La température de récupération de la turbine étant de **242°C** [17], nous imposons pour la suite du travail une température à la sortie de récepteur solaire égale **750°C**.

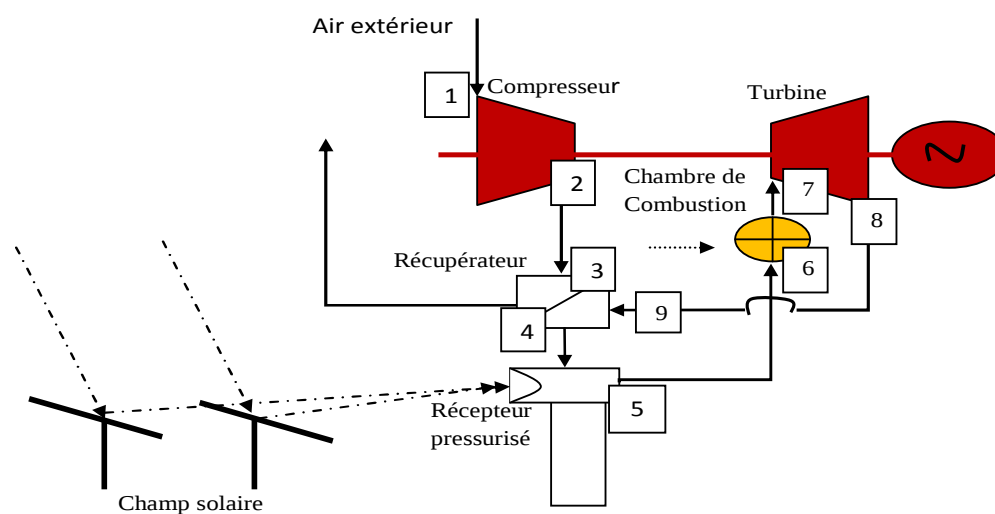


Figure 9:Schéma de fonctionnement d'une turbine à gaz dans une centrale à tour

- Hypothèses de calcul

Etant donné que les micro-turbines travaillent d'une manière générale à basse pression avec un ratio de 3 à 5 [18], nous supposons un rapport thermique de compression λ de 3.

Pour le cycle irréversible de la turbine, le travail utile W_u est optimal que lorsque :

$$\frac{\partial W}{\partial \lambda} = 0 \quad (\text{Eq 1})$$

C'est-à-dire que :

$$\lambda = \sqrt{\tau \times \eta_T \times \eta_C} \quad (\text{Eq 2})$$

Avec $\lambda = \frac{T_2}{T_1} ; \tau = \frac{T_7}{T_1}$ (Eq 3) [19]

Nous supposons que la température de sortie T_7 des gaz brulés est sensiblement égale à la température de combustion de 950°C avec un débit de 2,3kg/s.

En utilisant l'équation 2, pour un rendement η_T de turbine de 70% ; λ de 3 et τ de 27,14 ; nous déterminons le rendement du compresseur : soit $\eta_C = 64\%$.

En supposant que le rendement de l'alternateur est de 95% ; et que le travail fourni par la turbine est le même que celui fourni au compresseur par le biais de l'arbre de rotation, nous déterminons le travail fourni par le compresseur :

$$W_C = \eta_C \times W_T \quad (\text{Eq 4})$$

$$W_T = \frac{E_{el}}{\eta_{Al}} \quad (\text{Eq 5})$$

$$m_{air} = \frac{W_C}{C_p \times \Delta T} \quad (\text{Eq 6})$$

Des équations 4,5 et 6, nous déterminons : $W_C = 168\text{kW}$; $W_T = 263\text{kW}$ et $m_{air} = 1,92\text{kg/s}$

Les températures obtenues sont consignées dans le tableau suivant :

Tableau 5:Profil de température dans le bloc électrique

Dénomination	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valeur T_i (°C)	35	122,5	122,5	242	750	750	950	450	400

T_1 et T_2 respectivement les températures d'entrée et de sortie du compresseur

T_3 et T_4 : Températures d'entrée et de sortie dans le récupérateur ;

T_4 et T_5 : Températures d'entrée et de sortie du récepteur solaire ;

T6 et T7 : respectivement les températures d'entrée et de sortie dans la chambre de combustion ;

T8 : Température de sortie de la turbine ;

T9 : température résiduelle à l'entrée du récepteur ;

Wc : Travail absorbée à la compression ;

Wt: Travail récupéré à la turbine ;

Cp: Chaleur massique du fluide de travail ;

λ : rapport thermique de compression ;

τ : rapport de température de combustion et de la température à l'entrée du compresseur.

III.1.2 Mode de raccordement au réseau électrique

Justification du choix

Nous envisageons ici trois modes d'injection de la production électrique de la centrale solaire dans le réseau existant :

Mode d'injection totale : Toute l'énergie électrique produite par la centrale est injectée dans le réseau SONABEL.

Mode d'injection partielle : De part sa configuration, l'énergie produite non consommée par 2iE-Kamboinsé est injectée dans le réseau de la SONABEL.

Mode d'injection Interne : La centrale produit de l'électricité qui est exclusivement destinée à l'usage interne du 2iE .

Les données de la consommation en énergie électrique de 2iE-Kamboinsé des 4 premiers mois de l'année 2010 révèlent une consommation mensuelle de 50,228 MWh : Source-Archive du 2iE.

La centrale solaire produit une puissance de 250kWél pendant une durée de fonctionnement de 9h par jour (de 08h à 17h) : Soit 67,5MWh par mois ; en raison de 2250 kWh par jour.

Nous proposons un mode de raccordement à injection partielle afin de mettre l'énergie non consommée à la disposition de la SONABEL. Le schéma du mode de raccordement est donné à la figure 11 ci-dessous.

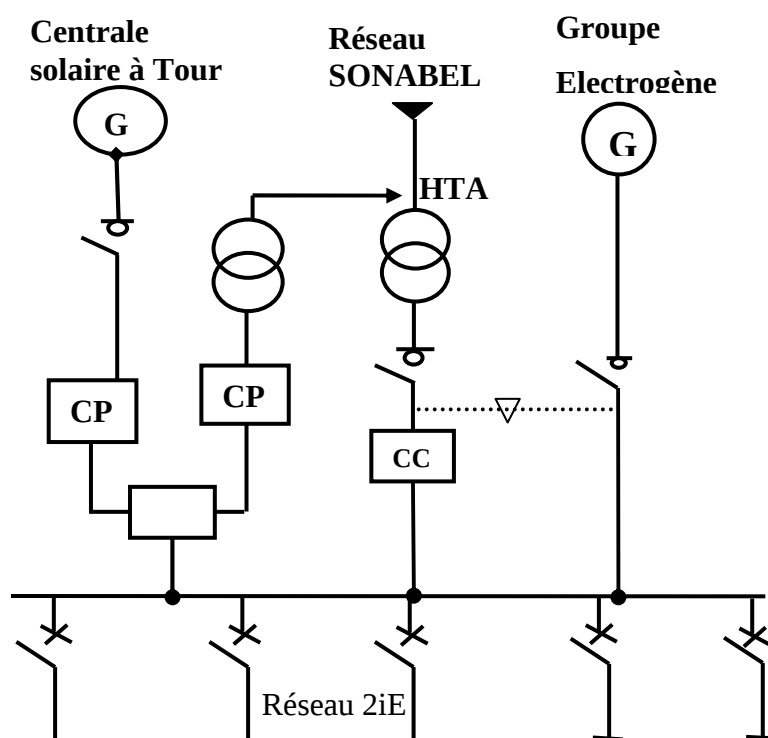


Figure 10: Schéma du mode de raccordement

III.1.2.2 Les éléments caractéristiques du raccordement

Compteur production (CP)

Compteur consommation (CC)

Module synchroniseur : contrôle de courant de phase, de fréquence et de tension

Coffrets de sécurité de l'installation.

Régulateur de puissance

Transformateur

La puissance apparente du transformateur à travers lequel l'énergie non consommée par le réseau 2iE est transmise au réseau public, se détermine comme suit :

$$S = \frac{P}{\cos(\phi)} \times K_S \quad \text{avec} \quad 1,1 < K_S < 1,2 \quad (\text{Eq } 7)$$

En considérant une puissance électrique de 250 kW, un $\cos\Phi$ de 0,8 et K_S de 1,2 , on obtient une puissance apparente de 375 kVA de 400V/15kV.

III.2 DIMENSIONNEMENT DU RECEPTEUR

III.2. 1 Type de récepteur

La nature du fluide caloporteur influe sur le choix du type de récepteur le mieux adapté au système. Pour la centrale de Kamboinsé, le fluide caloporteur étant de l'air, nous optons pour un récepteur volumétrique à cavité.

III.2. 2 Caractéristiques

Le récepteur permettra de chauffer de l'air (pressurisé ayant un débit de 1,92 kg/s), d'une température de 242°C à une température de 750°C.

La puissance thermique utile fournie au niveau du récepteur est calculée par :

$$P_u = \dot{m}_{air} \times C_p \times \Delta T \quad (\text{Eq } 8)$$

Soit $P_u = 1093 \text{ kW}$ avec : $C_p = 1221 \text{ J/(kg}^\circ\text{C)}$; $\Delta T = 750^\circ\text{C} - 242^\circ\text{C} = 508^\circ\text{C}$

Actuellement, il est difficile d'excéder des températures de sortie d'air au delà de 700°C. En effet à cette plage de température on observe des problèmes de stabilité mécanique des récepteurs à air ; pour ces raisons, nous optons pour un récepteur en carbure de silicium et de paroi extérieure en céramique¹.

Les caractéristiques (nature du matériel : absorptivité, émissivité et transmissivité) du récepteur et les données du site de Kamboinsé recueillies par la NASA sur une durée de 22 ans nous ont permises de tracer les courbes de rendement récepteur-Carnot en fonction de la température de l'absorbeur (voir Annexe1). Ce graphique nous permet de déterminer la concentration optimale C_g du système solaire en tenant compte des contraintes de températures au niveau du récepteur.

✓ Température du récepteur solaire

L'ordre de grandeur de la température au niveau du récepteur est donné par l'équation suivante :

$$T_{rec} = T_S + \frac{\dot{m} \times C_p \times (T_S - T_e)}{S_{ech}} \times \left(\frac{e_p}{\lambda_p} + \frac{1}{h_{ech}} \right) \quad (\text{Eq } 9)$$

¹ Les récepteurs céramiques basés sur du Sic manifestent en particulier des propriétés thermiques supérieures, une résistance beaucoup plus importante et l'air peut atteindre des températures de l'ordre de 1000°C.

Tableau 6: paramètres de calcul de la température du récepteur

Dénominations	Valeurs
Epaisseur e_p de l'isolant (céramique)	8 cm
La conductivité thermique λ_p (céramique)	0,045 W/m/K
Coefficient convectif h_{ech} (Voir annexe2)	800 W/m ² /K
Température de sortie du fluide T_s	750°C
Température d'entrée du fluide T_e	242°C
$\dot{m}$: Débit massique du fluide ; C_p	1,92 kg/s ; 1121J/ (kg °C)
Surface d'échange S_{ech}	15 m ²

Obtient : $T_{rec.} = 880^\circ C$

✓ Rendement du récepteur solaire

De même, le rendement du récepteur est donné par l'équation suivante :

$$\eta_{rec} = \alpha - \frac{\varepsilon \times \sigma \times (T_{rec}^4 - T_{amb_rad}^4) + \frac{S_{ech}}{S_{rec}} \times h_{cd} \times (T_{rec} - T_{amb_cd})}{C_g \times I_{sol} \times \eta_{coll}} \quad (Eq\ 10)$$

Le rendement η_{coll} optique du champ d'héliostat dépend de plusieurs paramètres (18)[21]. Il s'exprime par l'équation suivante :

$$\eta_{coll} = \rho_{miroir} \times \eta_{cos} \times \eta_{blocage\&ombrage} \times \eta_{atm} \times \eta_{interception} \times \eta_{secondaire} \quad (Eq\ 11)$$

Les valeurs obtenues pour le calcul sont consignées dans le tableau suivant.

Tableau 7: Paramètres de calcul du rendement optique du champ d'héliostats

ρ_{miroir}	η_{cos}	$\eta_{blocage\&ombrage}$	η_{atm}	$\eta_{interception}$	$\eta_{secondaire}$
0,9	0,96	0,95	0,98	0,9	0,9

NB : Le détail des calculs est donné en annexe 1 du document.

On obtient un rendement optique du champ : $\eta_{coll} = 65,4\%$

Ainsi en considérant les paramètres de l'équation 8 du tableau ci-dessous on trouve :

$\eta_{\text{rec}} = 92 \%$; le rendement de Carnot : $\eta_{\text{Carnot}} = 95\%$

Les valeurs des paramètres de calcul sont consignées dans le tableau suivant :

Tableau 8: Paramètres de calcul du rendement du récepteur

Paramètres	Valeurs	Paramètres	Valeurs
Absorptivité du céramique α	0,95	surface d'ouverture S_{rec}	3,14 m ²
Emissivité du céramique ε	0,95	h_{cd}	5W/m ² °C
Constant de Stefan-Boltzmann σ	5,675.10 ⁻⁸	$T_{\text{amb_cd}}$	35°C
T_{rec}	880 °C	concentration géométrique C_g	600
Température $T_{\text{amb_rad}}$	800	Isol ou DNI (W/m ²)	424
Surface d'échange S_{ech}	15 m ²	rendement optique du champ: η_{coll}	65,4%

L'ouverture sera de préférence circulaire d'un diamètre de **2 m** et pouvant supporter un flux thermique de **348 kW/ m²**.

Le modèle de récepteur que nous avons retenu est présenté en annexe 3 de ce document.

III.3 DIMENSIONNEMENT DE CHAMP D'HELIOSTATS

III.3.1 Evaluation de la ressource solaire disponible à Kamboinsé

La station météorologique de 2iE-Kamboinsé, nous a permis d'évaluer un ensoleillement direct moyen reçu par jour et par mètre carré d'une valeur de 2,412 kWh. Les pics enregistrés sont entre 280 et 540W/m² et sont obtenus souvent entre 11h et 14h. L'enregistrement des données s'est fait de 7h30 à 16h30 soit une insolation moyenne de 9h; ces valeurs correspondent ainsi à un flux solaire moyen de 268 W/m²/j. Il est à noter que cette valeur a été obtenue pour une période de 52 jours allant du 1^{er} mars au 31 mars et du 12 avril au 02 mai de l'année 2010.

Toutes fois, pour une centrale destinée à fonctionner pendant toute une année, il serait juste d'avoir les données de DNI sur une longue période (quelques années) afin d'avoir un flux moyen d'ensoleillement plus représentatif de la zone.

Ne disposant que des données sur quelques jours, nous jugeons utiles d'utiliser les données météorologiques de la NASA (données recueillies au cours de 22 ans) du site d'implémentation.

Il ressort après une analyse de ces données que :

Le pic d'ensoleillement (DNI) est observé s'élève à 7,01 kWh/m²/jour (mois de février)

Le minimum observé est de 4,24 kWh/m²/j (mois d'août)

Nous supposons une durée journalière d'ensoleillement de 10h ; Le flux soleil retenu pour le

dimensionnement est celui du mois d'août avec DNI de 424 W/m²/j

III. 3.2 Evaluation de la surface du champ solaire

Connaissant le rendement du récepteur et la puissance utile du récepteur, nous déterminons la puissance fournie par le champ d'héliostats par l'équation suivante :

$$P_{sol} = \frac{P_{utile_rec}}{\eta_{rec}} \quad (Eq\ 12)$$

On obtient : $P_{sol} = \underline{1201\ kW}$, avec $P_{utile\ rec.} = 1093\ kW$ et $\eta_{rec.} = 92\%$

Aussi, connaissant le rendement optique $\eta_{coll.}$ du champ et l'ensoleillement direct normal(DNI) du lieu d'implantation, nous déterminons la surface utile de champ d'héliostats nécessaire par l'équation :

$$S_{utile_champ} = \frac{P_{sol}}{\eta_{coll}} \quad (Eq\ 13)$$

On obtient : $S_{utile\ champ} = \underline{4263\ m^2}$

En considérant un taux de remplissage τ_r^2 de 0,7 (pour tenir compte de l'effet cosinus³ du champ et des effets d'ombrage et de blocage d'un héliostat par rapport aux héliostats voisins) nous obtenons une surface d'occupation de 0,61 ha.

Remarque :

Si le taux τ_r est très faible (≈ 0), il n'y a jamais d'ombre, mais il ya un effet cosinus

Si le taux est très fort ($\tau_r > 1$), il y a toujours de l'ombre mais pas effet cosinus. [23]

III. 3.3 Configuration du champ d'héliostats

Représentant près de 50 % dans le coût du projet d'une centrale solaire à tour et près de 40% des pertes en puissance, la conception et l'optimisation du champ de réflecteur est d'un enjeu capital. [8]

Ne disposant pas de logiciels pour l'optimisation du champ solaire, nous présentons dans cette partie des résultats d'un outil inspiré de la "nouvelle méthode d'optimisation de champ d'héliostats" [8] que nous avons implémenté sur VBA d'Excel.

Cette méthode permet de définir la forme du champ selon l'ouverture du récepteur solaire.

² τ_r est le ratio de la surface utile sur la surface occupée

³ L'effet cosinus dû à l'angle d'incidence du soleil sur les miroirs (le soleil ne voit pas la surface totale du miroir mais une projection de celle-ci, appelée surface efficace.

Une ouverture circulaire correspond au schéma **a** et une ouverture rectangulaire au schéma **b**.

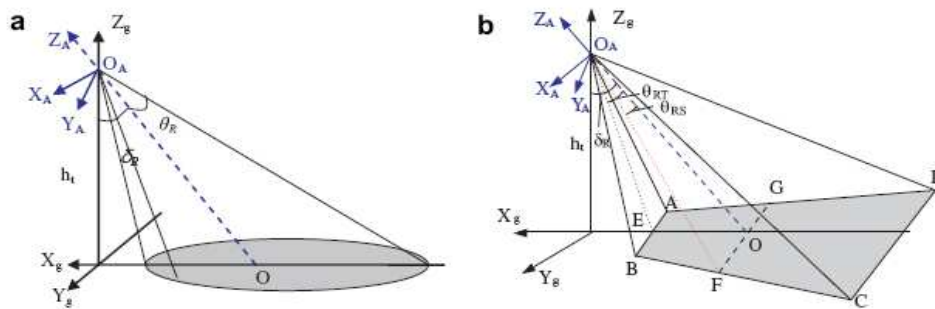


Figure 11: configuration du champ selon la forme et l'angle d'ouverture du récepteur

Il est à remarquer que ce travail d'optimisation n'est pas achevé. Cependant ses premiers résultats nous permettent de générer une configuration surfacique dans laquelle seront installés les héliostats du champ ; et cela en fonction des paramètres d'ouverture du récepteur. Ainsi pour la centrale à tour de Kamboinsé nous avons les caractéristiques suivantes :

Tableau 9: paramètres d'ouverture du récepteur

Paramètres (récepteur à ouverture circulaire)	Valeurs
Distance l'ouverture du récepteur- et l'ouverture de l'absorbeur	0,5 m
Diamètre d du spot reflété par le champ	1,8 m
Le diamètre d'absorption L	3m
L'angle δ_R	20°
L'angle θ_R (angle d'acceptance des rayons réfléchis)	0,75 rad
La hauteur H de la tour	30 m

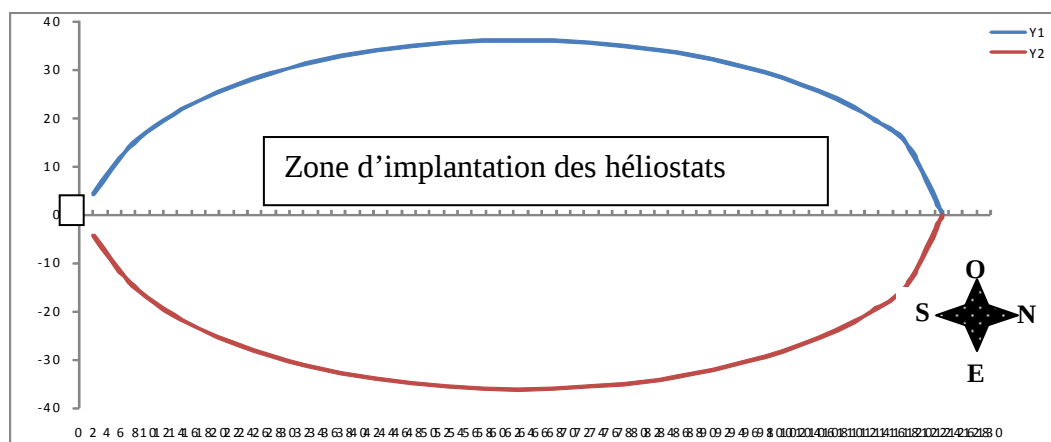


Figure 12: Configuration du champ d'héliostats de Kamboinsé

Récapitulatif :

Surface utile : 4263m² ; Surface d'occupation : 0,61 ha
171 héliostats de 25 m² sont nécessaires.

III.3.4 Evaluation des besoins en eau

Le nettoyage des héliostats est un aspect fondamental dans une centrale à tour. Il permet d'entretenir la réflectivité du champ et donc s'assurer d'une transmission optimale des rayons interceptés.

D'après [7], il faut 0,022 m³ d'eau par an pour nettoyer 1 m² d'héliostat. Ce ratio nous permet d'évaluer le besoins en eau de la centrale.

La centrale dispose de 171 héliostats de 25 m².

Le besoin en eau V est :

$$V = \text{Ratio} \times S_{\text{utile}} \quad (\text{Eq14})$$

Ce qui donne un volume V de **94,05m³**.

Afin d'obtenir cette quantité d'eau pour le nettoyage des héliostats, nous pouvons prévoir un forage. La nappe phréatique du site est à moins de 8 m de profondeur. (Le site de Kamboinsé est sur un bassin versant ; le barrage en ait une preuve concrète). A cet effet une étude préalable doit être faite pour déterminer le débit, la durée de vie, le nombre de forages à prévoir etc.

La récupération des eaux de pluie peut être aussi une piste d'approvisionnement en eau pour le nettoyage. En effet avec la surface de 4263m² d'héliostats, un dispositif de recueillement de ces eaux permettra d'obtenir un volume d'eau utile pour satisfaire les besoins de nettoyage des héliostats .A ce niveau une étude de dimensionnement précise est nécessaire.

En effet en se servant des données de pluviométrie de la région, une étude pourrait permettre de :

Faire une évaluation du volume d'eau que l'on pourrait récupérer

déterminer l'angle d'inclinaison, le dispositif optimal à mettre en œuvre pour récupérer le maximum de volume d'eau

III.4 DIMENSIONNEMENT DE LA TOUR

Le dispositif sur lequel repose le récepteur solaire et le bloc électrique est une structure métallique en acier.

La surface d'accueil au sommet de la tour de 24 m^2 permettra d'y installer le récepteur solaire et le bloc électrique dont les dimensions sont : Longueur $L = 4,136 \text{ m}$; largeur $l = 2,134 \text{ m}$ et hauteur $H = 4,063 \text{ m}$. Une toiture est prévue pour protéger le dispositif contre les intempéries.

Les calculs de la structure se sont faits par le logiciel ROBOT Millénium en suivant la démarche ci-dessous :

- Calculs des réactions aux appuis et des efforts intérieurs à chaque élément
- Dimensionnement et Vérification de la stabilité (à l'ELU) et de la sécurité (à l'ELS)

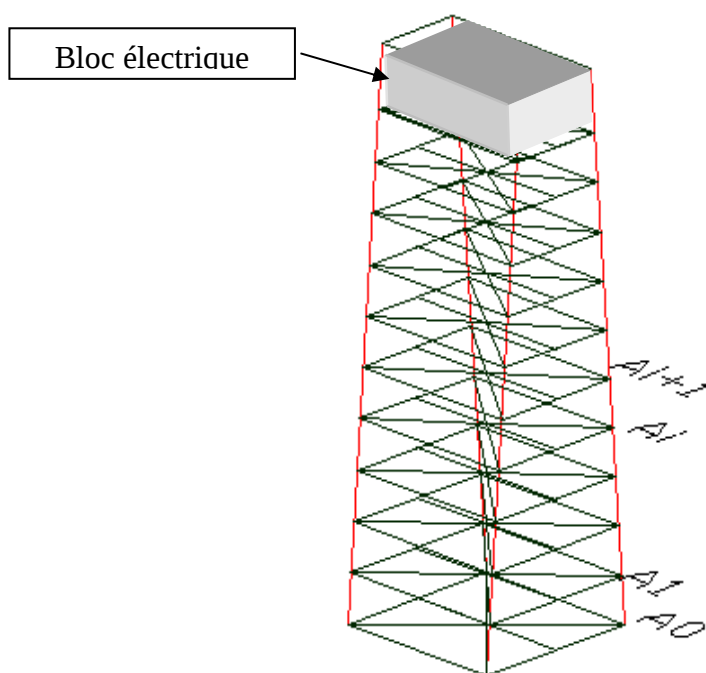


Figure 13: La tour métallique de la centrale de Kamboinsé

Caractéristiques :

- Hauteur : 30 m ; $A_{i+1} A_i$: 3 m
- Surface haute de la tour : $6 \times 4 \text{ m}^2$
- Charge permanente : $6,2 \text{ tonnes}$

Paramètres de sections des Aciers

- HEA 500 – longueur :
- IPE 120 - longueur :

Les différents détails de calcul et les caractéristiques d'encrage de l'ouvrage sont référencés en annexe 5 de ce document.

IV. CONCEPTION DU SYSTEME DE GESTION ET DE CONTROLE DE LA CENTRALE

Le système est piloté de façon automatique à partir d'une salle de commande par un superviseur central.

Le module central sera chargé de la gestion du champ solaire, de la gestion et du contrôle de la production et de la distribution électrique. Le schéma du système de contrôle et de gestion est le suivant :

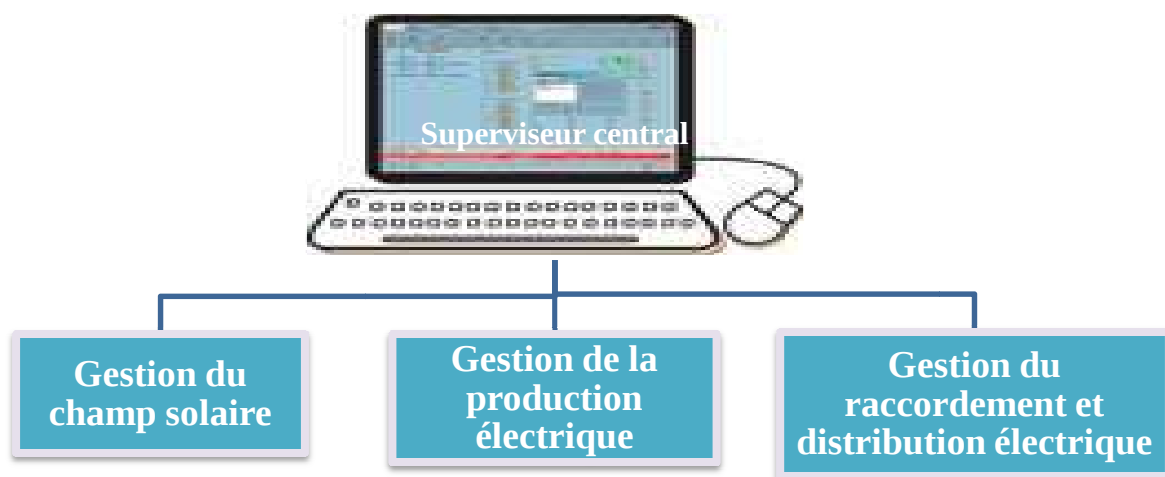


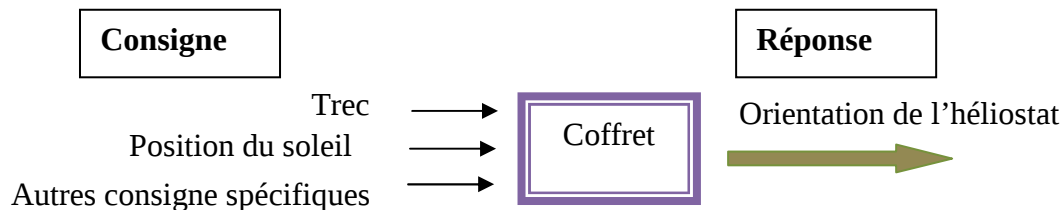
Figure 14: Schéma du système de contrôle et de gestion de la centrale

IV.1 Gestion du champ solaire

Le système est piloté à partir d'un ordinateur unique muni d'un programme Superviseur. Il est relié à un émetteur/récepteur radio/modem placé dans un lieu central du champ d'héliostats. Il interroge successivement l'ensemble des héliostats du champ, qui ne répondent ainsi que sur requête. On évite toute collision radio. Chaque héliostat est équipé d'un coffret individuel capable d'effectuer de manière autonome et en local les missions de base: tir, attente, mise au repos ou en sécurité, étalonnage.

En mission de poursuite automatique du soleil, chaque héliostat calcule à tout instant la position du soleil (vecteur tir) pour diriger le rayonnement réfléchi en un point. Le superviseur contrôle le bon déroulement de la mission en cours et peut modifier la nature de la mission lors des interrogations périodiques.

Le principe de fonctionnement du coffret de chaque héliostat est représenté sur le schéma suivant :



IV.2 Gestion de la production électrique

Cette partie de notre travail vise à proposer une solution technique permettant de contrôler le bloc électrique et ainsi la production électrique.

Nous proposons le contrôleur numérique **2301D-GT**.

Il agit sur les principaux éléments du bloc électrique. Ce contrôleur envoie en temps réel les informations au superviseur central.

Le **2301D-GT** est un microprocesseur de contrôle avec une application logicielle intégrale conçu pour des applications turbine à gaz avec arbre simple. Ce régulateur est conçu pour effectuer les fonctions de contrôle de la chambre d'injection d'une petite turbine à gaz. L'application logicielle est configurable sur site, l'autorisant à être modifiée pour atteindre les exigences spécifiques à chaque site.

Tableau 10:Caractéristique du dispositif de gestion automatique du bloc électrique

Caractéristiques et missions	Image
▪ Contrôle numérique de charge et de vitesse ▪ Statisme, statisme en kW contrôle isochrone ▪ configuration par PC grâce à des logiciels standards ▪ Limitation d'accélération, de décélération : ▪ contrôle de pression du compresseur ▪ limitation de la dérive de vitesse ▪ Transfert de charge sans à coup ▪ limitation de la température ▪ communication par ModBus	

IV.3 Gestion raccordement et distribution électrique

Le couplage et le découplage de la centrale au réseau électrique du 2iE peut se faire de façon automatique et /ou manuelle dans le respect des procédures indiquées à cet effet pour la protection des personnes et des équipements installés.

V. EVALUATION DE L'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET ETUDE A L'ELIGIBILITE AU MDP

Tout projet viable aujourd'hui doit intégrer l'impact sur l'environnement en termes de quantité de CO₂ économisée et de retombées sociétales.

Dans cette partie du travail, nous évaluons la quantité de CO₂ que ce projet permet d'éviter.

a. Evaluation de la quantité de CO₂ évitée dans la combustion

- Pour un fonctionnement classique de la turbine, le combustible est l'élément principal qui apporte la chaleur nécessaire à la chambre de combustion. Il permettra ainsi de faire passer l'air (préchauffé) de 242°C à la température de combustion fixée à 950°C. La quantité de chaleur apportée dans ce cas est évaluée :

$$Q_{\text{apport}} = \dot{m} \times C_p \times (T_s - T_e) \quad (\text{Eq 15})$$

Avec : $\dot{m} = 1,92 \text{ kg/s}$; $T_s = 950^\circ\text{C}$ et $T_e = 242^\circ\text{C}$

$$Q_{\text{apport}} = 1411,2 \text{ kW}$$

- Pour notre système solarisé, l'air (initialement à 242°C) est chauffé par le biais du récepteur à 750°C avant d'entrer dans la chambre de combustion. L'apport solaire est évalué :

$$Q_{\text{sol}} = \dot{m} \times C_p \times (T_s - T_e) \quad (\text{Eq 16})$$

Avec $\dot{m} = 1,92 \text{ kg/s}$; $T_s = 750^\circ\text{C}$ et $T_e = 242^\circ\text{C}$

$$Q_{\text{sol}} = 1024,128 \text{ kW}$$

La quantité de chaleur apportée par le combustible dans ce cas est évaluée :

$$Q_{\text{combustible}} = Q_{\text{apport}} - Q_{\text{sol}} \quad (\text{Eq 17})$$

$$Q_{\text{combustible}} = 387 \text{ kW}$$

En supposant que l'hybridation de la centrale ait un temps journalier de fonctionnement T_{fj} de 9h (08h à 17h) et que le combustible injecté dans la chambre de combustion est le fioul domestique, nous évaluons la masse de fioul évité par l'expression suivante :

$$m_{\text{fioul_évitée}} = Q_{\text{sol}} \times T_{fj} / \text{PCI}_{\text{fioul}} \quad \text{avec } \text{PCI}_{\text{fioul}} = 11,850 \text{ kWh/kg} \quad (\text{Eq 18})$$

$$m_{\text{fioul_évitée}} = 777,8 \text{ kg}$$

D'après de rapport de l'activité 2009 de la SONABEL :

- la production d'un kWh libère environ 0,61 kg de CO₂.
- 0,22 kg de fioul produit en moyenne 1 kWh

La quantité de CO₂ évité par la combustion est évaluée :

$$m_{\text{CO}_2} = \frac{m_{\text{fioul_évitée}}}{0,22} \times 0,61 \quad (\text{Eq 19})$$

$$m_{\text{CO}_2} = 2,56 \text{ t / j}$$

En une année ce sera : $m_{\text{CO}_2} = 787,18 \text{ t}$ économisée

b. Eligibilité au MDP

D'après le cahier de charges qui nous a été soumis pour ce projet, il a été demandé d'évaluer à la suite du calcul de la quantité de CO₂, l'éligibilité du projet au programme **MDP**.

Pour répondre à cette question il est important de faire un bref rappel sur ce qu'est le **MDP** et évaluer si notre projet peut bénéficier ou non des subventions de ce programme.

En effet le terme **MDP** signifie Mécanisme pour le développement propre. Il fait partie des deux mécanismes arrêtés au protocole de **Kyoto** en **1997**. Le **MDP** tout comme le second mécanisme **MOC** (Mise en œuvre conjointe) vise à encourager tout projet luttant contre les émissions du CO₂ dans le monde. Il ressort de ses textes que le prix alloué à 1 tonne de CO₂ évitée est de **10 euros**.

Pour l'éligibilité aux subventions de **MDP**, le projet doit passer par une certification de cabinets spécialisés comme **VERITAS** et **SGS**. Le coût d'étude seulement remonte à **50 000 euros** soit **32 800 000 FCFA**.

La quantité de CO₂ évitée par notre projet est de **787,8 tonnes** par an, équivalent à un coût de **7878 euros** par an, soit **5 167 970 FCFA**.

L'un des critères d'éligibilité au **MDP** est la quantité de CO₂ qu'un projet donné permet d'éviter : tous projets permettant d'éviter environ **5000 tonnes** de CO₂ par an est éligible au MDP. Notre projet économisant seulement **787,8 tonnes** de CO₂, **n'est donc pas éligible au MDP**

VI. ETUDE ECONOMIQUE

Dans cette partie, nous proposons une idée du coût de la centrale.

En effet ne disposant pas du coût des différents éléments servant à la réalisation de tout le système, nous proposons de faire une étude économique en nous appuyant sur des ratios déjà établis.

D'après [22], le coût spécifique de la centrale à tour d'AORA de 100 kWél est 5000\$US/kWél. Celui de PEGASE d'une puissance de 2MWél est évalué à 4000€/kWél. [26]

Pour la détermination du coût de la centrale, nous procédons par une interpolation linéaire dont le schéma suivant donne une illustration.

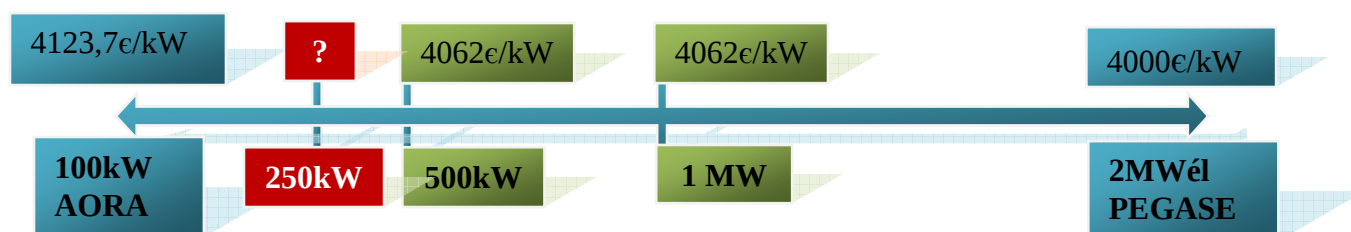


Figure 15: Estimation de coût spécifique de la centrale à tour de Kamboinsé

Selon le schéma d'interpolation suivant, le coût spécifique de l'installation de Kamboinsé serait de 4108€/kWél. **Soit 673.712.000 f CFA.**

NB : Ce prix n'est qu'une estimation de coût. Les ratios que nous avons utilisés tiennent compte d'un système de stockage. Aussi les coûts spécifiques des centrales ne sont pas forcément linéaires; et donc ce coût doit être pris avec beaucoup de réserves.

VII. CONCLUSION

Aux termes de notre étude il convient de noter que la conception d'une centrale solaire à tour s'inscrit comme une solution essentielle à la production électrique décentralisée et à la réduction des émissions des gaz à effets de serres.

Cet outil pourrait être utile à nos pays qui bénéficient d'un ensoleillement normal direct supérieur à 2000 kW/m²/an et qui ont par contre ont des difficultés de transport de l'électricité puisse que les lignes de très haute tension ne sont pas monnaie courante.

Cette étude qui nous a été confiée constitue en soit un prototype de démonstration, et s'inscrit parmi les recherches faites dans plusieurs laboratoires aujourd'hui, pour trouver des solutions liées aux problèmes des énergies dans le monde, principale cause de sous développement en Afrique subsaharienne.

Pour la production de 250 kWél par une centrale à tour sans stockage, notre étude de bout en bout nous a permis de trouver un champ utile d'héliostats de l'ordre de **4263 m²** environ, occupant une superficie totale d'environ 0,61 ha et dont les besoins en eau pour le nettoyage sont évalués à 95 m³/an; un récepteur à air pressurisé en carbure de silicium pouvant supporter un flux maximal de **348 kW/m²**; un bloc électrique muni une micro turbine à gaz pouvant fournir une puissance de 250 kWél. Le système est contrôlé par un superviseur central qui gère à la fois le champ d'héliostats, la production et la distribution de l'électricité sur le réseau.

L'estimation économique de notre projet nous donne un coup d'investissement de l'ordre de **673.712.000 f CFA**.

Nous rappelons que les projections réalisées sur l'estimation du coût ont une valeur indicative et restent tributaires aux aléas du type de technologie utilisé (pas de stockage dans notre cas) et de la capacité de production qui ne peuvent être modélisés dans le cadre des présentes.

Notre projet, outil utile à de nombreux pays subsahariens permet d'économiser 787 tonnes de CO2 par an.

Le principal avantage de ce système comme nous l'avons déjà signalé est qu'il exploite en partie une énergie propre et durable, et contribue de manière conséquente à la lutte contre le changement climatique. Par cette énergie, l'Afrique, principale région qui en dispose en grande quantité, pourra espérer grimper d'un pas d'échelle dans son développement.

Certes, nous sommes conscient de n'avoir pas tout épuisé, mais nous pensons que certaines idées que nous avons émises au cours de ce travail, pourront servir modestement de base à quiconque tentera de faire une étude approfondie en rapport avec ce sujet.

Sachant que toute œuvre humaine, ne manque jamais d'imperfections; nous restons ouverts aux suggestions et critiques, de nos lecteurs, afin d'enrichir nos prochaines publications.

VII. RECOMMANDATIONS -PERSPECTIVES

Au terme de notre travail, nous ne manquerons de faire ressortir certains aspects qui pourront venir en complément de ce document, car nous estimons qu'il est nécessaire de proposer un modèle optimisé pour non seulement profiter au maximum de la ressource solaire mais aussi optimiser l'investissement.

Les données collectées dans la base de données de la NASA ne représentent qu'une approche de l'ensoleillement normal direct de la zone d'implémentation. Toute fois il est primordial de disposer d'une série de données précise et exacte (sur de longues périodes) afin de faire une évaluation solaire beaucoup plus représentative.

Une étude de modélisation et simulation du champ solaire doit être envisagée. Elle permettra par exemple de :

Déterminer les coordonnées exacts (x, y, z) de chaque héliostat.

Déterminer le nombre d'héliostats utile et leurs stratégies de pointages sur le récepteur.

Déterminer la contribution d'un héliostat donné au flux réfléchi sur le récepteur à chaque position du soleil ; en un mot d'avoir les différents comportements du couple champ d'héliostats-récepteur (en prenant en compte les effets d'ombrage, de blocage et les effets cosinus etc.)

Aussi dans l'évaluation économique de ce projet, nous nous sommes basés sur des ratios qui ne rendent pas totalement compte de notre système (sans stockage). A ce niveau, une étude approfondie s'avère nécessaire. Elle pourra donner avec précision et justificatif à l'appui le coût estimatif de notre centrale.

Enfin pour la mise en œuvre de la centrale, il est nécessaire de prévoir des études de génie civil ; c'est-à-dire :

- des études géotechnique pour déterminer le type de sol, la capacité portante sur sol et les différentes stratégies à prévoir pour permettre au sol de pouvoir supporter des différentes charges qui lui seront soumises.(poids de la tour et du bloc électrique ;poids des héliostats et leurs système de suivi automatique du soleil.)
- Une étude topographique est aussi nécessaire afin d'apporter au sol les différentes corrections pour être dans la pente requise pour le champ de miroir (0 à 12°).

La réalisation des différentes idées émises dans ce paragraphe fera de ce document un véritable outil (complet) de démonstration, utile à nos pays qui ont pour la plupart d'énormes difficultés d'énergie électrique mais bénéficiant d'un ensoleillement propice à l'implémentation de centrale solaire thermodynamique.

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages et articles

- [2] : Teske, S. Zervos, A. Schäfer, O. 2007. European Renewable Energy Council (EREC). *Révolution énergétique*. pays bas. Primavera Quint
- [3] : Flèche, B. Delagnes, D. *Energie solaire photovoltaïque - Page 2*
- [4] : Ozalp, N. Kogan, A. Epstein, M. (2009). *Solar decomposition of fossil fuels as an option for sustainability, International Journal of Hydrogen Energy*
- [6] : Haddadi, .2003. *Élaboration d'une Commande pour héliostat*. Laboratoire d'Énergie Solaire Département d'Electronique, Ecole Nationale Polytechnique El Harrach Alger
- [7] : Ferrière, A., Vrinat, M. 2009. *Les centrales à tour*. Université de Perpignan
- [8] : Wei, X. et al, .2009. *A new method for the design of the heliostat field layout for solar tower power plant*
- [9] : Garcia, P .2007. *Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur*. Thèse de doctorat : Université de Perpignan
- [12] : Ferrière, A .2009. *Les technologies solaires à concentration et leurs applications*. Cours : Université de Perpignan
- [16] : Quoilin, S. Mai 2007. *Les centrales solaires à concentration* : Université de Liège. Faculté des sciences appliquées
- [18] : EEA/ICF. Décembre 2008. *Technology Characterization: Microturbines*
- [21] : Schwarzbo, P. et al. 2006. *Solar gas turbine systems: Design, cost and perspectives*
- [23] : Mersier, Cl. 1978, *Les centrales électrosolaires à tour. Optimisation du champ de réflecteurs et application à l'effet de taille du champ*. E.D.F., Département Essais, 6, quai Watier, 78400 Chatou, France
- [24] : Hoffschmidt, B.2003. *SOLMAT & ATS data, Stand und Entwicklungsbedarf der Heliostat-Technology*
- [25] : Gregory J. Kolb, et al, .2007. *Heliostat Cost Reduction Study*.

Sites internet

- [1] www.electron-economy.org
- [5] www.umbel.xf.cz
- [10] :www.ecolo.org
- [11] : <http://fr.wikipedia.org>
- [13] :www.heat2power.net
- [14] : [http://www .alibaba.com](http://www.alibaba.com)
- [15] :<http://www.gensetschina.fr>
- [17] :<http://www.ingersollrind.com>
- [19] : <http://opus.grenet.fr/dokeos/ujf/courses/TMT/documen>
- [20] : www.ecplaza.net
- [22] :www.aora-solar.com
- [26] :www.promes.cnrs.fr/pegase

ANNEXES

Annexe 1: Fournisseurs d'équipements	43
Annexe 2: Champ et récepteur Solaire	46
2.1:Détail de calcul du rendement optique du champ.....	45
2.2:Justification du coefficient d'échange convectif h_{ech}	46
Annexe 3: Bloc électrique	48
3.1 Coût spécifique des turbines et des moteurs dans un système de cogénération.....	47
3.2 Caractéristique techniques de la Micro-turbines ingersoll-rand mt250.....	48
Annexe 4: Les figures.....	51
4.1: Le model du Recepteur en carbure de silicium.....	50
4.2:Autre modèle de turbine à gaz.....	50
Annexe 5: Les résultats de Calcul de la tour métallique	52
5.1: Calculs de poteaux.....	51
5.2: Calculs entretoise.....	53

Annexe 1: Fournisseurs d'équipements

Dans ce travail, nous avons utilisé un turbo-alternateur comme le bloc électrique, néanmoins il est important de donner des informations complémentaires de certains éléments au maître d'ouvrage. A ce titre, nous présentons une liste non-exhaustive de certains fournisseurs.

Tableau 11: Fournisseurs d'alternateur de 250 kWél

Fournisseurs	Lieu/pays	Produits
Fujian Temco Power Industry Co.,Ltd	Fujian, China (Mainland)	Model KFG5D [14] Power (priming 250 kW and 313 kVA)
Fujian Metal & Minerals Import & Export Co.,Ltd	Fujian, China (Mainland)	Model YTA 314E Power (1500rpm/50Hz) 400V 260 kW-325 kVA [14]
Fuan Huanqiu Electric Motor Co.,Ltd	Fujian, China (Mainland)	Model TFW-250 Power : 250 kW-312,5kVa Masse : 980 kg ; $\eta = 92,5\%$ [14]
Guangdong Honny Power-Tech Co.,Ltd	Guangdong, China (Mailand)	Model MGA315-250-4 Power 250 kW-312,5 kVA [14]
Leroy Somer	China	Model MPAL4.1D power 250 kW-312,5kVA [15]

Tableau 12: Fournisseurs de turbo-alternateur

Fournisseurs	Lieu/pays	Produits	Contact
Ingersoll Rand [17]	USA	MT250 Puissance électrique nominale (250kW)	Phone : 603- 430-7000 Email: power@irco.com
Nishaw Machinery International Co, LTD.	Korea (south)	250kW CUMMINS NATURAL GAS GENSET (250kW-312,5 kVA)	Phone: 82-31-874-0375 Fax: 82-31-874-0378 Mobile: 82-16-785-7375 [20]
SCHITT ENERTER	Allemagne	SE-MB-2312-KTA80	Phone. +49(2652)9351810 www.schmitt-enertec.com

Capstone-turbine	USA	-	ddemaret@capstoneturbine.com
TEDOM	République tchèque	-	Phone No.: 568 837 111 info@chp.tedom.cz

Tableau 13: Fournisseur de module de contrôle du bloc électrique

Fournisseurs	Modèles
ICG France	2301D-GT : régulateur de turbine à gaz www.icg-france.com

Tableau 14: Fournisseurs de matériels pour le raccordement au réseau électrique

Produits	Fournisseurs	Modèles
Synchroniseur	ABB- Suisse	Synchrotact - SYN 5302
	ECS www.eservice.de	Serie DSY-100 / DSY1SP
Régulateur de puissance	CHAUVIN ARNOUX - France www.chauvinarnoux.com	THYRITOP 40 avec logiciel de configuration
Transformateur	France transfo-GROUPE SCHNEIDER www.france transfo.com	315 kVA 400/15kV
Coffret de sécurité de l'installation	MICROENER www.microenr.com	Coffret de découplage type <i>GTE 1.4/RE</i>
	Legrand - France	—
	ABB CHAUVIN ARNOUX	

Tableau 15: Laboratoires pour la confection du récepteur à air pressurisé

Fournisseurs	Localisation (Pays)
AORA/ Institut Weisman	Israël
CIEMAT	Espagne
CNRS-PROMES	France
DLR	Allemagne

Tableau 16: Fournisseurs d'héliostats

Fournisseurs	Produits	Coût
ESCOSolar – 40m ²	Héliostats de 40m ²	< 150 €/m ² [24]
Saint Gobin	-	-
SOLMAT & ATS data- 53m ²	Héliostats de 53 m ²	\$151.43/m ² [25]
MBB (Allemagne)	Héliostats de 55-65 m ²	-
Programme de contrôle et de commande		
Laboratoire PROMES	Module de contrôle	-

Tableau 17 : Fournisseurs d'équipements pour la supervision de la centrale solaire

Fournisseurs	Produits	
AREVA	Programme du superviseur central : produits Pacis	
	 Automates IED	 Automates RTU
	Autres accessoires nécessaires	
CHAUVIN ARNOUX :	Centrale de mesure recdigit NODUS	www.chauvin-arnoux.com
	Logiciel de supervision Winthor	

Annexe 2: Champ et récepteur Solaire

2.1 Détail de calcul du rendement optique du champ

Disponibilité des miroirs ρ_{miroir} est fixée à 0,9

Rendement $\eta_{\text{blocage\&ombrage}}$ de blocage et ombrage fixé à 0,95

Rendement $\eta_{\text{interception}}$ d'interception des rayons incidents et réfléchis fixé à 0,90

Rendement $\eta_{\text{Sécondaire}}$ fixé à 0,9

Rendement η_{atm}

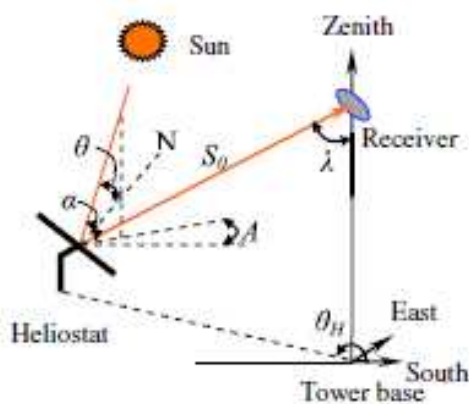
Par définition, $\eta_{\text{atm}} = 0,99321 - 0,0001176 * S_0 + 1,97 * 10^{-8} * S_0^2$ ($S_0 < 1000m$)

Où S_0 est la distance entre l'héliostat et le récepteur solaire [8]

Nous choisissons une distance moyenne $S_0=60m$; on obtient **$\eta_{\text{atm}} = 0,986$**

Rendement η_{cos}

Par définition :

$$\eta_{\text{cos}} = \frac{\sqrt{2}}{2} (\sin\alpha \cos\lambda - \cos(\theta_H - A) \cos\alpha \sin\lambda + 1)^2$$


α : l'angle altitude solaire,

A : l'angle azimut solaire

λ : l'angle entre les rayons réfléchis du centre de l'héliostat et la direction verticale et

θ_H : l'angle azimutal de l'héliostat relatif à la base de la tour.

Figure 16: position de l'héliostat par rapport à la tour –source [8]

La position par rapport à la tour variant d'un héliostat à un autre, nous considérons la moyenne des différents angles cités ci-dessus. Ainsi on considère :

α	A	λ	θ_H
13,5°	40°	45°	30°

On obtient ainsi : **$\eta_{\text{cos}} = 0,96$**

2.2 Justification du coefficient d'échange convectif h_{ech}

D'après [8] , le coefficient d'échange convectif fluide-paroi varie de 10 à 10000 ;

Pour se fixer les idées, nous prenons $h_{ech}=800$

1.3 Efficacité du récepteur

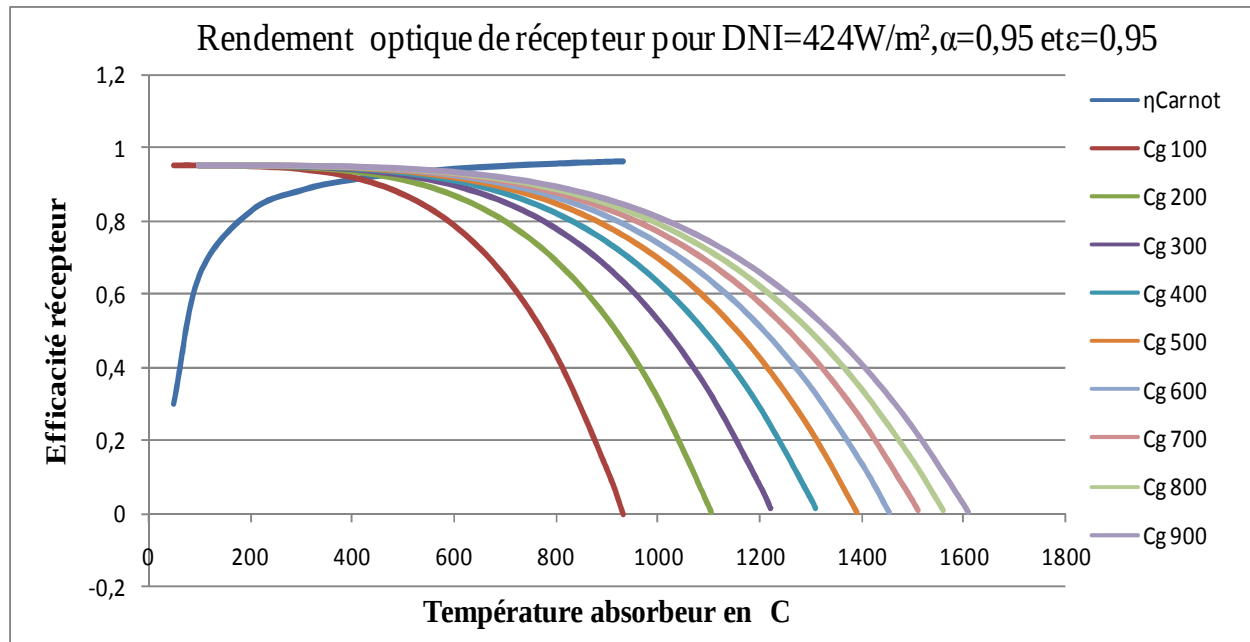


Figure 17: Courbe d'efficacités du récepteur pour $DNI=424W/m^2$

Annexe 3: Bloc électrique

3.1 Coût spécifique des turbines et des moteurs dans un système de cogénération

Tableau 18: Ordre de grandeur des coûts de cogénération-source : IEPF

Technologie	Coût d'investissement (€/kW installé)	Coût d'entretien (€cents/kWh)
Turbine à vapeur	900 – 2100	0,15 - 0,23
Turbine à gaz	400 – 900	0,48 - 0,53
Moteur à gaz	245 – 6800 Formule : $5783 * P^{-0,39}$	0,60 - 3,25 (formule $5,45P^{-0,26}$)
Moteur diesel	550 – 2650	0,44 - 2,66

3.2 Caractéristique techniques de la Micro-turbines ingersoll-rand mt250



Tableau 19:Caractéristiques technique de la micro-turbine retenue

Paramètres	Valeurs
tarifs d'électricité (indiqué dans la norme ISO (15 ° C au niveau de la mer))	
l'efficacité électrique (± 2)	30% sans le compresseur d'appoint 29% avec des compresseurs d'appoint
consommation spécifique de chaleur (Enthalpie standard de formation de vapeur	13 341 kJ / kWh sans compresseur d'appoint 13 800 kJ / kWh du compresseur d'appoint

d'eau)	
consommation spécifique de chaleur (Enthalpie standard de formation de l'eau)	12 006 kJ / kWh sans compresseur d'appoint 12.418 kJ / kWh avec le compresseur d'appoint
L'alimentation électrique (± 15)	Nominale de 250 kW à 15 ° C sans un compresseur d'appoint 242 kW puissance nominale de 15 ° C avec un compresseur d'appoint 300 kW à -17,7 ° C
Tension,	480/400
Fréquence, Hz	60/50
Type de courant	phase variable
Indices de chaleur (les chiffres sont donnés dans la norme ISO)	
Puissance de chauffage (± 15)	263,8-366,3 kW
Exigences de carburant	
La pression d'entrée, en kPa	1379
valeur calorifique, kJ / m ³	13000-93000
Température minimale	1 ° C
Température maximale	46 C ° avec un compresseur d'appoint 66 C ° sans un compresseur d'appoint
Emissions à l'échappement à 100% de charge (gaz naturel)	
NOx	<5 ppmv à 15% O ₂
CO	<5 ppmv à 15% O ₂
COV	<5 ppmv à 15% O ₂
Dimensions	
Poids	5,440 kg
L ; l ; h	L=4,136 m ; l=2,134m h=4,063m

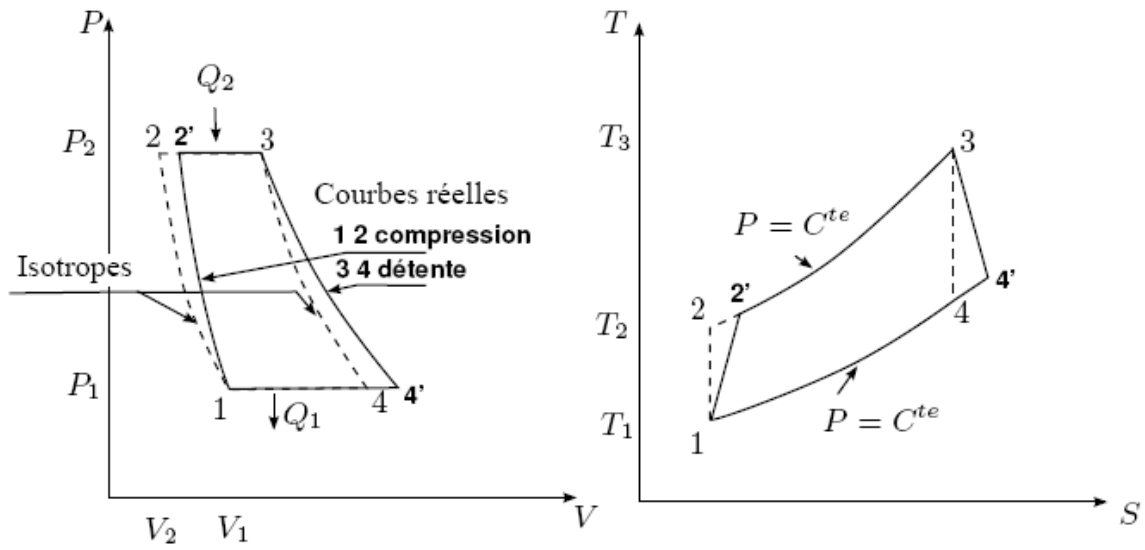


Figure 18: Cycle irréversible de rendement isentropique d'une turbine à gaz

Annexe 4: Les figures

4.1 Le modèle du récepteur en carbure de silicium



Figure 19: Modèle de récepteur pour la centrale à tour de Kamboinsé –source [22]

4.2. Autre modèle de turbine à gaz



Figure 20: Turbine à gaz - Cummins-250 kW

Annexe 5: Les résultats de Calcul de la tour métallique

5.1 Calculs des poteaux

CALCUL DES STRUCTURES ACIER

NORME : CM66

TYPE D'ANALYSE : Vérification des pièces

FAMILLE :

PIECE : 1 POINT : 1 COORDONNEE : $x = 0.79 L = 27.10 \text{ m}$

CHARGEMENTS :

Cas de charge décisif : 8 COMB1 (1+2)*1.35+(3+4+5+6+7)*1.50

MATERIAU :

ACIER $f_y = 235.00 \text{ MPa}$



PARAMETRES DE LA SECTION : HEA 500

ht=49.0 cm

bf=30.0 cm $A_y=138.000 \text{ cm}^2$ $A_z=58.800 \text{ cm}^2$ $A_x=197.538 \text{ cm}^2$

ea=1.2 cm $I_y=86974.800 \text{ cm}^4$ $I_z=10367.100 \text{ cm}^4$ $I_x=336.000 \text{ cm}^4$

es=2.3 cm $W_{ely}=3549.992 \text{ cm}^3$ $W_{elz}=691.140 \text{ cm}^3$

CONTRAINTES : $\text{SigN} = 4910.45/197.538 = 248.58 \text{ MPa}$

$\text{SigFy} = 31410.23/3549.992 = 8847.97 \text{ MPa}$

$\text{SigFz} = 771.84/691.140 = 1116.77 \text{ MPa}$



PARAMETRES DE DEVERSEMENT :

$z=1.00$ $B=1.00$ $D=5.05$ $\text{Sig D}=39.67 \text{ MPa}$

$LD_{sup}=34.13 \text{ m}$ $C=2.45$ $kD=2.00$

PARAMETRES DE FLAMBEMENT :



en y :



en z :

$L_y=34.13 \text{ m}$

$\mu_{uy}=0.32$

$L_z=34.13 \text{ m}$

$\mu_{uz}=0.04$

Lfy=34.13 m kly=99.00 Lfz=34.13 m klz=99.00
Lambda y=162.66 kFy=99.00 Lambda z=471.15 kFz=99.00

FORMULES DE VERIFICATION :

$$k1 \cdot \text{SigN} + kD \cdot kFy \cdot \text{SigFy} + kFz \cdot \text{SigFz} = 99.00 \cdot 248.58 + 2.00 \cdot 99.00 \cdot 8847.97 + 99.00 \cdot 1116.77 = 1888856.19 > 235.00 \text{ MPa} \quad (3.731)$$

$$1.54 \cdot \text{Tauy} = |1.54 \cdot -24.42| = |-37.60| < 235.00 \text{ MPa} \quad (1.313)$$

$$1.54 \cdot \text{Tauz} = |1.54 \cdot -1286.82| = |-1981.71| > 235.00 \text{ MPa} \quad (1.313)$$

DEPLACEMENTS LIMITES



Flèches Non analysé



Déplacements

$$v_x = 10.4 \text{ cm} < v_{x \text{ max}} = L/150.00 = 22.8 \text{ cm} \quad \text{Vérifié}$$

Cas de charge décisif : 2 PERM2

5.2 Calculs entretoises

CALCUL DES STRUCTURES ACIER

NORME : [CM66](#)

TYPE D'ANALYSE : [Vérification des pièces](#)

FAMILLE :

PIECE : 51 POINT : 1 COORDONNEE : x = 0.00 L = 0.00 m

CHARGEMENTS :

*Cas de charge décisif : 8 COMB1 (1+2)*1.35+(3+4+5+6+7)*1.50*

MATERIAU :

ACIER fy = 235.00 MPa



PARAMETRES DE LA SECTION : IPE 120

ht=12.0 cm

bf=12.8 cm Ay=8.064 cm² Az=10.560 cm² Ax=26.420 cm²
ea=0.4 cm Iy=636.000 cm⁴ Iz=326.000 cm⁴ Ix=294.180 cm⁴
es=0.6 cm Wely=106.000 cm³ Welz=50.937 cm³

CONTRAINTES :

$$\text{SigFy} = -3.30/106.000 = -31.10 \text{ MPa}$$



PARAMETRES DE DEVERSEMENT :

PARAMETRES DE FLAMBEMENT :



en y :



en z :

FORMULES DE VERIFICATION :

$$\text{SigFy} = |-31.10| < 235.00 \text{ MPa} \quad (3.212)$$

$$1.54 * \text{Tauz} = 1.54 * 1.56 = 2.40 < 235.00 \text{ MPa} \quad (1.313)$$

DEPLACEMENTS LIMITES



Flèches

$$u_z = 0.8 \text{ cm} < u_z \text{ max} = L/200.00 = 6.0 \text{ cm} \text{ Vérifié}$$

Cas de charge décisif : 1 PERM1



Déplacements Non analysé

Profil correct !!!

CALCUL DES STRUCTURES ACIER

NORME : CM66

TYPE D'ANALYSE : Vérification des pièces

FAMILLE :

PIECE : 52 **POINT :** 1 **COORDONNEE :** x = 0.00 L = 0.00 m

CHARGEMENTS :

Cas de charge décisif : 8 COMB1 (1+2)*1.35+(3+4+5+6+7)*1.50

MATERIAU :

ACIER $f_y = 235.00 \text{ MPa}$



PARAMETRES DE LA SECTION : IPE 120

ht=12.0 cm

bf=12.8 cm $A_y=8.064 \text{ cm}^2$ $A_z=10.560 \text{ cm}^2$ $A_x=26.420 \text{ cm}^2$

ea=0.4 cm $I_y=636.000 \text{ cm}^4$ $I_z=326.000 \text{ cm}^4$ $I_x=294.180 \text{ cm}^4$

es=0.6 cm $W_{ely}=106.000 \text{ cm}^3$ $W_{elz}=50.937 \text{ cm}^3$

CONTRAINTES :

$$\text{SigFy} = -5.30/106.000 = -49.98 \text{ MPa}$$



PARAMETRES DE DEVERSEMENT :

PARAMETRES DE FLAMBEMENT :



en y :



en z :

FORMULES DE VERIFICATION :

$$\text{SigFy} = |-49.98| < 235.00 \text{ MPa} \quad (3.212)$$

$$1.54 * \text{Tauz} = 1.54 * 2.19 = 3.38 < 235.00 \text{ MPa} \quad (1.313)$$

DEPLACEMENTS LIMITES



Flèches

$$u_z = 1.5 \text{ cm} < u_z \text{ max} = L/200.00 = 6.0 \text{ cm} \text{ Vérifié}$$

Cas de charge décisif : 1 PERM1



Déplacements Non analysé

Profil correct !!!

CALCUL DES STRUCTURES ACIER

NORME : **CM66**

TYPE D'ANALYSE : **Vérification des pièces**

FAMILLE :

PIECE : 54 **POINT :** 1 **COORDONNEE :** x = 0.00 L = 0.00 m

CHARGEMENTS :

Cas de charge décisif : 8 COMB1 (1+2)*1.35+(3+4+5+6+7)*1.50

MATERIAU :

ACIER $f_y = 235.00 \text{ MPa}$



PARAMETRES DE LA SECTION : IPE 120

ht=12.0 cm

bf=12.8 cm $A_y=8.064 \text{ cm}^2$ $A_z=10.560 \text{ cm}^2$ $A_x=26.420 \text{ cm}^2$

ea=0.4 cm $I_y=636.000 \text{ cm}^4$ $I_z=326.000 \text{ cm}^4$ $I_x=294.180 \text{ cm}^4$

es=0.6 cm $W_{ely}=106.000 \text{ cm}^3$ $W_{elz}=50.937 \text{ cm}^3$

CONTRAINTES :

$\text{SigFy} = -3.30/106.000 = -31.10 \text{ MPa}$



PARAMETRES DE DEVERSEMENT :

PARAMETRES DE FLAMBEMENT :



en y :



en z :

FORMULES DE VERIFICATION :

$\text{SigFy} = | -31.10 | < 235.00 \text{ MPa}$ (3.212)

$1.54 * \text{Tauz} = 1.54 * 1.56 = 2.40 < 235.00 \text{ MPa}$ (1.313)

DEPLACEMENTS LIMITES



Flèches

$u_z = 0.8 \text{ cm} < u_z \text{ max} = L/200.00 = 6.0 \text{ cm}$ Vérifié

Cas de charge décisif : 1 PERM1



Déplacements Non analysé

Profil correct !!!

CALCUL DES STRUCTURES ACIER

NORME : CM66

TYPE D'ANALYSE : Vérification des pièces

FAMILLE :

PIECE : 55 POINT : 1 COORDONNEE : $x = 0.00$ $L = 0.00$ m

CHARGEMENTS :

Cas de charge décisif : 8 COMB1 (1+2)*1.35+(3+4+5+6+7)*1.50

MATERIAU :

ACIER $f_y = 235.00$ MPa



PARAMETRES DE LA SECTION : IPE 120

ht=12.0 cm

bf=12.8 cm $A_y=8.064$ cm² $A_z=10.560$ cm² $A_x=26.420$ cm²

ea=0.4 cm $I_y=636.000$ cm⁴ $I_z=326.000$ cm⁴ $I_x=294.180$ cm⁴

es=0.6 cm $W_{ely}=106.000$ cm³ $W_{elz}=50.937$ cm³

CONTRAINTES :

$\text{SigFy} = -5.30/106.000 = -49.98$ MPa



PARAMETRES DE DEVERSEMENT :

PARAMETRES DE FLAMBEMENT :



en y :



en z :

FORMULES DE VERIFICATION :

$\text{SigFy} = |-49.98| < 235.00$ MPa (3.212)

$1.54 * \text{Tauz} = 1.54 * 2.19 = 3.38 < 235.00$ MPa (1.313)

DEPLACEMENTS LIMITES



Flèches

$uz = 1.5 \text{ cm} < uz_{\text{max}} = L/200.00 = 6.0 \text{ cm}$ Vérifié

Cas de charge décisif : 1 PERM1



Déplacements Non analysé

Profil correct !!!

CALCUL DES STRUCTURES ACIER

NORME : CM66

TYPE D'ANALYSE : Vérification des pièces

FAMILLE :

PIECE : 56 **POINT :** 3 **COORDONNEE :** $x = 0.50 L = 6.00 \text{ m}$

CHARGEMENTS :

Cas de charge décisif : 8 COMB1 $(1+2)*1.35+(3+4+5+6+7)*1.50$

MATERIAU :

ACIER $f_y = 235.00 \text{ MPa}$



PARAMETRES DE LA SECTION : IPE 120

$ht = 12.0 \text{ cm}$

$bf = 12.8 \text{ cm}$ $A_y = 8.064 \text{ cm}^2$ $A_z = 10.560 \text{ cm}^2$ $A_x = 26.420 \text{ cm}^2$

$ea = 0.4 \text{ cm}$ $I_y = 636.000 \text{ cm}^4$ $I_z = 326.000 \text{ cm}^4$ $I_x = 294.180 \text{ cm}^4$

$es = 0.6 \text{ cm}$ $W_{ely} = 106.000 \text{ cm}^3$ $W_{elz} = 50.937 \text{ cm}^3$

CONTRAINTES :

$\text{SigFy} = 2.45/106.000 = 23.07 \text{ MPa}$



PARAMETRES DE DEVERSEMENT :

PARAMETRES DE FLAMBEMENT :



en y :



en z :

FORMULES DE VERIFICATION :

$$\text{SigFy} = 23.07 < 235.00 \text{ MPa} \quad (3.212)$$

$$1.54 * \text{Tauz} = |1.54 * -0.30| = |-0.46| < 235.00 \text{ MPa} \quad (1.313)$$

DEPLACEMENTS LIMITES



Flèches

$$u_z = 2.2 \text{ cm} < u_z \text{ max} = L/200.00 = 6.0 \text{ cm} \text{ Vérifié}$$

Cas de charge décisif : 1 PERM1



Déplacements Non analysé

Profil correct !!!

CALCUL DES STRUCTURES ACIER

NORME : CM66

TYPE D'ANALYSE : Vérification des pièces

FAMILLE :

PIECE : 69 POINT : 1 COORDONNEE : $x = 0.00$ $L = 0.00$ m

CHARGEMENTS :

Cas de charge décisif : 8 COMB1 (1+2)*1.35+(3+4+5+6+7)*1.50

MATERIAU :

ACIER $f_y = 235.00$ MPa



PARAMETRES DE LA SECTION : IPE 120

$$h_t = 12.0 \text{ cm}$$

$$b_f = 12.8 \text{ cm} \quad A_y = 8.064 \text{ cm}^2 \quad A_z = 10.560 \text{ cm}^2 \quad A_x = 26.420 \text{ cm}^2$$

$$e_a = 0.4 \text{ cm} \quad I_y = 636.000 \text{ cm}^4 \quad I_z = 326.000 \text{ cm}^4 \quad I_x = 294.180 \text{ cm}^4$$

$$e_s = 0.6 \text{ cm} \quad W_{ely} = 106.000 \text{ cm}^3 \quad W_{elz} = 50.937 \text{ cm}^3$$

CONTRAINTES :

$$\text{SigFy} = -7.26/106.000 = -68.46 \text{ MPa}$$



PARAMETRES DE DEVERSEMENT :

PARAMETRES DE FLAMBEMENT :



en y :



en z :

FORMULES DE VERIFICATION :

$$\text{SigFy} = |-68.46| < 235.00 \text{ MPa} \quad (3.212)$$

$$1.54 * \text{Tauz} = 1.54 * 2.36 = 3.63 < 235.00 \text{ MPa} \quad (1.313)$$

DEPLACEMENTS LIMITES



Flèches

$$u_z = 0.5 \text{ cm} < u_z \text{ max} = L/200.00 = 4.2 \text{ cm} \text{ Vérifié}$$

Cas de charge décisif : 1 PERM1



Déplacements Non analysé

Profil correct !!!

CALCUL DES STRUCTURES ACIER

NORME : CM66

TYPE D'ANALYSE : Vérification des pièces

FAMILLE :

PIECE : 70 **POINT :** 3 **COORDONNEE :** x = 1.00 L = 8.49 m

CHARGEMENTS :

Cas de charge décisif : 8 COMB1 (1+2)*1.35+(3+4+5+6+7)*1.50

MATERIAU :

ACIER $f_y = 235.00 \text{ MPa}$



PARAMETRES DE LA SECTION : IPE 120

ht=12.0 cm

bf=12.8 cm $A_y=8.064 \text{ cm}^2$ $A_z=10.560 \text{ cm}^2$ $A_x=26.420 \text{ cm}^2$

ea=0.4 cm $I_y=636.000 \text{ cm}^4$ $I_z=326.000 \text{ cm}^4$ $I_x=294.180 \text{ cm}^4$

es=0.6 cm $W_{ely}=106.000 \text{ cm}^3$ $W_{elz}=50.937 \text{ cm}^3$

CONTRAINTES :

$$\text{SigFy} = -7.26/106.000 = -68.46 \text{ MPa}$$



PARAMETRES DE DEVERSEMENT :

PARAMETRES DE FLAMBEMENT :



en y :



en z :

FORMULES DE VERIFICATION :

$$\text{SigFy} = |-68.46| < 235.00 \text{ MPa} \quad (3.212)$$

$$1.54 * \text{Tau}_{\text{uz}} = |1.54 * -2.36| = |-3.63| < 235.00 \text{ MPa} \quad (1.313)$$

DEPLACEMENTS LIMITES



Flèches

$$u_z = 0.5 \text{ cm} < u_z \text{ max} = L/200.00 = 4.2 \text{ cm} \text{ Vérifié}$$

Cas de charge décisif : 1 PERM1



Déplacements Non analysé

Profil correct !!!

CALCUL DES STRUCTURES ACIER

NORME : CM66

TYPE D'ANALYSE : Vérification des pièces

FAMILLE :

PIECE : 71 **POINT :** 3 **COORDONNEE :** x = 1.00 L = 8.49 m

CHARGEMENTS :

Cas de charge décisif : 8 COMB1 (1+2)*1.35+(3+4+5+6+7)*1.50

MATERIAU :

ACIER $f_y = 235.00 \text{ MPa}$



PARAMETRES DE LA SECTION : IPE 120

ht=12.0 cm

bf=12.8 cm $A_y=8.064 \text{ cm}^2$ $A_z=10.560 \text{ cm}^2$ $A_x=26.420 \text{ cm}^2$

ea=0.4 cm $I_y=636.000 \text{ cm}^4$ $I_z=326.000 \text{ cm}^4$ $I_x=294.180 \text{ cm}^4$

es=0.6 cm $W_{ely}=106.000 \text{ cm}^3$ $W_{elz}=50.937 \text{ cm}^3$

CONTRAINTES :

$$\text{SigFy} = -7.26/106.000 = -68.46 \text{ MPa}$$



PARAMETRES DE DEVERSEMENT :

PARAMETRES DE FLAMBEMENT :



en y :



en z :

FORMULES DE VERIFICATION :

$$\text{SigFy} = |-68.46| < 235.00 \text{ MPa} \quad (3.212)$$

$$1.54 * \text{Tau}_{uz} = |1.54 * -2.36| = |-3.63| < 235.00 \text{ MPa} \quad (1.313)$$

DEPLACEMENTS LIMITES



Flèches

$$u_z = 0.5 \text{ cm} < u_z \text{ max} = L/200.00 = 4.2 \text{ cm} \text{ Vérifié}$$

Cas de charge décisif : 1 PERM1



Déplacements Non analysé

Profil correct !!!