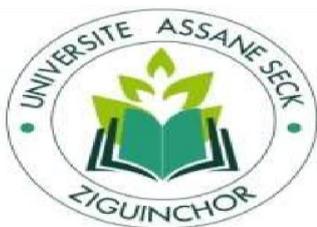


UNIVERSITE ASSANE SECK DE ZIGUINCHOR



UFR SCIENCES ET TECHNOLOGIES

Département de Physique

Mention : Physique et Applications

Mémoire de Master

Spécialité : Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique

Option : Énergie Solaire Thermique

Thème

**DIMENSIONNEMENT D'UNE MINI-CENTRALE SOLAIRE
THERMODYNAMIQUE A DINDIFELO DANS LA CONCESSION KTK (KAFFRINE-
TAMBACOUNDA-KEDOUGOU)**

Présenté et soutenu publiquement par

Omar SYLLA

Le 10/ 06/ 2024 devant le jury composé de :

Nom Prénom	Grade	Qualité	Établissement
NDIAYE Lat Grand	Professeur Titulaire	Président	UASZ
TINE Modou	Maitre-Assistant	Rapporteur	UASZ
THIAME Moustapha	Maitre de Conférences (CAMES)	Examineur	UASZ
DIAKHATE Amadou	Ingénieur	Directeur de stage	ERA/TAMBACOUNDA
SENE Mouhamed Moustapha	Ingénieur	Maitre de stage	ERA/TAMBACOUNDA
THIAO Serigne	Maitre-Assistant	Encadrant	UASZ
KOBOR Diouma	Professeur Titulaire	Superviseur	UASZ

Dédicace

À ma famille, particulièrement à ma mère et mon père je leurs dédie ce mémoire et leurs témoigne toute ma gratitude et mon affection envers eux.

À mes grands-parents qui nous ont quitté, je leurs remercie pour tout.

À maman Mariama MANGA pour son engagement et sa disponibilité pour ses étudiants.

À Imam SANE pour l'enseignement et les valeurs qu'il m'a transmis.

J'aimerais exprimer ma gratitude envers :

Mes chers camarades de faculté et tous les étudiants de notre promotion MIER, avec qui j'ai passé des années académiques qui ont marqué mon séjour à Ziguinchor.

Je leur exprime ma profonde gratitude et je leur souhaite beaucoup de réussite dans leurs projets.

À toutes les personnes qui ont contribués à la production et à la qualité de ce mémoire.

Un grand merci à ces personnes.

Rendez-vous au sommet.

Remerciements

Merci à Allah, le tout-puissant, le tout-miséricordieux, qui nous a donné le courage d'atteindre cet objectif aujourd'hui. Je tiens également à exprimer ma gratitude envers l'entreprise Energie Rurale Africaine (ERA) pour m'avoir accueilli pendant ces mois de stage et pour m'avoir offert la chance de découvrir le métier d'ingénieur en énergies renouvelables grâce à des missions très captivantes et organisées.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance envers M. Amadou DIAKHATE, le Directeur Technique de ERA, qui m'a encouragé à concrétiser ce projet grâce à sa rigueur. Qu'il puisse trouver dans ces résultats modestes une récompense adéquate pour ses efforts. Je tiens à exprimer ma gratitude envers M. Mouhamed Moustapha SENE, mon superviseur de stage, qui a apporté une contribution positive à la qualité de ce mémoire grâce à son engagement. J'exprime également ma gratitude envers M. Léopold FAYE, le Directeur General et le reste du personnel de la direction générale d'ERA pour avoir instauré un environnement de fraternité et surtout de professionnalisme qui a favorise le bon déroulement des opérations. J'exprime ma gratitude envers mon Directeur de mémoire, le Dr Serigne THIAO, pour son soutien et son accompagnement dans cette situation.

J'exprime ma gratitude au président de jury le Pr. Lat Grand NDIAYE, ainsi que les membres examinateurs à savoir le Pr. Moustapha THIAME, le Dr. Modou TINE et le Pr. Diouma KOBOR pour leur évaluation de ce mémoire.

Je remercie le Pr. Moustapha THIAME, responsable du Département de Physique et le Pr. Lat Grand NDIAYE, coordonnateur du Master Interuniversitaire en Energies Renouvelables et Efficacité Energétique/Ziguinchor (MIER/Z) pour leur soutien et leur engagement tout au long de nos années universitaires.

J'exprime ma gratitude et mes félicitations envers les professeurs qui ont participé à la formation tels que Pr. D KOBOR, Dr. S THIAO, Pr. M THIAME, Dr. M TINE, Pr. A NDIAYE, Dr. J.S DIATTA, Dr. HIMBANE, M. B MAZY, Pr. A THIAM.

ALHAMDYOU LILLAH !!!

Résumé

Le Sénégal, étant un pays en voie de développement, ne se voit pas émerger avec un faible pourcentage d'électrification particulièrement en milieu rural. Aujourd'hui la nouvelle orientation de la politique énergétique du pays met l'accent sur l'utilisation des énergies renouvelables surtout sur le solaire. C'est dans cette optique que le gouvernement du Sénégal a divisé le territoire national en Concessions d'Electrification Rurale (CER) dont l'entreprise Energie Rurale Africaine (ERA). Ainsi ces CER sont les responsables de l'exploitation et de la maintenance des centrales d'approvisionnement en électricité. L'entreprise ERA étant dans l'obligation de satisfaire ses clients, nous offre un stage de fin étude tout en réfléchissant sur le solaire thermodynamique. Ce dernier est un autre moyen de production d'électricité que l'entreprise ERA pourrait exploiter en plus de ses centrales solaires photovoltaïques et son raccordement au réseau HTA de la SENELEC d'où le sujet de ce mémoire. L'objectif principal de ce mémoire est de faire une étude de faisabilité technique et économique d'une centrale solaire thermodynamique dans la concession KTK (KAFFRINE-TAMBACOUNDA-KEDOUGOU) plus précisément dans la région de KEDOUGOU. L'étude technique nous a permis d'étudier les paramètres et les facteurs à contrôler ainsi que les équipements nécessaires pour une bonne mise en place de la centrale et elle est accompagnée d'une simulation numérique de données par le biais d'un logiciel. Pour l'étude financière, elle a permis d'évaluer le coût du projet, celui de l'énergie et le retour sur investissement initial. A l'issue de ce travail de mémoire, nous avons permis à l'entreprise ERA d'avoir une idée claire sur l'utilisation du solaire thermodynamique comme étant un moyen de production d'électricité dans le but d'augmenter son approvisionnement pour satisfaire la demande de sa clientèle.

Mots clés : potentiel solaire, centrale solaire thermodynamique, étude technique, étude financière

Abstract

Senegal, being a developing country, does not see itself emerging with a low percentage of electrification, particularly in rural areas. Today the new direction of the country's energy policy emphasizes the use of renewable energies, especially solar. It is with this in mind that the government of Senegal has divided the national territory into Rural Electrification Concessions (REC) including the company African Rural Energy (ERA). These RECs are therefore responsible for the operation and maintenance of electricity supply plants. The company ERA, being obliged to satisfy its customers, is offering us an end-of-study internship while reflecting on thermodynamic solar power. The latter is another means of producing electricity that the ERA company could exploit in addition to its photovoltaic solar power plants and its connection to the SENELEC MV network, hence the subject of this dissertation. The main goal of this dissertation is to carry out a technical and economic feasibility study of a thermodynamic solar power plant in the KTK concession (KAFFRINE-TAMBACOUNDA-KEDOUGOU) more precisely in the KEDOUGOU region. The technical study allowed us to study the parameters and factors to be controlled as well as the equipment necessary for the proper installation of the plant and it is accompanied by a digital simulation of data using software. The financial study showed the cost of the project, that of energy and the return on initial investment. This dissertation will allow ERA company to have a clear idea of the use of thermodynamic solar power as a means of producing electricity with the aim of increasing its supply to satisfy the demand of its customers.

Keywords: solar potential, thermodynamic solar power plant, technical study, financial study

Table des matières

<i>Dédicace</i>	i
Remerciements	ii
Résumé	iii
Abstract	iv
Liste des tableaux	viii
Liste des figures	ix
Liste des abréviations	x
Introduction générale.....	1
Contexte et enjeux	1
Problématique.....	2
Objectifs	2
CHAPITRE 1 : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE ERA.....	4
Introduction	5
1.1 Mission d'ERA.....	5
1.2. Objectif d'ERA	5
1.3 Organigramme.....	6
Conclusion.....	6
CHAPITRE 2 : GENERALITES SUR LES CENTRALES SOLAIRES THERMODYNAMIQUES	7
Introduction	8
2.1 Potentiel solaire au Sénégal.....	8
2.2 Définition d'une centrale solaire thermodynamique	10
2.3 Les concentrateurs solaires.....	11
2.3.1 Collecteurs cylindro-paraboliques	11
2.3.2 Collecteurs linéaires de Fresnel	12
2.3.3 Centrale à tour	13
2.3.4 Collecteurs paraboliques.....	14
2.4 Les fluides caloporteurs	15
2.4.1 L'eau liquide.....	16
2.4.2 Les sels fondus.....	16
2.4.3 L'huile minérale (huile de synthèse)	16
2.5 La chaudière à tubes d'eau	16
2.5.1 Définition.....	16
2.5.2 Fonctionnement de la chaudière (évaporateur).....	17

2.6 La turbine	17
2.6.1 Définition turbine à vapeur	17
2.6.2 Fonctionnement d'une turbine à vapeur	18
2.7 L'alternateur	18
2.7.1 Définition.....	18
2.7.2 Constitution d'un alternateur	18
2.8 Le condenseur	19
2.9 La pompe.....	19
2.10 Les pertes optiques du champ héliostatique	19
2.10.1 Pertes par l'effet cosinus.....	19
2.10.2 Pertes par l'effet d'ombrage et blocage	19
2.10.3 Pertes par l'effet atmosphérique	19
2.10.4 Pertes par l'effet d'interception	19
Conclusion.....	20
CHAPITRE 3 : DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES COMPOSANTS DE LA MINI-CENTRALE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE.....	21
Introduction	22
3.1 Localisation et justification de la mini-centrale	22
3.2 Impacts environnementaux et socio-économiques de la mini-centrale sur le site	23
3.2.1 Impacts environnementaux	23
3.2.2 Impacts socio-économiques.....	24
3.3 Les mesures d'atténuation des impacts	24
3.4 Etude technique	24
3.4.1 Détermination des besoins énergétiques.....	24
3.4.2 Principe de fonctionnement de la mini-centrale solaire thermodynamique	29
3.4.3 Bilan énergétique	30
3.4.5 Choix des composants de la mini-centrale	35
3.5 Résultats de la simulation numérique.....	36
3.5.1 Présentation du logiciel EES (Engineering Equation Solver)	36
3.5.2 Analyse des résultats	36
3.6 Etude financière.....	41
3.6.1 Détermination des coûts de la mini-centrale	41
3.6.1.1 L'investissement initial	41
3.6.1.2 La maintenance de la mini-centrale	41
3.6.1.3 Les divers	41

3.6.1.4 Les coûts totaux du projet	41
3.6.2 La rentabilité du projet	42
3.6.2.1 Détermination du prix du kWh	42
3.6.2.2 Le délai de récupération du capital investi (DRC).....	42
3.6.2.3 La facturation de l'énergie électrique (FEE).....	42
3.6.3 Financement du projet	43
Conclusion.....	43
Conclusion générale	44
Bibliographie	I
Annexe	III

Liste des tableaux

Tableau 1: Potentiel solaire de la région de Kédougou.....	10
Tableau 2: Potentiel solaire de la région de Tambacounda.....	10
Tableau 3: Potentiel solaire de la région de Kaffrine.....	10
Tableau 4: Récapitulatif de l'irradiation normale directe des trois régions.....	10
Tableau 5: Comparaison des quatre types de concentrateurs [11].....	15
Tableau 6: Potentiel solaire de Dindéfello.....	22
Tableau 7: Estimation de la consommation du village en 2026.....	25
Tableau 8: Consommation des clients productifs de 2023 en 2026.....	26
Tableau 9: consommation des clients sociaux de 2023 en 2026.....	27
Tableau 10: consommations des clients du village de 2023 en 2026.....	27
Tableau 13: Données techniques du Siemens SST-040.....	32
Tableau 14: Les composants de la centrale.....	36
Tableau 15: Estimation du coût total du projet.....	
Tableau 16: Facturation de l'énergie électrique.....	43
Tableau 17: Estimation de l'investissement initial.....	III
Tableau 18: Estimation du coût annuel ou fond de roulement.....	IV

Liste des figures

Figure 1:Logo ERA (source ERA Tambacounda)	5
Figure 2:Organigramme ERA (source ERA Tambacounda)	6
Figure 3:Repartition du potentiel électrique photovoltaïque du Sénégal de 1994 à 2018(<<Atlas Solaire Mondial>> s.d)	9
Figure 4: Schéma du miroir [5]	11
Figure 5: Tube récepteur du capteur cylindro-parabolique [6]	12
Figure 6: Technologie cylindro-parabolique [4]	12
Figure 7: Technologie Miroir de Fresnel [4].....	13
Figure 8: Technologie Tour-Héliostats [4].....	13
Figure 9: Technologie Parabole-Sterling [4].....	14
Figure 10: Répartition mondiale des centrales solaires thermodynamiques[10]	15
Figure 11: Localisation de Dindéfello sur la carte de Kédougou (source : ERA Tambacounda)	23
Figure 12: Parts des clients du village en 2023	28
Figure 13: Profil de charges du village ($p=f(t)$)	28
Figure 14: Schéma de principe	30
Figure 15:Turboalternateur à vapeur SST-040 de Siemens [18].....	32
Figure 16:Variation du rendement du cycle ORC en fonction du débit du fluide ORC	37
Figure 17:Nombre de collecteurs en fonction du DNI.....	37
Figure 18:Variations des rendements du cycle ORC et récepteur en fonction de la température de l'air de l'évaporateur.....	38
Figure 19:Variations des rendements du cycle et du récepteur en fonction de la pression de condensation.....	39
Figure 20:Variations des puissances de la turbine, du récepteur et de l'évaporateur en fonction de la pression d'évaporation	39
Figure 21:Diagramme T-s du fluide R245fa	40
Figure 22: Superficie de la concession d'ERA	III

Liste des abréviations

AEME :	Agence pour l'Economie et la Maitrise de l'Energie
AGR :	Activité Génératrice de Revenus
ANER :	Agence Nationale pour les Energies Renouvelables
ASER :	Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
BP :	Basse Pression
CC :	Cycles Combinés
CER :	Concession d'Electrification Rurale
CRSE :	Commission de Régulation du Secteur de l'Energie
EDF :	Electricité de France
EnR :	Energies Renouvelables
ERA :	Energie Rurale Africaine
FEE :	Facturation de l'Energie Electrique
FSE :	Fond Spécial de Soutien au Secteur de l'Energie
GES :	Gaz à Effet de Serre
GWP:	Global Warming Power
HP:	Haute Pression
HTA:	Haute Tension catégorie A
MS :	Moteur Sterling
MT :	Moyenne Tension
ORC :	Organic Rankine Cycle
PNUER :	Programme National d'Urgence d'Electrification Rurale
PUDC :	Programme d'Urgence de Développement Communautaire
PV :	Photovoltaïque
SENELEC :	Société Nationale d'Electricité
TG :	Turbine à Gaz
TV :	Turbine à Vapeur

Introduction générale

Le développement industriel et l'augmentation des appareils électriques du 21^{ème} siècle sont à l'origine de l'accroissement des besoins énergétiques au monde. En effet, la plus grande partie de cet accroissement est supportée par fuel, le pétrole, le charbon de bois, le gaz naturel.... Ce qui aura impact considérable sur le prix de l'énergie. Au Sénégal, le secteur de l'énergie est responsable de la pollution atmosphérique et des dernières années de l'impact des changements climatiques sur l'humanité. En plus de cela, il y a une demande élevée d'énergie, causée d'une part par le réchauffement climatique. C'est pourquoi les énergies renouvelables (EnR) sont utilisées afin d'accroître la production énergétique tout en tenant compte de la préservation de l'environnement. Pour faire face à ce défi, la politique énergétique du Sénégal suit la voie établie lors du protocole de Kyoto et des accords de la COP 21 à Paris, afin de favoriser un développement important des énergies vertes. L'application de cette convention a été effective le 4 novembre 2016. Le l'Etat du Sénégal a élaboré une stratégie visant à « solutionner les problèmes liés à l'énergie, en faisant recours cadre aux EnR pour multiplier les moyens de production de l'énergie ». Le potentiel des énergies renouvelables au Sénégal est considérable, y compris le solaire, la biomasse, l'éolien et l'hydraulique. Toutefois, il demeure extrêmement difficile d'accéder aux services énergétiques essentiels tels que la chaleur pour la cuisson, l'éclairage, la force motrice et la réfrigération, en particulier en milieu rural. De plus les exigences électriques du pays augmentent chaque jour, ce qui rend la Société Nationale de l'Electricité (SENELEC) incapable de répondre de manière satisfaisante à la demande. De plus, les problèmes de financement au niveau du secteur de l'électricité montrent que la seule présence du gouvernement du Sénégal ne peut pas satisfaire la demande énergétique des populations. C'est pourquoi le secteur de l'énergie a été libéralisé en vertu du code de l'électricité par la loi numéro 2002-01 du 10 janvier 2002. Dès lors, une politique de programmes prioritaires pour électrifier les zones rurales dénommée Concession d'Electrification Rurale (CER) a été mise en place. En effet, le pays est subdivisé en dix CER qui sont attribuées à des entreprises privées. Ces entreprises sont tenues de faire des études de faisabilité, sont responsables de la réception et l'installation des matériels de production, la maintenance, le renouvellement, l'évaluation du prix de l'énergie et le management des clients [1].

Contexte et enjeux

Au Sénégal, la plus part de l'énergie utilisée est issue des sources comme le pétrole, le charbon de bois, pour lesquelles une consommation excessive menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée par des changements climatiques. Les problèmes de l'heure sont

de taille. Pour résoudre ces difficultés, il y a une bonne utilisation des gisements naturels par le biais de la transition énergétique à savoir la promotion des énergies renouvelables. Aujourd'hui au Sénégal par le biais de la transition énergétique, la croissance et l'installation des énergies renouvelables et notamment celle issue du soleil sont pris en compte par l'ANER qui est une structure de l'Etat pour une indépendance énergétique, gage (socle) d'une croissance économique de toute nation. Les centrales solaires thermodynamiques constituent aussi un moyen de production d'énergie pour une indépendance énergétique aux pays à fort ensoleillement. C'est dans cette optique que depuis son fondation, l'entreprise ERA gère et commercialise l'électricité générée par les centrales solaires photovoltaïques installées dans les villages. Dans le contexte des initiatives gouvernementales soutenant la stratégie de relance des EnR, ERA se propose d'installer une mini-centrale solaire thermodynamique dans un village à Kédougou ; d'où ce sujet de ce mémoire.

Problématique

En dépit de la capacité des centrales solaires thermodynamiques à fournir une énergie électrique, la question à laquelle notre recherche cherchera à répondre est celle suivante :

Comment faire l'évaluation technique et économique de la mini-centrale à Dindifelo pour ERA.

Objectifs

❖ Objectif général

L'objectif de ce mémoire est de mettre en place une stratégie performante qui va permettre à ERA d'être indépendante dans la génération et l'approvisionnement de l'énergie électrique, en réponse aux tarifs imposés par la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE) à l'égard des CER. Après l'installation de la mini-centrale, ERA pourra utiliser sa filiale de production pour produire de l'électricité et vendre le kilowattheure à un coût abordable.

❖ Objectifs spécifiques

- Faire l'étude technique du dimensionnement ;
- Faire l'étude financière et voir la rentabilité de la mini-centrale.

Pour atteindre ces objectifs, ce mémoire sera subdivisé en trois chapitres comme suit :

Dans le chapitre premier, on parlera de la présentation de l'entreprise ERA.

Au niveau du deuxième chapitre, on parlera des généralités sur les centrales solaires thermodynamiques.

Le troisième chapitre sera consacré au dimensionnement de la mini-centrale solaire thermodynamique de manière plus détaillée. Ceci consiste à voir la faisabilité du projet du

point de vue technique et sa rentabilité du point de vue financier. On présentera aussi des résultats et discussions.

CHAPITRE 1 : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE ERA

Introduction

ERA (Energie Rurale Africaine SA) est une entreprise spécialisée dans le domaine de l'électrification rurale. Par les arrêtés ministériels N°03964/MEM/CRSE et N°03965/MEM/CRSE du 29/05/2012, l'Etat du Sénégal lui a confié la responsabilité d'assurer la distribution en électricité des populations rurales de sa zone d'intervention pendant une période de 25 ans. La superficie de la concession est d'environ 25% du territoire national, soit une superficie de 55.000 km². Elle englobe trois (3) régions et neuf (9) départements (seuls les départements de Koumpentoum et Tambacounda sont couverts dans la région de Tambacounda). Au total, 59 communes regroupant 2272 localités sont desservies, représentant une population de d'environ 800 000 habitants. Aujourd'hui ERA gère plus de 20 000 ménages sur plus de 400 localités dont une soixantaine composée de centrales solaires hors réseau.



Figure 1: Logo ERA (source ERA Tambacounda)

1.1 Mission d'ERA

Dans le contexte d'un partenariat public-privé avec l'Etat du Sénégal, ERA est chargée de répondre aux besoins essentiels en services électriques des populations rurales (éclairage, accès aux moyens de communication audio-visuels). De plus, ERA doit garantir une offre de services électriques adaptés au développement des usagers sociaux et productifs grâce à un partenariat public-privé.

1.2. Objectif d'ERA

Pour parvenir à ses objectifs, ERA met en place les matériels les plus adaptés aux villages (construction de lignes à moyenne tension connectées au réseau SENELEC, installation de mini-centrales solaires dans les villages). Dans le cadre de programmes spécifiques tels que le PUDC, le PNUER et 300 villages GAUFF-ASER, l'Etat du Sénégal transfère également des matériels et des villages électrifiés à ERA. L'entreprise a commencé à opérer en 2014. En avril 2020, l'entreprise fournit des services dans plus de 400 villages de la concession et a plus de 11 632 usagers productifs et domestiques. Actuellement, ERA l'entreprise fournit plus de 18 470 usagers en service et 2573 usagers sont en attente selon la plateforme Pro ERA.

1.3 Organigramme

L'organigramme de la société est donné par la figure ci-dessous.

ANNEXE : Organigramme ERA horizon 2025

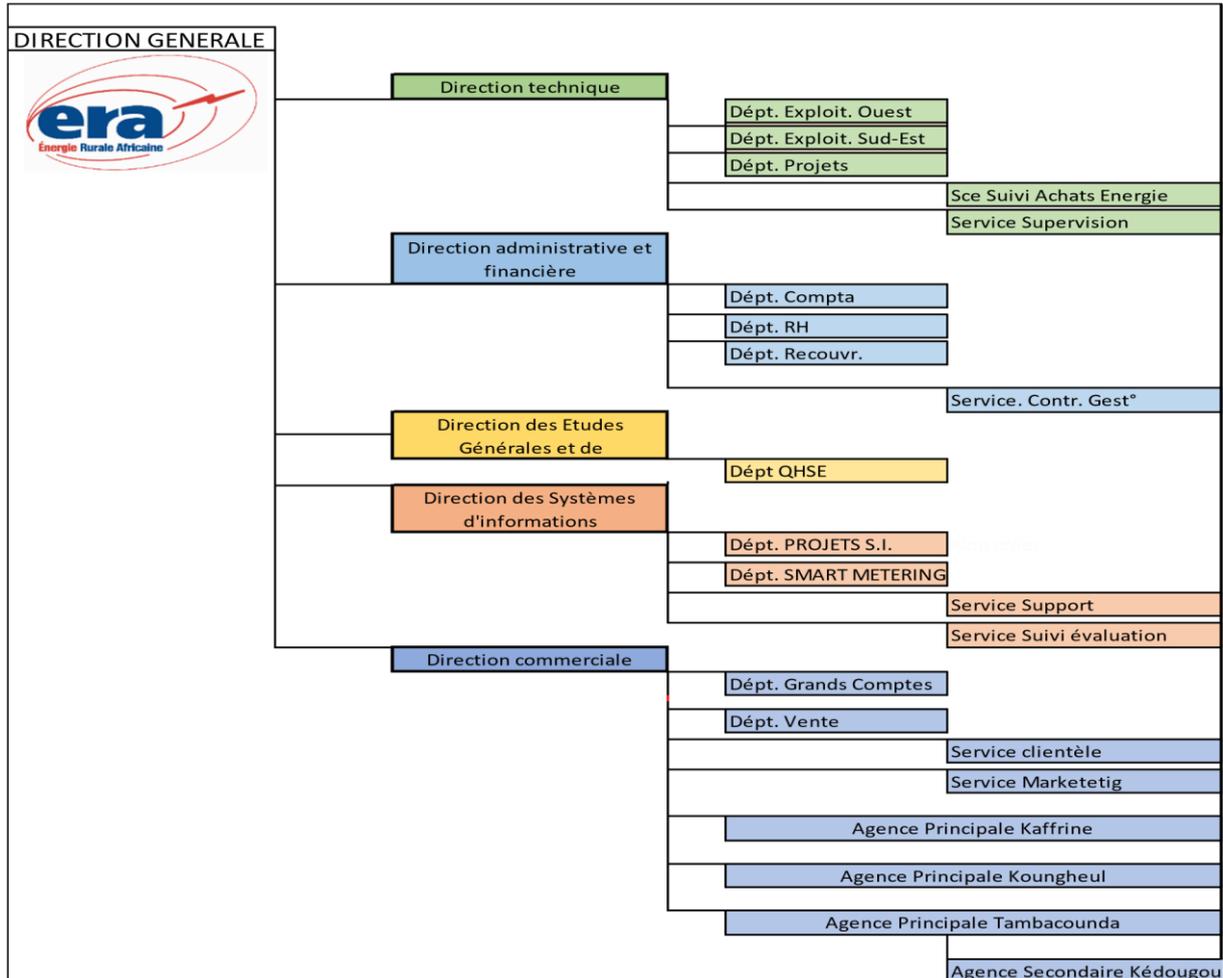


Figure 2: Organigramme ERA (source ERA Tambacounda)

Conclusion

ERA est une entreprise légale au Sénégal et une branche d'EDF. Elle possède la totalité de son capital. Sa zone d'intervention représente 25% du territoire national. Elle mène ses travaux en se conformant au code l'environnementales et aux institutions dans le but se satisfaire ses clients. Cette satisfaction des clients repose sur l'exploitation des centrales PV et du réseau MT qui est assurée par une équipe technique dynamique.

**CHAPITRE 2 : GENERALITES SUR LES CENTRALES
SOLAIRES THERMODYNAMIQUES**

Introduction

Le système PV n'est guère l'unique moyen de production d'électricité. Les centrales solaires thermodynamiques en sont un autre surtout dans les milieux où le potentiel solaire est important pour la production de l'électricité. Tous les systèmes solaires thermodynamiques ont pour objectif de transformer l'énergie solaire en énergie thermique (chaleur à haute température), qui est ensuite utilisée pour générer une énergie mécanique puis électrique à travers un processus thermodynamique associé à une génératrice électrique. Les composants optiques (concentrateurs) des centrales solaires thermodynamiques sont utilisés pour capter les rayonnements solaires directs et les concentrer sur le récepteur, qui convertit cette énergie en énergie thermique grâce à des fluides caloporteurs. La conversion de la chaleur du fluide caloporteur en électricité est rendue possible par un processus de production d'électricité traditionnel [2]. Dans cette partie, nous allons faire une étude comparative du potentiel solaire des trois régions de la concession. Ce qui permettra de faire le choix de l'endroit d'implantation de la mini-centrale. La transformation des rayons solaires en électricité est assurée par un certain nombre d'éléments appelés composants. L'objectif visé dans cette partie est de faire une évaluation pour l'ensemble des composants qui sont destinés à produire de l'électricité.

2.1 Potentiel solaire au Sénégal

L'électricité et la chaleur peuvent être produites à partir de l'énergie solaire par plusieurs méthodes de transformations des rayons solaires. Le solaire thermodynamique en fait parti. Il est conçu pour les pays où l'ensoleillement est élevé (comme le Sénégal) à l'image des centrales solaires PV. Il peut assurer une génération continue d'électricité au moyen d'un système qui permet de de la chaleur par les sels fondus à l'image des systèmes de stockage avec batteries. La ressource solaire au Sénégal est caractérisée par une durée d'ensoleillement annuel de 3 000 heures. Au Sénégal, l'énergie solaire est très présente. Le pays est totalement ensoleillé, et enregistre une irradiation globale horizontale qui dépasse 2000 kWh/m²/an et plus de 1500 kWh/m²/an de l'irradiation directe (figure). En fonction de la valeur de l'irradiation globale horizontale, le bloc sénégal-gambien est subdivisé en cinq zones avec un ensoleillement supérieur à 2175 kWh/m²/an dans le nord. Une irradiation directe dépassant 1600 kWh/m²/an est également visualisée dans la même zone. Il est possible d'utiliser cette source à diverses fins, telles que la génération d'électricité et celle de la chaleur pour les usagers domestiques et industriels. La technologie solaire photovoltaïque est spécialement conçue pour produire de l'électricité, ce qui est une opportunité privilégiée pour l'installation des centrales solaires isolées dans le milieu rural. Dans les zones urbaines, les systèmes, qu'ils soient connectés ou non, peuvent offrir une autonomie aux individus. Les systèmes de grande

envergure (quelques MW) peuvent jouer un rôle majeur dans la diminution du déficit énergétique et l'augmentation de l'autonomie énergétique. En premier lieu, les systèmes solaires thermiques ont pour objectif de générer de la chaleur, qui peut être employée dans les processus industriels ou domestiques. L'incorporation des capteurs thermiques peut aider les usines à diminuer de manière significative les coûts liés au fioul. Dans les foyers, l'utilisation des capteurs thermiques sera restreinte en raison des revenus modestes, tandis que les hôtels peuvent trouver une alternative pour remplacer les ballons d'eau chaude électriques. Cependant, cette ressource est encore très peu exploitée en raison des contraintes politiques, techniques et économiques. Grâce aux diminutions des dépenses observées ces dernières années et aux réformes en cours, il est possible que l'énergie solaire connaisse un développement au Sénégal [3]. Ces ressources ont été utilisées jusqu'à présent à travers des systèmes photovoltaïques et thermiques. Les systèmes solaires photovoltaïques ont entraîné une croissance croissante au Sénégal, dans divers secteurs tels que le pompage d'eau et la production d'électricité centralisée et autonome.

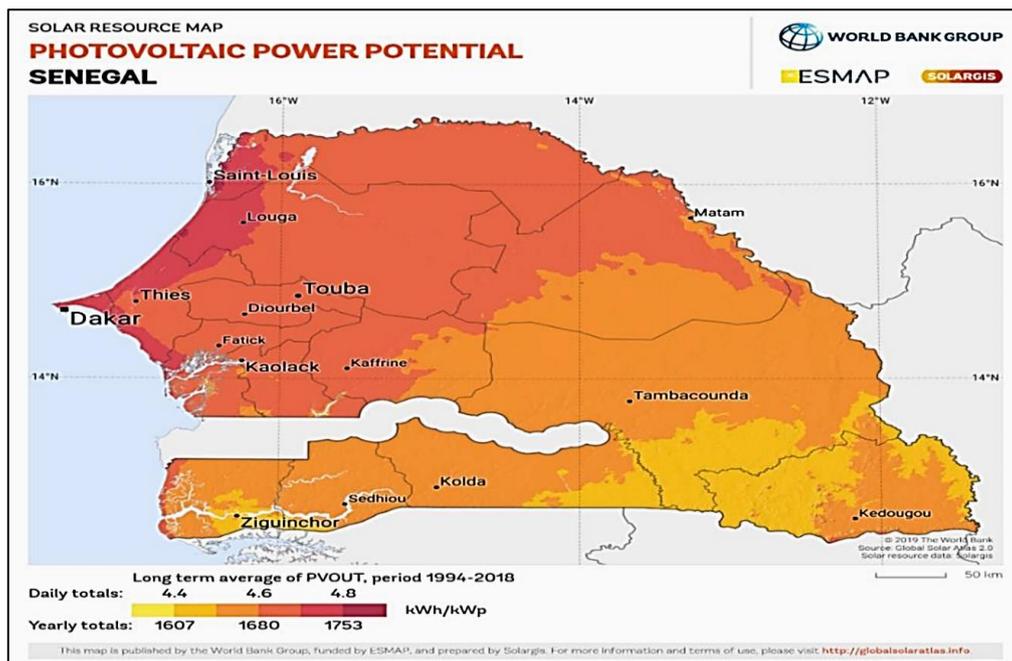


Figure 3 : Répartition du potentiel électrique photovoltaïque du Sénégal de 1994 à 2018 (<<Atlas Solaire Mondial>> s.d)

A travers cette carte d'irradiation solaire du Sénégal, on voit que la concession KTK (Kaffrine-Tambacounda-Kédougou) se trouve dans la partie où l'irradiation est importante et ceci peut être vérifié par Atlas Solaire Mondial à travers les tableaux suivants :

Tableau 1 : Potentiel solaire de la région de Kédougou

Région	Irradiation directe normale (kWh/m ² /an)	Irradiation globale horizontale (kWh/m ² /an)	Rayonnement horizontal diffus (kWh/m ² /an)
Kédougou	1536,9	2129,9	1005,1

Tableau 2 : Potentiel solaire de la région de Tambacounda

Région	Irradiation directe normale (kWh/m ² /an)	Irradiation globale horizontale (kWh/m ² /an)	Rayonnement horizontal diffus (kWh/m ² /an)
Tambacounda	1495,8	2102,3	1007,7

Tableau 3 : Potentiel solaire de la région de Kaffrine

Région	Irradiation directe normale (kWh/m ² /an)	Irradiation globale horizontale (kWh/m ² /an)	Rayonnement horizontal diffus (kWh/m ² /an)
Kaffrine	1483,2	2085,4	999,8

Tableau 4 : Récapitulatif de l'irradiation normale directe des trois régions

Région	Kédougou	Tambacounda	Kaffrine
Irradiation normale directe (kWh/m ² /an)	1536,9	1495,8	1483,2

Au vue de l'irradiation globale horizontale assez importante dans chacune de ces trois régions, on voit que celle de la région de Kédougou est la plus significative dans la concession KTK. Alors l'installation d'une mini-centrale solaire thermodynamique à Dindifelo dans la région de Kédougou serait d'une importance capitale pour les habitants de ce dernier.

2.2 Définition d'une centrale solaire thermodynamique

Elle se définit comme étant un système de génération de l'énergie électrique grâce aux rayons solaires en utilisant des miroirs qui concentrent ces rayons sous forme de chaleur qui a son tour va donner une vapeur puis de l'électricité à travers un cycle thermodynamique.

2.3 Les concentrateurs solaires

2.3.1 Collecteurs cylindro-paraboliques

La structure de ce type de centrale est composée de longues rangées parallèles de miroirs cylindro-paraboliques qui focalisent le rayonnement solaire direct sur un récepteur linéaire situé sur la ligne focale des miroirs, dans lequel circule le fluide caloporteur. Le récepteur linéaire est généralement composé d'un tube sous vide pour diminuer les pertes par convection. Les miroirs sont placés de façon uniforme par rapport au destinataire. L'appareil se déplace autour d'un seul axe de rotation pour suivre le soleil et concentre les rayons de celui-ci au niveau d'un tube réceptacle [4]. Le collecteur est la pièce maîtresse dans la centrale, son ensemble est composé d'un miroir parabolique, d'une structure métallique, d'un tube récepteur et d'un système de suivi solaire.

❖ Miroirs

Ils sont fabriqués à partir de verre pauvre en fer avec un taux de réflexion de 98%. La réflexion du rayonnement incident d'un réflecteur en bon état est d'environ 97%. Le rapport entre la surface d'ouverture du collecteur et celle du récepteur est le facteur de concentration. Ce coefficient est approximativement égal à 80.

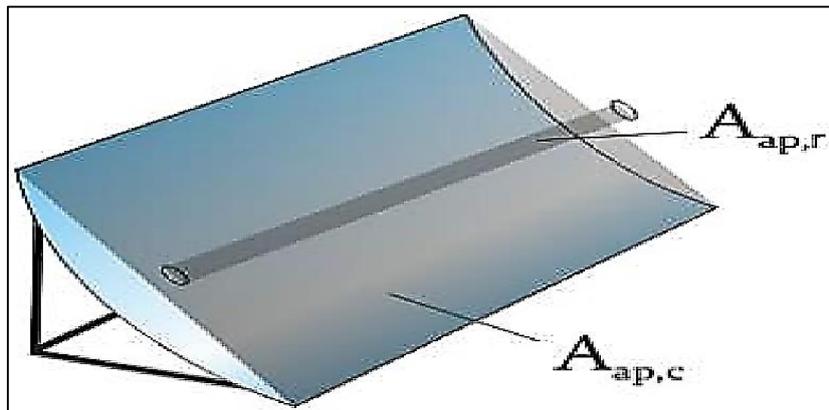


Figure 4 : Schéma du miroir [5]

❖ Tube récepteur

Le tube absorbeur baptisé « Heat Collector Element : *HCE* », il est constitué d'un tube en acier inoxydable comprenant un revêtement sélectif (généralement couche de cermet) de couleur foncée placé sur la face interne, il est conçu pour recevoir la plus grande partie du rayonnement solaire en dégageant une quantité d'infrarouges pour réduire les pertes thermiques (convection et rayonnement) vers l'extérieur, ce tube est entouré par une enveloppe en verre sert à créer l'effet de serre dans l'espace annulaire.

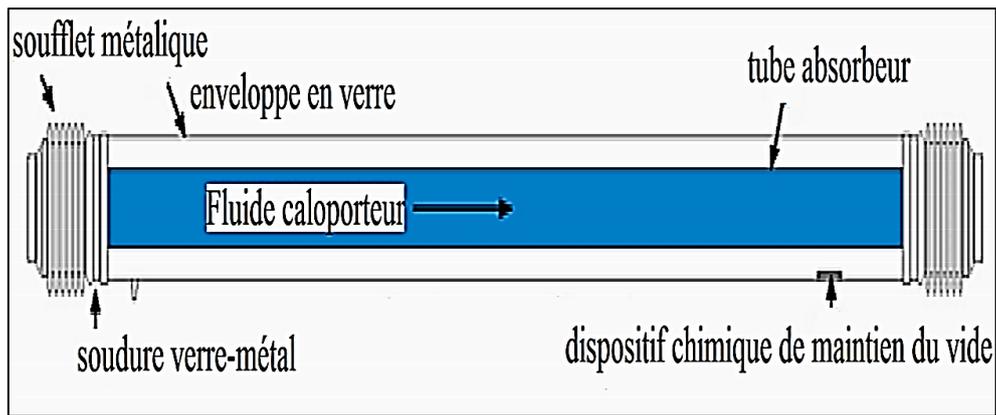


Figure 5 : Tube récepteur du capteur cylindro-parabolique [6]

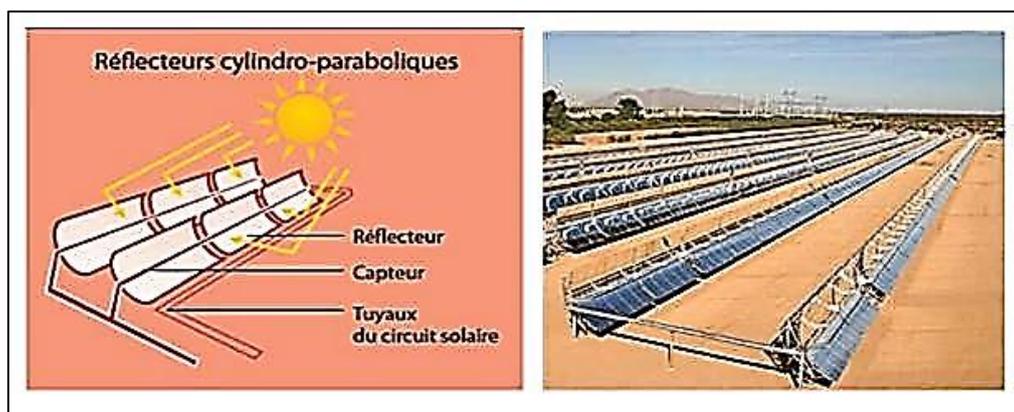


Figure 6 : Technologie cylindro-parabolique [4]

❖ Les avantages

- C'est une source disponible et infinie.
- La centrale marche sans arrêt au moyen d'une technique de stockage.
- Il n'y a aucune émission de produits polluants.

❖ Les inconvénients

- Ces centrales ont besoin d'un périmètre assez vaste, un prix de mise en œuvre élevé pour assurer la marche de l'unité de production.
- La plus part du temps ces centrales sont installées dans des endroits à fort potentiel solaire.

2.3.2 Collecteurs linéaires de Fresnel

La technologie de Fresnel est la moins chère. Le capteur de Fresnel comprend beaucoup d'alignements de miroirs plans disposés parallèlement les uns près des autres sur des axes de rotation. Chaque miroir tourne en fonction du soleil pour focaliser les rayons de celui-ci en direction du récepteur linéaire monté en haut des miroirs à l'intérieur duquel passe un fluide

thermodynamique. Les collecteurs linéaires de Fresnel sont la technologie la moins coûteuse en raison de leur géométrie simple.

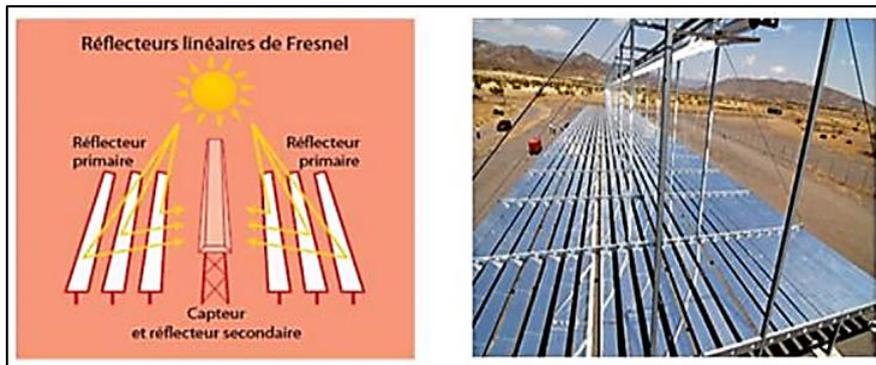


Figure 7 : Technologie Miroir de Fresnel [4]

❖ Avantages

- Ils sont plus simples à concevoir et bon prix par rapport aux autres technologies.
- Résistants au vent, nécessite peu d'équipements par rapport centrale à concentrateur cylindro-parabolique.

❖ Inconvénient

Performances optiques inférieures près de 30% comparés aux capteurs paraboliques et cylindro-paraboliques.

2.3.3 Centrale à tour

Elle plusieurs concentrateurs qui concentrent les rayons solaires au niveau d'un récepteur qui se trouve en haut de la tour solaire. Ces concentrateurs sont dénommés des héliostats. Les rayons du soleil sont réfléchis par les héliostats vers la tour solaire au niveau du récepteur. Les températures de fonctionnement peuvent atteindre 500°C et 1000°C car leur facteur de concentration peut être supérieur à 1000. La chaleur ainsi produite est soit transmise à un fluide thermodynamique (production de vapeur), soit permet de chauffer un fluide de transfert. Les turbines tournent grâce à la vapeur produite par la chaudière [7].

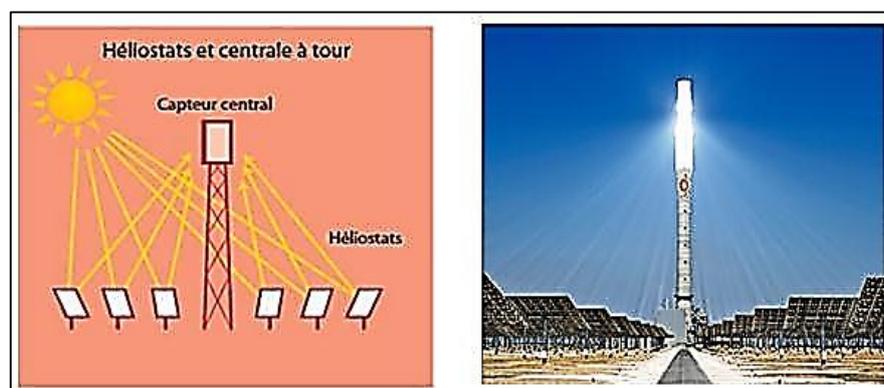


Figure 8 : Technologie Tour-Héliostats [4]

❖ Avantages

- Source d'énergie infinie et disponible.
- Absence de pollution.
- Mieux utiliser les milieux désertiques.

❖ Inconvénient

Nécessite un fort ensoleillement et une surface au sol importante

2.3.4 Collecteurs paraboliques

Un capteur parabolique est constitué d'une parabole réfléchissante qui transmet les rayons du soleil en direction du récepteur qui se trouve au niveau du point focal. Le coefficient de concentration varie entre 1000 et 3000. Cela requiert des températures assez élevées pouvant atteindre 1500°C. On place ces capteurs sur une structure équipée d'un système de suivi solaire à deux degrés de liberté. Un moteur thermique installé au niveau du récepteur utilise le flux concentré et se déplace avec la parabole. Le cycle de Sterling permet de convertir l'énergie thermique en énergie mécanique [8]. Mais c'est aussi la technologie la moins utilisée, car elle est coûteuse et difficile à adapter aux grands potentiels de génération d'électricité. De plus, il est complexe d'installer un système pour stocker de l'énergie au niveau des centrales paraboliques [9].

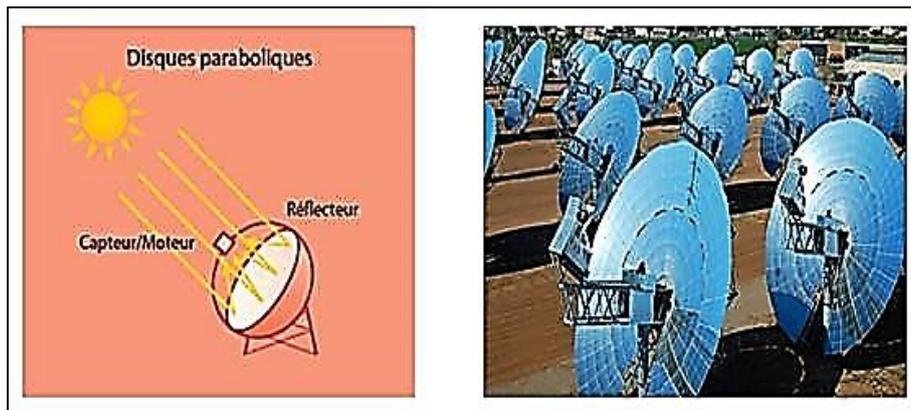


Figure 9 : Technologie Parabole-Sterling [4]

❖ Avantages

- Absence de pollution.
- Bonne performance.
- Mini-centrales libres.
- Peuvent être installés dans des endroits isolés.

❖ Inconvénients

- Fonctionnement par intermittence.
- Stockage quasi-impossible.

La répartition mondiale du taux d'opération des centrales solaires thermodynamiques opérationnelles est traduite dans le diagramme suivant :

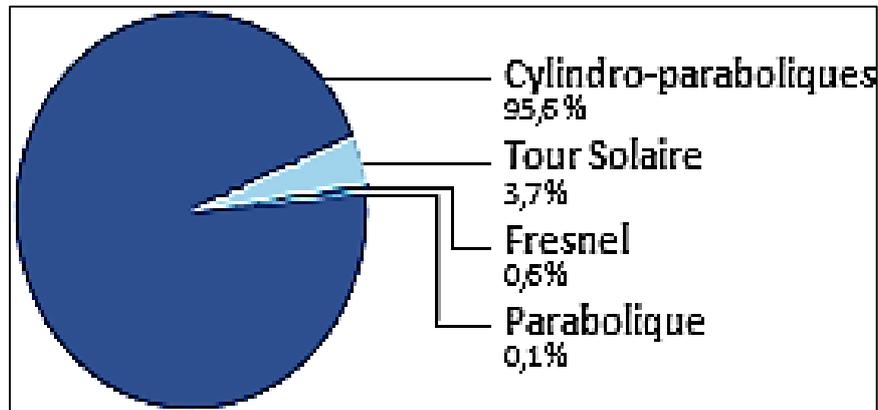


Figure 10 : Répartition mondiale des centrales solaires thermodynamiques [10]

Tableau 5 : Comparaison des quatre types de collecteurs [11]

	Cylindro-parabolique	Linéaire de Fresnel	Tour solaire	Parabole
Facteur de concentration	70-80	25-100	300-1000	1000-3000
Rendement solaire maximum	21% (a)	20% (d)	20% (a) 35% (d)	29% (a)
Rendement solaire annuel	10-15% (a) 17-18 (d)	9-11% (d)	8-10% (a) 15-25% (d)	16-18% (a) 18-23% (d)
Rendement du cycle thermodynamique	30-40% TV	30-40% TV	30-40% TV 45-55% CC	30-40% MS 20-30% TG

(a) Vérifié aujourd'hui (d) attendu demain

TV : turbine à vapeur, CC : cycle combiné, MS : moteur sterling, TG : turbine à gaz

2.4 Les fluides caloporteurs

Un fluide caloporteur est un fluide qui assure le transfert de chaleur entre différentes sources de température. Pour les systèmes solaires thermodynamiques, c'est le fluide le plus utilisé. Chaque fluide est sélectionné à partir de ses propriétés physico-chimiques spécifiques (viscosité, capacité thermique volumique,).

2.4.1 L'eau liquide

Il s'agit du fluide de transfert. Son coefficient d'échange et sa capacité thermique sont bons. En effet, l'eau liquide, étant un fluide thermodynamique peut être utilisé dans le cycle organique de Rankine et cela nécessite des pressions de travail très importantes pour le récepteur sous l'effet d'une température élevée. La production directe de vapeur est une autre méthode qui implique la vaporisation de l'eau liquide par les concentrateurs et la transmission vers la turbine. Dans les industries commerciales, ce système est souvent utilisé avec différents collecteurs (centrale à tour, linéaire de Fresnel) en modifiant les paramètres de fonctionnement en fonction du cycle thermodynamique [9].

2.4.2 Les sels fondus

Ils peuvent être utilisés à une température spécifique comme un fluide de stockage économique pour un cycle organique de Rankine. Les turbines à vapeur peuvent atteindre une proche de 560°C, ce qui les rend plus efficaces que celles associées à une centrale cylindro-parabolique. Les centrales à tour sont équipées de la technologie la plus avancée [12]. Cependant, il y a deux désavantages liés aux sels fondus : une solidification très difficile avec une très élevée et des problèmes de corrosion. Il est essentiel de mettre en place un système permettant de faire du sel pour un éventuel gel de celui-ci par le biais de l'énergie fossile en cas d'indisponibilité du soleil. A cela s'ajoute une importante température de fonctionnement des sels qui entraîne une dissipation d'énergie assez importante au sein du système et requiert des infrastructures très coûteuses.

2.4.3 L'huile minérale (huile de synthèse)

C'est un fluide monophasique et offre un excellent coefficient d'échange. Elle présente une gamme de température qui peut atteindre 400 °C et est généralement utilisée au niveau des centrales cylindro-paraboliques.

2.5 La chaudière à tubes d'eau

5.2.1 Définition

La plupart des chaudières en service sont des chaudières à tubes d'eau. Un instrument est utilisé pour chauffer un liquide caloporteur avant de le vaporiser. Il s'agit d'une machine à vapeur. Elle est produite à partir de l'eau et de la chaleur produite par le biais de combustibles. Dans les secteurs industriels, ces chaudières sont employées afin de générer une quantité adéquate de vapeur nécessaire au déroulement des processus. La source de chaleur peut être un combustible [9]. Cela entraîne une diminution significative du volume d'eau présent dans les tubes par rapport au débit de vapeur généré, le réservoir ayant la taille nécessaire pour séparer l'eau de la vapeur. La chaudière à vapeur a pour mission de transformer l'eau en vapeur à pression élevée.

Dans le cycle thermodynamique, elle représente la source chaude. Son fonctionnement dépend sur un certain nombre d'éléments:

- Une source d'énergie venant d'un hydrocarbure (carburant) ;
- La chaleur obtenue en brûlant un carburant pour les chaudières à combustion ;
- Utilisation du soleil pour les modèles électriques ou thermodynamiques

2.5.2 Fonctionnement de la chaudière (évaporateur)

Le ballon distributeur (en partie inférieure) et le ballon collecteur (ou ballon de vaporisation, en partie supérieure) sont des réservoirs reliés par un faisceau de tubes vaporisateurs, dans lesquels circule l'eau qui se transforme en vapeur. Le brûleur produit des gaz chauds qui entrent directement en contact avec les tubes vaporisateurs, ce qui entraîne la vaporisation à l'intérieur. Le ballon supérieur retient la vapeur générée, tandis que l'eau supplémentaire est renvoyée au niveau du ballon inférieur avec l'aide des tubes de chute qui ne sont pas chauffés. Dans le domaine des pressions élevées, il est possible d'installer une pompe afin de faciliter cette circulation de haut en bas. Ainsi, l'eau circule dans les tubes installés [13]. La vapeur produite va passer dans le surchauffeur pour être surchauffée afin qu'elle devienne sèche avant d'être envoyée dans la turbine pour la production de l'électricité.

2.6 La turbine

Étant une machine qui tourne, la turbine est conçue pour exploiter la puissance de la vapeur en faisant tourner le complexe via un arbre. L'énergie du fluide, définie par sa vitesse et son enthalpie, est en partie convertie en énergie mécanique pour entraîner un alternateur, une pompe ou tout autre récepteur mécanique rotatif. Il existe différents types de turbines, notamment les turbines à vapeur, hydrauliques, à gaz combustible et à air. La turbine est entraînée par son énergie mécanique qui à son tour produit un mouvement de rotation pour un alternateur, un compresseur, une pompe. Le complexe est désigné par des termes comme turbo-alternateur, turbocompresseur, turbopompe etc... [14]. Dans le cadre de notre projet, nous prenons l'exemple de la turbine à vapeur.

2.6.1 Définition turbine à vapeur

Elle est une machine qui transforme le travail d'un fluide sous pression en travail mécanique, entraînant ainsi une rotation de l'arbre de sortie. En général, une turbine à vapeur est un moteur thermique rotatif qui transforme l'énergie thermique de la vapeur en énergie mécanique ou électrique. Il convient de noter que près de 90% de la production mondiale d'électricité provient des turbines à vapeur. Une turbine à vapeur se compose de nombreuses roues (environ une centaine pour un modèle puissant) équipée de pales. Les roues de petit diamètre sont traversées

par la vapeur sous pression, puis celles de plus grand diamètre. Alors que la turbine tourne entraînant l'alternateur avec lequel elle est connectée.

2.6.2 Fonctionnement d'une turbine à vapeur

La turbine à vapeur fonctionne presque de la même manière que celle à gaz à l'exception du fluide thermodynamique. Elle est une machine qui marche en fonction du cycle thermodynamique avec une combustion externe. La vapeur d'eau obtenue par changement d'état du fluide de travail permet la distinction de ce cycle thermodynamique. Ce dernier renferme les phases suivantes :

- Une pompe qui assure la mise en pression et l'envoi du fluide vers le générateur de vapeur ;
- Chauffage, vaporisation, surchauffage de l'eau.

Lorsque la vapeur est prête à être utilisée, elle opère les phases suivantes :

- Transformation du travail cinétique en travail mécanique;
- Condenser la vapeur détendue par refroidissement.

La turbine utilise le même fluide que la machine à vapeur à pistons, mais elle est une évolution qui tire des principaux avantages des turbomachines, à savoir :

- Augmentation des puissances thermique et volumique ;
- Augmentation des niveaux de la détente pour améliorer le rendement ;
- Augmentation du rendement par la croissance de la pression et la température.

2.7 L'alternateur

2.7.1 Définition

Un alternateur est constitué d'une bobine et d'un aimant rotatif. Lorsque l'aimant tourne, ses pôles nord et sud se rapprochent et s'éloignent successivement de la bobine, générant ainsi une à ses bornes : la bobine agit comme un générateur électrique. La rotation de l'aimant (ou électro-aimant) dans un alternateur transforme son énergie cinétique en énergie électrique.

NB : Un alternateur est une machine qui transforme le travail mécanique en électricité.

2.7.2 Constitution d'un alternateur

Un alternateur est toujours composé de deux éléments essentiels :

Le stator, qui est la partie fixe de l'alternateur. Il s'agit d'une bobine en cuivre, conductrice et sensible aux phénomènes électromagnétiques.

Le rotor, qui est la partie mobile. C'est un aimant produisant un champ magnétique et doté d'un axe solidaire. Lorsque cet axe est entraîné, il fait tourner le rotor.

La rotation de l'aimant entraîne la naissance du courant électrique.

2.8 Le condenseur

Le condenseur est un échangeur thermique composé de milliers de tubes où circule l'eau du circuit de refroidissement. La vapeur passe sur ces tubes et se condense à leur contact. Pour optimiser le rendement de la turbine à vapeur, la pression et la température de sortie de la vapeur doivent être maintenues à la baisse. Ainsi, une vapeur sortante d'une turbine est acheminée vers le condenseur, où elle se refroidit et condense. L'eau du circuit de refroidissement absorbe alors la chaleur de la vapeur [15].

2.9 La pompe

La différence de pression entre le condenseur et la chaudière est créée par les pompes. Physiquement, la pompe convertit l'énergie mécanique de son moteur d'entraînement en énergie hydraulique. La pompe joue deux rôles essentiels dans la turbine à vapeur :

- d'alimenter la chaudière du fluide condensé précédemment dans le condenseur.
- d'élever la pression du fluide liquide.

2.10 Les pertes optiques du champ héliostatique

2.10.1 Pertes par l'effet cosinus

L'orientation non idéale des héliostats par rapport à l'angle d'incidence du soleil et du récepteur entraîne les pertes par effet cosinus.

2.10.2 Pertes par l'effet d'ombrage et blocage

La tour peut créer des masquages sur les héliostats lors de certaines positions du soleil, ainsi que la densité d'implémentation des héliostats sur le champ solaire, ce qui entraîne des masquages entre certains héliostats. Les blocages sont dus aux intersections entre les faces arrières des héliostats et les rayons réfléchis.

2.10.3 Pertes par l'effet atmosphérique

L'impact de la transmission atmosphérique varie selon les paramètres du climat du site et les dimensions des héliostats au récepteur.

2.10.4 Pertes par l'effet d'interception

L'effet d'interception correspond au rapport entre l'énergie captée par l'absorbeur et celle réfléchie par le champ d'héliostats, en tenant compte du fait que certains rayons solaires réfléchis peuvent être dirigés en dehors du récepteur. Lorsque les surfaces optiques (héliostats) présentent des défauts ou des irrégularités causées par une mauvaise position des héliostats, on observe des erreurs d'interception qui entraînent un débordement de la tache focale en dehors de la surface d'ouverture du récepteur [16].

Conclusion

Dans ce chapitre, on a vu les quatre types de centrales solaires thermodynamiques en détail. En ce qui concerne les détails, il y a les concentrateurs solaires, les composants du système de production de l'électricité à savoir la turbine, la pompe, le condenseur, l'alternateur et le générateur de vapeur. Il y a aussi l'étude du potentiel solaire des trois régions de la concession qui a été faite par le biais d'Atlas Solaire Mondial. Grâce à cette étude, la zone d'installation de la mini-centrale a été choisie et porte le nom du village de Dindifelo qui se trouve dans la région de Kédougou.

**CHAPITRE 3 : DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DES
COMPOSANTS DE LA MINI-CENTRALE SOLAIRE
THERMODYNAMIQUE**

Introduction

Au cours de ce chapitre, nous devons tenter de trouver des solutions à la problématique liée à ce sujet. Dans une étude technique, toutes les caractéristiques requises pour une mise en place des infrastructures de l'unité de production seront étudiées. Cette étude est rendue possible grâce au dimensionnement que nous aborderons plus tard. Le but est de déterminer le nombre de composants nécessaires à la mini-centrale pour la génération de l'énergie électrique pour répondre aux besoins des populations de Dindifelo et la rentabilité de la mini-centrale.

3.1 Localisation et justification de la mini-centrale

Dindifelo est un terme peulh qui signifie littéralement «au pied de la montagne». Dindifelo est une commune sénégalaise qui se trouve département de Kédougou et dans la région de Kédougou, près de la frontière avec la Guinée Conakry. Dindifelo est limitée sur la carte de Kédougou à l'Est par **Fongolimbi** à l'Ouest par **Dakately** au Nord par **Bandafassi** et par la **Guinée Conakry** au Sud selon **ERA**. Se trouvant à **35 km** de la capitale régionale de Kédougou et à **18 km** du réseau moyenne tension (**MT**), Dindifelo reste toujours non électrifiée avec une population de **1538 habitants** répartis en **200 ménages**. Elle figure aussi parmi les dix plus populaires des destinations touristiques au Sénégal du fait de sa nature verdoyante et de son climat. A cela s'ajoute qu'elle demeure une zone à fort ensoleillement. Tous ces éléments font de Dindifelo un site adéquat avec la latitude de **12,38 °** et la longitude de **-12,32°** pour l'installation de la mini-centrale. Le tableau suivant traduit le potentiel solaire de la zone à travers le site Atlas Solaire Mondial :

Tableau 6 : Potentiel solaire de Dindifelo

Village	Irradiation directe normale (kWh/m ² /an)	Irradiation globale horizontale (kWh/m ² /an)	Irradiation diffuse horizontale (kWh/m ² /an)	Irradiation globale du plan incliné à l'angle optimal (kWh/m ² /an)
Dindifelo	1641,1	2169,3	1000	2249,4

Au regard des données de ce tableau, on voit que Dindifelo présente un bon potentiel solaire avec une irradiation normale directe 1641,1 kWh/m²/an. Pour la localisation du site, elle est faite par le géomaticien de la société d'ERA à travers la figure suivante :

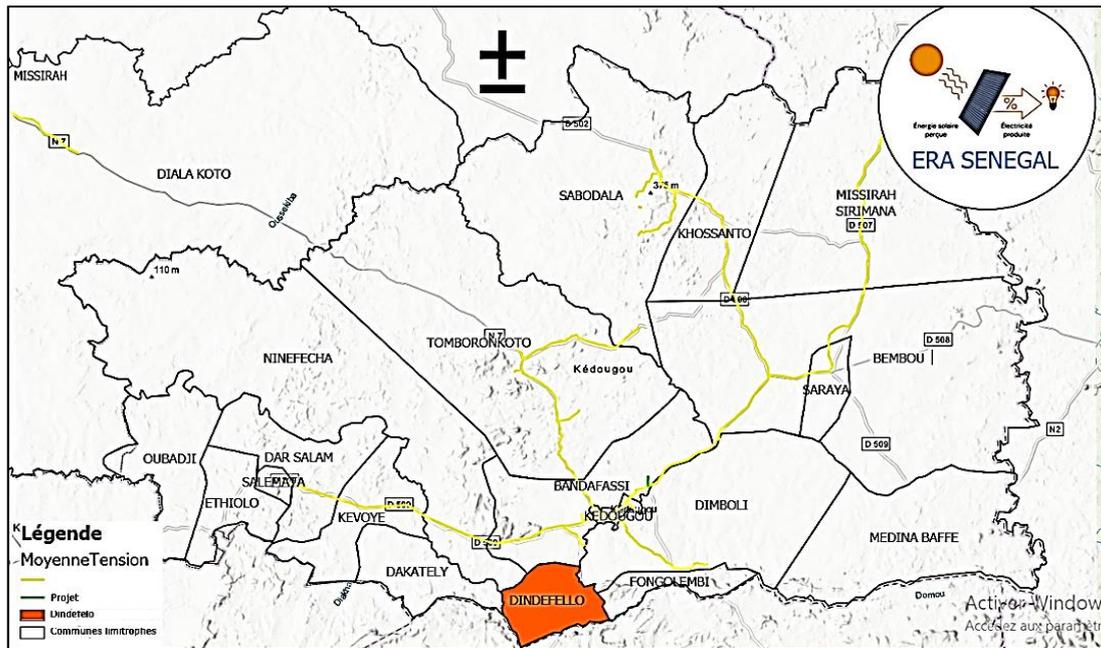


Figure 11: Localisation de Dindifelo sur la carte de Kédougou (source : ERA Tambacounda)

3.2 Impacts environnementaux et socio-économiques de la mini-centrale sur le site

Le village de Dindifelo est une zone à fort potentiel solaire et attractive par le tourisme grâce à sa nature riche en biodiversité. Cependant, notre projet d'installation de la mini-centrale aura beaucoup d'impacts dans les domaines de l'environnement, de l'économie et social puisque les habitants du village exercent des activités personnelles et des travaux de service public. Ces impacts auront des conséquences dont les natures seront illustrées dans les parties qui suivent.

3.2.1 Impacts environnementaux

L'ensemble des travaux qui seront effectués qui depuis l'installation jusqu'à la mise en service de l'unité de production auront des impacts sur l'entourage de la zone. Ces impacts sont répartis généralement sur la faune et la flore. Ainsi, à l'image d'une centrale PV, la mini-centrale solaire thermodynamique occupe une surface très importante. Ceci veut dire que le projet d'aménagement pour l'installation du système de production d'électricité entraîne la disparition de beaucoup d'arbres et de plantes. Ce qui aura des conséquences directes sur l'environnement du site comme le déplacement de certains oiseaux, de certains animaux vers les zones avoisinantes et la disparition de l'habitat pour certaines espèces (nid des oiseaux, les termitières). En d'autre terme on peut dire que la biodiversité sera menacée et cela pourrait même entraîner le réchauffement de la zone.

3.2.2 Impacts socio-économiques

Sur cet aspect l'importance de la mini-centrale se fera sentir du fait de ses retombés qui auront un impact positif pour les habitants du village. Sur le plan social, les populations utilisent l'électricité pour satisfaire leurs besoins qui sont entre autres l'éclairage, la ventilation, la réfrigération. De plus elles peuvent s'informer sur l'actualité en regardant la télévision. Pour l'école, la mini-centrale permet d'améliorer les conditions d'étude et relève le niveau de l'enseignement du village afin d'avoir une ressource humaine de qualité. A cela s'ajoute le personnel du poste de sante qui va offrir un service de qualité grâce à la mini-centrale. Mis à part de ceci, l'éclairage public constitue un moyen pour la sécurité et la circulation des personnes pendant la nuit. Sur le plan économique, la mini-centrale permettra aux clients productifs (moulins et boutiques) d'accroître les bénéfices de leurs activités génératrices de revenus.

3.3 Les mesures d'atténuation des impacts

Elles représentent toutes les mesures prises afin de réduire les conséquences sur la nature, le personnel et des habitants pendant les opérations de préparation du terrain et la mise en service de la mini-centrale. Ce que nous allons suggérer pour le cas de notre projet afin de réduire les conséquences sur l'écosystème, sur le personnel et sur les habitants est de faire les actions suivantes :

- En cas d'incendie, il faut alerter les services des pompiers ;
- Incinérer les déchets toxiques pour protéger la nappe de la zone.
- Remblage des routes pour la sécurité des biens et des personnes.
- Faire un reboisement pour entretenir la nature du lieu et le maintien des espèces animales.

3.4 Etude technique

3.4.1 Détermination des besoins énergétiques

Pour évaluer la demande en énergie, il est nécessaire de prendre en compte toutes les consommations d'énergie des usagers de l'entreprise ERA, qui comprennent principalement les usagers domestiques, ceux productifs et ceux sociaux. A travers ces besoins énergétiques, nous allons déterminer la puissance maximale de consommation à partir de laquelle nous allons nous appuyer pour faire le dimensionnement de la mini-centrale.

❖ Besoins énergétiques des clients domestiques

La quantité d'énergie électrique consommée par les usagers domestiques à petite puissance est connue sous le nom de besoins énergétiques. D'après le géomaticien de l'entreprise ERA, le village de Dindifelo compte 1538 habitants répartis en 200 ménages. Une simulation a été faite

pour déterminer les besoins en énergie électrique des clients étant donné que le village n'est pas électrifié et 2023 sera prise comme l'année de référence. Nous pouvons donc faire une estimation de la population du village de 2023 à 2026. Concernant la demande en énergie, le test effectué sur un fichier Excel révèle que celle d'un individu est égale à 1053,32 Wh/hbt/j soit 384,46 kWh/hbt/an en 2023. On suppose qu'il y a une augmentation annuelle de 5 kWh/hbt/j soit 13,7Wh/hbt/j. Cela nous donne la possibilité d'évaluer là les besoins énergétiques quotidiens pour chaque année. Ainsi, les formules ci-dessous peuvent être retenues afin d'évaluer le nombre de personnes et la demande en énergie du village pour l'année 2026.

- Nombre d'habitants année X = nombre d'habitants année 2023 $\times (1,036^{(\text{année}-2023)})$
avec année X supérieure à l'année 2023 [1]. (Eq.1)

- Consommation journalière de l'année = consommation de l'année + (année X-2023) x évolutions annuelles de la consommation énergétique, avec année X supérieure à l'année 2023 [1]. (Eq.2)

Estimation du nombre d'habitants de Dindifelo en 2026

Nombre d'habitants année 2026 = 1538 x $((1,036^{(2026-2023)}) = 1710$ hbts

Nombre d'habitants année 2026 = 1710 hbts

Estimation de la consommation énergétique de Dindifelo en 2026

- Consommation journalière de l'année 2026 = 384,46 + (2026-2023) x 5 = 399,46 kWh/hbt/an soit 1094,41 Wh/hbt/j
- Conso journalière du village en 2026 = 1094,41 x 1710 = 1871441,1 Wh/j soit 1871,44 kWh/j.

Le tableau suivant est un résumé portant sur l'estimation de la population de Dindifelo entre 2023 et 2026 pour les clients domestiques.

Tableau 7 : Estimation de la consommation du village en 2026

Années	Population	Consommation par habitant (Wh/hbt/j)	Consommation du village (kWh/j)
2023	1538	1053,32	1620
2026	1710	1094,41	1871,44

❖ Besoins énergétiques des clients productifs

Les usagers productifs ont des besoins énergétiques qui sont basés sur la quantité d'énergie consommée par eux pour leurs activités génératrices de revenus (AGR). Ils sont évalués en fonction du nombre d'usagers abonnés de l'entreprise ERA. Ils sont principalement composés

de clients qui travaillent avec des matériels à puissance élevée comme les boutiquiers. Pour les boutiques, les 6 installations ont une puissance de 1938 W en 2023. Nous estimons qu'il y a une augmentation par année de 2 installations avec une durée de fonctionnement moyenne de 14h par jour. En ce qui concerne les moulins, ils sont au nombre de deux installations au début de l'année pour une puissance de 7000 W en 2023. On estime tout de même une augmentation par année d'une seule installation. La durée de fonctionnement des moulins est de 8h d'après le fichier Excel. Cependant, il est nécessaire de dire que ces résultats nous permettent de faire une estimation du nombre d'activités génératrices de revenus et de la puissance correspondante et de la consommation journalière de chaque client productif pour l'année 2026. Les formules permettant de faire cette estimation sont les suivantes :

- **Nombre d'AGR année Y = nombre d'AGR année 2023 + ((année Y – 2023) × évolution annuelle) [1] (Eq.3)**

- **Puissance correspondante = $\frac{\text{nombre d'AGR année Y} \times \text{puissance année 2023}}{\text{nombre d'AGR année 2023}}$ [1] (Eq.4)**

- **Consommation journalière = puissance correspondante x durée [1] (Eq.5)**

Estimation pour les boutiques en 2026

- Nombre d'AGR année 2026 = 6 + ((2026 – 2023) x 2) = 12 AGR
- Puissance correspondante = $\frac{12 \times 1938}{6} = 3876 \text{ W}$
- Consommation journalière = 3876 x 14 = 54264 Wh/j soit 54,264 kWh/j

Estimation pour les moulins en 2026

- Nombre d'AGR année 2026 = 2 + ((2026 – 2023) x 1) = 5 AGR
- Puissance correspondante = $\frac{5 \times 7000}{2} = 17\,500 \text{ W}$
- Consommation journalière = 17500 x 8 = 140 000 Wh/j soit 140 kWh/j

Le tableau suivant est un résumé des besoins énergétiques des clients productifs du village de Dindifelo de 2023 à 2026.

Tableau 8 : Consommation des clients productifs de 2023 en 2026

Années	Nombre d'AGR	Puissance correspondante (W)	Consommation journalière (kWh/j)
2023	8	8938	97,256
2026	17	21 376	194,264

❖ **Besoins énergétiques des clients sociaux**

Les usagers sociaux ont des consommations en énergie qui se résument à la quantité d'électricité qu'ils consomment pour exercer les actions de service public ou privé. Ces clients pour notre projet sont entre autres : un poste de santé et une école. Pour une estimation dans ces cas de figures, il faut partir sur des factures de consommations précédentes. Puisque dans notre cas nous n'avons pas de factures de consommations précédentes, nous allons partir sur les besoins énergétiques contenus dans le fichier Excel en considérant que la consommation pour chaque structure est linéaire pendant chaque année.

Estimation pour l'école en 2026

Dans le fichier Excel, nous avons calculé les besoins énergétiques de l'école et qui sont de 15,402 kWh/j soit 5621,73 kWh/an en 2023. Pour faire l'estimation jusqu'en 2026, nous avons jugé nécessaire de supposer que la consommation en énergie électrique de l'école est linéaire avec une augmentation annuelle de 20 kWh/an soit 60 kWh pour les 3ans. Donc l'estimation des besoins en 2026 sera égale à : $5621,73 + 60 = 5681,73$ kWh/an soit 15,566 kWh/j.

Estimation pour le poste de santé en 2026

Dans ce cas la procédure précédente est valable. Puisque nous avons les besoins énergétiques qui sont de 45,97 kWh/j soit 16 779,05 kWh pour 2023. On suppose que la consommation du poste de sante augmente de 30 kWh/an soit 90 kWh en 3 ans. Donc la consommation du poste de santé en 2026 sera égale à : $16\ 779,05 + 90 = 16\ 869,05$ kWh/an soit 46,22 kWh/j. Les données de consommation du poste de sante pour les années 2023 et 2026 se trouvent au niveau du tableau suivant :

Tableau 9 : Consommation des clients sociaux de 2023 en 2026

Années	Consommation journalière (kWh/j)	Consommation annuelle (kWh/an)
2023	45,97	16 779,05
2026	46,22	16 869,05

Après avoir fait les calculs estimatifs des différents clients (domestiques, productifs et sociaux) de la société **ERA** du village de **Dindifelo**, leurs consommations journalières pour les années 2023 et 2026 sont réparties dans le tableau suivant :

Tableau 10 : Consommations des clients du village de 2023 en 2026

Clients	Consommation journalière en 2023 (kWh/j)	Consommation journalière en 2026 (kWh/j)
Domestiques	1620	1871,44
Productifs	97,256	194,264
Sociaux	45,97	46,22

En effet, à travers les résultats du tableau, on voit que les clients domestiques consomment plus d'énergie électrique du fait que ces derniers occupent la part de consommation en énergie électrique la plus significative parmi ses clients en 2023. On voit que le même scénario se répète en 2026 pour les besoins énergétiques par le biais d'une évaluation effectuée à travers des formules et des suppositions pour l'ensemble des clients du village. La part en pourcentage de chaque client sera étayée dans un diagramme à secteurs pour le village en 2023 (figure 12) afin d'avoir une idée claire sur la consommation de chaque client.

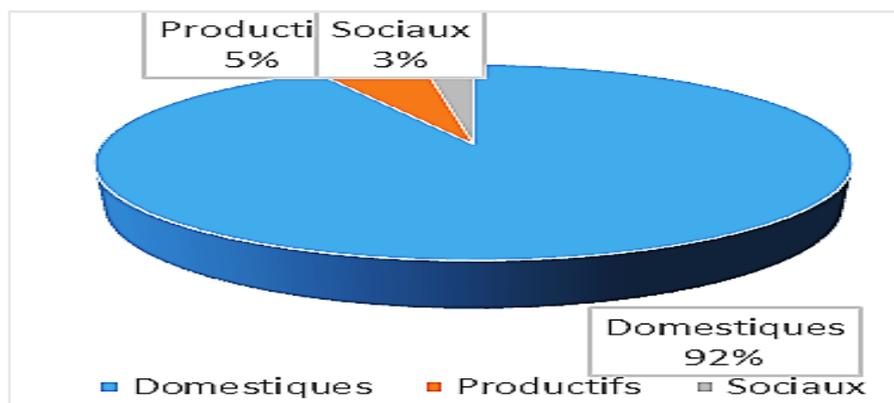


Figure 12 : Parts des clients du village en 2023

La figure 13 ci-dessous représente le profil de charges du village en 2023

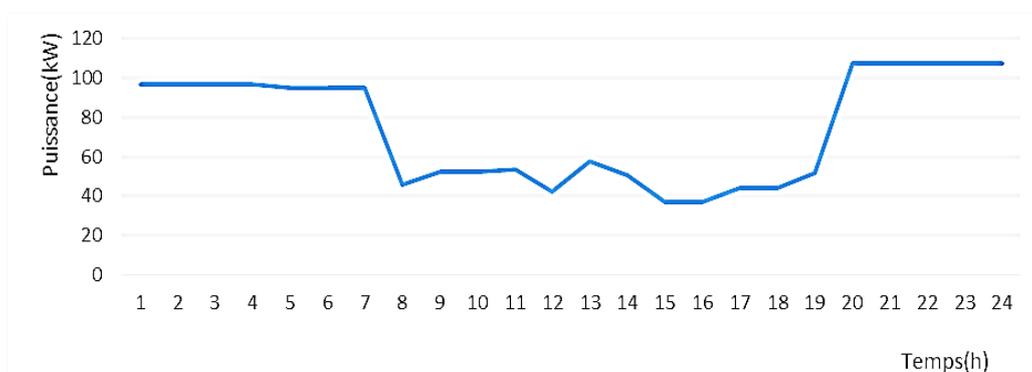


Figure 13 : Profil de charges du village ($p=f(t)$)

3.4.2 Principe de fonctionnement de la mini-centrale solaire thermodynamique

Après une détermination des besoins énergétiques, nous décrivons le principe de fonctionnement de la mini-centrale avant d'en arriver au dimensionnement. Avant tout d'abord il faut savoir dans le cadre de notre projet que la mini-centrale comprend deux systèmes à savoir un système de captation solaire et un système de génération de vapeur et d'électricité.

❖ Système de captation

Il est constitué d'héliostats et d'une tour solaire dans laquelle se trouve un tube récepteur. Les héliostats sont installés autour de la tour distants les uns aux autres et inclinés d'un angle de 30°C. Les rayons solaires une fois arrivés sur les héliostats, sont réfléchis sur la tour puis concentrés sur le point focal du tube récepteur sous forme de chaleur à de très hautes températures pour chauffer un fluide caloporteur (l'air pour notre cas) qui s'y trouve. Ces héliostats sont munis d'un système de poursuite solaire selon l'orientation du capteur pour maximiser la puissance solaire des héliostats. Le fluide chauffé est transporté à travers le tube récepteur jusqu'au système de production où il va libérer son énergie sous forme de chaleur pour la génération de vapeur puis de l'électricité.

❖ Système de production de vapeur et d'électricité

Il comprend quatre éléments d'après le schéma de principe ci-après que sont :

la pompe de circulation, la chaudière, la turbine à vapeur et le condenseur. Une fois l'air chaud en provenance de la tour arrive au niveau du générateur de vapeur, il libère sa chaleur et vaporise le fluide organique. Cette vapeur entraîne une turbine puis un alternateur d'où la production d'électricité.

❖ Choix du fluide organique

Lors du choix du fluide organique, on tient compte des conditions sur l'environnement, des performances du fluide, du faible prix du fluide etc.... L'isopentane et l'éthanol sont exclus pour des raisons de sécurité. D'ici 2030, le R123 sera proscrit à cause de son ODP élevé. Il est donc nécessaire de choisir entre le SES36 et le R245fa. En théorie, le SES36 offre un rendement supérieure, cependant, les dimensions des expanseurs sont supérieures à celles du R245fa, de plus son efficacité moins élevée justifient la retenue du fluide R245fa [17]. A cela s'ajoute que le R245fa est le fluide le plus utilisé comme fluide organique de travail au niveau des systèmes thermodynamiques au niveau mondial. Donc pour le cas de notre projet, le fluide organique retenu sera le R245fa.

R245fa : 1,1,1,3,3-Pentafluoropropane ($\text{CF}_3 - \text{CH}_2 - \text{CHF}_2$)

La figure 14 traduit le schéma de principe de la mini-centrale solaire thermodynamique

La quantité de chaleur restante $\dot{Q}_{rec,net}$ est transmission au fluide de travail, c'est-à-dire l'air.

L'efficacité du récepteur et la quantité de chaleur transférée sont données par :

$$\eta_{rec}(\%) = \frac{\dot{Q}_{rec,net}}{\dot{Q}_{rec,in}} \quad (\text{Eq. 8})$$

$$\dot{Q}_{rec,in}(W) = \dot{Q}_{rec,net} + \dot{Q}_{rec,loss} = \dot{m}_{air}(h_{entree} - h_{sortie}) + \dot{Q}_{rec,loss} \quad (\text{Eq. 9})$$

Le rapport entre la sortie souhaitée et l'apport d'énergie disponible sur le champ héliostat avec le rayonnement solaire a été utilisé pour définir l'efficacité énergétique globale de la centrale solaire étudiée :

$$\eta_{syst}(\%) = \frac{\dot{W}_{net}}{\dot{Q}_{solaire}} \quad (\text{Eq. 10})$$

\dot{W}_{net} est la puissance de sortie nette de la mini-centrale évaluée comme suit :

$$\dot{W}_{net}(W) = \dot{W}_T - \dot{W}_p \quad (\text{Eq. 11})$$

Le bilan d'énergie au niveau de chaque composant :

Récepteur :

$$\dot{Q}_{rec,in}(W) = \dot{m}_{air}(h_{entree} - h_{sortie}) + \dot{Q}_{rec,loss} \quad (\text{Eq. 12})$$

Evaporateur(Chaudière) :

$$\dot{Q}_{evap}(W) = \dot{m}_{air}(h_{entree} - h_{sortie}) + \dot{m}_{ORC,fluide}(h_{sortie} - h_{entree}) \quad (\text{Eq. 13})$$

Turbine :

$$\dot{W}_T(W) = \dot{m}_{ORC,fluide}(h_{entree} - h_{sortie}) \quad (\text{Eq. 14})$$

$$\eta_T(\%) = \frac{h_{entree} - h_{sortie}}{h_{entree} - h_{sortie\ réelle}} \quad (\text{Eq. 15})$$

Condenseur :

$$h_{sortie} - h_{sortie} = h_{entree} - h_{entree} \quad (\text{Eq. 16})$$

Pompe :

$$\dot{W}_P(W) = \dot{m}_{ORC,fluide}(h_{sortie} - h_{entree}) \quad (\text{Eq. 17})$$

$$\eta_p(\%) = \frac{h_{sortie\ réelle} - h_{entree}}{h_{sortie} - h_{entree}} \quad (\text{Eq. 18})$$

3.4.4 Dimensionnement des composantes de la mini-centrale

Le dimensionnement est la détermination du nombre et des caractéristiques de tous les équipements du système de production. Quel que soit leur nombre, chaque équipement assure son rôle. Pour notre projet, la puissance de l'unité de production électrique dépend de la puissance maximale de consommation qui est déterminée à partir des besoins énergétiques. Cette puissance maximale de consommation est visualisée est travers le profil de charges et elle est égale à **107,6 kW**. A partir de cette puissance, nous allons faire le dimensionnement de l'ensemble des composants de la mini-centrale par le biais de calculs qui seront détaillés plus

tard. Le dimensionnement commence d'abord par la détermination de la puissance de la turbine qui sera précédée par celle de l'alternateur puisque les deux sont accouplés. Pour l'alternateur encore appelé générateur électrique, on suppose qu'il fonctionne à 75% pour la production de l'électricité avec un rendement 90% car le rendement des moteurs électriques est compris entre 85% et 98%. Sa puissance est obtenue par la relation entre la puissance maximale de consommation du village et le pourcentage de son fonctionnement traduit comme suit :

$$P_{alt} = \frac{P_{max,cons}}{\%fonctionnement}$$

$$P_{alt}(kW) = \frac{107,6}{0,75} = 143,46 \text{ kW} ; \quad P_{alternateur} = 143,46 \text{ kW}$$

La relation entre la puissance de l'alternateur et celle de la turbine se traduit comme suit :

$$\eta_{alternateur}(\%) = \frac{P_{alternateur}}{P_{turbine}} \quad P_{turbine} = \frac{P_{alternateur}}{\eta_{alternateur}(\%)}$$

$$P_{turbine}(kW) = \frac{143,46}{0,9} = 159,4 \text{ kW}$$

On maximise la puissance de la turbine à 160 kW donc $P_{turbine} = 160 \text{ kW}$

A la sortie de la chaudière (point 4) ou encore entrée turbine, on préfère avoir de la vapeur (humide ou sèche). Mais le plus préférable est la vapeur sèche.

Au point 1 (sortie de la turbine ou entrée condenseur), on a un mélange liquide-vapeur (diphase). C'est là-bas où on calcule le **titre de la vapeur** $x=x_1$ à l'aide de l'abaque du fluide R245fa. D'après les besoins énergétiques, on a évalué la puissance de la turbine à **159,4 kW**. La figure suivante est le modèle de turbine choisit pour le dimensionnement.

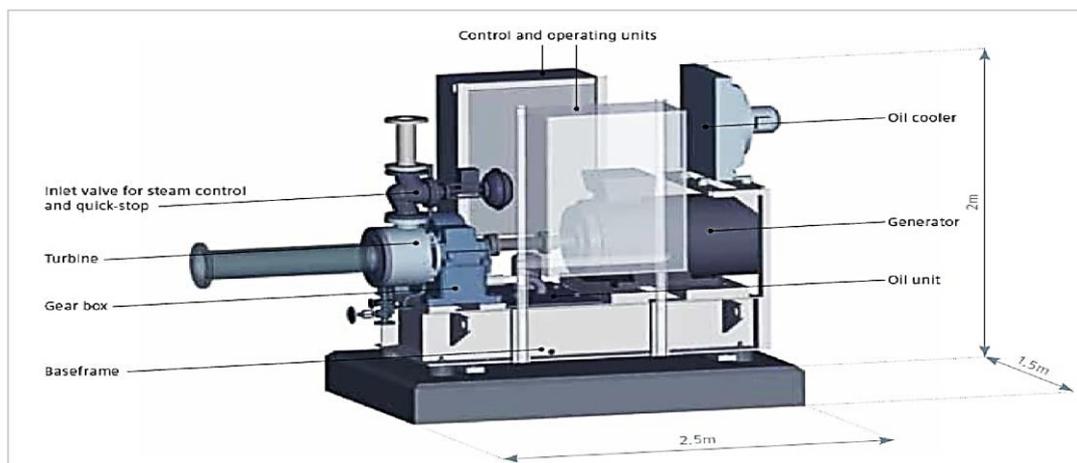


Figure 15:Turboalternateur à vapeur SST-040 de Siemens [18]

Le tableau suivant contient les caractéristiques du model de turbine choisit (figure 15)

Tableau 11 : Données techniques du Siemens SST-040

Pression de la vapeur vive	Jusqu'à 30 bars max
Puissance	75-300 kW
Température de la vapeur vive	Vapeur saturé sèche jusqu'à 400 °C au max
Vitesse	Selon la machine à entraîné
Pression de la vapeur d'échappement	Jusqu'à 0,8 bar condensation

Turbine

$$\text{Point 4} \left\{ \begin{array}{l} P_4 = 23,442 \text{ bars} \\ T_4 = 130 \text{ °C} \\ h_v = h_4 = 618,652 \text{ kJ/kg} \\ s_v = s_4 = 2,093 \text{ kJ/kg.K} \end{array} \right.$$

Le choix de T_4 et P_4 avec leurs enthalpie (h) et entropie (s) correspondantes est fait dans l'abaque du fluide R245fa. Avec ces valeurs, la vapeur obtenue du fluide organique R245fa sèche. C'est ce dont on a besoin à l'entrée de la turbine.

$$\text{Point 1} \left\{ \begin{array}{l} P_1 = 0,820 \text{ bar} \\ T_1 = 10 \text{ °C} \\ h_1 = 212,836 \text{ kJ/kg} \quad s_1 = 1,046 \text{ kJ/kg.K} \\ h_v = 411,786 \text{ kJ/kg} \quad s_v = 1,749 \text{ kJ/kg.K} \end{array} \right.$$

En de turbine, la vapeur subit la détente. Ce qui entraîne une chute considérable de sa température et sa pression d'où le choix de T_1 et P_1 avec leurs enthalpie et entropie correspondantes un niveau de l'abaque du fluide.

$$s_1 = s_l + x_1 s_v \text{ avec } s_1 = s_4 \quad ; \quad x_1 = \frac{s_4 - s_l}{s_v}$$

$$x_1 = \frac{2,093 - 1,049}{1,749} = 0,6 \quad \quad \quad \mathbf{x_1 = 0,6}$$

La valeur de x_1 qui est de **0,6** veut dire qu'à la sortie de la turbine, il y a **60%** de vapeur dans le mélange diphasique puisque c'est ce dont il s'agit après la détente dans la turbine.

Calculons h_1

$$h_1 = h_l + x_1 h_v \quad ; \quad h_1 = 212,836 + (0,6 \times 411,786) = 459,908 \text{ kJ/kg}$$

$$\mathbf{h_1 = 459,908 \text{ kJ/kg}}$$

La puissance de la turbine

$$W_T = (h_4 - h_1) \quad \text{on fixe} \quad \dot{m}_{R245fa} = 1 \text{ kg/s}$$

$$W_T = (618,652 - 459,908) = 159 \text{ kJ/kg}$$

$$\mathbf{W_T = 159 \text{ kJ/kg}} \quad \quad \mathbf{\dot{W}_T = \dot{m}_{ORC,fluide(R245fa)} W_T = 159 \text{ kW}}$$

Pompe

$$\dot{W}_P = \dot{m}_{R245fa}(h_3 - h_2)$$

Cherchons d'abord W_P

$$W_P = (h_3 - h_2) = v_1(p_3 - p_2) \quad \text{avec } p_3 = p_4 \text{ et } p_1 = p_2; v_1 = v_1 = 0,000726 \text{ m}^3$$

v_1 : est le volume correspondant à la pression p_1 dans le mélange diphasique après la détente du fluide dans l'abaque du fluide.

$$W_P = 0,000726 \times (23,442 - 0,820) \times 100 = 2 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{W}_P = \dot{m}_{R245fa} W_P \quad \dot{W}_P = 1 \times 2 = 2 \text{ kW}$$

$$\dot{W}_P = 2 \text{ kW}$$

Condenseur

$$h_2 - h_5 = h_1 - h_6$$

$$W_{\text{cond}} = h_2 - h_1$$

$$\dot{W}_{\text{cond}} = \dot{m}_{R245fa} W_{\text{cond}}$$

Cherchons h_2

$$W_P = h_3 - h_2 ; \text{ avec } h_2 = h_{1_1} = 212,836 \text{ kJ/kg}$$

$$h_2 = 212,836 \text{ kJ/kg}$$

$$W_{\text{cond}} = h_2 - h_1 ; \quad W_{\text{cond}} = 212,836 - 459,908 = -246,6 \text{ kJ/kg}$$

$$W_{\text{cond}} = -246,6 \text{ kJ/kg}$$

La valeur négative de la puissance du condenseur s'explique du fait que le condenseur dissipe l'énergie qu'il reçoit en provenance de la turbine vers l'extérieur sous forme de chaleur.

Evaporateur (Chaudière)

Cherchons h_3 dans l'équation Eq. 13

$$Q_{\text{évap}} = (h_7 - h_8) + (h_4 - h_3)$$

$$W_P = h_3 - h_2 ; \text{ avec } h_2 = 212,836 \text{ kJ/kg}$$

$$h_3 = W_P + h_2 ; \quad h_3 = 2 + 212,836 = 214,836 \text{ kJ/kg}$$

$$h_3 = 214,836 \text{ kJ/kg} \quad h_1 = 459,908 \text{ kJ/kg} ;$$

$$h_2 = 212,836 \text{ kJ/kg} ; \quad h_4 = 618,652 \text{ kJ/kg}$$

T_7 et T_8 sont les températures pour l'entrée et la sortie de l'air au dans la chaudière et h_7 et h_8 leurs enthalpies correspondantes selon l'abaque de l'air.

$$T_7 = 500^\circ\text{C} \text{ et } T_8 = 370^\circ\text{C} ; h_7 = 503,02 \text{ kJ/kg} \text{ et } h_8 = 370,67 \text{ kJ/kg} ; \dot{m}_{\text{air}} = 1 \text{ kg/s}$$

Pour ces valeurs fixées ; on considère que l'air sera suffisamment chaud et pourra chauffer le fluide R245fa qui se trouve dans la chaudière pour la génération de vapeur puis de l'électricité.

$$Q_{\text{évap}} = (h_7 - h_8) + (h_4 - h_3)$$

$$Q_{\text{évap}} = (503,02 - 370,67) + (618,652 - 214,836) = 530,166 \text{ kJ/kg}$$

$$Q_{\text{évap}} = \mathbf{530,166 \text{ kJ/kg}} \text{ et } \dot{Q}_{\text{évap}} = \mathbf{530,166 \text{ kW}}$$

$$\eta_{\text{cycle}} = \frac{W_{\text{HT}} - W_{\text{P}}}{Q_{\text{évap}}} ; \quad \eta_{\text{cycle}} = \frac{159-2}{530,166} = 0,3 = 30\%$$

$$\eta_{\text{cycle}} = \mathbf{0,3 = 30\%}$$

Ce rendement est conforme à celui de la littérature du Cycle Organique de Rankine des centrales solaires thermodynamiques (Tableau 5).

Nombre de miroirs

$$N = \frac{Q_{\text{évap}}}{\eta_{\text{champ}} \cdot \text{DNI} \cdot A_{\text{hél}}} \quad \text{avec on fixe } \eta_{\text{champ}} = 0,6 ; A_{\text{hél}} = 20\text{m}^2 \text{ et } \text{DNI} = 547\text{W/m}^2 \text{ à}$$

travers Atlas Solaire Mondial qui est un site web

$$N = \frac{530.10^3}{0,6 \times 547 \times 20} = 81 \text{héliostats} \quad ; \quad \mathbf{N = 81 \text{ héliostats}}$$

$$\dot{Q}_{\text{rec,in}} = \eta_{\text{champ}} \cdot \text{DNI} \cdot A_{\text{hél}} \cdot N_{\text{hél}}$$

$$\dot{Q}_{\text{rec,in}} = 0,6 \times 547 \times 20 \times 81 = 531,684 \text{kW} ; \quad \dot{Q}_{\text{rec,in}} = \mathbf{531,684 \text{ kW}}$$

$$\dot{Q}_{\text{rec,in}} = \dot{m}_{\text{air}}(h_7 - h_8) + \dot{Q}_{\text{rec,loss}} ;$$

$$\dot{Q}_{\text{rec,loss}} = \dot{Q}_{\text{rec,in}} - \dot{m}_{\text{air}}(h_7 - h_8)$$

$$\dot{Q}_{\text{rec,loss}} = 531,684 - 1 \times (503,02 - 370,67) = 399,334 \text{ kW}; \quad \dot{Q}_{\text{rec,loss}} = \mathbf{399,334 \text{ kW}}$$

$$\dot{Q}_{\text{rec,in}} = \dot{Q}_{\text{rec,net}} + \dot{Q}_{\text{rec,loss}} ;$$

$$\dot{Q}_{\text{rec,net}} = \dot{Q}_{\text{rec,in}} - \dot{Q}_{\text{rec,loss}}$$

$$\dot{Q}_{\text{rec,net}} = 531,684 - 399,334 = 132,35 \text{ kW} ; \quad \dot{Q}_{\text{rec,net}} = \mathbf{132,35 \text{ kW}}$$

$$\eta_{\text{rec}} = \frac{\dot{Q}_{\text{rec,net}}}{\dot{Q}_{\text{rec,in}}} ; \quad \eta_{\text{rec}} = \frac{132,35}{531,684} = 0,25 = 25\% ; \quad \eta_{\text{rec}} = \mathbf{0,25 = 25\%}$$

$$\dot{Q}_{\text{rec,in}} = \eta_{\text{champ}} \cdot \dot{Q}_{\text{solaire}} \quad ; \quad \dot{Q}_{\text{solaire}} = \frac{\dot{Q}_{\text{rec,in}}}{\eta_{\text{champ}}} \quad ; \quad \dot{Q}_{\text{solaire}} = \frac{531,684}{0,6} = 886,14 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_{\text{solaire}} = \mathbf{886,14 \text{ kW}}$$

\dot{W}_{net} est la puissance de sortie nette de la centrale évaluée comme suit :

$$\dot{W}_{\text{net}} = \dot{W}_{\text{T}} - \dot{W}_{\text{pump}} ;$$

$$\dot{W}_{\text{net}} = 159,216 - 2 = 157,216 \text{ kW} \quad ; \quad \dot{W}_{\text{net}} = \mathbf{157,216 \text{ kW}}$$

3.4.5 Choix des composants de la mini-centrale

Après le dimensionnement, les composants essentiels pour l'installation et la mise en service de la mini-centrale se trouvent dans le tableau ci-dessous :

Tableau 12 : Les composants de la mini-centrale

DESIGNATIONS	VALEUS
Puissance centrale (kW)	157,216
Puissance solaire (kW)	886,14
Rendement récepteur (%)	25
Rendement du champ des héliostats (%)	60
Rendement du cycle thermodynamique (%)	30
Nombre d'héliostats	81
Surface d'un héliostat (m ²)	20
DNI (W/m ²)	547
Puissance évaporateur (kW)	530,166
Puissance turbine (kW)	159
Travail condenseur (kJ/kg)	-247,072
Puissance pompe (kW)	2
Débit évaporateur (kg/s)	1
Débit turbine (kg/s)	1

3.5 Résultats de la simulation numérique

3.5.1 Présentation du logiciel EES (Engineering Equation Solver)

Le logiciel EES est un programme de résolution de l'équation qui peut résoudre numériquement des milliers d'équations couplées algébriques et différentielles non linéaires. D'autre part, il offre la possibilité d'améliorer les paramètres de modélisation d'un système, de réaliser des régressions linéaires et non linéaires, et de produire des courbes de haute qualité. En outre, le logiciel intègre de nombreuses fonctions mathématiques et thermodynamiques couramment utilisées dans le domaine de l'ingénierie. Prenons par exemple l'implémentation de tables vapeur et air qui permettent d'obtenir n'importe quelles propriétés thermodynamiques à partir des fonctions incorporées. C'est grâce à ce logiciel que nous avons fait la simulation numérique et nous avons obtenu des résultats qui vont être interprétés plus tard.

3.5.2 Analyse des résultats

Après avoir fait l'analyse énergétique des différents composants du système, les résultats obtenus à l'aide du logiciel EES seront détaillés et discutés. La figure 16 donne le rendement du système ORC en fonction du débit massique.

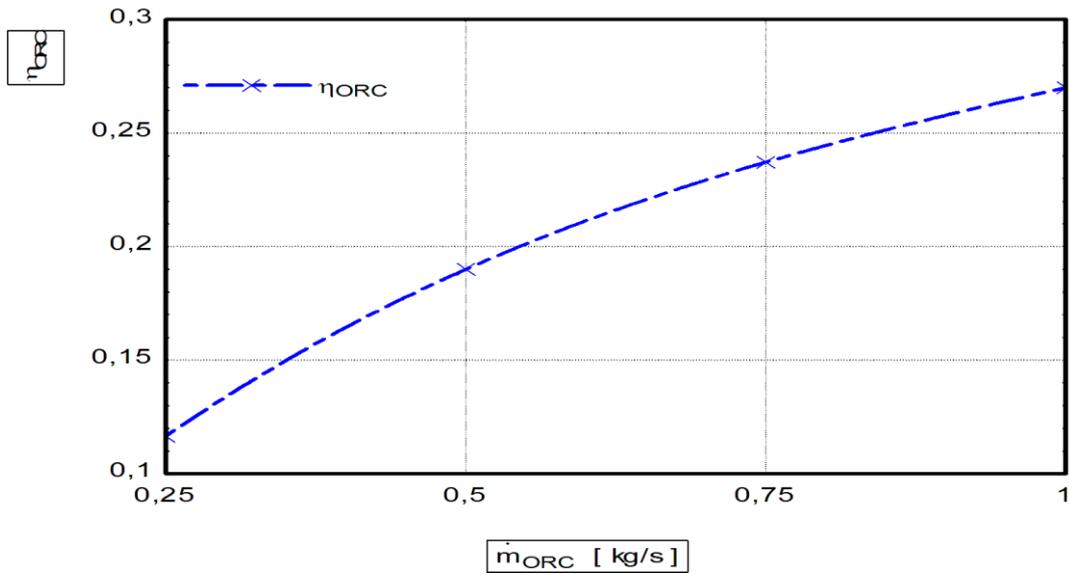


Figure 16 : Variation du rendement du cycle ORC en fonction du débit du fluide ORC

Nous avons fixé le débit d'air constant et nous faisons varier le débit du fluide ORC. On voit que plus le débit augmente plus le rendement l'est aussi. Ceci est normal car le rendement est obtenu en fonction du débit comme on l'a vu précédemment dans la partie théorique. En effet, lorsque le débit est égal est 1kg/s, le rendement est aux environs de 27% et on voit qu'il y a une légère différence avec celui obtenu théoriquement qui est de 30%. Ce qui est logique car pour le rendement théorique on n'a pas pris en compte la vitesse d'écoulement du fluide et le nombre de Reynolds ce qui n'est le cas pour le logiciel. De plus le cycle ORC utilise des sources de chaleur à faible température. La figure 17 donne le nombre de capteurs solaires thermiques en fonction du DNI (Irradiation Normale Directe).

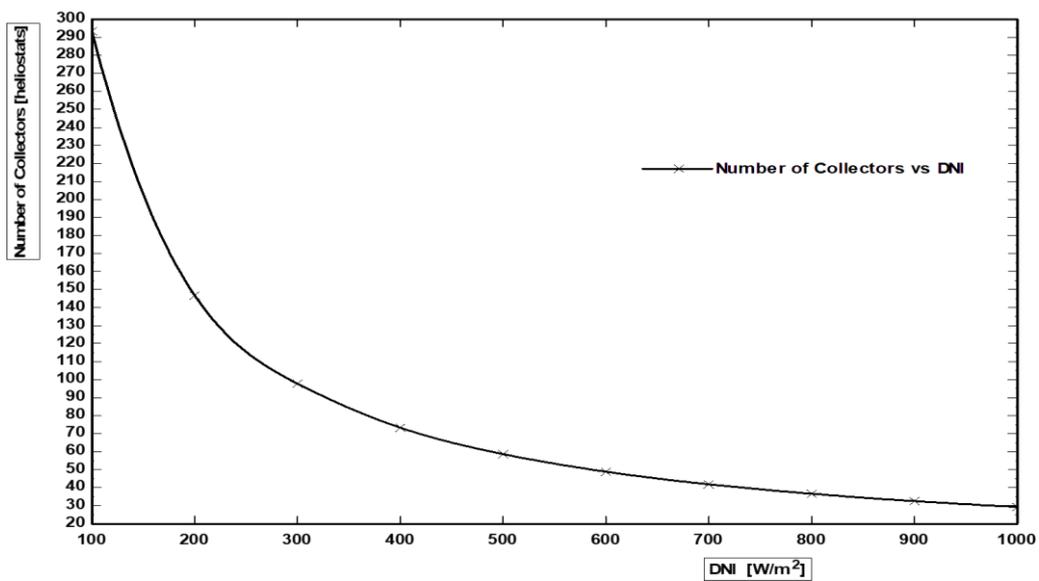


Figure 17 : Nombre de collecteurs en fonction du DNI

On constate que le nombre de collecteurs (N) varie inversement en fonction du DNI c'est-à-dire si le nombre de collecteurs augmente, le DNI diminue. Cela se justifie par la formule suivante : $N = \frac{Q_{\text{évap}}}{\eta_{\text{fiel}} \cdot \text{DNI} \cdot A_{\text{hel}}}$. Cependant si le DNI est égal à 400 W/m^2 , le nombre de collecteurs est autour de 81 héliostats. Cette différence s'explique du fait que le rendement du cycle $\eta_{\text{cycle}} = \frac{W_T - W_P}{Q_{\text{évap}}}$ diminue, ce qui entraîne augmentation du travail de l'évaporateur ($Q_{\text{évap}}$: travail évaporateur) d'où l'augmentation du nombre de collecteurs.

La figure 18 donne le rendement du système ORC et du récepteur en fonction de la température de l'air à l'entrée de l'évaporateur.

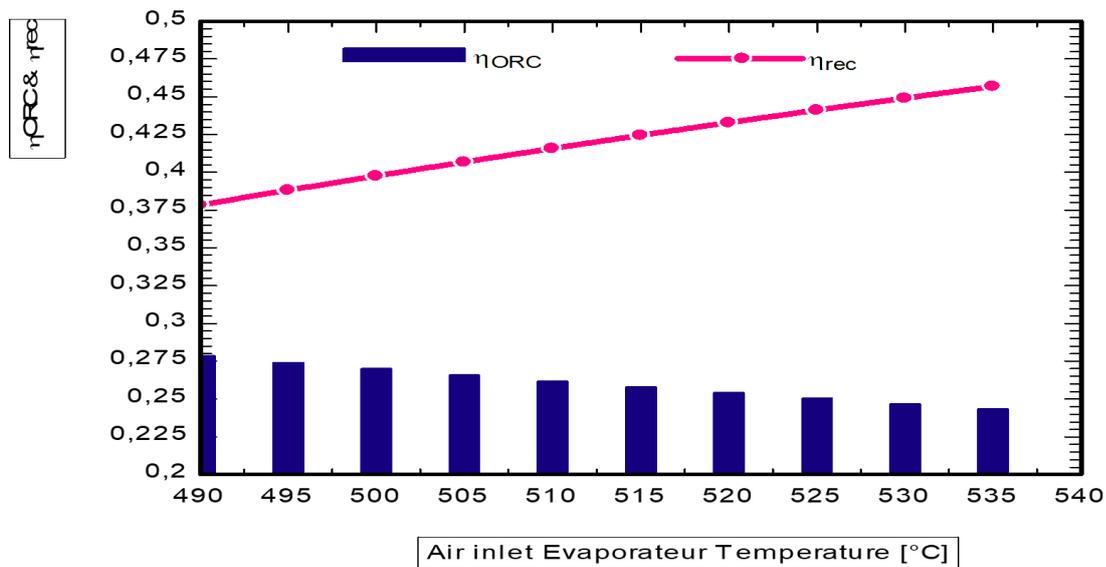


Figure 18 : Variations des rendements du cycle ORC et récepteur en fonction de la température de l'air de l'évaporateur

On a fixé le débit de l'air à 1 kg/s et on constate que les deux rendements varient inversement quand la température augmente. La diminution du rendement du cycle s'explique par la formule suivante : $Q_{\text{évap}} = (h_7 - h_8) + (h_4 - h_3)$. On voit que plus la température augmente, plus les enthalpies h_7 et h_8 augmentent et par conséquent $Q_{\text{évap}}$ augmente d'où la diminution du η_{cycle} . Par contre celui du récepteur (héliostat) augmente car il peut être aussi calculé comme suit : $\eta_{\text{rec}} = \frac{\dot{Q}_{\text{évap}}}{\dot{Q}_{\text{sun}}}$ (Eq 19). Ici on voit nettement que plus la température augmente, plus $\dot{Q}_{\text{évap}}$ augmente et plus η_{rec} augmente.

La figure donne l'évolution du rendement de l'ORC et du rendement du récepteur en fonction de la pression de condensation.

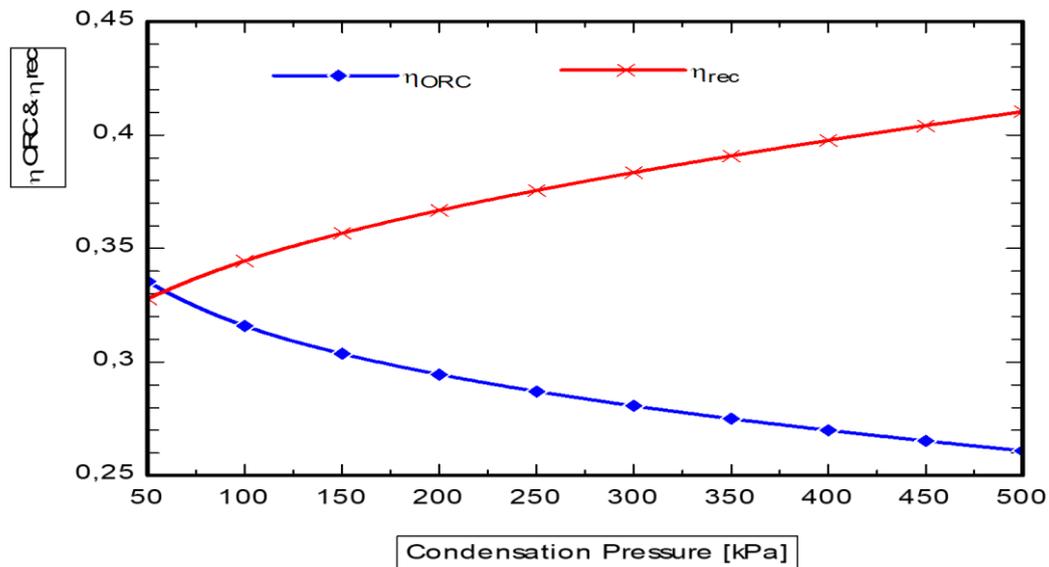


Figure 19 : Variations des rendements du cycle et du récepteur en fonction de la pression de condensation

Pour cette figure, on a fixé le débit à 1kg/s et on a fait varier la pression. Nous constatons que le rendement du cycle ORC (Organic Rankine Cycle) et celui du récepteur vari inversement. L'efficacité du cycle ORC vaut 27% quand la pression de la vapeur détendue dans la turbine passe à 4bars avant d'arriver dans le condenseur. Par contre le rendement du récepteur augmente considérablement jusqu'à 40% cela serait due à une croissance de la température dans l'évaporateur. Car la pression varie proportionnellement avec la température selon l'abaque du fluide organique de Rankine (R245fa).

La figure 20 montre la variation de la puissance de la turbine, de la quantité de chaleur perdue au niveau du récepteur, de la quantité de chaleur au niveau de l'évaporateur en fonction de la pression d'évaporation.

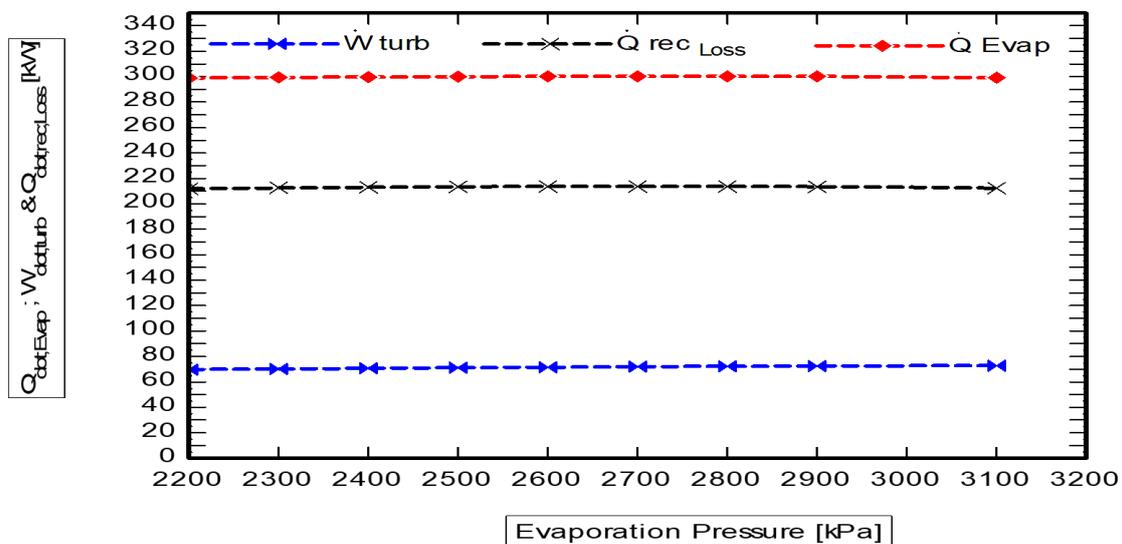


Figure 20 : Variations des puissances de la turbine, du récepteur et de l'évaporateur en fonction de la pression d'évaporation

Pour analyser cette figure, nous nous sommes basés sur le rapport de pression ($\alpha = \frac{P_{\text{évap}}}{P_{\text{cond}}}$) et on l'a fixé à 8. Si on augmente $P_{\text{évap}}$, P_{cond} augmente aussi mais nous voyons que les puissances de la turbine, du récepteur et de l'évaporateur restent constantes. L'objectif recherché sur cette figure est de regarder quel est l'effet du rapport de pression sur les puissances et la conséquence est la constance des puissances. Cela est due au fait que ces puissances ne sont calculées à partir de la pression.

La figure 21 donne le diagramme T-S du fluide R245fa.

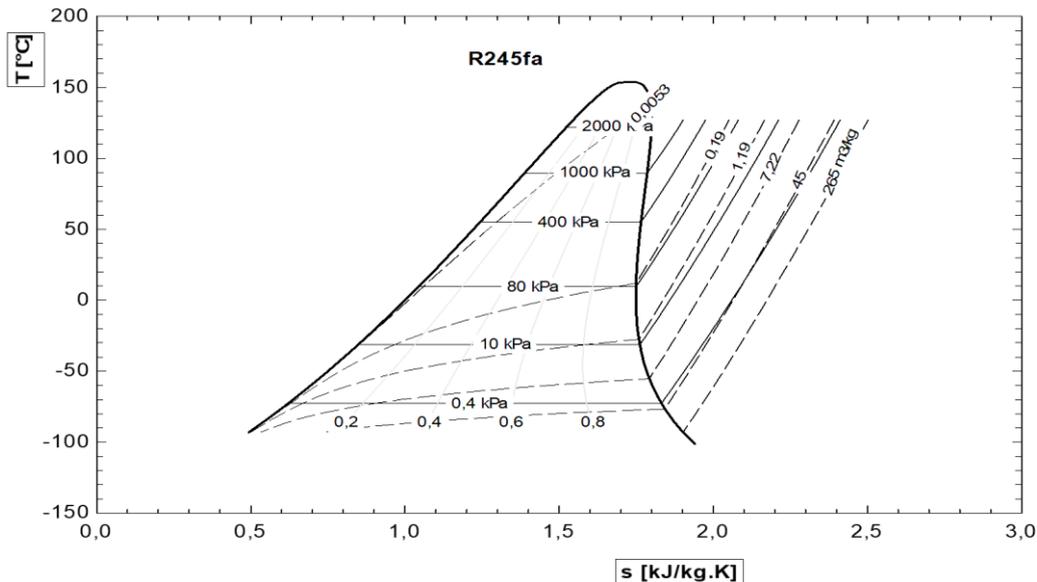


Figure 21: Diagramme T-S du fluide R245fa

Le fluide de travail R245fa subit un changement de phase au cours de certaines transformations. A gauche du diagramme, étant à l'état liquide, le fluide passe dans l'évaporateur où il est préchauffé, puis vaporisé et on obtient un mélange diphasique (liquide et gazeux) à l'intérieur du diagramme. Ensuite le mélange est surchauffé et le fluide passe à l'état de vapeur surchauffée. Il se détend dans la turbine à droite du diagramme jusqu'à une pression de condensation. Pendant cette phase, un travail utile est produit et peut être récupéré par l'arbre de la turbine sous la forme de travail mécanique puis électrique par le biais de l'alternateur. En passant au travers du condenseur, le fluide est condensé grâce au contact avec une paroi froide (air) et devient liquide. Une pompe assure la circulation du fluide dans le cycle. Le but de ce diagramme est d'étudier les différentes transformations du fluide lors de son passage dans chaque composant du cycle.

3.6 Etude financière

Cette étude porte son intérêt sur la rentabilité et durabilité du point de vue économique du projet. Afin d'accomplir cela, notre attention sera portée sur les offres qui donnent d'excellents prix et de qualité pour toutes les infrastructures de la mini-centrale.

3.6.1 Détermination des coûts de la mini-centrale

3.6.1.1 L'investissement initial

Pour notre projet, il englobe tous les frais fixes (comme le coût de construction du système de production) ainsi que les coûts variables (comme les coûts d'entretien). L'investissement initial se distingue des autres puisqu'il ne s'effectue qu'une seule fois pendant la période de vie de la mini-centrale. Il regroupe l'achat des équipements, du site, des équipements de bureau, le génie civil et les frais de construction.....

Le financement initial est évalué à **1 030 727 550 Fcfa**.

3.6.1.2 La maintenance de la mini-centrale

L'entretien englobe toutes les actions entreprises pour assurer le fonctionnement de la mini-centrale afin de garantir un approvisionnement d'électricité de manière permanente. La maintenance est divisée en deux parties. Nous avons l'entretien préventif qui vise à diminuer les risques de dégradation des matériels ou infrastructures et celui curatif qui intervient en cas de problèmes. Il est essentiel d'entreprendre les actions de maintenance tout au long de la durée de vie de la mini-centrale. Comme par exemple le nettoyage des héliostats, le resserrement des vis pour la turbine, le remplacement de tubes défectueux... les frais d'entretien sont estimés à **2 007 060 Fcfa** annuellement soit **40 141 200 Fcfa** sur **20 ans**.

3.6.1.3 Les divers

Les divers désignent ici l'ensemble des rémunérations du personnel, des employés de nettoyage et les gardiens. Ce coût est évalué à **47 400 000 Fcfa** annuellement soit **948 000 000 Fcfa** sur **20 ans**.

3.6.1.4 Les coûts totaux du projet

Ils regroupent le financement initial, les frais de maintenance et divers durant tout le cycle de vie de l'installation. Le tableau suivant est le résumé des estimations des coûts du projet.

Tableau 13 : Estimation du coût total du projet

Coût de réalisation du projet (Fcfa)	Coût maintenance sur 20 ans (Fcfa)	Coût divers sur 20 ans (Fcfa)	Coût total du projet sur 20 ans (Fcfa)
1 080 134 610	40 141 200	948 000 000	2 068 275 810

3.6.2 La rentabilité du projet

Elle consiste à faire le rapport entre l'investissement initial et les bénéfices financiers réalisés pour la mini-centrale. Il est essentiel de prendre en considération la rentabilité avant de commencer les travaux. Cela permettrait de déterminer le montant global nécessaire pour produire du courant électrique et de déterminer la durée nécessaire pour le renouvellement des matériels.

3.6.2.1 Détermination du prix du kWh

Il s'obtient en faisant le rapport entre coût total du projet et l'énergie produite de la mini-centrale pendant sa période de vie (soit **13 629 100 kWh**).

$$\text{Prix de revient du kWh} = \frac{\text{Investissement total}}{\text{Energie produite sur 20 ans}} \quad (\text{Eq.20})$$

$$\text{Prix de revient du kWh} = \frac{2\,068\,275\,810}{13\,629\,100} = 152 \text{ Fcfa/kWh}$$

Grace à ce prix, nous pouvons faire une estimation du prix de vente de l'énergie électrique afin de garantir la rentabilité de la mini-centrale voir annexe (tableau 16).

3.6.2.2 Le délai de récupération du capital investi (DRC)

C'est le temps nécessaire pour récupérer le capital investi. Il correspond aussi à la période pendant laquelle le bailleur va recouvrer son capital investi. Il s'agit de la relation entre l'investissement initial et les profits réalisés. Un investissement intéressant est caractérisé par un délai court (DRC), ce qui facilite la stabilité d'une société.

$$\text{DRC} = \frac{\text{Investissement initial}}{\text{Bénéfices générés par l'activité}} \quad (\text{Eq.21})$$

3.6.2.3 La facturation de l'énergie électrique (FEE)

En installant la mini-centrale, il sera possible de commercialiser de l'énergie électrique aux usagers d'ERA. Donc, l'objectif est de générer le plus du courant électrique possible au meilleur prix, tout en étant très conscient des charges à combler (jour et nuit). On sélectionne le point de raccordement de manière optimale pour réduire les pertes et assurer un bon suivi pour la génération du courant électrique. Le modèle tarifaire est basé sur l'état actuel des tarifs de l'énergie électrique hors taxes à partir du 1^{er} décembre 2019. Les prix appliqués sont donc : SENELEC commercialise son énergie aux concessionnaires à un prix de 96,83 Fcfa/kWh. Selon sa méthode de facturation habituelle, ERA émet une facture en fonction des relevés effectués au niveau de son compteur [1]. Le tableau suivant est le résumé de la facturation d'électricité pendant la durée de vie de la mini-centrale.

Tableau 13 : Facturation de l'énergie électrique

Montant des ventes sur 20 ans (FCFA)	Bénéfices réalisés sur 20 ans (FCFA)	Retour sur investissement (ans)
3 161 951 200	2 173 810 000	10

Le de commercialisation de l'électricité sera de **232 Fcfa/kWh** voir annexe (tableau 16).

3.6.3 Financement du projet

Il est essentiel de trouver de l'investissement pour mener à bien un projet de cette ampleur. La loi N° 2010-21 du 20 décembre 2010 relative à la loi d'orientation sur les énergies renouvelables et la loi N° 2001-01 du 12 avril 2001 relative au code de l'environnement décrivent cette disposition dans le cadre juridique du Sénégal. Dans cette optique, diverses mesures de soutien sont offertes, telles que les aides au financement, l'appui des organismes de financement. Ces derniers s'engagent à soutenir de tels projets notamment ceux des énergies renouvelables [1].

Ils sont entre autres :

- ✓ L'Agence Nationale pour les Energies Renouvelables ;
- ✓ L'Agence pour l'Economie et le Maitrise de l'Energie ;
- ✓ Le Fond Spécial de Soutien au secteur de l'Energie ;
- ✓ L'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale.

Conclusion

Au terme de ce chapitre, nous nous sommes parvenu à déterminer tous les équipements essentiels pour réaliser ce projet et leurs paramètres physiques à travers une étude technique qui évalue la puissance de fonctionnement de **107,6 kW**. Sur le plan financier, nous avons estimé le montant total nécessaire pour l'installation de la mini-centrale. Pour une telle puissance, le montant évalué est de **1 080 134 610 Fcfa** et le prix de vente de l'électricité est de **232 Fcfa/kWh**. Le financement du projet se fera en partie par l'entreprise et par les investisseurs.

Conclusion générale

L'entreprise ERA, faisant partie des concessions d'électrification rurale les plus avancées en matière d'électrification en milieu rural trouve toujours des solutions pour la satisfaction de ses clients. En plus du réseau HTA, des systèmes PV lui ont été confiés dans le contexte de la politique énergétique de l'Etat du Sénégal, la société ERA voit l'énergie solaire thermodynamique comme étant un moyen de génération d'électricité. Pour parvenir à ses fins pour la satisfaction de sa clientèle, ERA s'engage à multiplier ses sources d'approvisionnement en mettant en place la mini-centrale pour produire du courant électrique à Dindifelo. Tel est l'objectif de ce travail de mémoire. Cette étude a permis de faire dans le deuxième chapitre, une étude détaillée du potentiel solaire des régions de la concession. Ce qui a permis le choix de la zone d'installation de la mini-centrale. Dans ce chapitre, nous avons vu aussi l'ensemble des technologies solaires thermodynamiques avec leurs avantages et leurs inconvénients. A cela s'ajoute les composants de la centrale et les fluides caloporteurs. Le troisième chapitre a consacré une large étude sur le plan technico-économique. En effet, sur le plan technique le segment de la clientèle d'ERA se résume aux usagers domestiques, productifs et sociaux avec des consommations électriques égales à 1867 kWh/j et 681 455 kWh/an. La puissance requise pour l'installation de la mini-centrale est égale à 107,6 kW avec des héliostats de 20m² de MLSUN Group, d'une chaudière à tubes d'eau de 4ESOLARIG Technology, d'une turbine à vapeur de 4ESOLARIG Technology, d'un alternateur d'Emean, d'une de circulation de Shanghai Electric Group Co et d'un condenseur de Shanghai Electric Group Co. La plateforme de surveillance des mini-centrales utilisée par ERA inclura la surveillance de l'installation pour obtenir les données, gérer les charges et les performances en temps réel des matériels. Le chapitre trois se concentre sur l'évaluation des dépenses nécessaires pour mener à bien le projet, à savoir 1 080 134 610 FCFA pour l'acquisition des infrastructures nécessaires, 40 141 200 FCFA pour les frais d'entretien et les divers. Le calcul de la rentabilité d'un tel financement de 2 068 275 810 FCFA est réalisé en évaluant le coût de l'énergie à 152 FCFA/kWh et le coût de vente à 232 FCFA/kWh pour une production de 13 629 100 kWh sur une période de 20 ans, voir annexe (Tableau 16). Le coût requis pour la production d'un kilowattheure d'énergie électrique tout au long de la période de l'installation varie en fonction des dépenses engagées par l'investisseur de l'installation à la fin du projet. En effet, ce coût se rattache au délai de récupération du capital investi (DRC) qui dépend aussi de la facturation adoptée. Cependant, la faisabilité du projet a des limites surtout pour la partie technique dont une étude comparative a été effectuée entre le dimensionnement théorique et celui du logiciel EES. Les résultats de ces derniers sont plus ou moins semblables. Selon Atlas Solaire Mondial, le site possède un

potentiel énergétique d'environ 2129.9 kWh/m²/an. Il est important de prendre en considération tous les dispositifs de protection de l'installation en raison des irrégularités que présentent les systèmes thermodynamiques. L'étude de ce projet nous a permis de bien connaître les difficultés rencontrées lors de l'élaboration d'un projet d'énergies renouvelables surtout pour les centrales solaires thermodynamiques. Ceci étant même si nous avons une satisfaction de notre système, nous pourrions envisager d'étudier un système hybride de production d'électricité ou de froid en récupérant la chaleur dissipée par le condenseur ou en tenant compte du potentiel énergétique en hydroélectricité dans la zone de concession KTK. La combinaison d'un système de stockage pour la production d'électricité pendant la nuit serait un atout de plus à ce projet et cette alternative mérite une étude beaucoup plus avancée.

Bibliographie

- [1] A. Diagne, « Étude technico-économique d'une centrale solaire photovoltaïque de 10MWc raccordée au réseau HTA de la dorsale de Lour Escalé », mémoire de Master Université Assane de Ziguinchor 2023.
- [2] I. E. Meriche et A. Beghidja, « Simulation et modélisation d'installation de type solaire thermodynamique hybride », PhD Thesis, Université Frères Mentouri-Constantine 1, 2017.
- [3] B. Tchande, «Analyse du système énergétique du Sénégal »Journal of Renewable Energies, vol. 21, n° 1, p. 73-88, 2018.
- [4] F. Sidiki, « Etude et dimensionnement d'un cycle thermodynamique pour une mini-centrale solaire prévue à Ghardaïa », mémoire de Master Ecole Nationale Polytechnique en Algérie 2016.
- [5] S. OUDDANE, « Concept structurel d'un module de trois capteurs cylindro-paraboliques avec poursuite selon les deux axes ».mémoire de Master 2013.
- [6] F. Fegas, N. Toto, et A. E. Bouraoui, « Optimisation d'une centrale solaire thermodynamique à concentrateur cylindro-parabolique. », PhD Thesis, Université de Jijel, 2020.
- [7] A. AKKACHE, ZERROUKI Mohamed Cherif, « Étude d'une centrale solaire cylindro-parabolique de 100 MWelec ». Mémoire de Master Université Akli Mohand Oulhadj (Bouira) 2019/2020.
- [8] J.-F. Hoffmann, « Stockage thermique pour centrale solaire thermodynamique à concentration mettant en œuvre des matériaux céramiques naturels ou recyclés », PhD Thesis, Perpignan, 2015.
- [9] S. Vannerem, « Etude numérique et expérimentale de l'influence des conditions opératoires sur un stockage de type thermocline intégré a une centrale solaire thermodynamique », PhD Thesis, Université de Perpignan, 2021.
- [10] « Principe de fonctionnement du solaire thermodynamique ». juin 2012.
- [11] F. Veynandt, « Cogénération héliothermodynamique avec concentrateur linéaire de Fresnel: modélisation de l'ensemble du procédé », PhD Thesis, 2011.
- [12] D. YAMEGUEU NGUEWO, « Contribution A La Conception Des Centrales Solaires Thermodynamiques De Troisième Génération : Couplage Et Optimisation Des Technologies Existantes ». Mémoire de Master Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement juin 2009.

- [13] B. Inas, « Traitement et conditionnement des eaux de la chaudière de l'usine ENASEL EL OUTAYA de Wilaya de Biskra »Mémoire de Master Université Mohamed Khider de Biskra, juin 2022.
- [14] M. Belbezzouh, M. I. Chouabeh, et A. Rahmani, « Analyse Des Modes De Défaillances D'une Chaudière A Vapeur Industrielle FCB Au Sein Du Complexe Fértial-Annaba. »Mémoire de Master Université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouaghi, juillet 2021.
- [15] A. Christophe, « Chaudières à vapeur à combustible ». Site web 13 septembre 2011. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.trouvay-cauvin.fr/>, <http://www.processs.com/>.
- [16] A. BOUNACEUR et K. HIKA, « Simulation numérique d'une centrale solaire a concentration de type tour solaire en Algérie », PhD Thesis, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [17] O. Dumont, E. GEORGES, S. DECLAYE, V. LEMORT, et S. QUOILIN, « Dimensionnement et modélisation d'une microcentrale solaire », Article de Revue Université de Liège–Laboratoire de thermodynamique Chemin des chevreuils, 7 4000 Liege (Sart-Tilman) Belgique olivier.dumont@ulg.ac.be, 2013.
- [18] N. RAZAFINDRASATA, « Centrale Solaire Thermodynamique en vue de la Production d'électricité Pour le Village de Zazafotsy » Mémoire de Master Ecole Supérieure Polytechnique Université d'Antananarivo. 21 décembre 2017.

Annexe



Figure 22: Superficie de la concession d'ERA

Tableau 14: Estimation de l'investissement initial

Principaux équipements de la centrale solaire thermodynamique			
Designations	QTE	P.U	P.T
Heliostats	81	9 613 500	778 693 500
Supports heliostats	81	11 700	947 700
Tour solaire	1	60 000 000	60 000 000
Chaudiere a vapeur	1	70 860 000	70 860 000
Turbine a vapeur	1	22 750 000	22 750 000
Condenseur	1	19 500 000	19 500 000
Pompe de circulation	1	577 850	577 850
Alternateur	1	1 657 500	1 657 500
Lampadaire monobloc de 30W	20	26 000	520 000
Total1			955 506 550
Installation et mise en service de la centrale			
Aménagement préalable du site	1	400 000	400 000
Prix du m2	3 620	1 000	3 620 000
clôture du site	1	1 000 000	1 000 000
Main d'oeuvre	1	5 000 000	5 000 000
Génie civil (global)	1	20 000 000	20 000 000
Transport du matériel sur le site	1	15 000 000	15 000 000
Vehicules	3	5 000 000	15 000 000
Installation complete	1	10 000 000	10 000 000
Total2			70 020 000
OPTIONS			
Equipements de bureau			4 201 000
Systeme de monitoring	1	1 000 000	1 000 000
Total3			5 201 000
TOTAL			1 030 727 550

Tableau 15: Estimation du coût annuel ou fond de roulement

coût annuel	
Coût de maintenance	2 007 060
Coût des divers	47 400 000
Fond de roulement	49 407 060
Investissement initial	1 030 727 550
Investissement net TTC	1 080 134 610
Exploitation de la centrale sur 20 ans	
Production de la centrale(kWh)	13 629 100
Coût de production(Fcfa/kWh)	152
Prix de vente aux clients(Fcfa/kWh)	232
Bénéfices(Fcfa)	2 173 810 000
Ventes effectuées(Fcfa)	3 161 951 200
Maintenance(Fcfa)	40 141 200
Divers(Fcfa)	948 000 000
Investissement total(Fcfa)	2 068 275 810